621.311
Э45

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Для студентов вузов

А.А.Васильев
И.П.Крючков
Е.Ф.Наяшкова
М.Н.Околович

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Под редакцией *А. А. Васильева*

2-е ИЗДАНИЕ, ПЕРЕРАБОТАННОЕ И ДОПОЛНЕННОЕ

Допущено Государственным комитетом СССР по народному образованию в качестве учебника для студентов вузов, обучающихся по специальности «Электрические станции»

МОСКВА
ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ
1990

ББК 31.277.1
Э45
УДК 621.311.2/.4 : 621.313/.316(075.8)

Авторы: А. А. Васильев, И. П. Крючков, Е. Ф. Наяшкова, М. Н. Околович

Рецензент кафедра «Электрические станции и подстанции» Ивановского энергетического института имени В. И. Ленина

Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. Э45 для вузов/А. А. Васильев, И. П. Крючков, Е. Ф. Наяшкова и др.; Под ред. А. А. Васильева.— 2-е изд., перераб. и доп.— М.: Энергоатомиздат, 1990.— 576 с.: ил.

ISBN 5-283-01020-1

Рассмотрены конструкции электрических аппаратов, характеристики и режимы оборудования, электрические схемы, методы ограничения токов КЗ и др. Первое издание вышло в 1980 г. Второе издание составлено с учетом развития энергетики в двенадцатой пятилетке и ускорения научно-технического прогресса.

Для студентов электроэнергетических факультетов вузов (специальность 10.01), может быть полезна инженерно-техническому персоналу электростанций.

Э $\frac{2202080000\text{-}503}{051(01)\text{-}90}$ 157-89

ББК 31.277.1

ISBN 5-283-01020-1

НТБ ВПИ
г. ВИННИЦА

© Издательство «Энергия», 1980
© Авторы, 1990

ПРЕДИСЛОВИЕ

Со времени выхода в свет первого издания учебника прошло 10 лет. За это время произошли значительные изменения в энергетике, строительстве электрических станций. Это потребовало коренной переработки учебника.

В настоящем втором издании сохранен порядок изложения материала, согласованный с изучением смежных дисциплин, работами в лаборатории и выполнением курсового проекта. Он может быть изменен в соответствии с учебными планами и практикой преподавания, принятыми в других вузах. Учтена возросшая роль самостоятельной работы студентов.

Авторы благодарны коллективу кафедры электрических станций и подстанций Ивановского ордена «Знак Почета» энергетического института имени В. И. Ленина, рецензировавшему рукопись, за замечания и предложения по ее улучшению, которые учтены при редактировании.

Авторы благодарны также редакторам И. П. Крючкову и А. П. Долину за тщательную подготовку рукописи к печати.

А. А. Васильевым написаны Введение, гл. 1–16, 18, 19, 22–24, 27, 28, 30, И. П. Крючковым – гл. 21, § 26.2 и приложения, Е. Ф. Наяшковой – гл. 20, М. Н. Околович – гл. 17, 26 (кроме § 26.2) и 29, А. А. Васильевым и А. И. Пойдо – гл. 25, Ю. П. Кузнецовым – гл. 31, А. П. Васильевой – гл. 32.

Критические замечания по книге авторы просят направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10, Энергоатомиздат.

Авторы

ВВЕДЕНИЕ

Энергетика в СССР. История и перспективы развития

С самого начала хозяйственного и экономического строительства в нашей стране после победы Октября развитие энергетической базы общества и особенно электроэнергетики как наиболее прогрессивной ее сферы рассматривалось Коммунистической партией и Советским правительством в качестве основы преобразования производительных сил нового общества, развития всего народного хозяйства страны [В.1].

Это нашло свое отражение в принятом VIII съездом Советов в декабре 1920 г. плане ГОЭЛРО – первом едином общегосударственном народнохозяйственном плане развития социалистического общества, заложившем основы государственного планирования. В этом плане электроэнергетика и электрификация послужили стержнем и основным инструментом осуществления широкой программы хозяйственного строительства. В плане ГОЭЛРО были разработаны и сформулированы направления и масштабы развития всех отраслей промышленности, транспорта, капитального строительства, сельского хозяйства, улучшения условий быта людей на основе электрификации.

В 1983 г. была принята Энергетическая программа СССР. Эта программа – в своем роде план ГОЭЛРО нашего времени. Предусмотренные в Энергетической программе приросты мощностей электростанций и производства электрической энергии в десятки раз выше, чем в плане ГОЭЛРО. В этих двух важнейших документах, между которыми интервал в 60 лет, отражены принципы подхода Советского государства к ключевым вопросам экономического строительства.

В Энергетической программе СССР так же, как в плане ГОЭЛРО, электрификация рассматривается в качестве основы научно-технического прогресса, действенного фактора повышения производительности труда в общественном производстве. Обоими документами предусмотрено опережающее развитие электроэнергетики.

План ГОЭЛРО предусматривал:

развитие промышленного, сельскохозяйственного производства, а также транспорта путем технического перевооружения хозяйства и резкого повышения производительности общественного труда на базе электрификации с преимущественным развитием на этой основе тяжелой промышленности;

создание и опережающее развитие электроэнергетики как необходимое условие решения главной задачи – построения материальной базы социализма;

организацию электроэнергетической отрасли на основе наиболее эффективных направлений, таких как концентрация производства электроэнергии путем создания крупных электростанций, связанных между собой и с потребителями разветвленной сетью линий электропередачи, рационализация топливно-энергетического баланса путем вовлечения гидроэнергетических ресурсов, наиболее дешевых и наименее дефицитных видов топлива, особенно местных, а также оптимизация размещения производительных сил и энергетического хозяйства.

Эти принципы развития электроэнергетики впоследствии дополнялись и развивались, но в качестве основополагающих сохранились и до наших дней.

В области развития электроэнергетики план ГОЭЛРО предусматривал восстановление и реконструкцию энергетического хозяйства, разрушенного во вре-

мя первой мировой и гражданской войн, и сооружение за 10—15 лет 30 новых электростанций общей мощностью 1750 МВт, в том числе 20 тепловых электростанций (ТЭС) мощностью 1110 и 10 гидроэлектростанций (ГЭС) мощностью 640 МВт. Среди них Днепровская, Волховская, Нижне- и Верхнесвирские ГЭС, Каширская, Шатурская, Штеровская ТЭС и ряд других электростанций в различных районах страны. Планом было предусмотрено увеличить производство электроэнергии в стране с 2 млрд. кВт·ч в 1913 г. до 9 млрд. кВт·ч к 1935 г.

Выполнение плана ГОЭЛРО стало важнейшим политическим и хозяйственным фактором построения материально-технической базы социализма.

В развитии электроэнергетики план был полностью выполнен уже к 1931 г., а к конечному сроку, на который он был рассчитан (1935 г.), его задания были значительно перевыполнены. К этому времени установленная мощность электростанций страны превысила задания плана в 2,5 раза и вместо 30 электростанций было построено 40, причем их единичная мощность была выше первоначально запланированной.

В результате СССР по производству электроэнергии не только догнал, но и перегнал многие европейские капиталистические страны и занял третье место в мире после США и Германии.

Продолжая развиваться на основе плана ГОЭЛРО, отечественная электроэнергетика в 1940 г., к началу Великой Отечественной войны, удесятерила мощность своих электростанций и почти в 24 раза увеличила годовое производство электроэнергии (табл. В.1), которое на душу населения достигло 249 кВт·ч.

Качественно изменился технический уровень электроэнергетики за этот период. Если до революции максимальная мощность электроустановки составляла в стране 10 МВт, а основными параметрами пара на ТЭС были давление 1 МПа и температура 280—300 °С, то в 1940 г. уже работали первые отечественные энергоблоки мощностью 100 МВт и широко использовались параметры пара 3 МПа и 425 °С. В связи с этим удельные расходы топлива (в условном исчислении) на производство электроэнергии сократились с 1000 до 645 г/(кВт·ч). Единичная мощность электростанций возросла за этот период с 40—60 до 350 МВт на ТЭС и до 560 МВт на ГЭС. Были построены первые линии электропередачи (ВЛ) напряжением 220 кВ, а общая протяженность электрических сетей напряжением 35 кВ и выше достигла 20,2 тыс. км.

Огромный ущерб нанесла всему народному хозяйству, в том числе энергетике, Великая Отечественная война. В первый год войны было выведено из строя свыше 60 крупных электростанций общей мощностью 5800 МВт, или более половины всех мощностей, имевшихся в стране. Производство электроэнергии снизилось на 40%.

Несмотря на это, в результате принятых мер по эвакуации энергооборудования из занятых врагом районов и развертыванию строительства новых электростанций на востоке СССР энергоснабжение страны, хотя и с большим напряжением, обеспечивалось. За годы войны было введено в действие 3400 МВт новых электрических мощностей.

По мере освобождения от врага советской территории быстро развертывалось восстановление электроэнергетики, и уже в 1946 г. общая мощность электростанций и производство электроэнергии в стране достигли уровня предвоенного 1940 г., а в 1950 г. значительно превысили его. К этому времени выработка электроэнергии достигла 91,2 млрд. кВт·ч, установленная мощ-

Таблица В.1

Год	Установленная мощность, МВт		Производство электроэнергии, млн. кВт·ч	
	всего	в том числе на ГЭС	всего	в том числе на ГЭС
1913	1141	16	2039	35
1928	1905	121	5007	430
1932	4677	504	13 540	812
1935	6923	896	26 288	3680
1940	11 193	1587	48 562	5260

ность электростанций – 19 600 МВт, а протяженность электрических сетей напряжением 35 кВ и выше – 31,4 тыс. км.

В последующее 10-летие (1951–1960 гг.) электроэнергетика развивалась наиболее высокими темпами за весь послевоенный период. За 10 лет мощность электростанций увеличилась в 3,4 раза и достигла в 1960 г. 66 700 МВт, а производство электроэнергии возросло в 3,2 раза и составило 292,3 млрд. кВт · ч.

Это был период крутого перелома в уровне технического развития энергетики, перехода к созданию энергоблоков бóльшей мощности, повышения параметров пара на ТЭС, значительного увеличения единичных мощностей электростанций. В эти же годы был создан научно-технический задел развития атомной энергетики и в 1954 г. осуществлен ввод в действие первой в мире атомной электростанции.

Электроэнергетика страны в 1960–1985 гг. За прошедшую четверть века электрификация продолжала оставаться основой научно-технического прогресса. На ее базе происходило непрерывное совершенствование технологий в промышленности, на транспорте, в сельском хозяйстве и строительстве, механизировались и автоматизировались производственные и управленческие процессы, повышалась производительность и улучшались условия труда и быта людей.

Таблица В.2

Год	Установленная мощность, МВт	Производство электроэнергии, млрд. кВт · ч
1960	66 700	292,3
1965	115 000	506,7
1970	166 200	740,9
1975	217 500	1038,6
1980	266 700	1293,9
1985	315 100	1544,2

Впечатляющими являются достижения электроэнергетики (табл. В.2).

На всех этапах хозяйственного строительства последовательно претворялась в жизнь ленинская политика рационального размещения производительных сил, развития отсталых районов. В соответствии с этим быстро росла электроэнергетика во всех районах страны, особенно в тех, где форсированно наращивалась промышленность (табл. В.3).

Для обеспечения таких высоких темпов роста энергетических мощностей страна выделяла крупные ресурсы. Энергостроители резко увеличили освоение капиталовложений в развитие отрасли, которые возросли в 1985 г. по сравнению с 1960 г. в 3 раза. Была создана мощная база строительной индустрии, сложились квалифицированные коллективы энергостроителей различных специальностей.

В большей мере успехи отрасли были достигнуты благодаря правильно выб-

Таблица В.3

Республика	Производство электроэнергии, млрд. кВт · ч					
	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
РСФСР	197	333	470,2	639,9	804,9	962
Украинская ССР	53,9	94,6	137,6	194,6	236	272
Белорусская ССР	3,6	8,4	15,1	26,7	34,1	33,4
Узбекская ССР	5,9	11,5	18,3	33,6	33,9	47,9
Казахская ССР	19,5	19,2	34,7	52,5	61,5	81,3
Грузинская ССР	3,7	6,0	9,0	11,6	14,7	14,4
Азербайджанская ССР	6,6	10,4	12,0	14,7	15,0	20,0
Литовская ССР	1,1	3,9	7,4	9,0	11,7	21,6
Молдавская ССР	0,7	3,1	7,6	13,7	15,6	16,8
Латвийская ССР	1,7	1,5	2,7	2,9	4,7	5,6
Киргизская ССР	0,9	2,3	3,5	4,4	9,2	10,5
Таджикская ССР	1,3	1,6	3,2	4,7	13,6	15,7
Армянская ССР	2,7	2,9	6,1	9,2	13,5	14,9
Туркменская ССР	0,8	1,4	1,8	4,5	6,7	11,0
Эстонская ССР	2,0	7,1	11,6	16,7	18,9	17,8

ранным направлениям ее развития, которые в совокупности представляют собой техническую и экономическую политику в электроэнергетике.

Эти главные направления политики в отрасли являлись и являются логическим и органическим продолжением и развитием принципов плана ГОЭЛРО и заключаются в следующем: централизация и концентрация производства электроэнергии путем рационального укрупнения единичных мощностей электростанций и энергоблоков; рационализация структуры топливно-энергетического баланса электроэнергетики с учетом развития всего топливно-энергетического комплекса, экономически целесообразного вовлечения гидроэнергетических ресурсов и комплексного их использования, а в последние годы применения ядерного горючего; повышение параметров и технического уровня энергоустановок; централизация теплоснабжения на базе теплофикации; укрупнение энергетических систем и формирование единой энергосистемы страны.

Эти главнейшие стратегические направления развития электроэнергетики на протяжении последних 25 лет реализовались на базе внедрения новой прогрессивной техники, что и явилось основой улучшения технических и экономических показателей отрасли, таких как удельные расходы топлива, удельная численность персонала, расход электроэнергии на собственные нужды электростанций, себестоимость, прибыль в отрасли и т. п.

Как указывалось ранее, централизация производства электроэнергии открыла широкие возможности для экономически целесообразного укрупнения единичных мощностей электростанций и энергоблоков.

В начале 60-х годов в стране работало лишь несколько электростанций единичной мощностью 1000—1200 МВт. Десятилетие 1960—1970 гг. ознаменовалось созданием многих ГРЭС мощностью 2400 МВт. В 1966 г. достигла мощности 2400 МВт Приднепровская ГРЭС, а в начале 70-х годов за рубеж 2000 МВт перешагнули уже более десятка ГРЭС. В 70-х годах энергетики начали создавать ГРЭС следующей ступени мощности — 3600—4000 МВт. Уже в 1977 г. мощность Запорожской ГРЭС составила 3600 МВт, следом за ней на этот рубеж вышли Углегорская и Костромская ГРЭС. Затем мощности 3800 МВт достигла Рефтинская ГРЭС и 4000 МВт — Экибастузская ГРЭС-1. Наряду с продолжением работы по созданию таких и еще более крупных электростанций в Экибастузе и Сургуте в Сибири было развернуто строительство ГРЭС следующего поколения мощностью 6400 МВт.

Параллельно осуществлялось наращивание единичной мощности энергоблоков тепловых электростанций. В большей мере этому способствовал массовый переход на прогрессивную блочную схему ГРЭС. В 1960 г. был введен первый энергоблок мощностью 200 МВт, в 1963 г.— 300, в 1968 г.— 500, в 1971 г.— 800 (с одновальной турбиной), а в 1980 г.— 1200 МВт.

Быстрыми темпами наращивалась мощность гидроэлектростанций и их агрегатов. В 1963 г. Братская ГЭС достигла мощности 3600 МВт (позднее 4100 МВт) с гидроагрегатами по 225 МВт, в 1971 г. Красноярская ГЭС — мощности 6000 МВт с агрегатами по 500 МВт. Введены в действие все 10 агрегатов Саяно-Шушенской ГЭС проектной мощностью 6400 МВт.

Лишь два десятилетия назад началось в нашей стране промышленное развитие атомной энергетики. Процесс концентрации единичных мощностей в этой отрасли шел и продолжается так бурно, что уже к настоящему времени атомные электростанции не уступают по этому показателю традиционным тепловым электростанциям и даже опережают их. В 1981 г. достигла мощности 4000 МВт Ленинградская АЭС, в 1985 г.— Курская АЭС. Развернуто строительство ряда АЭС по 6000 МВт.

Динамика структуры мощностей электростанций и производства электроэнергии в период с 1960 по 1985 г. приведена в табл. В.4.

Большое внимание уделялось и уде-

Таблица В.4

Год	Установленная мощность, МВт				Производство электроэнергии, млрд. кВт·ч			
	всего	ТЭС	ГЭС	АЭС	всего	ТЭС	ГЭС	АЭС
1960	66 700	51 900	14 800	–	292,3	241,4	50,9	–
1965	115 000	92 800	22 200	–	506,7	425,2	81,5	–
1970	166 100	133 800	31 400	900	740,9	612,8	124,4	3,7
1975	217 500	172 100	40 500	4900	1038,6	892,4	126,0	20,2
1980	266 700	201 900	52 300	12500	1293,9	1037,1	163,9	72,9
1985	315 100	225 100	61 700	28300	1544,2	1162,2	214,5	167,4

ляется повышению эффективности отрасли за счет снижения расхода топлива на производство электроэнергии. Рост экономичности ТЭС обеспечивается путем повышения начальных параметров пара. В 1959 г. впервые были пущены энергоблоки с параметрами пара 14 МПа и 560/565 °С, которые затем стали стандартными, а уже в 1963 г. началось практическое освоение первых энергоблоков со сверхкритическими параметрами пара – 24 МПа и 560/565 °С.

Другим важным направлением в повышении экономичности тепловых электростанций являлось развитие комбинированного производства электрической и тепловой энергии. Более $^1/_3$ мощности всех тепловых электростанций страны составляют теплоэлектроцентрали. Наиболее крупные из них имеют мощность более 1000 МВт. В стране создан парк современного специального оборудования для ТЭЦ. Почти 40% централизованно производимой тепловой энергии вырабатывается теплоэлектроцентралями, протяженность магистральных тепловых сетей от них превышает 20 тыс. км. Наряду с дальнейшим повышением эффективности традиционных источников теплоснабжения было необходимо искать новые технические пути централизованного теплоснабжения, особенно это касалось европейской части страны. Эти поиски предопределили целесообразность создания атомных теплоэлектроцентралей, атомных станций теплоснабжения.

Расширение и углубление электрификации страны, быстрый рост производства электроэнергии на качественно новой технической основе требовали совершенствования организации и оперативного управления процессом ее производства и распределения. Перед отраслью стояла задача укрупнения энергетических объединений, создания объединенных территориальных энергосистем, формирования Единой энергетической системы СССР. Эта задача могла быть решена только при создании в стране разветвленной системы электрических сетей высоких напряжений, удовлетворяющих требованиям устойчивости параллельной работы энергосистем и передачи возрастающих потоков энергии.

В 1959 г. была построена первая ВЛ напряжением 500 кВ Волжская ГЭС им. XXII съезда КПСС – Москва. Одновременно в ряде районов страны сооружались линии электропередачи напряжением 330 кВ. В 1967 г. была пущена в эксплуатацию опытно-промышленная ВЛ 750 кВ Конаковская ГРЭС – Белый Раст, на базе опыта эксплуатации которой в 1972 г. было завершено сооружение первой промышленной ВЛ 750 кВ Донбасс – Днепр и в 1985 г. ВЛ 1150 кВ Экибастуз – Кокчетав – Кустанай.

На основе этих технических достижений в стране быстро развивались электрические сети напряжением 330–1150 кВ.

Такое развитие электрических сетей позволило перейти к созданию на базе районных энергосистем объединенных энергосистем (ОЭС), а затем к образованию Единой энергосистемы европейской части СССР (ЕЭЭС). К концу восьмой пятилетки в ЕЭЭС уже входили семь объединенных энергосистем. В 1972 г. к ней была присоединена ОЭС Казахстана и тем самым было начато

формирование Единой энергосистемы СССР (ЕЭС). В 1978 г. к ЕЭС СССР присоединилась ОЭС Сибири.

В 1985 г. в ЕЭС работало параллельно в едином режиме девять объединенных энергосистем, установленная мощность которых составила 265 300 МВт, или 84,2 % общей мощности всех электростанций, а производство электроэнергии – 88,8 % общей выработки в стране. Оперативное управление этим одним из крупнейших в мире энергообъединением осуществляется из единого центра – Центрального диспетчерского управления с использованием современной электронно-вычислительной техники и автоматизированной системы управления.

Энергосистема СССР успешно сотрудничает с энергетическими системами соседних государств. В 1978 г. ЕЭС СССР включилась на параллельную работу с объединенными энергосистемами европейских стран – членов СЭВ. Энергосистема СССР связана линиями электропередачи с МНР, Финляндией, Норвегией, Турцией.

Создание объединенных энергосистем и ЕЭС СССР повысило надежность и экономическую эффективность энергетического производства. За счет использования различия в расположении электростанций по широте и долготе достигнута экономия более 12 000 МВт установленной мощности.

В результате реализации прогрессивных технических направлений развития электроэнергетики СССР достигнуты крупные успехи в повышении основных экономических показателей отрасли. Так, удельные расходы топлива на отпускаемую электроэнергию электростанциями Минэнерго СССР уменьшены с 471 г/(кВт·ч) в 1960 г. до 326,2 г/(кВт·ч) в 1985 г. Расход электроэнергии на собственные нужды электростанций сокращен за это же время на 30 %, удельная численность производственного персонала снижена почти в 2 раза.

Электроэнергетика СССР вышла на передовые позиции в мировой энергетике по таким важным показателям, как удельные расходы условного топлива, параметры и единичные мощности тепловых, гидравлических и атомных электростанций и их энергоблоков, уровни напряжений в электрических сетях, масштабы теплофикации и др. Это позволило обеспечить высокие темпы электрификации народного хозяйства СССР и быта населения. Доля нашей страны в мировом производстве электроэнергии возросла с 3,3 % в 1913 г. до 9 % в 1950 г. и 17 % в 1985 г. Значительно повысилась электровооруженность труда в промышленности и сельском хозяйстве.

Перспективы развития энергетики и электрификации. Решениями XXVII съезда КПСС определены «Основные направления экономического и социального развития СССР на период до 2000 года». В них указано, что высшей целью экономической стратегии партии остается неуклонный подъем материального и культурного уровня жизни советского народа. Это требует ускорения социального и экономического развития, всемерной интенсификации и повышения эффективности производства на базе научно-технического прогресса с тем, чтобы обеспечить увеличение до конца столетия реальных доходов на душу населения в 1,6–1,8 раза. Намечено увеличить за указанный период национальный доход и производство промышленной продукции в 2 раза, повысив при этом производительность труда в 2,3–2,5 раза. Для повышения эффективности экономики и выполнения поставленных задач предусматривается превратить ресурсообразование в решающий источник удовлетворения растущих потребностей в топливе, энергии, сырье и материалах и таким путем обеспечить 75–80 % требуемого прироста этих ресурсов.

Для того чтобы осуществить намеченное наращивание экономического потенциала страны запланирован ввод в действие новых мощностей на электростанциях отрасли, чтобы создать в электроэнергетике нормативные резервы для надежного электроснабжения страны.

С этой целью, а также для повышения экономической эффективности отрасли предусмотрено улучшить исполь-

зование имеющегося оборудования, модернизировать устаревшее оборудование и обеспечить замену узлов, отработавших свой ресурс, а также вывести из работы морально и физически изношенное оборудование.

Запланированная динамика структуры производства электроэнергии предопределила и структуру ввода новых мощностей. С учетом анализа последствий аварии на Чернобыльской АЭС размеры ввода мощностей на атомных электростанциях будут уточнены при разработке годовых планов. Развитие АЭС предусмотрено осуществить главным образом на основе блоков мощностью 1000 МВт с реакторами водо-водяного типа. Такие энергоблоки будут введены на Калининской, Ростовской, Балаковской, Южно-Украинской, Запорожской, Хмельницкой АЭС и др. Будет начато сооружение новых электростанций с аналогичным оборудованием.

Кроме того, будут использоваться построенные энергоблоки с реакторами типа РБМК, усовершенствованными с целью повышения их надежности.

Для качественного улучшения использования ядерного топлива развернется сооружение энергоблоков мощностью по 800 МВт с реакторами на быстрых нейтронах. Будет продолжена работа по созданию научно-технического задела для последующего развития атомной энергетики – термоядерных установок, которые в соответствии с Энергетической программой СССР являются одним из наиболее перспективных направлений обеспечения потребностей общества в энергии.

Исходя из изложенных концепций развития топливно-энергетического комплекса будет продолжено сокращение применения на ТЭС в качестве топлива мазута путем замены его газом, а также сокращение использования мощностей, работающих на мазуте.

Во всех восточных районах страны развитие ТЭС будет осуществляться высокими темпами, причем в Сибири, Казахстане, Забайкалье и на Дальнем Востоке оно будет базироваться на местных углях, а в Тюменской области и в Средней Азии – на местном газе. Определяющим для обеспечения электроснабжения восточных районов является создание топливно-энергетических комплексов – Канско-Ачинского, Экибастузского, Западно-Сибирского. Должны серийно вводиться энергоблоки мощностью 800 МВт на Березовской ГРЭС-1, Сургутской ГРЭС-2 и Нижневартовской ГРЭС, блоки мощностью 500 МВт на Экибастузской ГРЭС-2.

На Дальнем Востоке и в Забайкалье должны быть введены новые мощности на Приморской, Харанорской, Гусиноозерской, Нерюнгринской ГРЭС, ряде крупных ТЭЦ, на Урале – крупнейшая Пермская ГРЭС, в Средней Азии – Талимарджанская, Ангренская ГРЭС.

Предусматривается повышение технического уровня тепловых электростанций. Главным направлением научно-технического прогресса в теплоэнергетике является применение газотурбинных парогазовых установок. Так предусмотрено построить парогазовую установку мощностью 800 МВт на Карамановской ГРЭС, ряд крупных газотурбинных энергоблоков, в том числе мощностью 150 МВт, осуществить комплекс работ по освоению возобновляемых источников энергии в теплоэнергетике.

За счет совершенствования эксплуатации тепловых электростанций и режимов их работы, расширения комбинированного производства тепловой и электрической энергии запланировано снизить удельные расходы условного топлива на производство электроэнергии против 326,3 г/(кВт·ч) в одиннадцатой пятилетке.

Развитие тепловых электростанций непосредственно связано с централизацией теплоснабжения и его прогрессивного направления – теплофикации. Централизация производства тепла остается главнейшим направлением повышения эффективности системы теплоснабжения. Стратегия развития ТЭЦ с позиций топливно-энергетического баланса в принципе аналогична изложенной для ГРЭС, с той лишь разницей, что в европейском регионе за счет атомной энергии на данном этапе будет обеспе-

чиваться лишь небольшая доля прироста потребления тепла, а основная его часть будет обеспечиваться наряду с ТЭЦ крупными централизованными котельными.

В стране имеется значительный, пока еще не используемый потенциал гидроресурсов. Однако сооружение гидроэлектростанций связано с затоплением и подтоплением земель. Поэтому поставлена задача – максимально использовать потенциал горных рек Кавказа, Средней Азии и в восточной части страны, где масштабы затопления несравнимо меньше. В одиннадцатой пятилетке было в основном завершено строительство таких крупных ГЭС, как Саяно-Шушенская, Чебоксарская, Нижнекамская, Нурекская, Токтогульская, Зейская и др., а развернутый объем строительства новых ГЭС не позволяет в настоящее время вводить мощности в больших размерах. Предстоит реконструировать и модернизировать оборудование действующих гидроэлектростанций и развернуть строительство малых ГЭС в районах, где они экономически эффективны.

В соответствии с решениями XXVII съезда КПСС продолжается формирование Единой энергетической системы СССР. На данном этапе наряду с территориальным развитием Единой энергосистемы следует обеспечить ее органическое соответствие тем новым качественным изменениям, которые возникают в отечественной электроэнергетике. К их числу относятся изменение структуры генерирующих мощностей, требующее специальных мер по обеспечению необходимой маневренности энергосистем в современных условиях формирования атомной энергетики и преобладающего сооружения крупных теплоэнергетических блоков; широкое сооружение электростанций мощностью больше 6000 МВт, повышение масштабов электропотребления в крупных промышленных комплексах и необходимость межрегионального маневрирования энергетическими ресурсами и электрическими мощностями, которые требуют резкого повышения пропускной способности системных электрических сетей.

Планируется к Единой электроэнергетической системе СССР присоединить ОЭС Средней Азии. Предусмотрено начать работы по присоединению и ОЭС Дальнего Востока.

Маневренность энергосистем намечено повысить путем сооружения специальных мощностей и целенаправленного развития потребителей-регуляторов. Намечено построить гидроаккумулирующие электростанции суммарной мощностью 2600 МВт и создать задел для более быстрого их последующего строительства. Предусмотрено осуществить ввод в действие новых газотурбинных и парогазовых установок.

Целям повышения маневренности энергосистем и надежности их работы, лучшего использования мощностей и транспорта энергоресурсов служит предусмотренное значительное увеличение протяженности линий электропередачи, особенно высоких и сверхвысоких напряжений 1150 кВ переменного и 1500 кВ постоянного тока. Предусмотрено создание межсистемной электрической связи 1150 кВ Урал – Экибастуз – Сибирь и введение в эксплуатацию ВЛ напряжением 1500 кВ постоянного тока Экибастуз – Центр. Начнется сооружение и других ВЛ напряжением 1150 кВ для связи с энергосистемами Средней Азии.

Глава первая

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

1.1. Потребление электрической энергии. Требования к качеству энергии и надежности электроснабжения *

Различают следующие основные группы потребителей электрической энергии: 1) промышленные предприятия; 2) строительство; 3) электрифицированный транспорт; 4) сельское хозяйство; 5) бытовые потребители и сфера обслуживания городов и рабочих поселков; 6) собственные нужды электростанций. Приемниками электроэнергии являются асинхронные электродвигатели, электрические печи, электротермические, электролизные и сварочные установки, осветительные и бытовые приборы, кондиционные и холодильные установки, радио- и телеустановки, медицинские и другие установки специального назначения. Кроме того имеется технологический расход электроэнергии, связанный с ее передачей и распределением в электрических сетях.

Режим потребления электрической энергии. Потребление электрической энергии отдельными предприятиями, населением городов и поселков в течение суток и года неравномерно, что объясняется работой предприятий в одну, две и три смены с неодинаковой нагрузкой, перерывами между сменами, изменением режима работы в летнее время, праздничные дни, а также внешними факторами: продолжительностью светлой части суток, температурой воздуха и др. Значительную неравномерность вносит нагрузка светильников, возрастающая зимой в утренние и вечерние часы и спадающая днем и ночью, а также летом.

Режим потребления электроэнергии может быть представлен графиком нагрузки — зависимостью активной, реактивной или полной мощности от времени. Различают суточные графики для разных дней недели и разных периодов года (зимний, летний, весенний, осенний), а также годовые графики.

В качестве примера на рис. 1.1 приведены суточные графики: подстанции с преимущественно осветительной нагрузкой (рис. 1.1, *а*); предприятия легкой промышленности с работой в две смены (рис. 1.1, *б*); нефтеперерабатывающего завода с работой в три смены (рис. 1.1, *в*).

Характерными величинами суточного графика являются нагрузки: максимальная P_{max}, минимальная P_{min}, средняя $P_{ср}$, а также коэффициент неравномерности нагрузки $K_{нр} = P_{min}/P_{max}$.

Годовые графики (рис. 1.2) строят по характерным суточным графикам для зимних, весенне-осенних и летних дней. При этом ординаты этих графиков располагают вдоль оси абсцисс от 0 до 8760 ч в порядке их значений. При таком построении графика абсцисса t_1, соответствующая ординате P_1, указывает время в часах, в течение которого нагрузка равна или превышает P_1. Такие графики называют графиками, построенными по продолжительности.

Площадь годового графика соответствует в некотором масштабе электроэнергии W, потребленной в течение года. Отношение $W/P_{max} = T_{max}$ называют продолжительностью использования максимальной нагрузки, ч/год.

Графики электрических нагрузок предприятий различных отраслей промышленности, городов, рабочих поселков позволяют прогнозировать ожидаемые максимальные нагрузки, режим и размеры потребления электроэнергии, обоснованно проектировать развитие системы. Чем равномернее графики нагрузки потребителей, тем равномернее

---

* Использована работа Б. Н. Неклепаева, написавшего «Введение» в первом издании учебника.

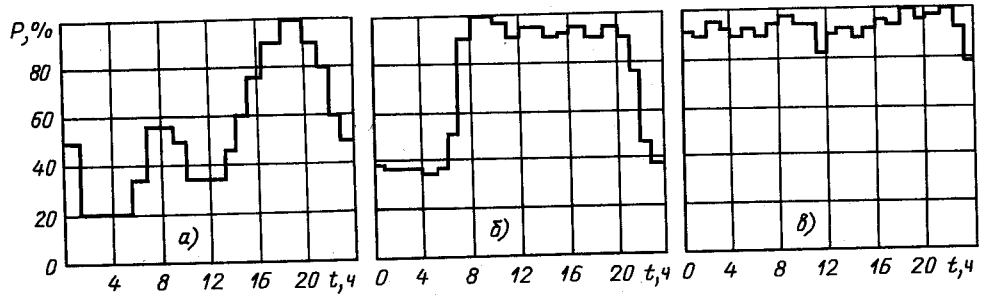


Рис. 1.1. Суточные графики потребителей электроэнергии:
а – подстанция с преимущественно осветительной нагрузкой; *б* – предприятие легкой промышленности с работой в две смены; *в* – нефтеперерабатывающий завод с работой в три смены

и график нагрузки электрической системы в целом, тем легче обеспечить экономичную работу электростанций.

Требования к качеству электроэнергии. Под качеством электроэнергии понимают степень соответствия напряжения и частоты нормированным значениям. Ниже приведены важнейшие требования, установленные ГОСТ 13109–67*:

а) отклонение напряжения от номинального значения (при скорости изменения напряжения менее 1% в секунду),%,

$$qU = \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} 100;$$

б) колебания напряжения (при скорости изменения напряжения более 1% в секунду), %,

$$pU = \frac{U_{max} - U_{min}}{U_{ном}} 100;$$

в) несинусоидальность или коэффициент несинусоидальности, определяющий форму кривой напряжения, %,

$$K_\gamma = \frac{U_{\gamma\Sigma}}{U_1} 100,$$

Таблица 1.1. **Допустимые отклонения напряжения у зажимов электроприемников, %**

Режим работы	Электродвигатели	Лампы внутреннего освещения	Остальные электроприемники
Нормальный	$-5 \div +10$	$-2{,}5 \div +5$	$-5 \div +5$
Послеаварийный	$-10 \div +10$	$-7{,}5 \div +5$	$-10 \div +5$

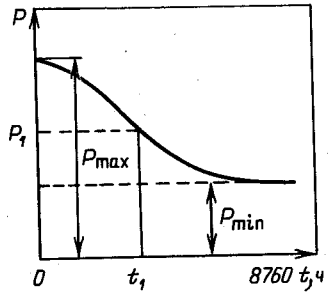


Рис. 1.2. Годовой график нагрузки, построенный по продолжительности

где $U_{\gamma\Sigma} = \sqrt{\sum_{\gamma=2}^{\infty} U_\gamma^2}$; U_γ – напряжение γ-й гармоники; U_1 – напряжение основной частоты.

Если $K_\gamma \leqslant 5\%$, то форма кривой напряжения считается практически синусоидальной;

г) отклонение частоты (за 10 мин), %,

$$qf = \frac{f - f_{ном}}{f_{ном}} 100.$$

Допустимые отклонения напряжения у зажимов электроприемников приведены в табл. 1.1.

Колебания напряжения у зажимов осветительных ламп и радиоприборов допускаются не выше

$$pU = 1 + \frac{6}{n} = 1 + \frac{\Delta t}{10},$$

где n – число колебаний в час; Δt – сред-

ний за час интервал между последующими колебаниями, мин.

Для приемников с ударной нагрузкой допускаются колебания напряжения до 1,5% при неограниченной частоте. Для остальных приемников электрической энергии колебания напряжения не нормируются.

Отклонение частоты в нормальном режиме допускается в пределах $\pm 0{,}1$ Гц. При этом расхождение между астрономическим и синхронным временем (т. е. временем, показываемым электрическими часами с синхронным электродвигателем, подключенным к сети) не должно превышать ± 2 мин. Указанные нормативы на частоту не распространяются на период послеаварийного режима.

Требования к надежности электроснабжения. Согласно Правилам устройства электроустановок [1.1] приемники электрической энергии разделяются на следующие три категории:

электроприемники I категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

Из состава электроприемников I категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования;

электроприемники II категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей;

электроприемники III категории – все остальные электроприемники, не подходящие под определения I и II категорий.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников энергии, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников энергиии может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения особой группы электроприемников I категории должен быть предусмотрен третий независимый источник энергии.

В качестве третьего независимого источника энергии для особой группы электроприемников и в качестве второго независимого источника энергии для остальных электроприемников I категории могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем (в частности, сборные шины генераторного напряжения), специальные агрегаты бесперебойного снабжения, аккумуляторные батареи и т. п.

Если резервированием электроснабжения нельзя обеспечить необходимую непрерывность технологического процесса или если резервирование электроснабжения экономически нецелесообразно, должно быть осуществлено технологическое резервирование, например, путем установки взаимно резервирующих технологических агрегатов, специальных устройств безаварийного останова технологического процесса, действующих при нарушении электроснабжения.

Электроснабжение электроприемников I категории с особо сложным непрерывным технологическим процессом, требующим длительного времени на восстановление рабочего режима, при наличии технико-экономических обоснований рекомендуется осуществлять от двух независимых взаимно резервирующих источников энергии, к которым предъявляются дополнительные требования, определяемые особенностями технологического процесса.

Электроприемники II категории ре-

комендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников энергии.

Для электроприемников II категории при нарушении электроснабжения от одного из источников энергии допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного источника энергии действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Допускается питание электроприемников II категории по одной ВЛ, в том числе с кабельной вставкой, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта этой линии за время не более 1 сут. Кабельные вставки этой линии должны выполняться двумя кабелями, каждый из которых выбирается по наибольшему продолжительному току ВЛ. Допускается электроснабжение электроприемников II категории по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему коммутационному аппарату.

При наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены повредившегося трансформатора за время не более 1 сут допускается электроснабжение электроприемников II категории от одного трансформатора.

Для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного источника энергии при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 сут.

1.2. Типы электростанций и их характеристики

Основную часть электрической энергии вырабатывают:

1) тепловые станции (ТЭС), которые подразделяются на конденсационные (КЭС) и теплофикационные (ТЭЦ);

2) атомные электрические станции (АЭС);

3) гидравлические электрические станции (ГЭС) и гидроаккумулирующие станции (ГАЭС).

Незначительную часть энергии вырабатывают дизельные электростанции (ДЭС), а также ТЭС с газотурбинными (ГТУ) и парогазовыми установками (ПГУ).

Особое место занимают электростанции, работающие на возобновляемых источниках энергии: солнечные (СЭС), ветровые (ВЭС), геотермальные (ГЕОТЭС) и приливные электростанции (ПЭС). Однако суммарная мощность этих станций незначительна.

Мощность электрических станций различного типа зависит от наличия и размещения на территории страны теплоэнергетических и гидроэнергетических ресурсов, их технико-экономических характеристик, включая затраты на транспорт топлива, и от технико-экономических показателей станций.

Тип электростанции	КЭС	ТЭЦ
Удельные капиталовложения, руб/кВт	100–150	165–200
Себестоимость электроэнергии, коп/(кВт·ч)	0,5–1,0	0,3–0,8

Продолжение

Тип электростанции	АЭС	ГЭС
Удельные капиталовложения, руб/кВт	200–300	190–350
Себестоимость электроэнергии, коп/(кВт·ч)	0,45–0,8	0,04–0,2

Ниже указаны характеристики электрических станций, которые в той или иной степени приходится учитывать при их проектировании и эксплуатации.

Тепловые конденсационные электрические станции. В отечественных энергосистемах на долю тепловых конденсационных электростанций приходится приблизительно три четверти всей вырабатываемой энергии. Мощность отдельных электростанций этого типа достигла 6000 МВт и имеет тенденцию к дальнейшему увеличению до 8000 МВт. На новейших КЭС устанавливают экономичные паротурбинные агрегаты с

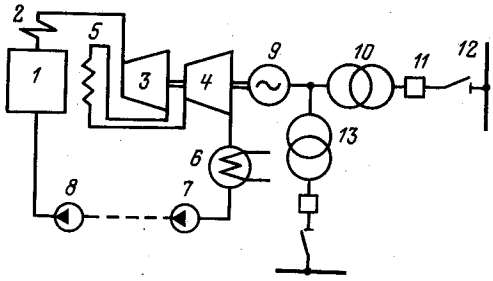


Рис. 1.3. Принципиальная схема блока КЭС:
1 – парогенератор; *2* – пароперегреватель; *3* – часть высокого давления турбины; *4* – часть низкого давления турбины; *5* – промежуточный пароперегреватель; *6* – конденсатор; *7* – конденсатный насос; *8* – насос питания парогенератора; *9* – генератор; *10* – повышающий трансформатор; *11* – выключатель блока; *12* – сборные шины станции; *13* – трансформатор собственных нужд

параметрами пара 24 МПа и 560/565 °С с промежуточным перегревом пара мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт, рассчитанные на работу в базисной части суточного графика нагрузки энергосистемы с продолжительностью использования установленной мощности $T_y = W/P_y = 5000$ ч/год и более.

Тепловые станции с агрегатами столь большой мощности по техническим и экономическим соображениям выполняют из ряда автономных частей – блоков. Каждый блок (рис. 1.3) состоит из парогенератора, турбины, электрического генератора и повышающего трансформатора, мощность которого соответствует мощности генератора. Поперечные связи между блоками в тепломеханической части в виде паропроводов и водопроводов · отсутствуют. При промежуточном перегреве пара они чрезвычайно усложнили бы всю систему коммуникаций и систему регулирования турбин; надежность станции снизилась бы. Поперечные связи между блоками в электрической части в виде сборных шин генераторного напряжения также не нужны, поскольку выдача мощности столь крупных агрегатов в сеть при первичном напряжении генераторов 20–30 кВ практически невозможна; токи короткого замыкания были бы чрезмерно велики. Трансформация напряжения генератора до 110–750 кВ и выше является в рассматриваемых условиях единственно приемлемым решением. Отдельные блоки связаны между собой только на сборных шинах высшего или среднего напряжения, откуда мощность станции поступает в сеть системы.

Конденсационные электростанции сооружают обычно вблизи мест добычи топлива, транспортировка которого на значительные расстояния экономически нецелесообразна. Вырабатываемая электроэнергия передается к местам потребления по линиям электропередачи. Однако использование местного топлива не является обязательным признаком конденсационной станции. В последнее время построен ряд мощных КЭС, использующих природный газ, который транспортируется по газопроводам на значительные расстояния. Важнейшим условием, определяющим место строительства мощной КЭС, является наличие источника водоснабжения. Коэффициент полезного действия КЭС с учетом расхода энергии на собственные нужды не превышает 0,32–0,40.

Конденсационные электростанции недостаточно маневренны. Это означает, что подготовка к пуску, синхронизация и набор нагрузки блока требуют значительного времени – от 3 до 6 ч. Поэтому для турбоагрегатов КЭС предпочтительным является режим работы с достаточно равномерной нагрузкой, изменяющейся в пределах от технического минимума, определяемого видом топлива и конструкцией агрегата, до номинальной мощности.

Тепловые станции, использующие органические виды топлива (уголь, нефть, газ), выбрасывают в атмосферу окислы серы и азота, а также углекислый газ, который накапливается в верхних слоях атмосферы. В результате с течением времени может произойти потепление на Земле («парниковый эффект»)*, что вызо-

* Нагревание внутренних слоев атмосферы Земли, обусловленное прозрачностью атмосферы для основной части излучения Солнца (в оптическом диапазоне) и поглощением атмосферой основной (инфракрасной) части теплового излучения поверхности планеты, нагретой Солнцем. Тепловое излучение поглощается молекулами CO_2, H_2O, O_3 и др. Парниковый эффект повышает среднюю температуру планеты.

вет повышение уровня Мирового океана и затопление прибрежных зон континентов со всеми вытекающими негативными последствиями. Поэтому необходимо сократить сжигание органического топлива (углерода).

Для снижения негативного экологического воздействия энергопроизводящих установок первостепенное значение приобретает политика сбережения энергии. Чем больше мы будем экономить энергию, тем меньше потребуется строить электростанции, тем меньше мы будем загрязнять атмосферу и отчуждать территорий под новые объекты энергетики.

Теплофикационные станции. Теплоэлектроцентрали предназначены для централизованного снабжения промышленных предприятий и городов теплом и электроэнергией. Они отличаются от конденсационных электростанций использованием тепла «отработавшего» в турбинах пара для нужд производства, отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. При такой комбинированной выработке электрической и тепловой энергии достигается значительная экономия топлива сравнительно с раздельным энергоснабжением, т. е. выработкой электроэнергии на конденсационных электростанциях и получением тепла от местных котельных. Поэтому станции типа ТЭЦ получили широкое распространение в районах и городах с большим потреблением тепла.

Радиус действия мощных городских ТЭЦ – снабжения горячей водой для отопления – не превышает 10 км. Загородные ТЭЦ передают горячую воду при более высокой начальной температуре на расстояния до 30 км. Пар для производственных процессов при давлении 0,8 – 1,6 МПа может быть передан не далее чем на 2 – 3 км. При средней плотности тепловой нагрузки мощность ТЭЦ обычно не превышает 300 – 500 МВт. Лишь в самых больших городах (Москве, Ленинграде) с большой плотностью нагрузки целесообразны ТЭЦ мощностью до 1000 – 1500 МВт.

Установленную мощность ТЭЦ и типы турбоагрегатов выбирают в соответствии с потребностями в тепле и параметрами пара, используемого в производственных процессах и для отопления. Наибольшее применение получили турбины с одним и двумя регулируемыми отборами пара и конденсаторами (рис. 1.4). Регулируемые отборы позволяют независимо регулировать в известных пределах отпуск тепла и выработку электроэнергии. При неполной тепловой нагрузке они могут в случае необходимости развивать номинальную мощность с пропуском пара в конденсаторы. При большом и постоянном потреблении пара в технологических процессах применяют также турбины с противодавлением без конденсаторов. Рабочая мощность таких агрегатов полностью определяется тепловой нагрузкой.

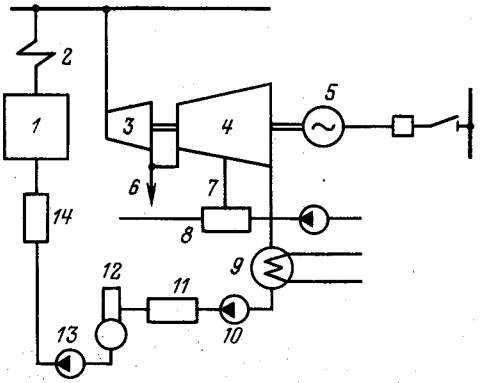


Рис. 1.4. Принципиальная схема теплофикационного агрегата:
1 – парогенератор; *2* – пароперегреватель; *3* – ступень высокого давления турбины; *4* – ступень низкого давления; *5* – генератор; *6* – отбор пара для производства; *7* – отбор пара для отопления; *8* – бойлер; *9* – конденсатор; *10* – конденсатный насос; *11* – подогреватель низкого давления; *12* – деаэратор; *13* – насос питания парогенератора; *14* – подогреватель высокого давления

Режим ТЭЦ – суточный и сезонный – определяется в основном потреблением тепла. Станция работает наиболее экономично, если ее электрическая мощность соответствует отпуску тепла. При этом в конденсаторы поступает минимальное количество пара. В периоды максимального спроса на тепло, например зимой, при расчетной температуре

Г. Библиотека

воздуха в часы работы промпредприятий нагрузка генераторов ТЭЦ близка к номинальной. В периоды, когда потребление тепла относительно мало, например летом, а также зимой при температуре воздуха выше расчетной и в ночные часы электрическая мощность ТЭЦ, соответствующая потреблению тепла, уменьшается. Если энергосистема нуждается в электрической мощности, ТЭЦ должна перейти в смешанный режим, при котором увеличивается поступление пара в части низкого давления турбин и в конденсаторы. Экономичность электростанции при этом снижается.

Максимальная выработка электроэнергии теплофикационными станциями «на тепловом потреблении» возможна только при совместной работе с мощными КЭС и ГЭС, принимающими на себя значительную часть нагрузки в часы снижения потребления тепла. В отечественных энергосистемах на долю ТЭЦ приходится около 40% всей вырабатываемой энергии. Приблизительно половина этой энергии вырабатывается «на тепловом потреблении» и половина – с пропуском пара в ступени низкого давления и конденсаторы.

Большинство ТЭЦ используют природный газ, транспортируемый по газопроводам.

Атомные электрические станции – это тепловые станции, использующие энергию ядерных реакций. В качестве ядерного горючего используют обычно изотоп урана U-235, содержание которого в природном уране составляет 0,714%. Основная масса урана – изотоп U-238 (99,28% всей массы) при захвате нейтронов превращается во вторичное горючее – плутоний Pu-239. Возможно также использование тория, который при захвате нейтронов превращается в делящийся изотоп урана U-233. Реакция деления происходит в ядерном реакторе. Ядерное топливо используют обычно в твердом виде. Его заключают в предохранительную оболочку. Такого рода тепловыделяющие элементы называют твэлами. Их устанавливают в рабочих каналах активной зоны реактора. Тепловая энергия, выделяющаяся при реакции деления, отводится из активной зоны реактора с помощью теплоносителя, который прокачивают под давлением через каждый рабочий канал или через всю активную зону. Наиболее распространенным теплоносителем является вода, которую подвергают тщательной очистке в неорганических фильтрах.

Реакторы с водяным теплоносителем могут работать в водном или паровом режиме. Во втором случае пар получается непосредственно в активной зоне реактора.

При делении ядер урана или плутония образуются быстрые нейтроны, энергия которых велика. В природном или слабообогащенном уране, где содержание U-235 невелико, цепная реакция на быстрых нейтронах не развивается. Поэтому быстрые нейтроны замедляют до тепловых (медленных) нейтронов. В качестве замедлителей используют вещества, которые содержат элементы с малой атомной массой, обладающие низкой поглощающей способностью по отношению к нейтронам. Основными замедлителями являются вода, тяжелая вода, графит.

В настоящее время наиболее освоены реакторы на тепловых нейтронах. Такие реакторы конструктивно проще и легче управляемы по сравнению с реакторами на быстрых нейтронах. Однако перспективным направлением является использование реакторов на быстрых нейтронах с расширенным воспроизводством ядерного горючего – плутония; таким образом может быть использована большая часть U-238.

На последующем этапе развития атомной энергетики намечается освоение термоядерных реакторов, в которых используется энергия реакций синтеза легких ядер дейтерия и трития.

На атомных станциях Советского Союза используют ядерные реакторы следующих основных типов:

РБМК (реактор большой мощности, канальный) – реактор на тепловых нейтронах, водо-графитовый;

ВВЭР (водо-водяной энергетический реактор) – реактор на тепловых нейтронах, корпусного типа;

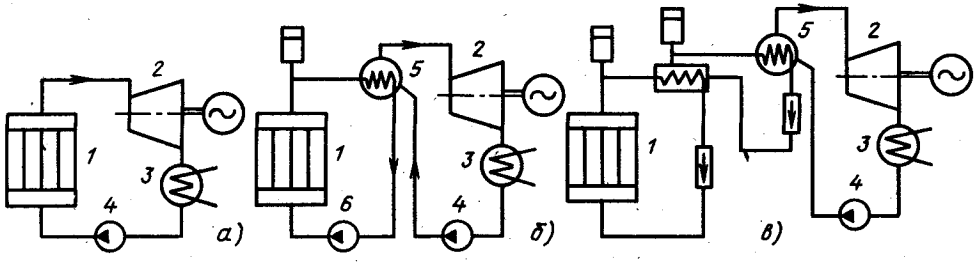


Рис. 1.5. Технологические схемы АЭС:
а – одноконтурная; *б* – двухконтурная; *в* – трехконтурная; *1* – реактор; *2* – турбогенератор; *3* – конденсатор; *4* – питательный насос; *5* – парогенератор; *6* – циркуляционный насос

БН (быстрые нейтроны) – реактор на быстрых нейтронах с жидкометаллическим натриевым теплоносителем.

Единичная мощность ядерных энергоблоков достигла 1500 МВт. В настоящее время считается, что единичная мощность энергоблока АЭС ограничивается не столько техническими соображениями, сколько условиями безопасности при авариях с реакторами.

Действующие в настоящее время АЭС по технологическим требованиям работают главным образом в базовой части графика нагрузки энергосистемы с продолжительностью использования установленной мощности 6500 – 7000 ч/год.

Технологическая схема АЭС зависит от типа реактора, вида теплоносителя и замедлителя, а также от ряда других факторов. Схема может быть одноконтурной (рис. 1.5, *а*), двухконтурной (рис. 1.5, *б*) и трехконтурной (рис. 1.5, *в*).

Одноконтурная схема с кипящим реактором и графитовым замедлителем типа РБМК-1000 применена на Ленинградской АЭС. Реактор работает в блоке с двумя конденсационными турбинами типа К-500-65/3000 и двумя генераторами мощностью 500 МВт. Кипящий реактор является парогенератором и тем самым предопределяет возможность применения одноконтурной схемы. Начальные параметры насыщенного пара перед турбиной: температура 284 °С, давление пара 7,0 МПа. Одноконтурная схема относительно проста, но радиоактивность распространяется на все элементы блока, что усложняет биологическую защиту.

Двухконтурную схему применяют в водо-водяном реакторе типа ВВЭР. В активную зону реактора подается под давлением вода, которая нагревается до температуры 568 – 598 °С при давлении 12,25 – 15,7 МПа. Энергия теплоносителя используется в парогенераторе для образования насыщенного пара. Второй контур нерадиоактивен. Блок состоит из одной конденсационной турбины мощностью 1000 МВт или двух турбин мощностью по 500 МВт с соответствующими генераторами.

Трехконтурную схему применяют на АЭС с реакторами на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем типа БН-600. Чтобы исключить контакт радиоактивного натрия с водой, сооружают второй контур с нерадиоактивным натрием. Таким образом схема получается трехконтурной. Реактор БН-600 работает в блоке с тремя конденсационными турбинами К-200-130 с начальным давлением пара 13 МПа и температурой 500 °С.

При работе АЭС, не потребляющих органическое топливо (уголь, нефть, газ), в атмосферу не выбрасываются окислы серы, азота, углекислый газ; это позволяет снизить «парниковый эффект», ведущий к глобальному изменению климата.

Во многих странах атомные станции уже вырабатывают более половины электроэнергии (во Франции – около

75%, в Бельгии – около 65%), в СССР только 12%.

Уроки аварии на Чернобыльской АЭС (апрель 1986 г.) потребовали существенно (во много раз) повысить безопасность АЭС и заставили отказаться от строительства АЭС в густонаселенных и сейсмоактивных районах. Тем не менее с учетом экологической ситуации атомную энергетику следует рассматривать как перспективную.

Гидроэлектростанции. При сооружении ГЭС обычно преследуют цель: выработки электроэнергии, улучшения условий судоходства по реке и орошения земель. ГЭС обычно имеют водохранилища, позволяющие аккумулировать воду и регулировать ее расход и, следовательно, рабочую мощность станции так, чтобы обеспечить наивыгоднейший режим для энергосистемы в целом.

Процесс регулирования заключается в следующем. В течение некоторого времени, когда нагрузка энергосистемы мала (или естественный приток воды в реке велик), гидроэлектростанция расходует воду в количестве, меньшем естественного притока. При этом вода накапливается в водохранилище, а рабочая мощность станции относительно мала. В другое время, когда нагрузка системы велика (или приток воды мал), гидроэлектростанция расходует воду в количестве, превышающем естественный приток. При этом расходуется вода, накопленная в водохранилище, а рабочая мощность станции увеличивается до максимальной. В зависимости от объема водохранилища период регулирования или время, необходимое для наполнения и срабатывания водохранилища, может составлять сутки, неделю, несколько месяцев и более. В течение этого времени гидроэлектростанция может израсходовать строго определенное количество воды, определяемое естественным притоком.

При совместной работе гидроэлектростанций с тепловыми и атомными станциями нагрузку энергосистемы распределяют между ними так, чтобы при заданном расходе воды в течение рассматриваемого периода обеспечить спрос на электрическую энергию с минимальным расходом топлива (или минимальными затратами на топливо) в системе. Опыт эксплуатации энергосистем показывает, что в течение большей части года гидроэлектростанции целесообразно использовать в пиковом режиме. Это означает, что в течение суток рабочая мощность гидроэлектростанции должна изменяться в широких пределах – от минимальной в часы, когда нагрузка энергосистемы мала, до максимальной в часы наибольшей нагрузки системы. При таком использовании гидроэлектростанции нагрузка тепловых станций выравнивается и работа их становится более экономичной.

В периоды паводка, когда естественный приток воды в реке велик, целесообразно использовать гидроэлектростанции круглосуточно с рабочей мощностью, близкой к максимальной, и таким образом уменьшить холостой сброс воды через плотину. Наивыгоднейший режим гидроэлектростанции зависит от множества факторов и должен быть определен соответствующим расчетом.

Работа гидроэлектростанций характеризуется частыми пусками и остановами агрегатов, быстрым изменением рабочей мощности от нуля до номинальной. Гидравлические турбины по своей природе приспособлены к такому режиму. Для гидрогенераторов этот режим также приемлем, так как в отличие от паротурбинных генераторов осевая длина гидрогенератора относительно мала и температурные деформации стержней обмотки проявляются меньше. Процесс пуска гидроагрегата и набора мощности полностью автоматизирован и требует всего несколько минут.

Продолжительность использования установленной мощности гидроэлектростанций, как правило, меньше, чем тепловых электростанций. Она составляет 1500 – 3000 ч для пиковых станций и до 5000 – 6000 ч для базовых.

Удельная стоимость гидростанции (руб/МВт) выше удельной стоимости тепловой станции той же мощности вследствие бóльшего объема строительных работ. Время сооружения гидро-

электростанции также больше времени сооружения тепловой станции. Однако себестоимость электроэнергии, вырабатываемой гидроэлектростанциями, значительно ниже себестоимости энергии тепловых станций, так как в состав эксплуатационных расходов не входит стоимость топлива.

Гидростанции целесообразно строить на горных и полугорных реках. На равнинных реках их сооружение может приводить к затоплению больших площадей пойменных лугов и пахотных земель, лесов, снижению рыбных запасов и другим последствиям.

Гидроаккумулирующие электростанции. Назначение гидроаккумулирующих электростанций заключается в выравнивании суточного графика нагрузки электрической системы и повышении экономичности ТЭС и АЭС. В часы минимальной нагрузки системы агрегаты ГАЭС работают в насосном режиме, перекачивая воду из нижнего водохранилища в верхнее и увеличивая тем самым нагрузку ТЭС и АЭС; в часы максимальной нагрузки системы они работают в турбинном режиме, срабатывая воду из верхнего водохранилища и разгружая тем самым ТЭС и АЭС от кратковременной пиковой нагрузки. Экономичность работы системы в целом при этом повышается. Агрегаты ГАЭС используют также в качестве вращающихся резервных агрегатов и в качестве синхронных компенсаторов.

ГАЭС сооружают в системах, где отсутствуют ГЭС или их мощность недостаточна для покрытия нагрузки в часы максимальной нагрузки. Их выполняют из ряда блоков, выдающих энергию в сети повышенного напряжения и получающих ее из сети при работе в насосном режиме. Агрегаты высокоманевренны и могут быть быстро переведены из насосного режима в генераторный или в режим синхронного компенсатора. Коэффициент полезного действия ГАЭС составляет 70 – 75 %. Они требуют незначительного количества обслуживающего персонала. Гидроаккумулирующие станции могут быть сооружены там, где имеются источники водоснабжения и местные геологические условия позволяют создать напорное водохранилище.

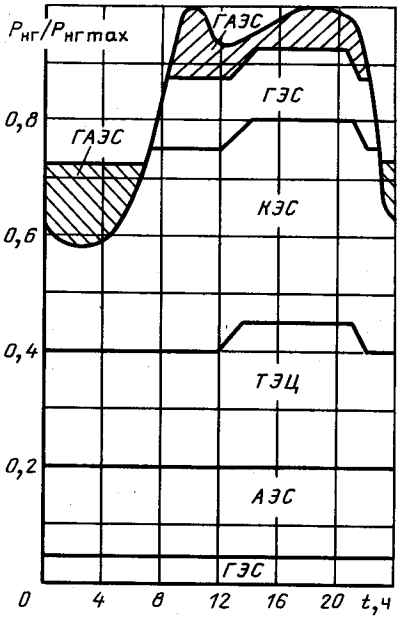


Рис. 1.6. Суточный график нагрузки системы и графики электростанций, участвующих в выработке электроэнергии

1.3. Режимы энергосистемы и участие электростанций в выработке электрической энергии

Нагрузка электрической системы слагается из: 1) нагрузок потребителей, присоединенных к сетям системы; 2) мощности собственных производственных нужд электростанций; 3) потерь мощности в сетях. Поскольку потребление электроэнергии неравномерно, нагрузка системы в целом также неравномерна. Суточный график системы для зимнего дня (рис. 1.6) имеет два максимума и два минимума. Дневной максимум имеет место приблизительно от 8 до 11 ч по местному времени, вечерний – приблизительно от 16 до 20 ч. Ночной минимум $P_{нч\,min}$ имеет место приблизительно от 0 до 6 ч и дневной $P_{дн\,min}$ – приблизительно от 11 до 13 ч. В суточном графике различают: базовую часть, соответст-

вующую нагрузке $P \leqslant P_{\text{нч}min}$; полупиковую часть, соответствующую условию $P_{\text{нч}min} \leqslant P \leqslant P_{\text{дн}min}$; пиковую часть, соответствующую нагрузке $P \geqslant P_{\text{дн}min}$.

Нагрузка электрической системы должна быть распределена между всеми электростанциями, суммарная установленная мощность которых несколько превышает наибольший максимум системы. Покрытие базовой части суточного графика возлагают: а) на АЭС, регулирование мощности которых затруднительно; б) на ТЭЦ, максимальная экономичность которых имеет место, когда электрическая мощность соответствует тепловому потреблению (пропуск пара в ступени низкого давления турбин в конденсаторы должен быть минимальным); в) на ГЭС в размере, соответствующем минимальному пропуску воды, необходимому по санитарным требованиям и условиям судоходства. Во время паводка участие ГЭС в покрытии базовой части графика системы может быть увеличено с тем, чтобы после заполнения водохранилищ до расчетных отметок не сбрасывать бесполезно избыток воды через водосливные плотины. Покрытие пиковой части графика возлагают на ГЭС и ГАЭС, агрегаты которых допускают частые включения и отключения, быстрое изменение нагрузки. Остальная часть графика, частично выравненная нагрузкой ГАЭС при работе их в насосном режиме, может быть покрыта КЭС, работа которых наиболее экономична при равномерной нагрузке.

Чем неравномернее график нагрузки системы, тем бóльшая мощность ГЭС и ГАЭС необходима, чтобы обеспечить экономичную работу КЭС, без резкого снижения их нагрузки в ночные часы, а также в выходные и предпраздничные дни или отключения части агрегатов в эти часы. Таким образом, участие ГЭС и ГАЭС в покрытии графика системы при достаточной мощности их позволяет выравнять графики нагрузки КЭС, ТЭЦ и АЭС и обеспечить наибольшую экономичность энергосистемы в целом.

Режимы работы электростанций различного типа, объединенных в электрическую систему, назначаются группой режимов диспетчерского управления системой с учетом особенностей их производственного процесса и состава энергосистемы, с тем чтобы получить наибольший экономический эффект по системе в целом.

Установленная мощность электростанций энергосистемы. Чтобы обеспечить нормальную работу энергосистемы, установленная мощность электростанций должна превышать наибольшую нагрузку системы. Мощность, равная разности $P_{\text{у}} - P_{\text{нг}max}$, представляет собой некоторый запас установленной мощности, необходимый для резервирования агрегатов электростанций в случае их повреждения и проведения плановых ремонтов.

Резервная мощность подразделяется на вращающийся или горячий резерв и холодный резерв. Вращающийся резерв, как говорит само название, сосредоточен в агрегатах, нагрузка которых меньше номинальной мощности; холодный резерв – это мощность в неработающих агрегатах, которые в случае необходимости могут быть быстро введены в работу.

С учетом резервной мощности, а также требований устойчивости и надежности работы энергосистем мощность наиболее мощного агрегата в энергосистеме, как показывает опыт эксплуатации, не должна превышать 2% установленной мощности энергосистемы. Мощность же наиболее крупной электростанции не должна по тем же соображениям превышать 8–12% установленной мощности энергосистемы. Отсюда следует, что агрегаты (блоки) мощностью в 500, 800, 1000, 1200 МВт и выше могут быть установлены только в мощных энергосистемах с надежными внутрисистемными связями.

Практика эксплуатации энергосистем показывает, что резервная мощность должна быть не менее 10–15% суммарной установленной мощности. Увеличение резервной мощности ведет к ухудшению технико-экономических показателей энергосистемы, а ее уменьшение – к понижению надежности электроснабжения потребителей.

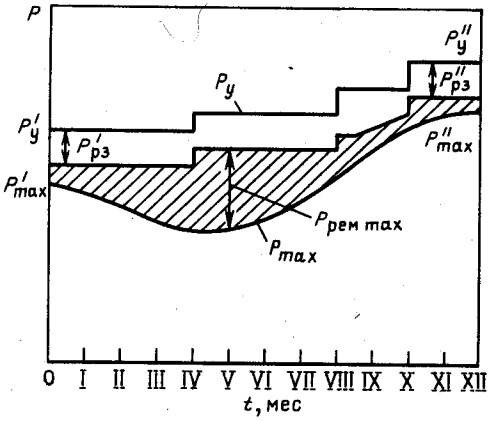


Рис. 1.7. Графики суточных максимумов системы и графики установленной мощности системы

Ремонт основного оборудования энергосистемы. Ремонт агрегатов энергосистемы должен проводиться без ущерба для ее нормальной работы и электроснабжения потребителей. Наибольшая нагрузка энергосистемы увеличивается из года в год. Увеличивается и установленная мощность электростанций по мере ввода в работу новых агрегатов. На рис. 1.7 приведен график суточных максимумов системы в течение года, из которого видно, что суточный максимум в начале года равен P'_{max}. В течение весенних и летних месяцев он уменьшается, достигает некоторого минимума, затем быстро увеличивается и к концу года достигает значения $P''_{max} > P'_{max}$. Установленная мощность электростанций увеличивается в течение года ступенями по мере установки новых агрегатов. В начале года она составляет $P'_у$, в конце года $P''_у > P'_у$. Разность ординат графиков $P_у(t)$ и $P_{max}(t)$ определяет мощность, используемую в качестве резервной мощности $P_{рз}$, а также мощность, которая может быть использована для ремонта агрегатов. Последняя, как видно из рисунка, непостоянна и имеет максимальное значение в течение летних месяцев при снижении нагрузки системы. Агрегаты КЭС, ТЭЦ и АЭС, как правило, выводят в плановый ремонт летом, агрегаты ГЭС – зимой, когда речной сток воды резко снижается и агрегаты ГЭС не могут быть полностью использованы. Заштрихованная часть графика определяет время и мощность агрегатов, которые могут быть одновременно выведены в ремонт в течение года без ущерба для нормальной работы системы.

Глава вторая

ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

2.1. Основные понятия и определения

Электрические машины и трансформаторы, установленные на электростанциях и подстанциях, линии электрических сетей нуждаются в управлении и защите от повреждений и анормальных режимов. Для этого необходимы коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы, токоограничивающие реакторы, разрядники и другое электрическое оборудование первичных (силовых) цепей. Необходимы также аппараты управления, контроля, измерений, релейной защиты и автоматики, образующие вторичные цепи электрической установки. Перечисленные элементы электрического оборудования первичных и вторичных цепей вместе с вспомогательными устройствами и строительной частью образуют распределительное устройство (РУ) станции или подстанции.

Различают внутренние и наружные РУ с электрическим оборудованием, размещенным в зданиях и вне

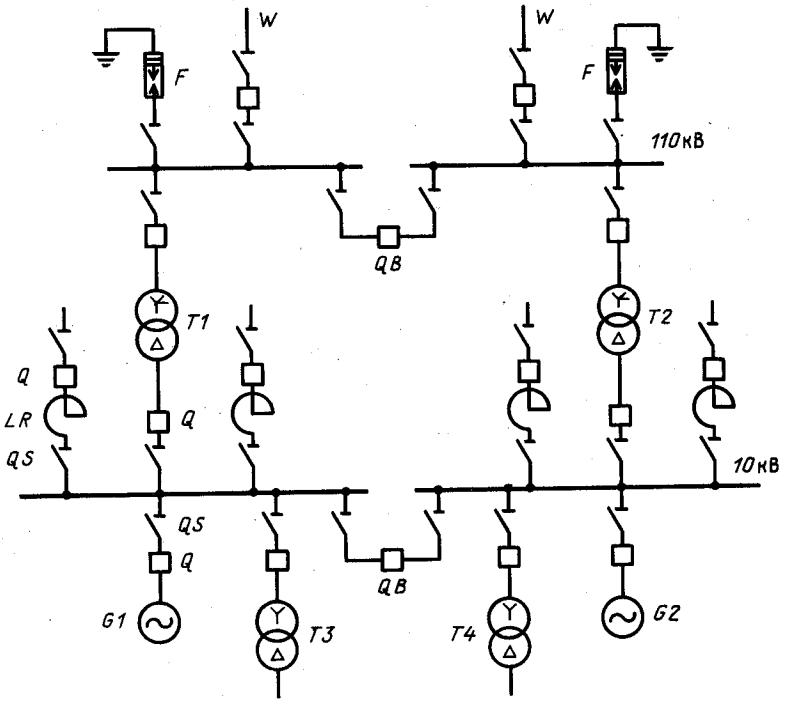


Рис. 2.1. Однолинейная схема электростанции средней мощности с РУ 10 и 110 кВ: *G* – генератор; *T* – трансформатор; *Q* – выключатель; *QB* – выключатель секционный; *QS* – разъединитель; *LR* – токоограничивающий реактор; *F* – разрядник; *W* – линия электропередачи

зданий. В последнем случае оно должно быть приспособлено для работы при температуре воздуха, изменяющейся в широких пределах, под дождем и снегом, при ветре и гололеде.

На станциях имеются РУ нескольких ступеней номинального напряжения, связанные через силовые трансформаторы или автотрансформаторы. Каждое РУ, как правило, содержит сборные шины (трехфазную систему проводников) и ряд присоединений или ответвлений от сборных шин с соответствующим оборудованием. В зависимости от назначения электроустановки, номинального напряжения, числа и мощности присоединений РУ может быть выполнено с одной или двумя системами сборных шин; с одним или двумя выключателями в каждом присоединении и другими особенностями, определяющими эксплуатационные свойства РУ и его стоимость.

Наглядное представление о РУ или установке в целом дает электрическая схема – графическое изображение электроустановки с помощью условных символов в соответствии с действительным составом электрического оборудования и порядком электрических соединений. Степень детализации схемы может быть различной. В дальнейшем широко используются однолинейные схемы, в которых указаны элементы оборудования и проводники одной фазы. Приборы, аппараты управления и релейной защиты, а в ряде случаев измерительные трансформаторы в таких схемах опускают.

В качестве примера на рис. 2.1 приведена однолинейная схема станции средней мощности с РУ 10 и 110 кВ. Чтобы не усложнять схемы, для обоих РУ условно приняты одиночные системы сборных шин. К сборным шинам 10 кВ присоединены два генератора *G1* и *G2*, два глав-

ных трансформатора *T1* и *T2*, два понижающих трансформатора собственных нужд станции *T3* и *T4* и четыре линии местной распределительной сети с токоограничивающими реакторами *LR*. К сборным шинам 110 кВ присоединены два главных трансформатора и две линии *W*, связывающие станцию с системой.

2.2. Назначение электрического оборудования первичных цепей

Назначение аппаратов и других элементов РУ удобно рассмотреть применительно к схеме конкретной установки (рис. 2.1). Как видно из схемы, в каждом присоединении предусмотрены выключатели и соответствующие разъединители.

Выключатели *Q* являются важнейшими коммутационными аппаратами. Они предназначены для включения, отключения и повторного включения электрических присоединений. Эти операции выключатели должны совершать в нормальном режиме, а также при коротких замыканиях (КЗ), когда ток превосходит нормальное значение в десятки и сотни раз. Выключатели снабжены приводами для неавтоматического и автоматического управления. Под неавтоматической операцией включения или отключения понимают операцию, совершаемую человеком, который замыкает цепь управления привода выключателя особым ключом обычно на расстоянии, т. е. дистанционно. Автоматическое включение и отключение происходит без вмешательства человека с помощью автоматических устройств, замыкающих те же цепи управления.

Выключатели предусмотрены также в сборных шинах. Эти выключатели называют секционными *QB*. В РУ станций секционные выключатели при нормальной работе обычно замкнуты. Они должны автоматически размыкаться только в случае повреждения в зоне сборных шин. Вместе с ними должны размыкаться и другие выключатели поврежденной секции. Таким образом поврежденная часть РУ будет отключена, а остальная часть останется в работе. При наличии достаточного резерва в источниках энергии и линиях электроснабжение не будет нарушено.

Разъединители *QS* имеют основное назначение – изолировать (отделять) на время ремонта в целях безопасности электрические машины, трансформаторы, линии, аппараты и другие элементы системы от смежных частей, находящихся под напряжением. Разъединители способны размыкать электрическую цепь только при отсутствии в ней тока или при весьма малом токе, например токе намагничивания небольшого трансформатора или емкостном токе непротяженной линии.

В отличие от выключателей разъединители в отключенном положении образуют видимый разрыв цепи. Как правило, их снабжают приводами для ручного управления. Операции с разъединителями и выключателями должны производиться в строго определенном порядке. При отключении цепи необходимо сначала отключить выключатель и после этого отключить разъединители, предварительно убедившись в том, что выключатель отключен. При включении цепи операции с выключателем и разъединителями должны быть выполнены в обратном порядке. Таким образом, замыкание и размыкание цепи с током совершает выключатель. Разъединители образуют дополнительные изолирующие промежутки в цепи, предварительно отключенной выключателем.

Разъединители размещают так, чтобы любой аппарат или любая часть РУ могли быть изолированы для безопасного доступа и ремонта. Так, например, в каждой линейной цепи должны быть предусмотрены два разъединителя – шинный или линейный, с помощью которых выключатели могут быть изолированы от сборных шин и от сети. В цепи генератора достаточно иметь только шинный разъединитель, обеспечивающий безопасный ремонт генератора и выключателя; при этом генератор должен быть отключен и остановлен. Для ремонта двухобмоточных трансформаторов и соответствующих выключателей достаточно иметь шинные разъедини-

тели со стороны высшего и низшего напряжений.

Для безопасной работы в РУ и в сети недостаточно изолировать рабочее место от смежных частей, находящихся под напряжением. Необходимо также заземлить участок системы, подлежащий ремонту. Для этого у разъединителей предусматривают заземляющие ножи, с помощью которых участок, изолированный для ремонта, может быть заземлен с обеих сторон, т. е. соединен с заземляющим устройством установки, потенциал которого близок к нулю. Заземляющие ножи снабжают отдельными приводами. Нормально заземляющие ножи отключены. Их включают при подготовке рабочего места для ремонта после отключения выключателей и разъединителей и проверки отсутствия напряжения.

Использование разъединителей не ограничивается изоляцией отключенных частей системы в целях безопасности при ремонтах. В РУ с двумя системами сборных шин разъединители используют также для переключений присоединений с одной системы сборных шин на другую без разрыва тока в цепях.

Токоограничивающие реакторы *LR* представляют собой индуктивные сопротивления, предназначенные для ограничения тока КЗ в защищаемой зоне. В зависимости от места включения различают реакторы линейные и секционные.

Измерительные трансформаторы тока *TA* предназначены для преобразования тока до значений, удобных для измерений. В присоединениях генераторов, силовых трансформаторов, линий со сложными видами защиты необходимы два-три комплекта трансформаторов тока.

Измерительные трансформаторы напряжения *TV* предназначены для преобразования напряжения до значений, удобных для измерений. Трансформаторы напряжения присоединяют к сборным шинам станций; их предусматривают также в присоединениях генераторов, трансформаторов и линий.

На принципиальных схемах измерительные трансформаторы обычно не показывают.

Вентильные разрядники *F*, а также ограничители перенапряжений предназначены для защиты изоляции электрического оборудования от атмосферных перенапряжений. Они должны быть установлены у трансформаторов, а также у вводов воздушных линий в РУ.

Токопроводы представляют собой относительно короткие электрические линии (как правило, от нескольких метров до нескольких сотен метров) с жесткими или гибкими проводниками, укрепленными на опорных или подвесных изоляторах, предназначенные для соединения электрических машин, трансформаторов и электрических аппаратов в пределах станции, подстанции, распределительного устройства.

2.3. Требования, предъявляемые к электрическому оборудованию и токопроводам

Требования, предъявляемые к электрическому оборудованию и токопроводам, заключаются в следующем.

1) Изоляция оборудования должна обладать достаточной электрической прочностью, чтобы противостоять наибольшему рабочему напряжению, а также коммутационным и атмосферным перенапряжениям.

Оборудование и проводники должны:

2) проводить в течение неограниченного времени наибольшие рабочие токи соответствующих присоединений; при этом температура в наиболее нагретых точках не должна превышать нормированные значения для продолжительного режима;

3) выдерживать тепловое и механическое действия токов КЗ, т. е. обладать достаточной термической и электродинамической стойкостью;

4) быть экономичными и надежными в эксплуатации, т. е. вероятность повреждений должна быть мала, а требования к уходу и ремонту минимальными;

5) быть безопасными для лиц, обслуживающих установку.

Кроме перечисленных общих требований, к электрическому оборудованию предъявляют ряд частных требований в соответствии с назначением и условиями работы оборудования. Они указаны далее в соответствующих главах.

Номинальные параметры электрического оборудования – это параметры, определяющие свойства электрического оборудования, например номинальное напряжение, номинальный ток и многие другие. Номинальные параметры назначают заводы-изготовители. Они указываются в каталогах, справочниках, на щитках оборудования. При проектировании установки и выборе оборудования номинальные параметры сопоставляют с соответствующими расчетными значениями напряжений и токов, чтобы убедиться в пригодности оборудования для работы в нормальных и анормальных условиях. Ограничимся здесь лишь определением понятия номинального напряжения электрической сети и электрического оборудования.

Номинальное напряжение – это базисное напряжение из стандартизованного ряда напряжений, определяющее уровень изоляции сети и электрического оборудования. Действительные напряжения в различных точках системы могут несколько отличаться от номинального, однако они не должны превышать наибольшие рабочие напряжения, установленные для продолжительной работы:

Номинальное междуфазное напряжение, действующее значение, кВ	3	6	10	20	35	110
Наибольшее рабочее напряжение, действующее значение, кВ	3,5	6,9	11,5	23	40,5	

Продолжение

Номинальное междуфазное напряжение, действующее значение, кВ	150	220	330	500	750	1150
Наибольшее рабочее напряжение, действующее значение, кВ	172	252	363	525	787	1210

Для сетей с номинальным напряжением 220 кВ включительно наибольшее рабочее напряжение принято равным 1,15 номинального; для сетей с номинальным напряжением 330 кВ – 1,1 номинального и для сетей 500 кВ и выше – 1,05 номинального. Электрическое оборудование должно быть рассчитано на продолжительную работу при указанных напряжениях.

Изоляция электрического оборудования должна также противостоять перенапряжениям, т. е. кратковременному действию напряжений, превышающих наибольшее рабочее напряжение. Различают перенапряжения коммутационные и атмосферные.

2.4. Аппараты вторичных цепей. Релейная защита и элементы системной автоматики

Автоматические устройства, в частности релейная защита, необходимы там, где требуется быстрая реакция на изменение режима работы и немедленная команда на отключение или включение соответствующих цепей. Так, например, при КЗ, когда ток в ряде цепей резко увеличивается, необходимо немедленно отключить поврежденный участок системы, чтобы по возможности уменьшить размеры разрушения и не помешать работе смежных неповрежденных цепей. Такая команда может быть подана только автоматическим устройством, реагирующим на изменение тока, направление мощности и другие факторы и замыкающим цепи управления соответствующих выключателей *.

Автоматическое отключение элементов системы должно быть избирательным (селективным). Это означает, что в случае повреждения в любой цепи отключению подлежит только поврежденная цепь ближайшими к месту повреждения выключателями. Работа ос-

* Релейная защита и автоматика являются предметом изучения особого курса. Здесь рассмотрены лишь требования, предъявляемые к этим устройствам, в объеме, необходимом для понимания работы электрического оборудования станций и подстанций.

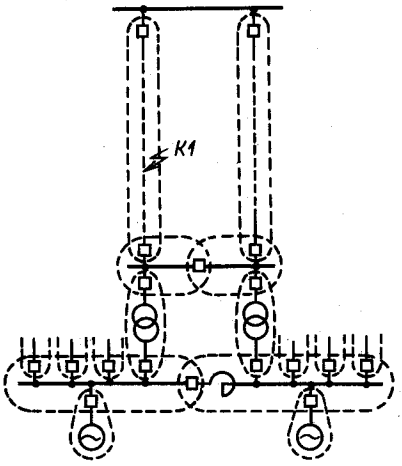


Рис. 2.2. Электрическая схема станции и участка сети. Пунктирные линии разграничивают участки станции и сети, подлежащие отключению в случае их повреждения

тальной части системы не должна быть нарушена. Так, например, при замыкании в точке *K1* (рис. 2.2) ток проходит по цепям генераторов, повышающих трансформаторов, поврежденной и неповрежденной линий. Однако отключению подлежит только поврежденная линия с обеих сторон. Связь станции с системой сохранится по другой линии. В случае повреждения генератора или трансформатора отключению подлежит только поврежденный элемент. На рис. 2.2 участки системы, подлежащие отключению в случае их повреждения, разграничены пунктирными линиями. Каждый участок отключается одним или двумя выключателями. В случае повреждения выключателя отключению подлежат два смежных участка.

Избирательность релейной защиты обеспечивают различными способами, например соответствующим выбором времени или тока срабатывания защит смежных участков сети, применением реле, реагирующих на направление мощности, и др.

Время отключения цепи при КЗ слагается из времени срабатывания релейной защиты и времени отключения выключателя, исчисляемого от момента подачи команды на отключение до момента погасания дуги в разрывах выключателя. Время отключения основных линий системы стремятся по возможности уменьшить, чтобы не нарушить устойчивости параллельной работы электростанций. Время отключения новейших выключателей составляет два периода и время релейной защиты еще 0,5 периода. Полное время отключения составляет таким образом 2,5 периода. Для распределительных сетей 2,5-периодное отключение не требуется. Здесь применяют более простые защиты и менее быстродействующие выключатели, стоимость которых значительно ниже. Полное время отключения составляет несколько десятых долей секунды и более.

Автоматические устройства для повторного включения (АПВ) воздушных линий после отключения их защитой имеют назначение быстро восстановить работу линии после отключения. Эффективность повторного включения воздушных линий основана на том, что большая часть замыканий связана с грозовыми разрядами и приводит к перекрытию изоляторов по поверхности. После автоматического отключения линии электрическая прочность воздушного промежутка быстро восстанавливается и при повторном включении линия остается в работе. Первоначально команда на повторное включение подавалась вручную дежурным на щите управления. Позднее операцию включения стали автоматизировать. В настоящее время автоматическое повторное включение, однократное и двукратное, получило широкое применение. Оно способствует повышению надежности электроснабжения, в особенности при питании потребителей по одиночным линиям.

Полное время автоматического повторного включения исчисляется от подачи команды релейной защиты на отключение выключателя до повторного замыкания его контактов. Оно должно быть возможно малым, чтобы не нарушать работу потребителей, но в то же время достаточным для деионизации дугового промежутка в месте перекрытия. Время повторного включения зависит от напряжения сети и быстродей-

ствия выключателя. В устройствах двукратного повторного включения для первого включения выбирают минимальное время из условия деионизации дугового промежутка. Если первое включение оказывается неуспешным и линия отключается вновь, происходит второе включение с интервалом в несколько секунд.

Автоматические устройства для включения резервной цепи (АВР) должны автоматически включать резервный трансформатор или резервный агрегат взамен отключенного защитой, а также автоматически подключать секцию сборных шин (с соответствующей нагрузкой), потерявшую питание, к соседней секции, обеспеченной питанием, с целью быстрого восстановления электроснабжения. Перерыв в подаче энергии должен быть относительно невелик, не более 0,5 с, чтобы электродвигатели, потерявшие питание, не успели остановиться, а после восстановления питания могли быстро войти в нормальный режим работы.

Глава третья

ПРОВОДНИКИ, ИЗОЛЯТОРЫ, КАБЕЛИ

3.1. Неизолированные жесткие проводники

Проводники этого вида принято называть шинами. По соображениям экономического порядка применяют исключительно шины из алюминия и его сплавов с различными электрическими и механическими характеристиками. Форму и размеры поперечного сечения шины выбирают в соответствии с рабочим током, учитывая явление поверхностного эффекта, а также требования термической и динамической стойкости при КЗ.

Поверхностный эффект. Как известно, переменный ток вытесняется к поверхности проводника, при этом потери мощности увеличиваются, что равносильно увеличению сопротивления. Отношение активного сопротивления R_a уединенного проводника при переменном токе к сопротивлению R при постоянном токе и той же температуре называют коэффициентом поверхностного эффекта $K_п = R_a/R$. Он зависит от формы и размеров поперечного сечения проводника, а также от частоты тока. На рис. 3.1, 3.2 приведены кривые для определения коэффициента поверхностного эффекта в проводниках прямоугольного и круглого сечения. По оси абсцисс отложена величина $\sqrt{f/R}$, где f – частота; R – сопротивление проводника длиной 1000 м при постоянном токе. Отношения b/h и t/D приняты в качестве параметров. Как видно из рисунков, по мере увеличения $\sqrt{f/R}$ коэффициент поверхностного эффекта быстро увеличивается. Так как сопротивление R обратно пропорционально сечению s проводника, можно утверждать, что по мере увеличения сечения коэффициент поверхностного эффекта увеличивается. Чем меньше отношение b/h или t/D, тем меньше коэффициент поверхностного эффекта. Для проводников сплошного сечения он значительно больше, чем для труб того же сечения. Так, например, сечение круглого алюминиевого проводника диаметром 60 мм и сечение алюминиевой трубы диаметром 100 мм при отношении $t/D = 0{,}1$ одинаковы и равны 28,3 см^2. Следовательно, сопротивление их постоянному току и отношение $\sqrt{f/R}$ также одинаковы ($R = 0{,}01225$ Ом и $\sqrt{f/R} = 63{,}8$ Гц$^{1/2}$/Ом$^{1/2}$). Однако коэффициент поверхностного эффекта в первом случае равен 1,375, а во втором – 1,025. Следовательно, активное сопротивление трубы с указанными размерами на

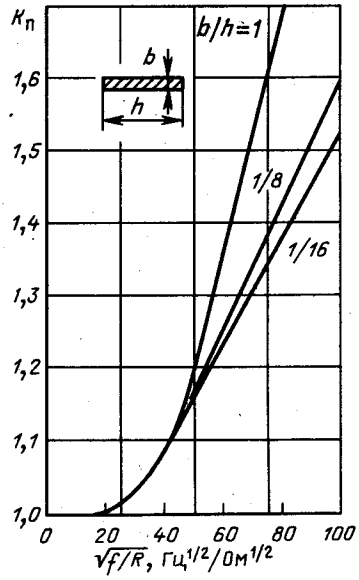


Рис. 3.1. Коэффициент поверхностного эффекта в шинах прямоугольного сечения

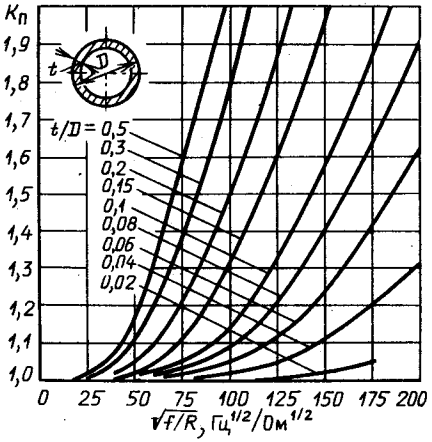


Рис. 3.2. Коэффициент поверхностного эффекта в трубах круглого сечения

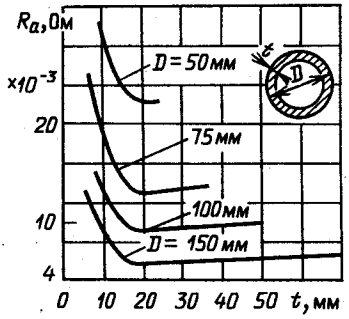


Рис. 3.3. Зависимость активного сопротивления алюминиевых труб от толщины стенки

25% меньше сопротивления круглого проводника сплошного сечения.

Зависимость активного сопротивления алюминиевых труб диаметром от 50 до 150 мм от толщины стенки показана на рис. 3.3. По мере увеличения толщины стенки, начиная от очень малого значения, сечение трубы увеличивается, а сопротивление ее быстро уменьшается, пока не достигнет некоторого минимума. При дальнейшем увеличении толщины стенки сечение трубы продолжает увеличиваться, однако ее активное сопротивление не только не уменьшается, но даже несколько увеличивается вследствие быстрого увеличения коэффициента поверхностного эффекта. Критическая толщина стенки трубы, соответствующая минимуму активного сопротивления, зависит не от диаметра, а только от удельного сопротивления материала и частоты. Для алюминиевых труб круглого сечения при частоте 50 Гц критическая толщина стенки составляет около 20 мм, а для медных труб около 14 мм. Ясно, что применение труб с

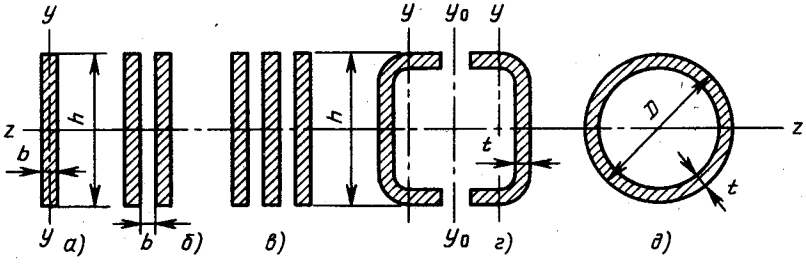


Рис. 3.4. Распространенные виды шин

толщиной стенки, превышающей критическую, нецелесообразно.

Распространенные формы поперечного сечения шин. Простейшая форма поперечного сечения шины – прямоугольная с отношением сторон b/h от 1/8 до 1/12 (рис. 3.4, *а*). Это так называемые плоские шины. Они обеспечивают хороший отвод тепла в окружающую среду, поскольку отношение поверхности охлаждения к объему здесь больше, чем в шинах любой другой формы. Момент сопротивления изгибу относительно оси z во много раз больше, чем относительно оси y. Следовательно, при расположении проводников трех фаз в плоскости $y-y$ плоские шины способны противостоять значительным электродинамическим силам при КЗ.

Плоские шины изготовляют с поперечным сечением до $120 \times 10 = 1200$ мм^2. Допустимый продолжительный ток таких шин из алюминия при нормированной температуре воздуха 25 °С равен 2070 А. При бóльшем рабочем токе можно применить составные проводники из двух или трех полос с зазорами между ними (рис. 3.4, *б*, *в*). Допустимый ток при этом увеличится соответственно до 3200 и 4100 А, т. е. далеко не пропорционально числу полос. Это объясняется поверхностным эффектом – вытеснением переменного тока на поверхность составного проводника. Распределение тока между полосами составного проводника неравномерно, потери мощности заметно увеличиваются.

Недостаток составных проводников заключается также в сложности монтажа и недостаточной механической прочности. Последнее объясняется взаимодействием полос при КЗ. Поскольку токи в полосах направлены одинаково, они стремятся сблизиться. Чтобы исключить смыкание полос при КЗ, необходимы дистанционные прокладки между ними с соответствующим креплением. Проводники из трех и четырех полос безусловно нецелесообразны при переменном токе. Ограниченное применение имеют проводники из двух полос.

При больших рабочих токах применяются составные шины из двух корытных проводников (рис. 3.4, *г*). Здесь также необходимы дистанционные прокладки между корытами.

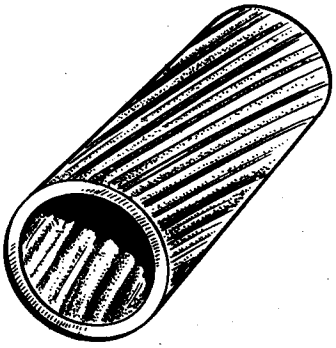


Рис. 3.5. Полый алюминиевый провод марки ПА-640

Наиболее совершенной формой поперечного сечения шины при рабочем токе свыше 2000 А является круглое кольцевое (рис. 3.4, *д*). При правильно выбранном отношении толщины стенки к диаметру трубы обеспечивается хороший отвод тепла, а также механическая прочность. Момент сопротивления изгибу одинаков в любом направлении. Применение получили трубы с наружным диаметром до 250 мм и толщиной стенки до 12 мм.

3.2. Неизолированные гибкие проводники

В РУ 35 кВ и выше наряду с жесткими шинами применяют гибкие многопроволочные сталеалюминиевые провода, а также пучки из двух, трех и четырех проводов в фазе с дистанционными распорками между ними. Такая конструкция проводника позволяет увеличить рабочий ток и исключить коронирование. В РУ 500 кВ и выше применяют полые алюминиевые провода марок ПА 500 и ПА 640 (рис. 3.5), а также пучки из таких проводов. Это гибкие провода, свитые из проволок фасонного сечения с диаметром 45 и 59 мм и допустимой токовой нагрузкой соответственно 1340 и 1680 А.

Сечение проводов и их число в фазе выбирают в соответствии с рабочим

током присоединения, а также номинальным напряжением, чтобы исключить коронирование. Для увеличения допустимой токовой нагрузки достаточно увеличить суммарное сечение проводов в фазе. Коронирование может быть устранено увеличением числа проводов или их диаметра. Минимальные сечения одиночных проводов и проводов в пучках, исключающие коронирование, для РУ с номинальным напряжением от 110 до 1150 кВ, а также допустимые рабочие токи приведены ниже:

Номинальное напряжение, кВ	Марка проводов	Диаметр проводов, мм	Допустимый ток, А
110	1 × АС 120/19	15,2	380
150	1 × АС 240/39	21,6	610
220	1 × АС 600/72	33,2	1050
	3 × АС 150/24	3 × 17,1	1335
330	2 × АС 240/39	2 × 21,6	1220
	3 × АС 300/66	3 × 24,5	2070
500	2 × АС 700/86	2 × 36,2	2440
	1 × ПА 640	1 × 59	1680
750	2 × ПА 640	2 × 59	3360
	3 × ПА 500	3 × 45	4020
1150	4 × ПА 640	4 × 59	6720

Как видно из приведенных данных, одиночные провода марки АС могут быть применены при напряжении до 220 кВ включительно и рабочем токе до 1050 А. При бóльшем номинальном напряжении и бóльшем рабочем токе необходимы пучки из нескольких проводов. При напряжении 500 кВ могут быть применены два провода марки АС с допустимым током 2440 А или один провод марки ПА 640 с допустимым током 1680 А. При бóльшем рабочем токе следует взять два провода марки ПА 640, что позволит увеличить допустимый ток до 3360 А. При номинальных напряжениях 750 и 1150 кВ следует применять только провода марки ПА. При этом число проводов в пучке получается минимальным, уменьшается расход алюминия и число гирлянд изоляторов, упрощается монтаж [3.1].

3.3. Изоляторы

Различают изоляторы следующих видов: опорные, проходные и подвесные. Изоляторы должны отвечать ряду требований, определяющих их электрические и механические характеристики, в соответствии с назначением и номинальным напряжением, а также загрязненностью воздуха в районе установки. К электрическим характеристикам относятся: номинальное напряжение, пробивное напряжение, разрядные и выдерживаемые напряжения промышленной частоты в сухом состоянии и под дождем, импульсные 50%-ные разрядные напряжения обеих полярностей. Основной механической характеристикой является минимальная разрушающая нагрузка, Н, приложенная к головке изолятора в направлении, перпендикулярном оси, а также жесткость или отношение силы, приложенной к головке изолятора в направлении, перпендикулярном оси, к отклонению головки от вертикали, Н/мм.

Жесткость опорных изоляторов зависит от их конструкции и номинального напряжения. Изоляторы для напряжения до 35 кВ включительно обладают очень большой жесткостью, поскольку высота их относительно мала. Изоляторы для более высоких напряжений имеют бóльшую высоту и меньшую жесткость. Она составляет в зависимости от конструкции от 300 до 2000 Н/мм для изоляторов 110 кВ и 150–200 Н/мм для изоляторов 220 кВ. Это означает, что при КЗ головки изоляторов заметно отклоняются от своего нормального положения под действием электродинамических сил на проводники. Однако изоляторы не разрушаются при условии, что нагрузка на головку не превышает минимальной разрушающей нагрузки.

Опорные изоляторы предназначены для изоляции и крепления шин или токоведущих частей аппаратов на заземленных металлических или бетонных конструкциях, а также для крепления проводов воздушных линий на опорах. Их можно разделить на стержневые и штыревые.

Опорные стержневые изоляторы для внутренней установки серии ИО изготовляют для номинальных напряжений от 6 до 35 кВ. Они имеют фарфоровое

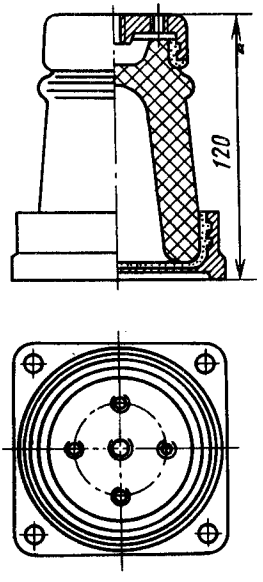


Рис. 3.6

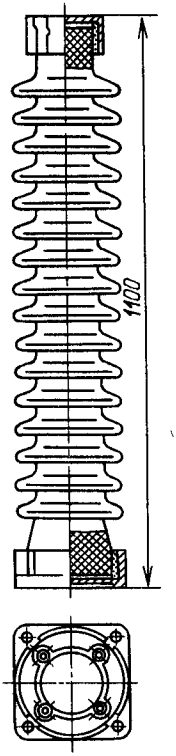


Рис. 3.7

Рис. 3.6. Опорный стержневой изолятор для внутренней установки серии ИО 10 кВ с квадратным фланцем и колпаком

Рис. 3.7. Опорный стержневой изолятор для наружной установки серии ИОС 110 кВ

коническое тело с одним небольшим ребром (рис. 3.6). Снизу и сверху предусмотрены металлические детали (армировка) для крепления изолятора на основании и крепления проводника на изоляторе. Высота фарфорового тела определяется номинальным напряжением. Диаметр тела и вид армировки определяются минимальной разрушающей нагрузкой: чем больше последняя, тем прочнее должен быть укреплен изолятор на основании. Изоляторы, рассчитанные на значительную механическую нагрузку, имеют снизу квадратные фланцы с отверстиями для болтов, а сверху – металлические колпаки с резьбовыми отверстиями для крепления шинодержателя и проводника. Элементы арматуры охватывают тело изолятора и соединены с фарфором цементным составом.

Изоляторы серии ИО изготовляют с минимальной разрушающей нагрузкой от 3,75 до 30 кН.

Опорные стержневые изоляторы для наружной установки серии ИОС (рис. 3.7) отличаются от изоляторов описанной выше конструкции более развитыми ребрами, благодаря которым увеличивается разрядное напряжение под дождем. Их изготовляют для номинальных напряжений от 10 до 110 кВ. Минимальная разрушающая нагрузка находится в пределах от 3 до 20 кН.

Опорные штыревые изоляторы серии ОНШ также предназначены для наружной установки. Они имеют фарфоровое тело с далеко выступающими ребрами (крыльями) для защиты от дождя. Дли-

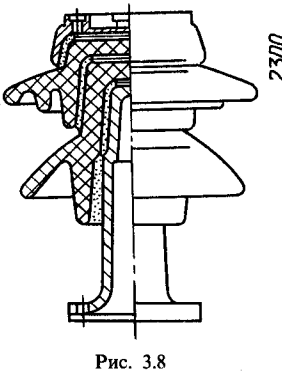


Рис. 3.8

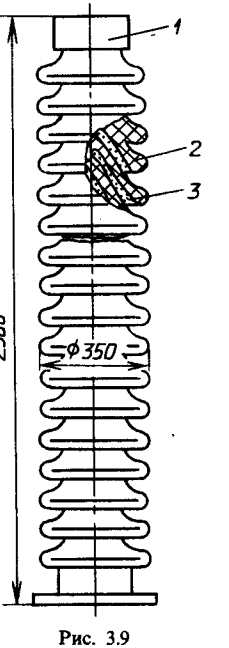


Рис. 3.9

Рис. 3.8. Опорный многоэлементный изолятор (мультикон) 245 кВ

Рис. 3.9. Опорный штыревой изолятор для наружной установки серии ОНШ 35 кВ

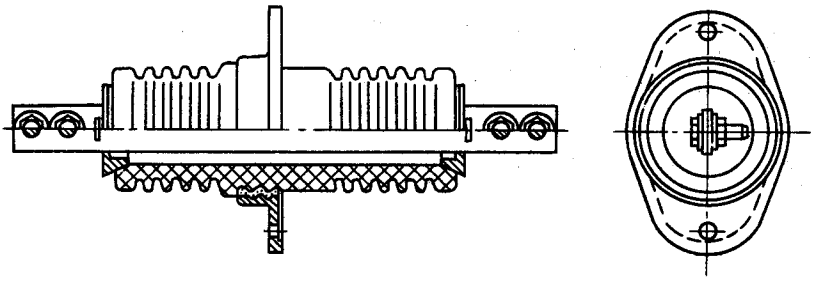


Рис. 3.10. Проходной изолятор для внутренней установки 10 кВ, 250 – 630 А

на пути тока утечки по поверхности диэлектрика значительно больше соответствующего пути тока утечки по изолятору, предназначенному для внутренней установки. Изолятор укрепляется на основании с помощью чугунного штыря с фланцем. Для крепления токоведущих частей предусмотрен чугунный колпак с нарезными отверстиями. Штыревые изоляторы изготовляют для номинальных напряжений от 10 до 35 кВ и минимальной разрушающей нагрузки от 5 до 20 кН. Изолятор, показанный на рис. 3.8, рассчитан на номинальное напряжение 35 кВ. Штыревые изоляторы 110 – 220 кВ представляют собой колонки из нескольких изоляторов 35 кВ.

В Англии, Франции и других странах строят опорно-штыревые изоляторы (рис. 3.9), составленные из большого числа фарфоровых элементов *2*, соединенных между собой цементной связкой *3*, получившие название «мультикон». Вверху изолятора крепится колпак *1*, а внизу – металлический фланец. Высота изолятора для напряжения 245 кВ составляет 2300 мм. Такие изоляторы, собранные в одиночные колонки, используются в РУ до 765 кВ. Они обладают малой жесткостью и в то же время высокой прочностью на изгиб.

Проходные изоляторы предназначены для проведения проводника сквозь заземленные кожухи трансформаторов и аппаратов, стены и перекрытия зданий.

Проходные изоляторы для внутренней установки до 35 кВ включительно имеют полый фарфоровый корпус без наполнителя с небольшими ребрами. Для крепления изолятора в стене, пере-

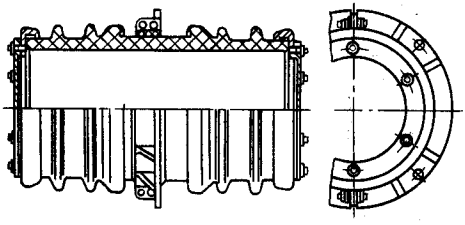


Рис. 3.11. Проходной изолятор для внутренней установки 20 кВ, 8000 – 12 500 А

крытии предусмотрен фланец, а для крепления проводника – металлические колпаки. Длина фарфорового корпуса определяется номинальным напряжением, а диаметр внутренней полости – сечением токоведущих стержней, следовательно, номинальным током. Изоляторы с номинальным током до 2000 А (рис. 3.10) снабжены алюминиевыми стержнями прямоугольного сечения. Изоляторы с номинальным током свыше 2000 А (рис. 3.11) поставляются без токоведущих стержней. Размеры внутренней полости выбраны здесь достаточными, чтобы пропустить через изолятор шину или пакет шин прямоугольного сечения, а при очень большом токе – трубу круглого сечения. Фланцы и колпаки, в особенности у изоляторов с большим номинальным током, изготовляют из немагнитных материалов (специальных марок чугуна, а также силумина – сплава на основе алюминия и кремния) во избежание дополнительных потерь мощности от индуктированных токов. У изоляторов, предназначенных для ввода жестких и гибких шин в здания РУ или шкафы КРУ наруж-

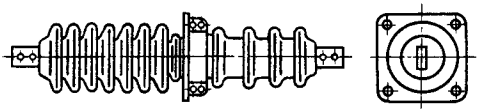


Рис. 3.12. Проходной изолятор наружно-внутренней установки 35 кВ, 400–630 А

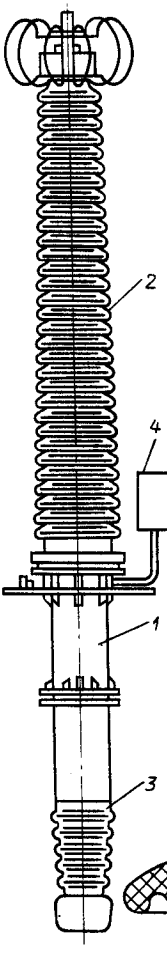


Рис. 3.13

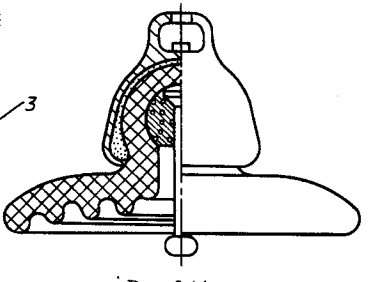


Рис. 3.14

Рис. 3.13. Герметизированный бумажно-масляный ввод 500 кВ с выносным бачком давления

Рис. 3.14. Подвесной тарельчатый изолятор

ной установки, часть фарфорового корпуса, обращенная наружу, имеет развитые ребра (рис. 3.12) для увеличения разрядного напряжения под дождем.

Проходные изоляторы 110 кВ и выше в зависимости от назначения получили названия линейных или аппаратных вводов. Кроме фарфоровой они имеют бумажно-масляную изоляцию. На токоведущий стержень наложены слои кабельной бумаги с проводящими прокладками между ними. Размеры слоев бумаги и прокладок выбраны так, чтобы обеспечить равномерное распределение потенциала как вдоль оси, так и в радиальном направлении. Ввод (рис. 3.13) состоит из следующих частей: металлической соединительной втулки *1*, предназначенной для закрепления ввода в кожухе аппарата или в проеме стены, верхней *2* и нижней *3* фарфоровых покрышек, защищающих внутреннюю изоляцию от атмосферной влаги и служащих одновременно резервуаром для масла, заполняющего ввод. Вводы, предназначенные для аппаратов с маслом, имеют укороченную нижнюю часть; это объясняется более высоким разрядным напряжением по поверхности фарфора в масле сравнительно с разрядным напряжением в воздухе.

Вводы обычно герметизированы. Для компенсации температурных изменений в объеме масла предусмотрены компенсаторы давления, встроенные в верхнюю часть ввода или помещенные в особый бачок давления *4*, соединенный с вводом гибким трубопроводом. Вводы имеют измерительное устройство, которое служит для контроля давления в системе ввод–бак.

Подвесные изоляторы предназначены для крепления многопроволочных проводов к опорам воздушных линий и РУ. Их конструируют так, чтобы они могли противостоять растяжению.

Тарельчатый изолятор (рис. 3.14) имеет фарфоровый или стеклянный корпус в виде диска с шарообразной головкой. Нижняя поверхность диска выполнена ребристой для увеличения разрядного напряжения под дождем, а верхняя поверхность диска – гладкой, с небольшим уклоном для стекания дождя. Внутри фарфоровой (стеклянной) головки цементом закреплен стальной оцинкованный стержень. Сверху фарфоровую головку охватывает колпак из чугуна с гнездом для введения в него стержня другого изолятора или ушка

для крепления гирлянды к опоре. Число изоляторов в гирлянде выбирают в соответствии с номинальным напряжением.

Внутренней и наружной поверхностям фарфоровой головки придана такая форма, чтобы при тяжении провода фарфор испытывал только сжатие (как известно, прочность фарфора при сжатии значительно больше, чем при растяжении). Так обеспечивают высокую механическую прочность тарельчатых изоляторов. Они способны выдерживать тяжения порядка 10^4-10^5 Н. Механическую прочность подвесных изоляторов характеризуют испытательной нагрузкой, которую изоляторы должны выдерживать в течение 1 ч без повреждений.

Расчетную нагрузку на тарельчатые изоляторы принимают равной половине часовой испытательной.

В местностях, прилегающих к химическим, металлургическим, цементным заводам, воздух содержит значительное количество пыли, серы и других веществ, которые образуют на поверхности изоляторов вредный осадок, снижающий их электрическую прочность. Вблизи моря и соленых озер воздух имеет большую влажность и содержит значительное количество соли, которая также образует вредный осадок. Нормальные изоляторы, используемые в районах, удаленных от источников загрязнения, имеют отношение длины пути утечки к наибольшему рабочему напряжению около 1,5 см/кВ. Для РУ, подверженных загрязнению, применяют изоляторы особой конструкции или увеличивают число изоляторов в гирляндах. Прибегают также к периодической обмывке или обтирке изоляторов.

Тарельчатые изоляторы, предназначенные для местностей с загрязненным воздухом (рис. 3.15), имеют увеличенную длину пути тока утечки и выполнены так, чтобы поверхность их была в наибольшей мере доступна очищающему действию дождя и ветра. При одинаковой степени загрязнения и увлажнения разрядные напряжения у изоляторов особой конструкции приблизительно в

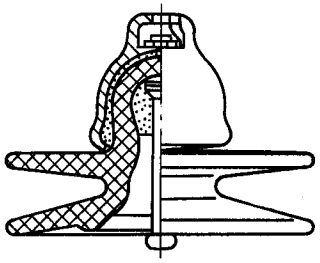


Рис. 3.15. Подвесной изолятор для местностей с загрязненным воздухом

1,5 раза выше, чем у изоляторов обычного исполнения.

3.4. Кабели

Конструкция силового кабеля определяется в основном номинальным напряжением, а также системой рабочего заземления сети (незаземленные, заземленные через настроенную индуктивность, эффективно-заземленные). В СССР сети 6–35 кВ не заземлены или заземлены через настроенные индуктивные сопротивления. При нормальной работе напряжение между жилами и оболочкой (землей) в $\sqrt{3}$ раз меньше напряжения между жилами. Однако при замыкании одной жилы на землю напряжение между неповрежденными жилами и оболочкой увеличивается до линейного. Хотя продолжительность таких анормальных режимов относительно невелика, их приходится учитывать при выборе толщины изоляции.

Трехжильные кабели 6–10 кВ изготовляют с поясной изоляцией, в общей свинцовой или алюминиевой оболочке (рис. 3.16). Они имеют алюминиевые многопроволочные секторные жилы и изоляцию из кабельной бумаги, пропитанной вязким маслоканифольным составом. Электрическое поле кабелей с поясной изоляцией имеет сложный характер. Силовые линии направлены не перпендикулярно слоям изоляции, а под некоторым углом к ним. Тангенциальная составляющая напряженности электрического поля направлена вдоль сло-

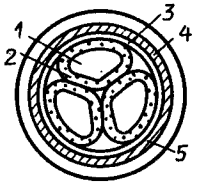


Рис. 3.16

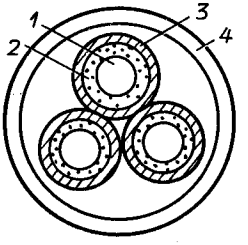


Рис. 3.17

Рис. 3.16. Поперечное сечение трехжильного кабеля 6–10 кВ с поясной изоляцией:
1 – токоведущая жила; *2* – изоляция жилы; *3* – поясная изоляция; *4* – металлическая оболочка; *5* – защитный покров

Рис. 3.17. Поперечное сечение трехжильного кабеля 35 кВ с отдельно освинцованными жилами:
1 – токоведущая жила; *2* – изоляция жилы; *3* – свинцовая оболочка жилы; *4* – защитный покров

ев бумаги, что способствует развитию скользящих разрядов. Поэтому электрическая прочность вдоль слоев значительно меньше, чем в поперечном направлении. На основании долголетнего опыта эксплуатации кабелей установлена толщина изоляции между жилами и оболочкой; она составляет 0,73–0,74 толщины изоляции между жилами. Такая конструкция кабелей 6–10 кВ соответствует условиям их работы.

Свинцовая или алюминиевая оболочка кабеля защищает бумажную изоляцию от проникновения влаги. Поверх металлической оболочки накладывают подушку – защитный слой из волокнистых материалов, пропитанных битумом, и броню из стальных лент или проволоки. Поверх брони предусматривают наружный покров – слой из пропитанных волокнистых материалов и битума – для защиты оболочки и брони от коррозии и механических повреждений. Кабели с алюминиевой оболочкой нуждаются в особо надежной защите от почвенной коррозии. Для этих кабелей целесообразно применение сплошного защитного покрова из поливинилхлоридного пластика; это создает возможность прокладки кабеля без брони в земле и в помещениях, где требуются негорючесть и химическая стойкость к различным химическим агентам. Стоимость кабеля при этом снижается.

Трехжильные кабели 6 и 10 кВ изготовляют с максимальным сечением алюминиевых жил 3×240 мм^2. Такие кабели при прокладке в земле рассчитаны на рабочий ток соответственно 390 и 355 А. Если рабочий ток линии превышает эти значения, применяют пучки из нескольких кабелей, включенных параллельно. Широкое применение в сетях городов и промышленных предприятий получили линии из двух параллельно включенных кабелей.

Трехжильные кабели 20–35 кВ с вязкой пропиткой изготовляют в СССР с круглыми отдельно освинцованными жилами (рис. 3.17). В отличие от описанных выше кабелей с секторными жилами и поясной изоляцией электрическое поле в таких кабелях радиально, что улучшает условия работы изоляции. На круглые алюминиевые жилы накладывают последовательно экран из полупроводящей бумаги, изоляцию, опять экран из полупроводящей бумаги и оболочку из свинца. Изготовленные таким образом освинцованные жилы скручивают, а промежутки между ними заполняют пропитанной кабельной пряжей; затем кабель обматывают тканевой лентой или кабельной пряжей и бронируют. Поверх брони накладывают наружный защитный покров.

На станциях для соединения повышающих трансформаторов с РУ высшего напряжения применяют кабели 110–500 кВ, если по местным условиям эти соединения не могут быть выполнены шинами или многопроволочными проводами.

Конструкции кабелей высокого напряжения весьма разнообразны. Наибольшее применение в СССР получили кабельные линии из трех одножильных кабелей, заключенных в стальную трубу с маслом под давлением около 1,5 МПа (рис. 3.18). Бумажная изоляция в масле под давлением обладает значительно бóльшей электрической прочностью, бóльшей стабильностью и надежностью в эксплуатации, чем бумажная изоля-

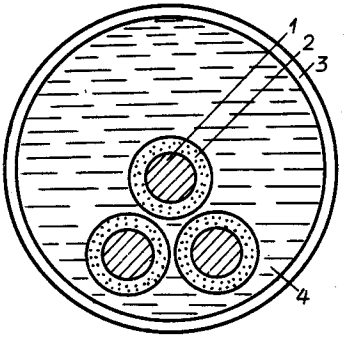


Рис. 3.18. Кабельная линия 110 кВ из трех одножильных кабелей, заключенных в стальную трубу с маслом:

1 – токоведущая жила; *2* – изоляция; *3* – стальная труба; *4* – масло

ция с вязкой пропиткой. В последней при изменении температуры образуются воздушные включения, которые снижают электрическую прочность изоляции; в кабелях с бумажной изоляцией в масле воздушные включения отсутствуют.

Токопроводящие жилы кабелей круглой формы скручивают из медных луженых проволок. На каждую жилу накладывают экран из лент полупроводящей бумаги и изоляцию из специальной кабельной бумаги. Поверх изоляции накладывают экран из полупроводящей и металлизированной бумаги и медные ленты, а также две спирали из мягких полукруглых проволок, чтобы облегчить затягивание кабеля в трубу. Затем накладывают временную свинцовую оболочку, предохраняющую изоляцию кабеля во время транспортирования и хранения. Три изолированные жилы с экраном из медных лент и спиралью из проволоки (свинцовую оболочку снимают в процессе монтажа) затягивают в предварительно проложенную стальную трубу, которую заполняют маслом под избыточным давлением. Стальные трубы кабельных линий 110–500 кВ имеют диаметр 150–300 мм и толщину стенки 10–12 мм. Предусматривают наружный антикоррозийный покров. Подпитку маслом и поддержание давления в трубе осуществляют от автоматизированной насосной установки, располагаемой на одном или обоих концах линии в зависимости от ее длины.

Глава четвертая

НАГРЕВАНИЕ ПРОВОДНИКОВ И АППАРАТОВ. НАГРЕВАНИЕ СТАЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В СИЛЬНЫХ МАГНИТНЫХ ПОЛЯХ

4.1. Общие вопросы теории нагревания

Нагревание проводников и аппаратов происходит вследствие потерь энергии различных видов. Сюда относятся: 1) джоулевы потери, пропорциональные квадрату тока; 2) потери в диэлектриках, пропорциональные квадрату напряжения; 3) потери в магнитопроводах от вихревых токов и гистерезиса; 4) потери в массивных ферромагнитных деталях от индуктированных токов и перемагничивания. Потерянная энергия выделяется в виде тепла. Температура проводника, аппарата не должна превышать соответствующие допустимые значения, определяемые нагревостойкостью изоляции, требованием надежной работы контактов и другими соображениями.

Допустимые температуры. Следует различать наблюдаемую температуру и температуру в наи-

Таблица 4.1. **Допустимые температуры для изоляционных материалов в наиболее нагретых точках при нормальном режиме**

Класс нагревостойкости	Допустимая температура, °С	Основные группы электроизоляционных материалов
У	90	Волокнистые материалы из целлюлозы, хлопка и натурального шелка, непропитанные и не погруженные в жидкий электроизоляционный материал
А	105	Волокнистые материалы из целлюлозы, хлопка или натурального, искусственного и синтетического шелка, в рабочем состоянии пропитанные или погруженные в жидкий электроизоляционный материал
Е	120	Синтетические органические материалы (пленки, волокна, смолы, компаунды и др.)
В	130	Материалы на основе слюды, асбеста и стекловолокна, применяемые с органическими связующими и пропитывающими составами
F	155	Материалы на основе слюды, асбеста и стекловолокна, применяемые в сочетании с синтетическими связующими и пропитывающими составами, соответствующими данному классу нагревостойкости
Н	180	Материалы на основе слюды, асбеста и стекловолокна, применяемые в сочетании с кремнийорганическими связующими и пропитывающими составами, кремнийорганические эластомеры
G	Свыше 180	Слюда, керамические материалы, стекло, кварц или их комбинации, применяемые без связующих или с органическими и элементоорганическими составами. Температура применения этих материалов определяется их физическими, химическими, механическими и электрическими свойствами

более нагретой точке. Под наблюдаемой температурой понимают температуру, найденную измерением. Она несколько меньше температуры в наиболее нагретой точке, поскольку последняя обычно недоступна для измерения и применяемые методы измерения несовершенны. Разность между температурой в наиболее нагретой точке и наблюдаемой составляет 5—15 °С в зависимости от вида аппарата и метода измерения. Принято нормировать наблюдаемые температуры, поскольку это удобно для практического использования в эксплуатации. Однако в основу нормирования в числе других требований положены допустимые температуры в наиболее нагретых точках для основных видов изоляции (табл. 4.1). Как видно из таблицы, изоляционные материалы разделены по нагревостойкости на семь классов. Под *нагревостойкостью* понимается способность материала сохранять свои изоляционные свойства при воздействии нормированной температуры в течение нормального срока эксплуатации электрооборудования.

Рассмотрим допустимые (наблюдаемые) температуры для проводников и аппаратов в нормальном режиме, приведенные в табл. 4.2. Для неизолированных медных и алюминиевых проводников установлена допустимая температура 70 °С (т. е. относительно низкая), чтобы обеспечить надежную работу контактов и не допустить чрезмерного нагревания изолированных частей аппаратов, к которым они примыкают.

Для кабелей с бумажной изоляцией класса А (нагревостойкость 105 °С) установлены допустимые температуры от 50 до 80 °С, что объясняется возможностью образования при более высокой температуре воздушных включений (вследствие периодического изменения температуры). Вместе с тем опыт показывает, что нормированная температура для изоляции класса А может быть превышена в течение ограниченного времени. При этом необходимо учитывать ускоренный износ изоляции, экономически оправданный требованием непрерывности электроснабжения в ненормальных условиях работы сети или электроустановки. Это относится к сило-

Таблица 4.2. **Допустимые температуры для проводников и аппаратов в нормальном режиме**

Проводники и аппараты	Допустимая температура, °С
Неизолированные провода и шины[1]	70
Кабели с бумажной изоляцией напряжением, кВ:	
до 3 включительно	80
6	65
10	60
20 и 35	50
Провода, шнуры, кабели с резиновой, поливинилхлоридной или пластмассовой изоляцией	55
Неразмыкаемые контакты аппаратов в воздухе, выполненные из:	
алюминия, меди и их сплавов	90
алюминия с покрытием серебром	110
меди с покрытием серебром	120
Размыкающие контакты в воздухе	75
Болтовые соединения шин из алюминия, меди и их сплавов	90
Масло трансформаторное:	
в выключателях	80
в трансформаторах, изоляторах	90

[1] В соответствии с ПУЭ.

вым трансформаторам и кабелям с изоляцией класса А (см. § 22.5 и 19.5).

Существенное значение имеет нормирование температуры окружающей среды (воздуха, масла, воды, земли), что видно из следующего. Температура ϑ проводника (аппарата) может быть представлена в виде суммы

$$\vartheta = \vartheta_{окр} + \theta, \qquad (4.1)$$

где $\vartheta_{окр}$ – температура окружающей среды; $\theta = \vartheta - \vartheta_{окр}$ – превышение температуры проводника, аппарата над температурой окружающей среды.

Теплоотдача с поверхности нагретого тела в окружающую среду зависит в основном от превышения температуры. Поскольку допустимая температура проводника аппарата задана, увеличение температуры окружающей среды означает уменьшение располагаемого превышения температуры. Следовательно, чтобы сохранить состояние равновесия, выделение тепла и соответственно нагрузка должны быть снижены.

Ниже приведены номинальные температуры, °С, окружающей среды согласно ГОСТ 8024–84 и ПУЭ 86:

Воздух для проводников (провода, шины, кабели)	+25
Воздух для аппаратов	+35
Земля	+15
Вода	+15

Теплообмен. Так называют процесс переноса тепла в рассматриваемом теле от более нагретых к менее нагретым его частям, а также к соседним телам и в окружающую среду. Различают три вида теплообмена: через теплопроводность, конвекцию и лучеиспускание (излучение).

Явление теплопроводности характерно для твердых тел. Основной закон теплопроводности согласно Фурье может быть представлен математически следующим образом:

$$\Phi = -\lambda \frac{d\vartheta}{dn} S, \qquad (4.2)$$

где Φ – тепловой поток, Вт, через изотермическую площадку S, м^2, в направлении нормали в ней; $d\vartheta/dn$ – градиент температуры в направлении нормали; λ – коэффициент теплопроводности материала, Вт/(м · °С).

Отношение Φ/S представляет собой плотность теплового потока в какой-либо точке поверхности, Вт/м^2,

$$q = \frac{\Phi}{S} = -\lambda \frac{d\vartheta}{dn}. \qquad (4.3)$$

Знак минус в приведенных выражениях указывает, что тепло передается в направлении убывания температуры вдоль нормали к площадке.

Понятием конвекции пользуются при описании передачи тепла от поверхности твердых тел к жидкости или газу. Это наиболее сложный вид теплообмена, в котором участвует теплопроводность и перенос тепла потоком жидкости или газа. Жидкость (газ),

соприкасающаяся с нагретой поверхностью, нагревается, плотность ее уменьшается, она поднимается. На ее место подходит более холодная жидкость, газ. Вместе с током жидкости, газа происходит перенос тепла. Конвекцию называют свободной, если движение жидкости, газа относительно нагретой поверхности происходит только вследствие разности плотностей нагретых и холодных слоев жидкости, газа. Если жидкость, газ приводится в движение внешними силами (разностью давлений) или искусственно с помощью насоса, вентилятора, конвекцию называют вынужденной. Теплоотдача при этом резко увеличивается.

Количество тепла, отводимого через свободную конвекцию, зависит от теплопроводности жидкости (газа), ее плотности и вязкости, формы, размеров и состояния охлаждаемой поверхности и превышения температуры тела над температурой окружающей среды. Для определения отводимого тепла используют экспериментальные данные, полученные на натурных образцах и моделях. На основании таких исследований предложены соответствующие расчетные формулы, пригодные в частных случаях.

Тепловым излучением называют перенос тепла от более нагретой поверхности к менее нагретой электромагнитными волнами через разделяющую газовую среду. Последняя принимается полностью прозрачной для тепловых лучей.

Основной закон теплового излучения, данный Стефаном и Больцманом, определяет плотность теплового потока излучения, Вт/м^2, следующим образом:

$$q_{л} = \sigma_0 \varepsilon (\vartheta_{К}^4 - \vartheta_{Кв}^4), \qquad (4.4)$$

где σ_0 – коэффициент лучеиспускания или постоянная Стефана – Больцмана, равная $5{,}7 \cdot 10^{-8}$ Вт/(м$^2 \cdot$ К^4); ε – степень черноты излучающей поверхности; $\vartheta_{К}$ и $\vartheta_{Кв}$ – температуры излучающей поверхности и воздуха в кельвинах ($\vartheta_{К} = \vartheta + 273$; $\vartheta_{Кв} = \vartheta_{в} + 273$).

4.2. Тепловой расчет неизолированных проводников в продолжительном режиме

Тепловой расчет имеет целью определить допустимый ток для проводника заданного сечения. Под допустимым током понимают наибольший ток (действующее значение), который проводник может проводить в течение неограниченного времени при нормированной (номинальной расчетной) температуре воздуха и при условии, что температура проводника не превысит соответствующее допустимое значение.

Шины и многопроволочные проводники относятся к однородным проводникам. Тепловыделение и теплоотдача, отнесенные к единице длины, одинаковы по всей длине. Следовательно, температура проводника также постоянна по длине и передача тепла вдоль проводника отсутствует. Теплообмен происходит только с поверхности проводника через конвекцию и излучение.

В установившемся тепловом состоянии все тепло, выделяющееся в проводнике в единицу времени, отдается в окружающую среду:

$$P = I^2 R_{а} = \Phi, \qquad (4.5)$$

где Φ – тепловой поток, Вт; $R_{а}$ – активное сопротивление проводника.

Как $R_{а}$, так и Φ являются функциями температуры проводника. Задавшись номинальной (допустимой) температурой для проводника и нормированной температурой воздуха, можно определить активное сопротивление проводника и тепловой поток с его поверхности, а также из выражения (4.5) допустимый ток

$$I_{доп} = \sqrt{\frac{\Phi}{R_{а}}}. \qquad (4.5а)$$

Таким образом, тепловой расчет сводится к определению активного сопротивления проводника при допустимой температуре и теплового потока с его поверхности при нормированном перепаде температур между шиной и воздухом.

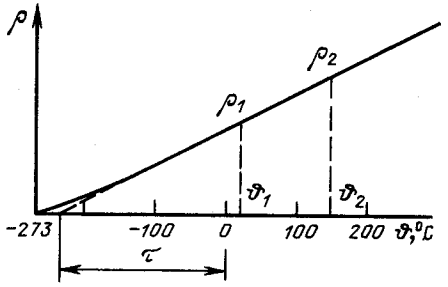


Рис. 4.1. Зависимость удельного сопротивления проводников от температуры

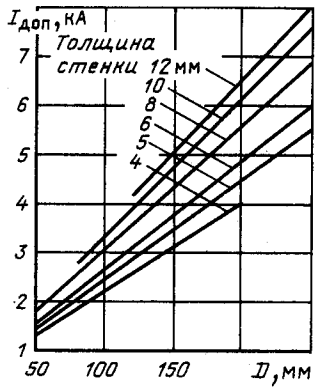


Рис. 4.2. Допустимые токи для трубчатых неокрашенных шин из алюминиевого сплава при наружной установке

Зависимость удельного сопротивления проводника от температуры. Эта зависимость близка к линейной в пределах приблизительно от −100 до +400 °С (рис. 4.1). При температуре от −100 до −273 °С зависимость от температуры нелинейна (см. сплошную линию). Если продолжить наклонную прямую до пересечения с осью абсцисс (см. пунктир) и обозначить расстояние от точки пересечения до нуля через τ, то вся характеристика окажется линейной и зависимость удельного сопротивления от температуры может быть представлена следующим образом:

$$\frac{\rho_2}{\rho_1} = \frac{\tau + \vartheta_2}{\tau + \vartheta_1}, \qquad (4.6)$$

где ρ_1 и ρ_2 – удельные сопротивления при температуре, равной соответственно ϑ_2 и ϑ_1; τ – некоторая условная температура, зависящая от свойств материала проводника. Для твердотянутой меди τ = 242 °С, для отожженной меди 234 °С, для алюминия 236 °С.

Выражение (4.6) удобно в том отношении, что τ не зависит от температуры в отличие от известного выражения

$$\rho_2 = \rho_1 [1 + \alpha(\vartheta_2 - \vartheta_1)], \qquad (4.7)$$

в котором коэффициент α является функцией температуры. Использование последнего выражения допустимо при изменении температуры в небольших пределах. При этом принимают некоторое среднее значение коэффициента $\alpha \approx 0{,}04$. Зависимость $\rho = f(\vartheta)$ получается не строго линейной.

Значение коэффициента α, соответствующее температуре ϑ, может быть определено из выражения $\alpha = 1/(\tau + \vartheta)$.

Допустимые токи неизолированных проводников. Аналитическое определение допустимых токов связано с определением теплового потока с поверхности проводника [см. (4.5а)]. Эта задача чрезвычайно сложна в особенности при наружной установке с учетом солнечной радиации и ветра. Поэтому допустимые токи определяют экспериментально с бóльшей точностью. Допустимые токи для стандартных сечений проводников, медных и алюминиевых, сведены в таблицы и графики (приложение 1 и рис. 4.2).

При выборе сечений проводников по допустимой температуре анализируют суточные графики нагрузки установки и определяют наибольший рабочий ток соответствующего присоединения. Чтобы температура проводника не превышала допустимого значения, наибольший рабочий ток присоединения не должен превышать допустимого значения

$$I_{\text{доп}} \geqslant I_{\text{раб. нб}}, \qquad (4.8)$$

где $I_{\text{раб. нб}}$ – наибольший рабочий ток присоединения (подробнее – см. § 19.5).

В тех случаях, когда температура воздуха $\vartheta_{\text{в}}$ отличается от номинальной расчетной $\vartheta_{\text{в. ном}}$ или температуру ϑ и

превышение температуры θ принимают отличными от соответствующих номинальных значений $\vartheta_{ном}$ и $\theta_{ном}$, зависимость между током, температурой, превышением температуры проводника и температурой воздуха может быть представлена следующим приближенным равенством, вытекающим из допущения, что теплоотдача пропорциональна превышению температуры:

$$\left(\frac{I_{доп}}{I_{доп.ном}}\right)^2 \approx \frac{\theta}{\theta_{ном}} = \frac{\vartheta - \vartheta_в}{\vartheta_{ном} - \vartheta_{в.ном}},$$

где $I_{доп.ном}$ и $I_{доп}$ – допустимые токи при температурах воздуха $\vartheta_{в.ном}$ и $\vartheta_в$, откуда

$$\vartheta = \vartheta_в + (\vartheta_{ном} - \vartheta_{в.ном})\left(\frac{I_{доп}}{I_{доп.ном}}\right)^2 \text{ и}$$

$$I_{доп} = I_{доп.ном}\sqrt{\frac{\vartheta - \vartheta_в}{\vartheta_{ном} - \vartheta_{в.ном}}}. \quad (4.9)$$

4.3. Нагревание аппаратов в продолжительном режиме

Способность аппарата к проведению рабочего тока заводы-изготовители характеризуют номинальным током, т. е. наибольшим током (действующим значением), который аппарат может проводить в течение неограниченного времени при нормированной температуре воздуха; при этом температура его частей не должна превышать соответствующих допустимых значений.

Заводы-изготовители устанавливают номинальные токи на основании тепловых испытаний. В целях унификации оборудования установлены ряды номинальных токов (ГОСТ 6827–76*). Предпочтительными являются следующие значения:

1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,3 А,

а также десятичные кратные и дольные значения этих токов.

Чтобы температура частей аппарата не превышала допустимых значений, наибольший рабочий ток присоединения не должен превышать номинального тока аппарата

$$I_{ном} \geqslant I_{раб.нб}, \quad (4.10)$$

где $I_{раб.нб}$ – наибольший рабочий ток присоединения.

Читатель, вероятно, заметил, что для проводников принят термин **допустимый ток,** а для аппаратов – **номинальный ток.** По существу это одно и то же. Не будет ошибкой назвать табличные значения допустимых токов для проводников и кабелей номинальными токами, поскольку эти токи определяются теми же условиями.

4.4. Нагревание кабелей в продолжительном режиме

В кабелях 6–35 кВ помимо джоулевых потерь в жилах имеются потери в оболочках свинцовых, алюминиевых и в броне. В кабелях более высокого напряжения значительную часть потерь составляют потери в диэлектрике.

Отдача тепла, выделяемого в кабеле, зависит от его конструкции и способа прокладки. Если кабель проложен в земле, то теплоотдача обусловлена теплопроводностью изоляции, оболочки, брони, защитного покрова, земли. Если кабель проложен в канале или бетонных блоках, в передаче тепла участвует слой воздуха. Теплота от наружной поверхности кабеля к стенкам канала или блока передается конвекцией и излучением. То же относится к одножильным кабелям, заключенным в стальную трубу, заполненную маслом. Теплопередача через слой масла также осуществляется конвекцией и обусловлена теплопроводностью стальной трубы и земли.

При тепловом расчете кабелей используют аналогию теплового и электрического полей. При этом вводят понятия сопротивлений тепловому потоку элементов кабеля и окружающей среды. Для теплового потока может быть записан закон Ома следующим образом:

$$\Phi = \frac{\vartheta_1 + \vartheta_2}{R}, \quad (4.11)$$

где R – тепловое сопротивление соответствующего элемента цепи, °С/Вт.

Тепловое сопротивление цилиндри-

ческого слоя изоляции на длине l

$$R_{и} = \frac{1}{2\pi l\lambda}\ln\frac{a_2}{a_1},$$

где a_1 и a_2 – наружный и внутренний радиусы; λ – коэффициент теплопроводности изоляции.

Тепловое сопротивление земли может быть определено из следующего приближенного выражения:

$$R_{з} = \frac{2}{3}\frac{1}{2\pi l\lambda}\ln\frac{2h}{a},$$

где h – глубина прокладки кабеля; a – наружный радиус кабеля.

Тепловое сопротивление земли, в которой проложен кабель, существенно влияет на допустимый ток. Таблицы допустимых токов для кабелей, рекомендованные ПУЭ, составлены исходя из удельного теплового сопротивления земли 1200 °С/(м · Вт). Температура земли принята равной 15 °С. Если в одной траншее уложено несколько кабелей, необходимо учитывать увеличение температуры оболочек вследствие влияния соседних кабелей. Допустимый ток должен быть уменьшен в соответствии с числом кабелей и расстояниями между ними.

Наименее благоприятны условия теплоотдачи при прокладке кабелей в бетонных блоках и каналах. Допустимый ток зависит в рассматриваемых условиях от размеров блока, числа кабелей, их нагрузки и других факторов.

В практике проектирования и эксплуатации сетей, электроустановок используют таблицы допустимых токов, соответствующих нормированной температуре, для кабелей стандартных конструкций и определенных условий прокладки (приложение 2).

При неизменной в течение суток нагрузке ток в кабеле не должен превышать допустимое значение, установленное для рассматриваемых условий прокладки.

4.5. Превышение температуры проводника, аппарата в повторно-кратковременном режиме

Как известно, нагрузка станции, подстанции, отдельного присоединения непостоянна. Ее удобно представить ступенчатой: S_1, S_2, ..., S_n, где S – нагрузки, В · А, продолжительностью t_1, t_2, ..., t_n.

При изменении нагрузки изменяются и потери мощности в проводниках, аппаратах. Наступает переходный процесс, в течение которого температура должна измениться в соответствии с изменившейся нагрузкой.

Тепловое состояние проводника, аппарата в переходном режиме описывается дифференциальным уравнением

$$P\,dt = C\,d\theta + \Phi\,dt, \qquad (4.12)$$

где P – мощность джоулевых потерь, Вт; C – теплоемкость тела, Вт · с/°С; $\theta = (\vartheta - \vartheta_{окр})$ – превышение температуры; Φ – тепловой поток с поверхности проводника в окружающую среду, Вт.

Выделяемое тепло расходуется на повышение температуры проводника и частично распространяется в окружающую среду.

Величины P, C, Φ являются функциями температуры или превышения температуры тела над температурой окружающей среды. Решение уравнения (4.12) с учетом всех факторов приводит к сложным выражениям. Чтобы упростить задачу, примем, что удельные сопротивления и теплоемкость материала тела не зависят от температуры, что близко к действительным условиям, если пределы изменения температуры не слишком велики. Примем также по Ньютону, что тепловой поток с поверхности тела пропорционален превышению температуры

$$\Phi = \beta F\theta, \qquad (4.13)$$

где F – площадь поверхности тела, м^2; β – коэффициент теплоотдачи, Вт/(м^2 · °С), учитывающий все виды теплообмена.

При этих допущениях, оправдываемых простотой и наглядностью выво-

дов, дифференциальное уравнение (4.12) может быть представлено следующим образом:

$$\frac{d\theta}{dt} + \frac{\beta F}{C} - \frac{P}{C} = 0. \qquad (4.14)$$

Общее решение его таково

$$\theta = \frac{P}{\beta F} + Ae^{-t/\tau},$$

где $\tau = C/\beta F$ – постоянная времени процесса нагревания, с, или отношение теплоемкости тела к тепловому потоку с его поверхности в окружающую среду при превышении температуры $\theta = 1\ °C$. В зависимости от массы и поверхности тела постоянная времени может изменяться от нескольких минут до нескольких часов.

Постоянная интегрирования A может быть определена из начальных условий. Если до включения цепи, т. е. при $t = 0$, температура тела равна температуре окружающей среды, то $\theta_0 = 0$ и $A = -P/(\beta F)$. Следовательно,

$$\theta = \frac{P}{\beta F}(1 - e^{-t/\tau}). \qquad (4.15)$$

Превышение температуры изменяется экспоненциально (рис. 4.3, кривая *1*) от нуля до установившегося состояния

$$\theta_{y1} = \frac{P}{\beta F}, \qquad (4.16)$$

при котором вся выделяющаяся энергия отдается в окружающую среду в виде тепла. При этом температура проводника неизменна.

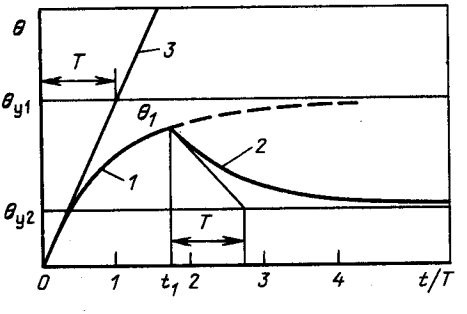


Рис. 4.3. Превышение температуры проводника, аппарата в переходных режимах

Допустим теперь, что в момент времени t_1 при $\theta = \theta_1$ потери уменьшились до значения P_2. Постоянная интегрирования должна быть принята равной $A_2 = \theta_1 - P_2/(\beta F)$. Превышение температуры начнет уменьшаться от θ_1 до установившегося значения

$$\theta_{y2} = P_2/(\beta F)$$

в соответствии с выражением

$$\theta = \theta_1 + (\theta_{y2} - \theta_1)(1 - e^{-t/\tau}) \qquad (4.17)$$

(рис. 4.3, кривая *2*).

Последнее выражение позволяет определить превышение температуры проводника, аппарата в любой момент переходного процесса как при нагревании, так и при остывании.

4.6. Нагревание стальных конструкций, расположенных в сильных магнитных полях

В стальных конструкциях, расположенных близко к токопроводу с большим рабочим током, возникают потери мощности от индуктированных вихревых токов и перемагничивания. При наличии замкнутых контуров из стальных балок, расположенных так, что сквозь контуры проходит переменный магнитный поток, в балках возникают циркулирующие токи и соответствующие потери мощности. Потери эти составляют доли процента мощности, передаваемой по токопроводу, однако они имеют нежелательные последствия: стальные конструкции нагреваются и при неблагоприятных условиях возникает опасность ожогов при прикосновении к ним; снижается прочность железобетонных конструкций; повышается температура в производственных помещениях.

Потери мощности, отнесенные к единице длины балки, зависят от множества факторов, из которых главными являются: ток в проводниках, расстояние между фазами, положение балки по отношению к проводникам, периметр и площадь поперечного сечения балки, магнитная характеристика $\mu = f(H)$ ферромагнитного материала и др. Опыт

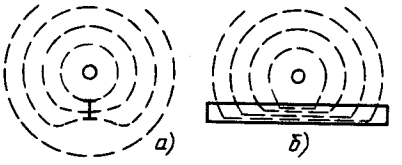


Рис. 4.4. Схемы, поясняющие явление втягивания магнитного потока проводника с током в стальную балку:
а – ось балки параллельна оси проводника; *б* – ось балки перпендикулярна оси проводника

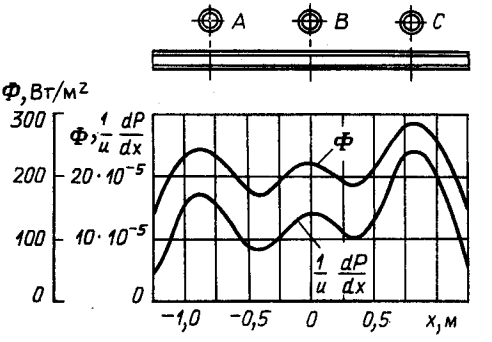


Рис. 4.5. Распределение магнитного потока и потерь мощности вдоль балки; рабочий ток составляет 8 кА

показывает, что потери мощности в балке, ось которой параллельна проводнику с током (рис. 4.4, *а*), ничтожно малы даже в том случае, если балка расположена очень близко к проводнику. Объясняется это тем, что магнитный поток проходит поперек балки, при этом длина пути по балке мала сравнительно с длиной пути по воздуху. Наличие стальной балки мало изменяет магнитное поле и поток сквозь балку невелик. Этот случай не является расчетным и в дальнейшем не рассматривается.

Практический интерес представляет случай, когда ось балки перпендикулярна проводнику с током (рис. 4.4, *б*). В этом случае магнитный поток проходит вдоль балки и длина силовых линий в балке соизмерима с их длиной в воздухе. Магнитный поток втягивается в балку и распределяется приблизительно равномерно по периметру поперечного сечения. В ферромагнитных телах поверхностный эффект проявляется весьма резко. Глубина проникновения магнитного потока составляет всего несколько миллиметров. В этом тонком поверхностном слое возникают вихревые токи, замыкающиеся вдоль периметра сечения, и соответствующие потери мощности.

Вдоль балки магнитный поток распределяется неравномерно. Он имеет максимальное значение в сечении под проводником и минимальное – по концам балки (рис. 4.5). Соответственно распределяются потери мощности от вихревых токов и гистерезиса.

Определение превышения температуры стальной балки или системы балок, расположенных в магнитном поле шинной линии, представляет сложную задачу. Теоретическая ее часть решена Л. Р. Нейманом [4.1, 4.2]. Изложение этих работ выходит за пределы настоящего курса. Здесь рассмотрена лишь физическая сторона явлений и приведены результаты экспериментальных ис-

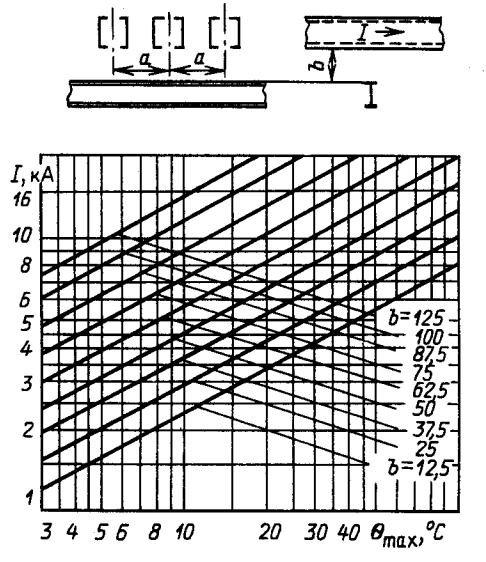


Рис. 4.6. Зависимость максимального превышения температуры двутавровой балки, расположенной в поле трехфазной шинной конструкции, от тока и расстояния *b* между проводниками и балкой

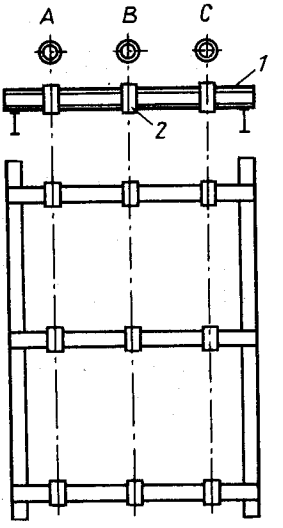


Рис. 4.7. Схема раположения стальных балок шинной конструкции

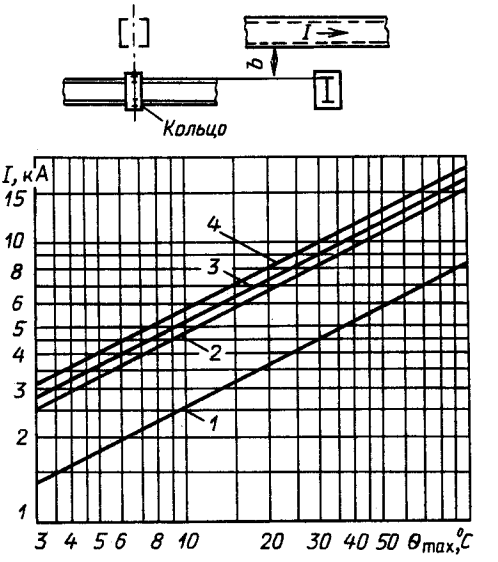


Рис. 4.8. Защитное действие размагничивающих колец на примере двутавровой балки, расположенной в поле проводника с током

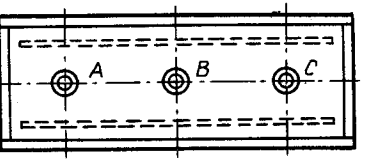


Рис. 4.9. Защита стальной рамы в месте прохода проводников через стену

следований нагрева стальных балок, заимствованные из [4.3]. Испытывалась двутавровая балка высотой 25 см, расположенная в поле трехфазного токопровода перпендикулярно осям проводников. Расстояние b от проводников до балки изменялось в пределах от 12,5 до 125 см. Зависимость максимального превышения температуры балки от тока и расстояния b показана на рис. 4.6. Из диаграммы следует, что при токе 8 кА и $b = 25$ см максимальное превышение температуры балки составляет 65 °С. Следовательно, при температуре воздуха 25 °С температура балки достигает 90 °С.

Для уменьшения нагрузки поперечных балок *1* (рис. 4.7) применяют размагничивающие кольца *2* из хорошо проводящих материалов (меди, алюминия), охватывающие балку в местах наибольшего выделения тепла, т. е. по осям проводников. Магнитный поток, пронизывая кольцо, индуктирует в нем ток, вытесняющий поток из балки. Потери мощности и превышение температуры балки уменьшаются. Однако при этом появляются потери в защитном кольце, зависящие от его поперечного сечения. На рис. 4.8 приведены кривые, показывающие влияние размагничивающих колец на превышение температуры двутавровой балки высотой 37,5 см, помещенной в поле уединенного проводника с током. Расстояние балки от проводника составляет 25 см. Кривая *1* показывает превышение температуры балки без кольца; кривая *2* – то же, но с размагничивающим кольцом сечением $75 \times 4 = 300$ мм^2; кривая *3* – при сечении кольца 450 мм^2; кривая *4* – при сечении кольца 900 мм^2. В рассматриваемых условиях применение размагничивающих колец привело к снижению превышения температуры балки приблизительно на 75 %.

При наличии замкнутых контуров в стальном каркасе (рис. 4.7) нагрева-

ние продольных балок определяется токами, циркулирующими в контурах. Нагревание поперечных балок значительнее, так как в этих балках кроме циркулирующих токов, направленных вдоль, имеются вихревые токи по периметрам поперечных сечений. Нагревание балок может быть резко снижено установкой изоляционных прокладок в местах стыка продольных и поперечных балок.

Для защиты арматуры железобетонных стен и перекрытий вблизи токопровода, а также стальных рам в местах прохода проводников сквозь стены (рис. 4.9) применяют экраны из алюминиевых листов толщиной 5–6 мм, помещаемых между проводниками и стальными балками или арматурой (см. пунктирные линии). В экранах индуктируются вихревые токи, уменьшающие магнитный поток.

Глава пятая

НАГРЕВАНИЕ ПРОВОДНИКОВ И АППАРАТОВ ПРИ КОРОТКОМ ЗАМЫКАНИИ

5.1. Особенности процесса нагревания проводников при коротком замыкании

Продолжительность КЗ составляет обычно доли секунды и, как исключение, может достигнуть нескольких секунд. В течение этого короткого промежутка времени выделение тепла настолько велико, что температура проводников и аппаратов выходит за пределы, установленные для нормального режима. Процесс нагревания прекращается в момент автоматического отключения поврежденного участка системы, после чего происходит относительно медленное остывание.

Даже кратковременное повышение температуры проводников (частей аппаратов) при КЗ может привести к размягчению и плавлению металла, выжиганию изоляции, разрушению контактов и другим повреждениям. Для надежной работы электрической системы необходимо исключить такие повреждения, что достигается выбором соответствующих размеров токоведущих частей и по возможности быстрым автоматическим отключением поврежденных цепей. Свойство (способность) аппарата и проводника противостоять кратковременному тепловому действию тока КЗ без повреждений, препятствующих дальнейшей исправной работе, называется термической стойкостью. Критерием термической стойкости является конечная температура, которая ограничивается механической прочностью металлов, деформациями частей аппаратов, а также нагревостойкостью изоляции. Допустимые конечные температуры для аппаратов и проводников (табл. 5.1) установлены на основании опыта. Они выше допустимых температур при нормальной работе, поскольку изменение механических свойств металлов и износ изоляции определяются не только температурой, но также продолжительностью нагревания, которая в рассматриваемых условиях мала. Как видно из табл. 5.1, допустимые конечные температуры при КЗ лежат в пределах от 120 до 300 °С, в то время как допустимые температуры при нормальной работе, как правило, не превышают 60–80 °С. Для неизолированных медных проводников установлена максимальная температура 300 °С, а для алюминиевых 200 °С. Допустимая температура для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией до 10 кВ принята равной 200 °С независимо от материала жил. Она ограничивается нагревостойкостью изоляции.

Таблица 5.1. **Допустимые конечные температуры проводников и аппаратов при КЗ**

Наименование проводников, частей аппаратов	Конечная температура, °С
Неизолированные медные и латунные проводники, части аппаратов	300
Неизолированные алюминиевые проводники, части аппаратов	200
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией до 10 кВ с медными и алюминиевыми жилами	200
Кабели 20—220 кВ	125
Кабели и провода с поливинилхлоридной изоляцией, с медными и алюминиевыми жилами	150
То же, но с полиэтиленовой изоляцией	120

5.2. Термическая стойкость неизолированных проводников

Конечная температура проводника при КЗ может быть определена аналитически, исходя из следующих допущений:

процесс нагревания принимается адиабатическим, поскольку продолжительность КЗ значительно меньше постоянной времени нагревания проводника (§ 4.5);

зависимость удельного сопротивления материала проводника от температуры принимается линейной (§ 4.2);

удельная теплоемкость материала проводника принимается не зависящей от температуры, поскольку изменение ее незначительно по сравнению с изменением удельного сопротивления;

распределение тока КЗ по сечению проводника принимается равномерным.

Исходное дифференциальное уравнение, описывающее процесс нагревания проводника при КЗ, имеет следующий вид:

$$\frac{1}{s}\rho_1\frac{\tau+\vartheta}{\tau+\vartheta_1}i_к^2\,dt = sc\,d\vartheta, \qquad (5.1)$$

где $i_к$ — полный ток КЗ; ϑ — текущее значение температуры проводника в переходном процессе; ϑ_1 — начальная температура проводника; ρ_1 — удельное сопротивление материала проводника при начальной температуре; s — сечение проводника; c — удельная теплоемкость материала проводника.

Левая часть равенства представляет собой энергию, выделяющуюся в проводнике заданного сечения на длине 1 м в течение времени dt при температуре ϑ; правая часть — энергию, поглощаемую проводником при повышении его температуры $d\vartheta$. Для определения конечной температуры проводника следует разделить переменные и интегрировать левую часть в пределах от нуля до $t_к$, а правую часть от ϑ_1 до ϑ_2 ($t_к$ — продолжительность КЗ; ϑ_2 — конечная температура проводника):

$$\frac{1}{s^2}\int_0^{t_к} i_к^2\,dt = \frac{c}{\rho_1}(\tau+\vartheta_1)\int_{\vartheta_1}^{\vartheta_2}\frac{1}{\tau+\vartheta}\,d\vartheta. \qquad (5.2)$$

Начальную температуру ϑ_1 удобно принять равной нулю. Тогда после интегрирования имеем

$$\frac{B}{s^2} = \frac{c}{\rho_0}\tau\ln\frac{\tau+\vartheta_2}{\tau}, \qquad (5.3)$$

где $B = \int_0^{t_к} i_к^2\,dt$ — интеграл Джоуля, $А^2\cdot с$; $B/s^2 = A$ — интеграл квадратичной плотности тока КЗ, $А^2\cdot с/м^4$.

По выражению (5.3) можно построить зависимость конечной температуры проводника от интеграла квадратичной плотности тока КЗ для неизолированных медных и алюминиевых проводников

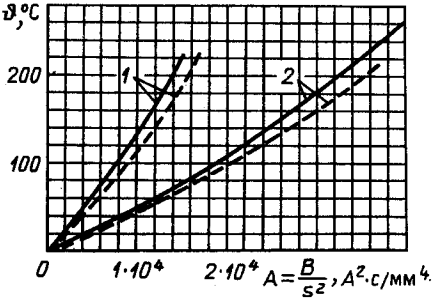


Рис. 5.1. Кривые для определения конечной температуры шин и кабелей при КЗ:
сплошные линии относятся к шинам; пунктирные — к кабелям с многопроволочными жилами; *1* — алюминий; *2* — медь

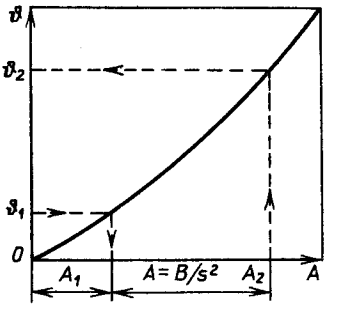


Рис. 5.2. Определение конечной температуры проводника с учетом начальной температуры, отличной от нуля

(рис. 5.1, сплошные линии). Для удобного пользования диаграммой сечение проводника выражено в квадратных миллиметрах.

Для определения конечной температуры проводника заданного сечения, начальная температура которого равна нулю, следует отложить по оси абсцисс значение функции A и определить по соответствующей кривой конечную температуру. Однако начальная температура, как правило, не равна нулю. Поэтому для определения конечной температуры следует сначала определить по кривой значение функции A_1, соответствующее начальной температуре проводника. Затем отложить по оси абсцисс от точки A_1 функцию $A = B/s^2$ и определить конечную температуру, как показано на рис. 5.2. Найденную температуру следует сопоставить с допустимой температурой при кратковременном нагревании (см. табл. 5.1).

Кривая температуры нагрева алюминиевых проводников при КЗ (рис. 5.1) лежит выше соответствующей кривой для медных проводников, так как алюминий обладает бóльшим удельным сопротивлением и меньшей удельной теплоемкостью:

алюминий $\rho_{20} = 0{,}0283 \cdot 10^{-6}$ Ом · м; $c_{20} = 2{,}485 \cdot 10^{6}$ Вт · с/(м^3 · °С);

медь $\rho_{20} = 0{,}01724 \cdot 10^{-6}$ Ом · м; $c_{20} = 3{,}419 \cdot 10^{6}$ Вт · с/(м^3 · °С).

При сравнении термической стойкости медных и алюминиевых проводников необходимо также учесть, что конечная температура для медных проводников установлена равной 300 °С, а для алюминиевых только 200 °С. Следовательно, термическая стойкость медных проводников значительно выше алюминиевых.

При проектировании РУ и сетей часто возникает необходимость определить максимальное значение функции $B = B_{max}$ для шины заданного сечения s или минимальное сечение шины $s = s_{min}$, отвечающее требованию термической стойкости при заданном значении функции B. Эти задачи могут быть решены с помощью диаграммы рис. 5.1:

$$B_{max} = (A_{2\,доп} - A_1)\, s^2; \qquad (5.4)$$

$$s_{min} = \sqrt{\frac{B}{A_{2\,доп} - A_1}}, \qquad (5.5)$$

где $A_{2\,доп}$ соответствует допустимой температуре при КЗ ($A_{2доп} = 1{,}38 \cdot 10^4$ для алюминия и $4{,}13 \cdot 10^4$ А^2 · с/мм^4 для меди); A_1 соответствует начальной температуре, зависящей от нагрузки шины в предшествовавшем нормальном режиме.

Определение минимального сечения шины по (5.5) затруднено, поскольку A_1 зависит от искомого сечения. Приходится задаваться этим сечением и определять s_{min} методом последовательных приближений.

В приближенных расчетах начальную температуру шины принимают равной допустимой (номинальной) температуре в нормальном режиме, а именно +70 °С (табл. 4.2). Тогда выражения (5.4) и (5.5) получают следующий вид:

$$\left.\begin{aligned} B_{max} &= (A_{2\,доп} - A_{1\,ном})\, s^2 = C^2 s^2; \\ s_{min} &= \frac{\sqrt{B}}{C}, \end{aligned}\right\} \qquad (5.6)$$

где $C = \sqrt{A_{2\,доп} - A_{1\,ном}}$; для алюминиевых шин $C = 89$, для медных $C = 168$ А · с$^{1/2}$/мм^2.

5.3. Термическая стойкость кабелей

При определении термической стойкости кабелей 6–35 кВ с бумажной изоляцией и многопроволочными жилами необходимо учесть теплоемкость пропитывающей массы, заполняющей пространство между проволоками [5.1]. Эффективная теплоемкость жил кабеля с учетом пропитывающей массы может быть определена из выражения

$$c' = c + \frac{1-q}{q} c_м,$$

где c – удельная теплоемкость металла жилы; $c_м$ – удельная теплоемкость пропиточной массы; q – коэффициент заполнения сечения жилы.

Для кабелей 6–35 кВ $q = 0{,}84$; $c_м = 1{,}652 \cdot 10^6$ Вт·с/(м^3·°С). Удельные теплоемкости алюминия и меди указаны выше. Таким образом, эффективная теплоемкость алюминиевых жил кабеля $c' = 2{,}8 \cdot 10^6$ Вт·с/(м^3·°С), а медных $c' = 3{,}7 \cdot 10^6$ Вт·с/(м^3·°С).

При расчете температуры нагрева кабеля при КЗ в уравнении (5.3) для неизолированных проводников отношение c/ρ_0 должно быть заменено на c'/ρ_0. Кривые температуры нагрева кабелей с алюминиевыми и медными жилами приведены на рис. 5.1 (см. пунктирные линии). Так как эффективная теплоемкость жил кабеля c' больше теплоемкости материала проводника c, то температура нагрева кабеля при КЗ меньше температуры неизолированных шин (приблизительно на 20 °С при ϑ_2 около 200 °С).

Ниже приведены значения параметра C, А·с$^{-1/2}$/мм^2, для кабелей 6 и 10 кВ, используемые в приближенных расчетах:

Кабели с алюминиевыми жилами 6 кВ	97
То же 10 кВ	100
Кабели с медными жилами 6 кВ	142
То же 10 кВ	146

Все сказанное относится к кабелям с многопроволочными жилами. Для кабелей с жилами сплошного сечения конечную температуру следует определять по кривым для неизолированных проводников, показанным на рис. 5.1 сплошными линиями.

5.4. Термическая стойкость электрических аппаратов

Термическую стойкость электрических аппаратов заводы-изготовители характеризуют номинальным током термической стойкости $I_{тер.ном}$ и номинальным временем его прохождения $t_{тер.ном}$.

Под номинальным током термической стойкости понимают действующее значение переменного тока с постоянной амплитудой, установленное заводом-изготовителем на основании соответствующих испытаний. Аппарат должен выдерживать этот ток в течение времени $t_{тер.ном}$ (около 1–4 с); при этом температуры частей аппарата не должны превышать допустимые значения, установленные для кратковременного нагревания (см. табл. 5.1).

Условие термической стойкости аппарата может быть определено следующим неравенством:

$$I^2_{тер.ном} t_{тер.ном} \geqslant B, \qquad (5.7)$$

где правая часть соответствует тепловой энергии, выделенной в аппарате при КЗ.

Следует отметить, что выключатели и разъединители, отвечающие условию электродинамической стойкости, как правило, отвечают условию термической стойкости.

5.5. Определение интеграла Джоуля

Известно, что ток КЗ содержит две составляющие: 1) периодическую с амплитудой $I_m(t)$, изменяющейся во времени в соответствии с параметрами генераторов, характеристиками регуляторов возбуждения, удаленностью места замыкания и другими условиями; 2) апериодическую, изменяющуюся экспоненциально с постоянной времени T_a. В соответствии с этим представим функцию B следующим образом:

$$B = \int_0^{t_к} i^2 dt = \int_0^{t_к} (i_п + i_a)^2 dt,$$

где i – полный ток КЗ; $i_п = I_m(t)\cos\omega t$ – периодическая составляющая тока;

$I_m(t)$ – функция, определяющая изменение амплитуды периодической составляющей тока от начального значения, равного I_{m0}; $i_a = I_{m0}e^{-t/T_a}$ – апериодическая составляющая тока.

После подстановки выражений для составляющих тока в последнее уравнение получим:

$$B = \int_0^{t_к} [I_m(t)\cos\omega t]^2 dt +$$

$$+ I_{m0}^2 \int_0^{t_к} e^{-2t/T_a} dt + 2\int_0^{t_к} I_m(t) \times$$

$$\times \cos\omega t\, I_{m0} e^{-t/T_a} dt.$$

Первые два члена этого выражения представляют собой интегралы Джоуля соответственно от периодической и апериодической составляющих тока. Третий член ничтожно мал и может быть опущен без ущерба для конечного результата, что легко показать на следующем примере.

Допустим, что функция $I_m(t) = I_{m0}e^{-t/T}$, т. е. амплитуда периодической составляющей тока I_m, затухает экспоненциально с постоянной времени T от своего начального значения I_{m0}. Тогда третий член последнего выражения получит следующий вид:

$$2I_{m0}^2 \int_0^{t_к} \cos\omega t\, e^{-t/T} e^{-t/T_a} dt =$$

$$= 2I_{m0}^2 \int_0^{t_к} \cos\omega t e^{-at} \cdot dt,$$

где $a = (T_a + T)/(T_a T)$.

Решение последнего интеграла таково:

$$\int_0^{t_к} \cos\omega t\, e^{-at} dt = \frac{e^{-at_к}}{a^2 + \omega^2} \times$$

$$\times (-a\cos\omega t_к + \sin\omega t_к).$$

При $T_a = 0{,}1$ с, $T = 1$ с коэффициент $a = 11$ и $e^{-at_к} < 0{,}00005$. Выражение в целом близко к нулю.

Таким образом, интеграл Джоуля равен сумме интегралов от периодической и апериодической составляющих тока

$$B = B_п + B_a \qquad (5.8)$$

и задача по определению функции B распадается на две части, которые ниже рассмотрены порознь.

Определение интеграла Джоуля $B_п$ от периодической составляющей тока КЗ. При КЗ около генератора (синхронного компенсатора) расчетная схема может быть приведена к двухлучевой (рис. 5.3). Здесь в одну ветвь, обозначенную буквой $Г$, выделен один или несколько генераторов (синхронных компенсаторов). Остальные источники энергии путем преобразования схемы объединены во вторую ветвь, обозначенную буквой $С$ (система).

Периодическая составляющая тока $I_{пГ}$ в ветви $Г$ изменяется во времени в соответствии с параметрами генераторов (компенсаторов), характеристиками регуляторов возбуждения, удаленностью точки замыкания и др. Периодическая составляющая тока $I_{пС}$ ветви $С$ неизменна во времени. Ток в месте КЗ (точка $К$) равен сумме токов $I_{пГ}$ и $I_{пС}$.

Если точка КЗ удалена от источников энергии, схема замещения может быть представлена одним лучом с эквивалентным сопротивлением $x_{эк}$ и неизменным во времени током $I_п$.

Интеграл Джоуля в двухлучевой схеме равен

$$B_п = \int_0^{t_к} (I_{пС} + I_{пГ})^2 dt = I_{пС}^2 t_к +$$

$$+ 2I_{пС}t_к \int_0^{t_к} I_{пГ} dt + \int_0^{t_к} I_{пГ}^2 dt. \qquad (5.9)$$

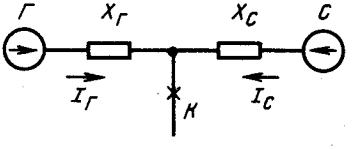


Рис. 5.3. Эквивалентная двухлучевая схема

Здесь фигурируют два интеграла – от периодической составляющей и квадрата периодической составляющей тока ветви Γ. Чтобы определить эти интегралы, введем понятия относительных интегралов: от периодической составляющей и от квадрата периодической составляющей тока КЗ [5.2]:

$$Q_* = \frac{\int_0^{t_к} I_{пt} dt}{I_{п0} t_к}; \quad B_* = \frac{\int_0^{t_к} I_{пt}^2 dt}{I_{п0}^2 t_к}, \qquad (5.10)$$

где $I_{пt}$ – периодическая составляющая тока ветви Γ, изменяющаяся во времени (индекс Г опущен); $I_{п0}$ – начальное значение периодической составляющей ветви Γ.

Относительные интегралы Q_* и B_* являются функциями времени; они меньше единицы и могут быть представлены как отношения заштрихованных площадей, ограниченных кривыми $I_{пt}$ или $I_{пt}^2$ и ординатой, соответствующей $t_к$, к площадям соответствующих прямоугольников со сторонами $I_{п0}$ или $I_{п0}^2$ и $t_к$ (рис. 5.4).

С введением понятий относительных интегралов токов ветви Γ выражение (5.9) для двухлучевой схемы принимает следующий вид:

$$B_п = (I_{пС}^2 + 2I_{пС}I_{п0Г}Q_* + I_{п0Г}^2 B_*)\, t_к. \qquad (5.11)$$

Относительные интегралы $B_*(t)$ и $Q_*(t)$ могут быть определены по кривым (рис. 5.5), построенным в результате расчетов на ЭВМ. Для этого были вычислены относительные интегралы токов генераторов и синхронных компенсаторов различных типов для наиболее тяжелых условий, а именно: при номинальной нагрузке в предшествующем КЗ режиме и при форсировке возбуждения, возрастающей скачком до предельного значения при КЗ на выводах синхронной машины.

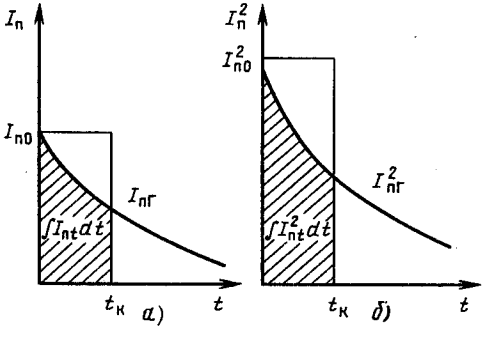


Рис. 5.4. Схемы, поясняющие метод определения относительных интегралов Q_* (*а*) и B_* (*б*)

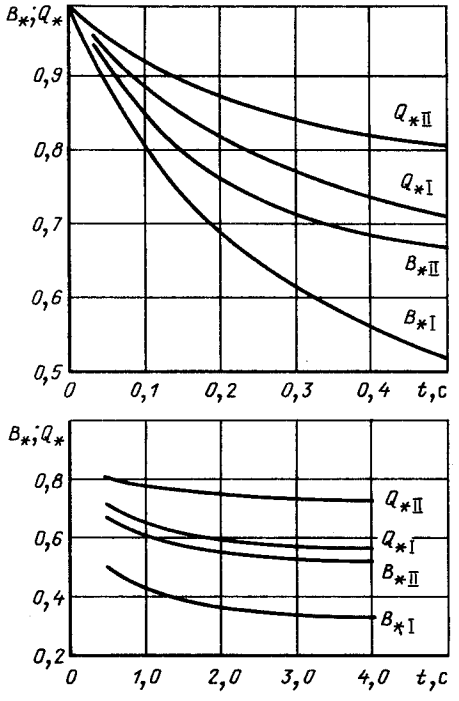


Рис. 5.5. Кривые для определения относительных интегралов B_* и Q_*

По характеру изменения относительных интегралов генераторы и синхронные компенсаторы были разделены на две группы. К группе I отнесены турбогенераторы (кроме ТВВ-800) и синхронный компенсатор типа КСВ-100. К группе II отнесены гидрогенераторы, турбогенератор типа ТВВ-800 и синхронные компенсаторы, кроме КСВ-100. Типовые кривые построены по наибольшим значениям относительных интегралов генераторов и компенсаторов соответствующей группы.

С помощью диаграммы на рис. 5.5 могут быть определены относительные

интегралы ветви $Г$ для заданных условий и заданного времени. Интеграл квадратичного тока может быть определен из выражения (5.11).

В случае удаленного КЗ в однолучевой схеме интеграл Джоуля от периодической составляющей может быть определен из следующего выражения:

$$B_{\text{п}} = I_{\text{пС}}^2 t_{\text{к}}. \qquad (5.12)$$

Определение интеграла Джоуля $B_{\text{а}}$ от апериодической составляющей тока КЗ. Апериодические составляющие токов КЗ в ветвях $Г$ и $С$ двухлучевой схемы затухают экспоненциально с постоянными времени $T_{\text{аГ}}$ и $T_{\text{аС}}$. При этом $T_{\text{аГ}}$ значительно больше $T_{\text{аС}}$. Интеграл Джоуля $B_{\text{а}}$ может быть определен из выражения

$$B_{\text{а}} = \int_0^{t_{\text{к}}} \left(\sqrt{2} I_{\text{пС}} \exp \frac{-t_{\text{к}}}{T_{\text{аС}}} + \right.$$

$$\left. + \sqrt{2} I_{\text{п0Г}} \exp \frac{-t_{\text{к}}}{T_{\text{аГ}}} \right)^2 dt = I_{\text{пС}}^2 T_{\text{аС}} \times$$

$$\times \left(1 - \exp \frac{-2t_{\text{к}}}{T_{\text{аС}}} \right) + I_{\text{п0}}^2 T_{\text{аГ}} \times$$

$$\times \left(1 - \exp \frac{-2t_{\text{к}}}{T_{\text{аГ}}} \right) + \frac{4 I_{\text{пС}} I_{\text{п0Г}}}{1/T_{\text{аС}} + 1/T_{\text{аГ}}} \times$$

$$\times \left[1 - \exp \frac{-t_{\text{к}}}{1/T_{\text{аС}} + 1/T_{\text{аГ}}} \right]. \qquad (5.13)$$

При обычно встречающихся значениях $T_{\text{аС}} = 0{,}04 \div 0{,}20$ с, $T_{\text{аГ}} = 0{,}09 \div 0{,}45$ с и $t = 0{,}1 \div 0{,}4$ с выражения в скобках близки к единице. Следовательно, выражение (5.13) может быть заменено более простым

$$B_{\text{а}} = I_{\text{пС}}^2 T_{\text{аС}} + I_{\text{п0Г}}^2 T_{\text{аГ}} + \frac{4 I_{\text{пС}} I_{\text{п0Г}}}{1/T_{\text{аС}} + 1/T_{\text{аГ}}}. \qquad (5.14)$$

В однолучевой схеме при удаленном КЗ функция $B_{\text{а}}$ может быть определена из выражения

$$B_{\text{а}} = I_{\text{пС}}^2 T_{\text{аС}} \left(1 - \exp \frac{-2t_{\text{к}}}{T_{\text{аС}}} \right). \qquad (5.15)$$

Если отношение $t_{\text{к}}/T_{\text{аС}} > 1 \div 2$, выражение в скобках близко к единице и

$$B_{\text{а}} = I_{\text{пС}}^2 T_{\text{аС}}. \qquad (5.16)$$

Пример 5.1. Выбрать по наибольшему продолжительному току и проверить на термическую стойкость алюминиевые шины к трансформатору собственных нужд станции при следующих условиях.

На станции, принципиальная схема которой приведена на рис. 5.6, установлены два турбогенератора мощностью по 60 МВт (75 МВ · А), 10,5 кВ, $X''_d = 0{,}132$, $T_{\text{аГ}} = 0{,}26$ с, а также два трансформатора собственных нужд мощностью по 10 МВ · А. При нормальной работе станции нагрузка трансформаторов составляет по 5 МВт, $\cos\varphi = 0{,}85$. В случае вынужденного отключения одного из них нагрузка второго удваивается. Связь станции с сетью системы осуществляется через два трансформатора. Эквивалентное сопротивление этих трансформаторов и сети системы, отнесенное к базисной мощности 150 МВ · А, составляет $X_{\text{С}} = 0{,}35$, $T_{\text{аС}} = 0{,}05$ с.

Выберем сечение алюминиевых шин к трансформаторам собственных нужд по наибольшему продолжительному току. Очевидно, этот ток соответствует работе станции с одним трансформатором с нагрузкой 10 МВт:

$$I_{\text{нб.прод}} = \frac{2 \cdot 5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5 \cdot 0{,}85} = 650 \text{ А}.$$

Подходящими являются (табл. П1.1) алюминиевые шины сечением $50 \times 5 = 250$ мм^2 с допустимым (номинальным) током 665 А.

Определим токи в ветвях схемы при КЗ в точке *К1*.

Базисный ток $I_{\text{б}} = 150/(\sqrt{3} \cdot 10{,}5) = 8{,}25$ кА.

Начальное действующее значение пе-

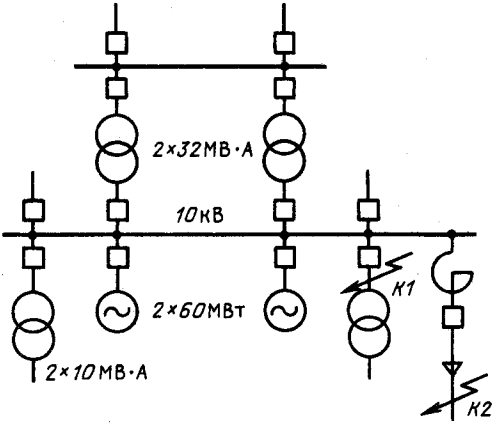


Рис. 5.6. Схема станции к примерам 5.1 и 5.2

риодической составляющей тока ветви *Г*

$$I_{п0Г} = I_б/X_Г = 8{,}25/0{,}132 = 62{,}5 \text{ кА}.$$

То же ветви *С*

$$I_{п0С} = I_б/X_С = 8{,}25/0{,}35 = 23{,}6 \text{ кА}.$$

Определим относительные интегралы по кривым рис. 5.5 (время отключения КЗ примем равным $t_к = 0{,}5$ с): $B_{*I} = 0{,}52$; $Q_{*I} = 0{,}71$.

Определим интеграл Джоуля $B_п$ от периодической составляющей тока КЗ по (5.11)

$$B_п = (I_{пС}^2 + 2I_{пС}I_{п0Г}Q_* + I_{п0Г}^2 B_*)\,t =$$
$$= (23{,}6^2 + 2 \cdot 23{,}6 \cdot 62{,}5 \cdot 0{,}71 + 62{,}5^2 \times$$
$$\times 0{,}52)\,0{,}5 = 2360 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Определим интеграл Джоуля $B_а$ от апериодической составляющей тока КЗ по (5.14)

$$B_а = I_{пС}^2 T_{аС} + I_{п0Г}^2 T_{аГ} + \frac{4I_{пС}I_{п0Г}}{1/T_{аС} + 1/T_{аГ}} =$$
$$= 23{,}6^2 \cdot 0{,}05 + 62{,}5^2 \cdot 0{,}26 + \frac{4 \cdot 23{,}6 \cdot 62{,}5}{1/0{,}05 + 1/0{,}26} =$$
$$= 1290 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Полный интеграл Джоуля

$$B = B_п + B_а = (2360 + 1290) \cdot 10^6 =$$
$$= 3650 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Функция $A = B/s^2 = 3650 \cdot 10^6/250^2 = 5{,}84 \cdot 10^4$ А^2/мм^4.

Как видно из диаграммы рис. 5.1, конечная температура шины значительно выше допустимой.

Определим минимальное сечение шины, отвечающее требованию термической стойкости, по приближенному выражению (5.6)

$$s_{min} = \frac{\sqrt{B}}{C} = \frac{\sqrt{3650 \cdot 10^6}}{89} = 678 \text{ мм}^2.$$

Выберем алюминиевые шины сечением $80 \times 8 = 640$ мм^2 с допустимым (номинальным) током 1690 А (табл. П1.1) и уточним конечную температуру шины при КЗ.

Начальная температура шины при токовой нагрузке 650 А по выражению (4.9)

$$\vartheta_1 = \vartheta_в + (\vartheta_{ном} - \vartheta_{в.ном})\left(\frac{I}{I_{ном}}\right)^2 =$$
$$= 25 + (70 - 25)\left(\frac{650}{1690}\right)^2 = 31{,}6\,^\circ\text{C}.$$

Соответствующее значение функции $A_1 = 0{,}26 \cdot 10^4$ А$^2 \cdot$ с/мм^4 (см. рис. 5.1).

Определим функцию *А*:

$$A = \frac{B}{s^2} = \frac{3650 \cdot 10^6}{640^2} = 0{,}89 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \text{с/мм}^4,$$
$$A_1 + A = (0{,}26 + 0{,}89) \cdot 10^4 = 1{,}15 \cdot 10^4 \text{А}^2 \cdot \text{с/мм}^4.$$

Конечная температура по кривой рис. 5.1 $\vartheta_2 = 160\,^\circ$C, т. е. меньше допустимой.

Таким образом, в рассматриваемых условиях сечение шины, отвечающее термической стойкости, приблизительно в 2,5 раза превышает сечение, выбранное по наибольшему продолжительному току.

Пример 5.2. Проверить на термическую стойкость кабельную линию 10 кВ, присоединенную к сборным шинам станции (рис. 5.6) через токоограничивающий реактор при следующих условиях.

Трехжильный кабель с алюминиевыми жилами 3×150 мм^2 уложен в земле. Параметры реактора: 10 кВ, 400 А, 0,45 Ом. Постоянная времени апериодической составляющей тока $T_а$ при замыкании в точке *К2* равна 0,1 с. Полное время отключения линии при КЗ $t_к = 1{,}5$ с. Остальные данные см. в примере 5.1.

Этот пример отличается от предыдущего тем, что точка замыкания удалена электрически от генераторов. Следовательно, периодическая составляющая тока может быть принята неизменной. Отношение $t/T_а$ относительно велико, что упрощает определение интеграла квадратичного тока КЗ.

Определим ток КЗ в точке *К2*. Эквивалентное сопротивление (рис. 5.6) до сборных шин станции в относительных единицах, отнесенных к базисным условиям, равно:

$$X_{*эк} = \frac{X_Г X_С}{X_Г + X_С} = \frac{0{,}132 \cdot 0{,}35}{0{,}132 + 0{,}35} = 0{,}09,$$

или выраженное в омах

$$X_{эк} = \frac{X_{*эк}U_б}{I_б\sqrt{3}} = \frac{0{,}09 \cdot 10{,}5}{8{,}25 \cdot \sqrt{3}} = 0{,}066 \text{ Ом}.$$

Эквивалентное сопротивление до точки *К2*

$$X_к = X_{эк} + X_р = 0{,}066 + 0{,}45 = 0{,}516 \text{ Ом}.$$

Периодическая составляющая тока КЗ в точке *К2*

$$I_{пС} = \frac{U_б}{\sqrt{3}X_к} = \frac{10{,}5}{\sqrt{3} \cdot 0{,}516} = 11{,}75 \text{ кА}.$$

Интеграл Джоуля при $t_к = 1{,}5$ с может быть определен из выражений (5.12) и (5.16), поскольку амплитуда периодической состав-

ляющей тока неизменна, а отношение $t_к/T_а = 1{,}5/0{,}1 \gg 2$:

$$B = I_{пс}^2 (t_к + T_а) = 11{,}75^2 (1{,}5 + 0{,}1) = 221 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Минимальное сечение кабеля по выражению (5.6) при $C = 100$ А $\cdot$ с$^{1/2}$/мм^2

$$s_{min} = \frac{\sqrt{B}}{C} = \frac{\sqrt{221 \cdot 10^6}}{100} = 149 \text{ мм}^2.$$

Уточним конечную температуру кабеля при КЗ.

Начальная температура кабеля при допустимой нагрузке 275 А и температуре земли 15 °С равна 60 °С. Соответствующее значение функции $A_1 = 0{,}48 \cdot 10^4$ А$^2 \cdot$ с/мм^4 (см. рис. 5.1). Функция A равна:

$$A = \frac{B}{s^2} = \frac{221 \cdot 10^6}{150^2} = 0{,}98 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \text{с/мм}^4;$$

сумма $A_1 + A = 0{,}48 \cdot 10^4 + 0{,}98 \cdot 10^4 = 1{,}46 \cdot 10^4$ А$^2 \cdot$ с/мм^4.

Конечная температура кабеля по рис. 5.1 равна 185 °С, т. е. меньше допустимой. Таким образом, кабель 3 × 150 мм^2 обладает достаточной термической стойкостью.

Глава шестая

ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКИЕ СИЛЫ В ТОКОПРОВОДАХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТАХ

6.1. Общие замечания

Известно, что электрические токи взаимодействуют. Силы взаимодействия проводников с током называют электромагнитными или электродинамическими. Они пропорциональны квадрату тока и достигают наибольших значений при коротких замыканиях. Действию электродинамических сил подвержены все элементы электрических систем, в том числе токопроводы и электрические аппараты. Последние должны обладать достаточной механической прочностью, чтобы противостоять действию электродинамических сил при КЗ.

6.2. Простейшие случаи взаимодействия проводников

Силы взаимодействия прямолинейных, произвольно направленных проводников с исчезающе малым сечением могут быть определены из выражения Лапласа — Био и Савара, согласно которому на каждый элемент dl_2 проводника *2* (рис. 6.1) с током I_2, находящегося в магнитном поле проводника *1* с током I_1, действует сила

$$dF_{1,2} = I_2 B_{1,2} dl_2 \sin\theta, \qquad (6.1)$$

где $B_{1,2}$ — индукция (в месте расположения элемента dl_2) магнитного поля соседнего проводника с током I_1; θ — угол, определяемый направлениями $\overrightarrow{B_{1,2}}$ и $\overrightarrow{dl_2}$.

Индукция $B_{1,2}$ по длине проводника *2* может быть определена интегрированием в соответствующих пределах выражения

$$dB_{1,2} = \frac{\mu_0 I_1 dl_1 \sin\alpha}{4\pi r_{1,2}^2}, \qquad (6.2)$$

в котором $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ — магнитная проницаемость воздуха, Гн/м; $r_{1,2}$ — радиус, проведенный от элемента dl_1 в точку наблюдения на проводнике *2*; α — угол, определяемый направлениями $\overrightarrow{dl_1}$ и $\overrightarrow{r_{1,2}}$.

Взаимодействие тонких параллельных проводников. Если длина проводников не ограничена, магнитное поле плоскопараллельно. На рис. 6.1, *а* вектор $\overrightarrow{B_{1,2}}$ не показан. Он направлен перпендикулярно плоскости чертежа. Обозначим расстояние между проводниками через *a*

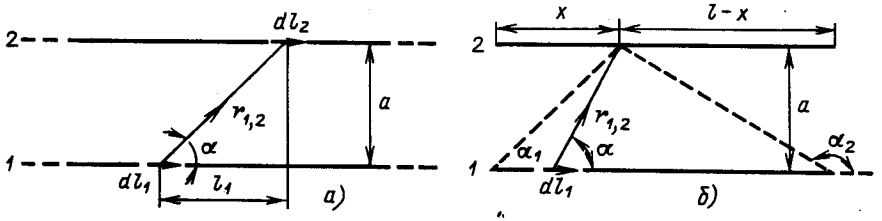


Рис. 6.1. Схемы к определению сил взаимодействия тонких параллельных проводников: *а* – проводники имеют неограниченную длину; *б* – проводники имеют конечную длину

и выразим $r_{1,2}$ и l_1 через угол α:

$$r_{1,2} = \frac{a}{\sin\alpha}; \; l_1 = a\operatorname{ctg}\alpha; \; dl_1 = -\frac{ad\alpha}{\sin^2\alpha}.$$

Магнитная индукция в любой точке проводника *2* может быть определена из выражения (6.2):

$$B_{1,2} = -\frac{\mu_0 I_1}{4\pi a}\int_0^{\pi}\sin\alpha\, d\alpha = \frac{\mu_0 I_1}{2\pi a}. \quad (6.3)$$

Индукция постоянна вдоль проводника и обратно пропорциональна расстоянию *a*. Следовательно, электродинамическая сила, отнесенная к единице длины проводника, также постоянна по длине. Она может быть определена из выражения (6.1):

$$\frac{dF_{1,2}}{dl_2} = F'_{1,2} = \frac{\mu_0 I_1 I_2}{2\pi a}. \quad (6.4)$$

Сила на длине l равна

$$F_{1,2} = 2\frac{l}{a} I_1 I_2 \cdot 10^{-7}. \quad (6.5)$$

Направление электродинамических сил зависит от направления токов и может быть определено по правилу левой руки. При одинаковом направлении токов проводники притягиваются, при противоположном – отталкиваются.

Если длина проводников ограничена (рис. 6.1, *б*), индукция по длине проводников непостоянна. Она может быть определена в любой точке проводника из выражения (6.2) по аналогии с предыдущим. Пределы интегрирования должны быть приняты от α_1 до α_2. Электродинамическая сила, отнесенная к единице длины проводников, получится равной:

$$\frac{dF_{1,2}}{dl_2} = F'_{1,2} = \frac{1}{a}\left[\frac{x}{\sqrt{a^2+x^2}} + \frac{1-x}{\sqrt{a^2+(1-x)^2}}\right] I_1 I_2 \cdot 10^{-7}. \quad (6.6)$$

Она имеет максимум в середине проводников и уменьшается к их концам.

Электродинамическая сила, действующая на длине l, может быть определена интегрированием выражения (6.6) в пределах от 0 до l:

$$F_{1,2} = \frac{2l}{a}\left[\sqrt{1+\left(\frac{a}{l}\right)^2} - \frac{a}{l}\right] I_1 I_2 \cdot 10^{-7}. \quad (6.7)$$

Из выражения (6.7) следует, что сила F является функцией отношения a/l (рис. 6.2). Если отношение a/l мало, электродинамическая сила $F_{1,2}$ на длине l мало отличается от вычисленной по формуле (6.5). Так, например, при $a/l = 0{,}1$ она составляет примерно 0,9 вычисленной по (6.5). При $a/l \to 0$ выражения (6.7) и (6.5) совпадают.

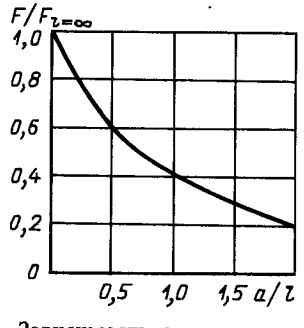


Рис. 6.2. Зависимость силы взаимодействия тонких параллельных проводников от отношения a/l

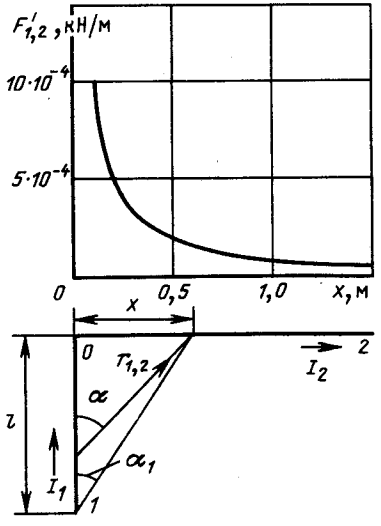


Рис. 6.3. Распределение электродинамической силы в проводниках, расположенных под прямым углом

Взаимодействие тонких перпендикулярных проводников. Допустим, что длина проводника *1* с током I_1 равна l, а длина проводника *2* с током I_2 не ограничена (рис. 6.3). В соответствии с предыдущим индукция $B_{1,2}$ вдоль проводника *2* может быть определена интегрированием выражения (6.2), в котором

$$r_{1,2} = \frac{x}{\sin\alpha};\ l_1 = x\operatorname{ctg}\alpha;\ dl_1 = -\frac{xd\alpha}{\sin^2\alpha},$$

а пределы интегрирования от α_1 до $\pi/2$.

Электродинамическая сила, действующая на проводник *2* и отнесенная к единице длины, равна

$$\frac{dF_{1,2}}{dx} = F'_{1,2} = \frac{l}{x\sqrt{l^2 + x^2}} I_1 I_2 \cdot 10^{-7}.$$

На рис. 6.3 показана зависимость $F'_{1,2}$ от координаты x при $l = 1$ и $I_1 = I_2 = 1$. Как видно из рисунка, по мере удаления от точки *0* электродинамическая сила быстро уменьшается вследствие уменьшения индукции. Кривая $F'_{1,2}(x)$ построена, начиная от $x = 0{,}1$. При $x \to 0$ магнитная индукция и электродинамическая сила $F'_{1,2}$ стремятся к бесконечности. Это является следствием принятого допущения о бесконечно малом сечении проводников. В действительности в месте изгиба проводника сила $F'_{1,2}$ зависит от формы и размеров поперечного сечения проводника. Чтобы обеспечить необходимую прочность конструкции, необходимы дополнительные изоляторы в углах.

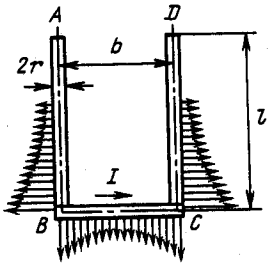


Рис. 6.4. Распределение электродинамических сил в токоведущих элементах масляного выключателя

В электрических аппаратах, например в масляных выключателях, встречаются проводники, имеющие форму буквы П (рис. 6.4). Токи в стержнях *AB* и *CD* взаимодействуют с током в траверсе *BC*. При КЗ возникают значительные нагрузки на траверсу, воспринимаемые тягами приводного механизма.

Взаимодействие параллельных проводников с конечными размерами поперечного сечения. В этих условиях выражения (6.4) и (6.5) требуют введения поправочного множителя, получившего название коэффициента формы. Для проводников прямоугольного сечения коэффициент формы может быть определен следующим образом. Проводники с токами I_1 и I_2 разделяют на ряд элементов (нитей) с бесконечно малыми поперечными сечениями. Определяют токи в нитях, исходя из предположения равномерного распределения тока по сечению проводника, что обеспечивает достаточную точность решения рассматриваемой задачи. Затем по выражению (6.4) находят силы взаимодействия каждой нити одного проводника с каждой нитью второго проводника, которые потом суммируют. Найденная таким методом результирующая сила F'_p является сложной функцией размеров по-

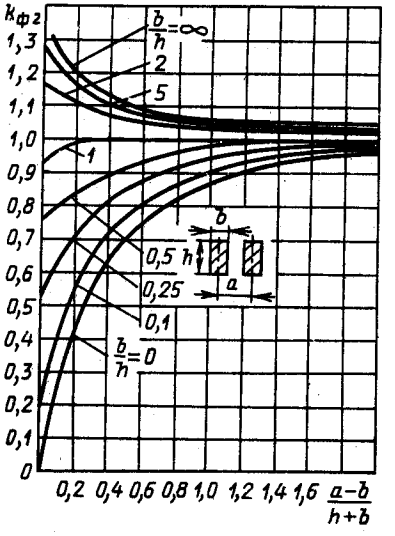


Рис. 6.5. Кривые для определения коэффициента формы проводников прямоугольного сечения

перечного сечения проводников и расстояния между ними, которая может быть приведена к виду:

$$F'_{\text{р}} = F' k_{\text{ф}},$$

где $k_{\text{ф}}$ – коэффициент формы. Он может быть определен по кривым рис. 6.5. Нижняя кривая относится к очень тонким пластинам, поставленным на ребро; для них коэффициент формы меньше единицы. По мере увеличения отношения b/h от 0 до 1 кривые приближаются к горизонтальной прямой с ординатой, равной 1. При дальнейшем увеличении отношения b/h кривые расположены выше указанной горизонтальной прямой. Коэффициент формы имеет наибольшее значение для тонких полос, расположенных в одной плоскости (см. верхнюю кривую – $b/h = \infty$).

Из диаграммы следует, что при отношении $(a - b)/(h + b) \geqslant 2$ коэффициент формы без заметной погрешности может быть принят равным единице, т. е. силы взаимодействия проводников могут быть определены по выражению (6.4) без поправочного множителя.

Используя этот же метод, можно доказать, что коэффициент формы для

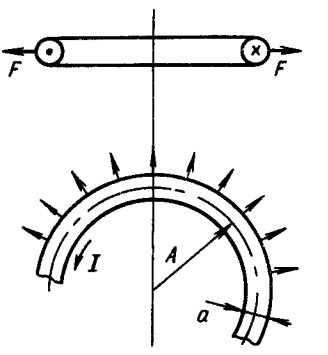


Рис. 6.6. Распределение электродинамической силы в кольцевом проводнике

проводников круглого сплошного или кольцевого сечения равен единице.

Электродинамические силы в кольцевом проводнике. Сила F, действующая на длине $2\pi A$ кольцевого проводника, распределена равномерно по окружности (рис. 6.6). Она стремится увеличить радиус кольца, т. е. совершить работу $F\,\partial A$. Энергия магнитного поля кольца при этом увеличивается на $(I^2/2)\,\partial L$, где L – индуктивность кольца. Сила F может быть определена из условия

$$F\,\partial A = \frac{1}{2} I^2 \partial L,$$

откуда

$$F = \frac{1}{2} I^2 \frac{\partial L}{\partial A}.$$

Индуктивность кольцевого проводника при $a \ll A$ может быть определена из приближенного выражения

$$L = \mu_0 A \left(\ln \frac{8A}{a} - 1{,}75 \right).$$

Производная

$$\frac{\partial L}{\partial A} = \mu_0 \left(\ln \frac{8A}{a} - 0{,}75 \right),$$

поэтому сила

$$F = I^2 \frac{\mu_0}{2} \left(\ln \frac{8A}{a} - 0{,}75 \right)$$

или на единицу длины

$$F' = I^2 \frac{1}{A}\left(\ln\frac{8A}{a} - 0{,}75\right)10^{-7}.$$

Последние выражения могут быть использованы для определения электродинамических сил в многослойных катушках токоограничивающего реактора при КЗ.

6.3. Электродинамические силы в трехфазном токопроводе при коротком замыкании

Ток КЗ является функцией времени, и, следовательно, электродинамические силы также являются функциями времени. Они зависят от вида КЗ, периодической составляющей тока, постоянной времени затухания апериодической составляющей, а также от фазы включения – угла α, определяющего фазу напряжения в момент КЗ. Изменением во времени амплитуды периодической составляющей тока КЗ обычно пренебрегают, что создает некоторый запас надежности. Фаза включения α должна быть выбрана так, чтобы получить наибольшее значение полного тока. Как известно, это имеет место при коротком замыкании в момент перехода напряжения через нуль, т. е. при $\alpha = 0$.

Электродинамические силы определены ниже для токопроводов с жесткими проводниками, расположенными в одной плоскости. Рассмотрим случаи трехфазного и двухфазного КЗ. Однофазные КЗ исключены из рассмотрения, так как электродинамические силы в этих случаях малы, поскольку расстояние от поврежденного проводника до проводников заземляющей системы велико.

При трехфазном КЗ токи в проводниках могут быть представлены следующими выражениями, в которых угол α принят равным нулю:

$$\left.\begin{aligned} i_A &= I_m\left[\sin(\omega t - \varphi_к) + \sin\varphi_к e^{-t/T_a}\right];\\ i_B &= I_m\left[\sin(\omega t - \varphi_к - 2\pi/3) + \right.\\ &\left. + \sin(\varphi_к + 2\pi/3)\, e^{-t/T_a}\right];\\ i_C &= I_m\left[\sin(\omega t - \varphi_к + 2\pi/3) + \right.\\ &\left. + \sin(\varphi_к - 2\pi/3)\, e^{-t/T_a}\right], \end{aligned}\right\} \quad (6.8)$$

где $I_m = \sqrt{2}\, I_п$ – амплитуда периодической составляющей тока трехфазного КЗ; $\varphi_к = \operatorname{arctg} X/R$; $T_a = L/R$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Учитывая, что прогибы проводников под действием электродинамических сил малы сравнительно с расстояниями между фазами и что длина проводников значительно превышает расстояние между ними, электродинамические силы можно определить по выражению (6.1), справедливому для параллельных проводников неограниченной длины и бесконечно малого сечения.

Сила взаимодействия среднего проводника B с двумя крайними A и C при трехфазном КЗ (рис. 6.7, *а*), отнесенная к единице длины, может быть определена из выражения

$$F'_B = \frac{2\cdot 10^{-7}}{a}(i_A i_B - i_C i_B). \quad (6.9)$$

Знак минус указывает, что силы взаимодействия с крайними проводниками A и C направлены противоположно.

Силы, действующие на единицу длины крайних проводников,

$$F'_A = F'_C = \frac{2\cdot 10^{-7}}{a}\left(i_A i_B + \frac{1}{2} i_A i_C\right). \quad (6.10)$$

Множитель 1/2 у второго слагаемого учитывает удвоенное расстояние между проводниками A и C.

При двухфазном КЗ (рис. 6.7, *б*) силы на единицу длины проводников A и B или B и C:

$$F'_2 = \frac{2\cdot 10^{-7}}{a} 0{,}75 i^2_A. \quad (6.11)$$

Множитель 0,75 – это отношение токов при двухфазном и трехфазном КЗ в предположении, что точка короткого замыкания удалена от генераторов:

$$I^{(2)}_m / I^{(3)}_m = \sqrt{3}/2. \quad (6.12)$$

Примем в качестве базисной величины силу, действующую на единицу длины параллельных проводников с расстоянием a между ними при токе трех-

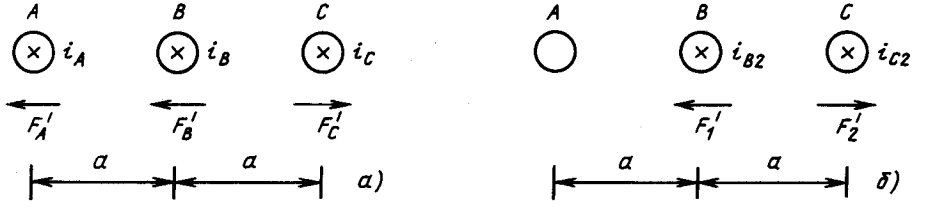


Рис. 6.7. Условные направления токов и электродинамических сил в трехфазном токопроводе: *а* – при трехфазном КЗ; *б* – при двухфазном КЗ

фазного КЗ, т. е.

$$F'_б = \frac{2 \cdot 10^{-7}}{a} I_m^2. \qquad (6.13)$$

После подстановки в (6.9), (6.10), (6.11) соответствующих выражений для токов (6.8) получим следующие выражения для электродинамических сил на единицу длины [7.3]:

а) при трехфазном КЗ на средний проводник *B*

$$F'_B(t) = F'_б \frac{\sqrt{3}}{2}\left[-\cos(2\omega t - 2\varphi_к) + \right.$$
$$\left. + 2e^{-t/T_a}\cos(\omega t - 2\varphi_к) - e^{-2t/T_a}\cos 2\varphi_к\right] =$$
$$= F'_б f_B(t); \qquad (6.14)$$

б) то же на крайние проводники *A* и *C*

$$F'_A(t) = F'_C(t) = F'_б \frac{\sqrt{3}}{2}\left\{\frac{\sqrt{3}}{4} - \frac{1}{2}\cos(2\omega t - \right.$$
$$-2\varphi_к) + e^{-t/T_a}\left[\cos(\omega t - 2\varphi_к) - \frac{\sqrt{3}}{2}\cos\omega t\right] +$$
$$\left. + e^{-2t/T_a}\left[\frac{\sqrt{3}}{4} - \frac{1}{2}\cos 2\varphi_к\right]\right\} =$$
$$= F'_б f_A(t) = F'_б f_C(t); \qquad (6.15)$$

в) при двухфазном КЗ

$$F'_2(t) = F'_б \frac{3}{4}\left[\frac{1}{2} - \frac{1}{2}\cos(2\omega t - 2\varphi_к) + \right.$$
$$+ 2e^{-t/T_a}\sin(\omega t - \varphi_к)\sin\varphi_к +$$
$$\left. + e^{-2t/T_a}\sin^2\varphi_к\right] = F'_б f_2(t), \qquad (6.16)$$

где $f_B(t), f_A(t) = f_C(t)$ и $f_2(t)$ – безразмерные функции, определяющие изменение соответствующих электродинамических сил во времени. Эти функции слагаются из четырех составляющих: постоянной составляющей f_0 и периодической составляющей $f_{2\omega}(t)$ с частотой 100 Гц, возникающих от взаимодействия периодических составляющих токов в проводниках; периодической составляющей $f_\omega(t)$ с частотой 50 Гц от взаимодействия периодических и апериодических составляющих токов разных проводников; экспоненциальной составляющей $f_э(t)$ от взаимодействия апериодических составляющих токов.

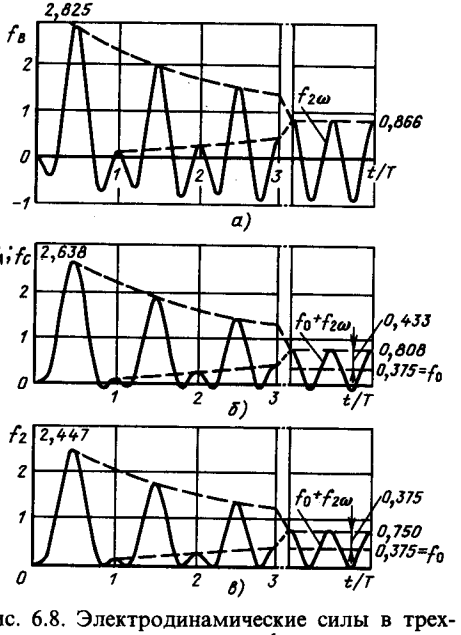


Рис. 6.8. Электродинамические силы в трехфазном токопроводе как функции времени (относительные значения):

а – при трехфазном КЗ действующие на средний проводник; *б* – то же на крайние проводники; *в* – при двухфазном КЗ

На рис. 6.8 приведены кривые, по-

ясняющие изменение электродинамических сил во времени. По оси абсцисс отложено отношение t/T, где $T=1/f$ – период колебаний тока. По оси ординат отложены безразмерные функции $f_B(t)$, $f_A(t)=f_C(t)$ и $f_2(t)$.

Чтобы определить вид КЗ, при котором нагрузки на опоры и напряжения в проводниках достигают наибольших значений, необходимо сопоставить максимальные значения составляющих функций и максимальные значения безразмерных функций для средних и крайних проводников при трехфазном, а также двухфазном КЗ.

Максимальные значения составляющих могут быть определены из выражений (6.14)–(6.16); они приведены ниже.

Составляющие функции . .	f_0	$f_{2\omega}$
Максимальные значения при трехфазном КЗ:		
для проводника B . . .	0	+0,866
для проводников A и C	+0,375	+0,433
Максимальные значения при двухфазном КЗ	+0,375	+0,375

Продолжение

Составляющие функции . .	f_ω	$f_э$
Максимальные значения при трехфазном КЗ:		
для проводника B . . .	−1,73	+0,866
для проводников A и C	−1,61	+0,808
Максимальные значения при двухфазном КЗ	−1,50	+0,750

Составляющие функции разделяют на: незатухающие $f_0+f_{2\omega}(t)$ и затухающие во времени $f_\omega(t)+f_э(t)$.

Незатухающие составляющие f_0 и $f_{2\omega}(t)$ и их максимальные значения показаны на рис. 6.8 справа.

Максимальные значения электродинамических сил могут быть определены умножением суммы максимальных значений незатухающих составляющих $f_0+f_{2\omega}(t)$ на $F'_б$ и квадрат ударного коэффициента, равного $k_{уд}=1{,}81$:

$$\left.\begin{aligned} F'_{Bmax}&=0{,}866F'_б k^2_{уд}=2{,}825F'_б;\\ F'_{Amax}&=F'_{Cmax}=0{,}808F'_б k^2_{уд}=2{,}636F'_б;\\ F'_{2max}&=0{,}75F'_б k^2_{уд}=2{,}447F'_б. \end{aligned}\right\} \quad (6.17)$$

Сопоставляя электродинамические силы на проводники при двухфазном КЗ с силами на проводники A и C при трехфазном КЗ, можно установить, что постоянные составляющие в обоих случаях одинаковы ($f_0=0{,}375$); максимальные значения остальных составляющих несколько меньше при двухфазном КЗ; кривые рис. 6.8, *б* и *в* весьма близки, однако максимальное значение силы при двухфазном КЗ на 7% меньше соответствующего значения при трехфазном КЗ (при любых значениях отношения R/X) как в переходном, так и установившемся режиме.

Из сказанного следует, что нагрузки на опоры и напряжения в проводниках при двухфазном КЗ меньше соответствующих значений для проводников A и C при трехфазном КЗ. Следовательно, случай двухфазного КЗ может быть исключен из дальнейшего анализа.

Сопоставляя электродинамические силы на средний проводник B и крайние проводники A и C при трехфазном КЗ, можно установить, что:

постоянная составляющая, действующая на проводники A и C, равна $f_0=0{,}375$; в проводнике B она отсутствует;

максимальное значение составляющей с частотой 100 Гц в проводнике B превышает соответствующее значение в проводниках A и C в 2 раза; максимальные значения составляющих с частотой 50 Гц и экспоненциальных составляющих в проводнике B несколько больше, чем в проводниках A и C;

максимальное значение силы на проводник B превышает соответствующее значение на проводники A и C на 7% (при любых значениях отношения R/X) как в переходном, так и в установившемся режиме;

кривые $f(t)$ для проводника B и проводников A и C значительно отличаются друг от друга.

Из сказанного нельзя заключить, в котором из проводников нагрузки на опоры и напряжения в проводниках имеют бóльшие значения. Для этого мало сопоставить составляющие электродинамических сил и их максимальные значения; необходимо принять во внимание собственную частоту механических колебаний проводника (см. § 7.1).

Глава седьмая

ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ ТОКОПРОВОДОВ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

7.1. Токопроводы с жесткими проводниками

Токопроводы (ТП) этого вида получили применение в наружных и внутренних РУ всех напряжений. Типичные элементы ТП наружного РУ напряжением 110 кВ и выше показаны на рис. 7.1. В качестве проводников используют трубы из алюминиевых сплавов диаметром до 250 мм и с толщиной стенки до 12 мм. Проводники сборных шин *1* располагают обычно в одной плоскости на высоте H_1 от земли, определяемой условием безопасности для людей, обслуживающих РУ. Опорные изоляторы *2* устанавливают на бетонных или стальных опорах *3*. Длина пролетов l между опорами достигает 20 м. Проводники ответвлений *4* к разъединителям *5* и выключателям располагают во втором ярусе на высоте H_2. Для большей жесткости ответвлений предусматривают подкосы *6*.

Токопроводы внутренних РУ с номинальными напряжениями 6–35 кВ выполняют аналогично, но с меньшими пролетами и расстояниями между фазами. В качестве проводников используют трубы, а также проводники прямоугольного и корытного сечений.

Многопролетный токопровод с жесткими проводниками представляет собой упругую систему, которая при КЗ под действием электродинамических сил приходит в сложное колебательное движение. Проводники изгибаются и передают нагрузку на опоры, обладающие также некоторой упругостью. В материале проводников и изоляторов возникают значительные напряжения. Токопровод должен противостоять электродинамическим воздействиям, другими словами, он должен обладать электродинамической стойкостью, соответствующей току КЗ.

Расчет токопровода с заданными параметрами на электродинамическую стойкость состоит в определении максимальной мгновенной нагрузки на изоляторы и максимального мгновенного напряжения в проводниках в переходном колебательном процессе. Такой расчет представляет собой сложную задачу, так как число параметров, которые должны быть учтены, велико. Поэтому целесообразно рассмотреть сначала методику расчета простейших конструкций с одним пролетом, без учета упругости опор и при статической нагрузке обычными методами, излагаемыми в курсе механики. Влияние колебаний, числа пролетов и упругости опор может быть учтено позже. Ниже изложен метод расчета токопроводов с жесткими проводниками, предложенный в [7.1].

Расчет однопролетных токопроводов при статической нагрузке

Рассмотрению подлежат две простейшие модели ТП с одним пролетом, различающиеся лишь способами крепления проводников на опорах, а именно:

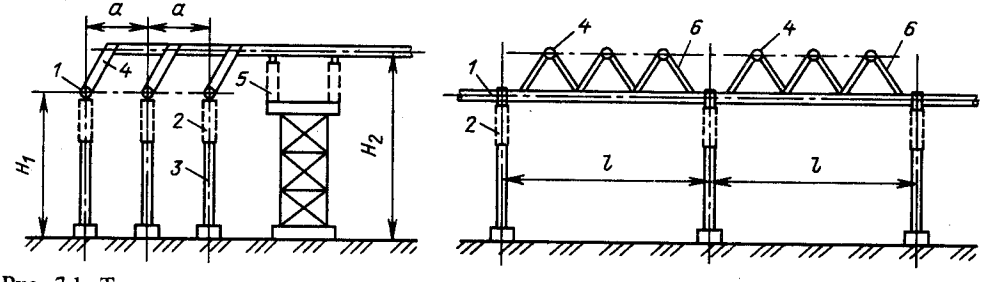


Рис. 7.1. Токопроводы с жесткими проводниками в наружном РУ 110 кВ

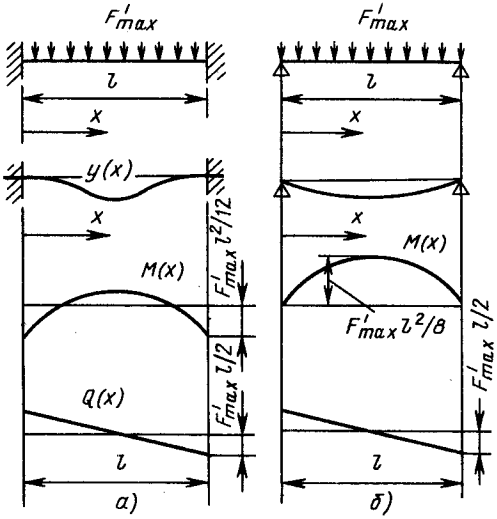


Рис. 7.2. Эпюры изгибающего момента и перерезывающей силы в однопролетных токопроводах:

а – концы проводников защемлены; *б* – концы проводников лежат свободно на опорах

с защемленными и опертыми концами (рис. 7.2, *а* и *б*). Эти способы крепления определяют предельные условия расчета. Применяемые способы крепления приближаются к одному из этих двух предельных условий. Опоры, как указано выше, приняты абсолютно жесткими.

Проводник расчетной фазы рассматривается в качестве балки с равномерно распределенной нагрузкой по длине. Интенсивность нагрузки, Н/м, удобно принять равной максимуму электродинамической силы на единицу длины среднего проводника фазы *B* при трехфазном КЗ, определяемому по формуле (6.17):

$$F'_{max} = 2{,}825F'_б = 2{,}825\frac{2\cdot 10^{-7}}{a}I_m,$$

где I_m – амплитуда периодической составляющей тока при трехфазном КЗ (буква *B* в индексе при F'_{max} опущена).

Расчетные напряжения в материале проводников и расчетная нагрузка на опоры могут быть определены по эпюрам изгибающего момента $M(x)$ и перерезывающей силы $Q(x)$. При защемленных концах (рис. 7.2, *а*) наибольший изгибающий момент $M = F'_{max}l^2/12$ имеет место у опор, т. е. при $x = 0$ и $x = l$. В середине пролета изгибающий момент в 2 раза меньше. Если концы проводника оперты (рис. 7.2, *б*), наибольший изгибающий момент $M = F'_{max}l^2/8$ имеет место в середине пролета. Следовательно, напряжение в материале проводников равно:

при защемленных концах

$$\sigma_{ст} = \frac{M}{W} = \frac{F'_{max}l^2}{12W}; \qquad (7.1)$$

при опертых концах

$$\sigma_{ст} = \frac{M}{W} = \frac{F'_{max}l^2}{8W}, \qquad (7.2)$$

где W – момент сопротивления проводника изгибу.

Нагрузки на опоры одинаковы в обеих схемах и равны перерезывающей силе Q при $x = 0$ и $x = l$:

$$P_{ст} = F'_{max}l/2. \qquad (7.3)$$

Под действием равномерно распределенной нагрузки проводник изгибается. Зависимость между прогибом $y(x)$ и изгибающим моментом $M(x)$ определяется [7.2] дифференциальным уравнением

$$M = EJ\frac{d^2y}{dx^2}, \qquad (7.4)$$

где E – модуль упругости материала проводника; J – момент инерции поперечного сечения.

Произведение EJ определяет жесткость проводника на изгиб.

Дифференцируя выражение (7.4) дважды, получаем:

$$\frac{dM}{dx} = EJ\frac{d^3y}{dx^3} = Q(x) \qquad (7.5)$$

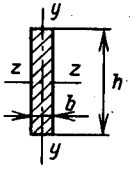
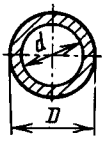
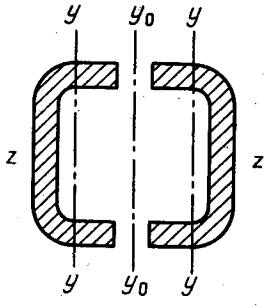
и

$$\frac{d^2M}{dx^2} = EJ\frac{d^4y}{dx^4} = \frac{dQ}{dx} = F'_{max}. \qquad (7.6)$$

Выражения (7.4)–(7.6) используются в дальнейшем при расчете ТП в переходном колебательном процессе.

В табл. 7.1 приведены выражения для определения моментов инерции и моментов сопротивления проводников

Таблица 7.1. **Моменты инерции и моменты сопротивления проводников различных сечений**

Профиль сечения	Момент инерции	Момент сопротивления
	$J_z = \frac{bh^3}{12}$ $J_y = \frac{hb^3}{12}$	$W_z = \frac{bh^2}{6}$ $W_y = \frac{hb^2}{6}$
	$J = \frac{\pi(D^4 - d^4)}{64}$	$W = \frac{\pi(D^4 - d^4)}{32D}$
	При отсутствии сварных соединений $J_{y_0} = 2J_{y-y}$	$W_{y_0} = 2W_{y-y}$
	При наличии сварных соединений $J_{y_0} \approx 0{,}5J_{y_0-y_0}$	$W_{y_0} \approx 0{,}5W_{y_0-y_0}$

прямоугольного, круглого и корытного сечений.

Расчет однопролетных токопроводов при динамической нагрузке

Допустим, как и выше, что опоры абсолютно жесткие. При этом условии вынужденные колебания проводника под действием электродинамической силы $F'(t)$ описываются дифференциальным уравнением четвертого порядка в частных производных:

$$EJ\frac{\partial^4 y(x,t)}{\partial x^4} + m'\frac{\partial^2 y(x,t)}{\partial t^2} + 2\delta m'\frac{\partial y(x,t)}{\partial t} = F'(t), \qquad (7.7)$$

где m' – масса проводника на единицу длины, кг/м; δ – коэффициент затухания колебаний, 1/с.

Из уравнения (7.7) видно, что внешняя сила преодолевает упругую реакцию проводника (первый член), силу инерции (второй член) и силы сопротивления движению, вызванные внутренним трением в материале проводника (третий член). Если в некоторый момент времени отключить вынуждающую силу, колебания будут протекать свободно, затухая под действием сил трения. Свободные колебания проводника описываются дифференциальным уравнением (7.7), в котором правая часть должна быть принята равной нулю. Эти колебания могут быть представлены в виде ряда стоячих волн с порядковыми номерами 1, 3, 5, ..., n, каждая из которых имеет собственную частоту, зависящую от размеров и материала проводника, а также от способа его крепления на опоре.

Угловая частота свободных колебаний проводника без учета затухания

равна

$$\omega_{0n} = bk_n^2 = (k_n l)^2 \sqrt{\frac{EJ}{m' l^4}}, \qquad (7.8)$$

где $b = \sqrt{EJ/m'}$; $k_n l$ – коэффициенты, зависящие от способа крепления проводника на изоляторе. При защемленных концах имеем: $k_1 l = 4{,}73$; $k_3 l = 10{,}99$; $k_5 l = 17{,}27$; при $n = 7,\ 9,\ 11\ldots$ $k_n l = (2n + 1)\pi/2$. Волны с четными номерами в рассматриваемых условиях отсутствуют.

С учетом затухания угловая частота равна

$$\omega_{dn} = \sqrt{\omega_{0n}^2 - \delta^2}. \qquad (7.9)$$

Из выражения (7.8) видно, что основная частота свободных колебаний проводника пропорциональна квадрату длины пролета l. По мере увеличения пролета увеличивается масса проводника $m'l$ и, следовательно, его инерция; частота свободных колебаний уменьшается.

Решение уравнения (7.7) имеет следующий вид [7.3]:

$$y(x, t) = \frac{e^{-\delta t}}{m'} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{X_n(x)}{\omega_{dn}} \times$$

$$\times \frac{\int_0^l X_n(x)\,dx}{\int_0^l X_n^2(x)\,dx} \int_0^t e^{\delta\tau} F'(\tau) \sin \omega_{dn}(t - \tau)\,d\tau, \qquad (7.10)$$

где $X_n(x)$ – некоторая функция, зависящая от способа крепления проводника на изоляторах; τ – переменная интегрирования.

Выражение (7.10) определяет прогиб проводника как функцию x и t в колебательном процессе. Для определения нагрузки на опоры $P_{дин}(t)$ и напряжения в материале проводника $\sigma_{дин}(t)$ следует воспользоваться приведенными выше зависимостями между прогибом, изгибающим моментом и перерезывающей силой. При этом общепринято относить $P_{дин}(t)$ и $\sigma_{дин}(t)$ к соответствующим значениям при статической нагрузке. Тогда получим следующие безразмерные функции:

для проводника с защемленными концами

$$P^*_{дин}(t) = \frac{P_{дин}(t)}{P_{ст}} = \frac{2EJ}{F'_{max} l} \left.\frac{\partial^3 y(x, t)}{\partial x^3}\right|_{x=0}; \qquad (7.11)$$

$$\sigma^*_{дин}(t) = \frac{\sigma_{дин}(t)}{\sigma_{ст}} = \frac{12EJ}{F'_{max} l^2} \left.\frac{\partial^2 y(x, t)}{\partial x^2}\right|_{x=0}; \qquad (7.12)$$

для проводника с опертыми концами

$$P^*_{дин}(t) = \frac{P_{дин}(t)}{P_{ст}} = \frac{2EJ}{F'_{max} l} \left.\frac{\partial^3 y(x, t)}{\partial x^3}\right|_{x=0}; \qquad (7.13)$$

$$\sigma^*_{дин}(t) = \frac{\sigma_{дин}(t)}{\sigma_{ст}} = \frac{8EJ}{F'_{max} l^2} \left.\frac{\partial^2 y(x, t)}{\partial x^2}\right|_{x=\frac{l}{2}}. \qquad (7.14)$$

Максимальные мгновенные значения этих функций получили название *динамических коэффициентов*. Ниже они обозначены соответственно через η_P и η_σ. Они могут быть определены из выражений (7.11)–(7.14). Для трехфазных ТП с расположением проводников в одной плоскости динамические коэффициенты определены многими авторами и представлены в виде кривых зависимости от основной частоты проводника, получивших название *частотных характеристик*. Располагая такими кривыми, можно определить динамические коэффициенты для проводника с любой частотой f_1, а также максимальные мгновенные значения $P_{дин\,max}$ и $\sigma_{дин\,max}$ в переходном колебательном процессе при КЗ. Последние определяются из выражений

$$P_{дин\,max} = P_{ст\,max}\eta_P \text{ и } \sigma_{дин\,max} = \sigma_{ст\,max}\eta_\sigma, \qquad (7.15)$$

где $P_{ст\,max}$ и $\sigma_{ст\,max}$ – соответствующие значения нагрузки на опоры и напряжения в проводнике при статической нагрузке.

Анализ частотных характеристик. Такой анализ имеет целью выявить важнейшие параметры, определяющие электродинамическую стойкость ТП, и пока-

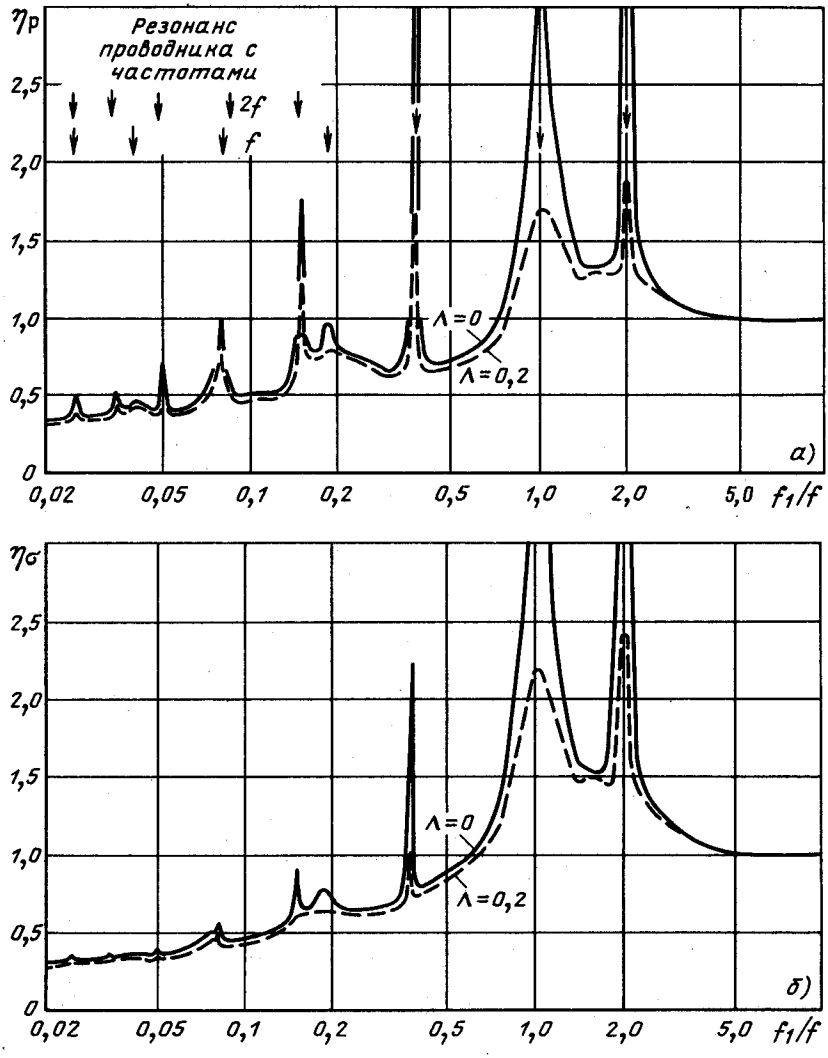


Рис. 7.3. Влияние на динамические коэффициенты резонанса и затухания колебаний: *а* – для проводника; *б* – для изолятора

зать возможность упрощенного расчета.

Влияние резонанса и затухания колебаний на динамические коэффициенты показано на рис. 7.3. Кривые построены для крайних проводников *А* и *С* однопролетного ТП при трехфазном КЗ. Концы проводников защемлены. Продолжительность КЗ $t_к = 0{,}5$ с. Сплошные линии соответствуют значению логарифмического декремента затухания $\Lambda = 0$, а пунктирные – $\Lambda = 0{,}2$.

Понятие логарифмического декремента затухания можно пояснить с помощью кривой затухающих колебаний $y = Ae^{-at}\sin(\omega t + \varphi_0)$, показанной на рис. 7.4.

Кривая колеблется около оси t, приближаясь к ней асимптотически. При этом две кривые, определяемые выражением $y = \pm Ae^{-at}$, огибают кривую, соприкасаясь с ней в точках A_1, A_2, A_3... Экстремумы функции обозначе-

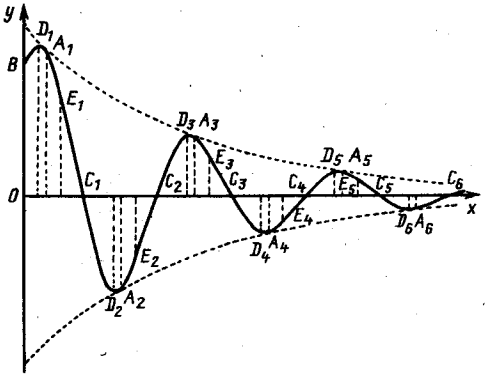


Рис. 7.4. Кривая затухающих колебаний

ны D_1, D_2, D_3... Величина

$$\Lambda = \ln\left|\frac{y_i}{y_{i+1}}\right| = a\frac{\pi}{\omega},$$

где y_i и y_{i+1} – ординаты двух соседних экстремумов, называется логарифмическим декрементом затухания. Эта величина является безразмерной.

Как видно из рис. 7.3, по оси абсцисс отложено отношение первой частоты собственных колебаний проводника f_1 к частоте сети f в логарифмическом масштабе. По оси ординат отложены значения динамических коэффициентов η_P и η_σ. Кривые изобилуют острыми всплесками, вызванными резонансом при равенстве первой основной частоты f_1 проводника, а также частот f_n высших форм частотам f и $2f$ вынуждающей силы.

Условия резонанса могут быть представлены следующими равенствами:

$$f_n = f_1\left(\frac{k_n}{k_1}\right)^2 = f$$

и

$$f_n = f_1\left(\frac{k_n}{k_1}\right)^2 = 2f,$$

откуда

$$\left.\begin{aligned}\frac{f_1}{f} &= \left(\frac{k_1}{k_n}\right)^2 \\ \text{и}\quad \frac{f_1}{f} &= 2\left(\frac{k_1}{k_n}\right)^2.\end{aligned}\right\} \qquad (7.16)$$

Так, например, резонанс с частотой третьей формы имеет место при

$$f_1/f = (4{,}73/10{,}99)^2 = 0{,}1825$$
$$\text{и } f_1/f = 2\,(4{,}73/10{,}99)^2 = 0{,}365.$$

Значения f_1/f, соответствующие резонансу частот высших форм с частотами f и $2f$, указаны стрелками на рис. 7.3, *а*. Всплески, вызванные резонансом с частотой f, меньше, чем с частотой $2f$, что объясняется затуханием составляющей электродинамической силы с частотой 50 Гц. Резонансные всплески коэффициента η_σ меньше всплесков коэффициента η_P, поскольку η_σ зависит от $\partial^2 y/\partial x^2$, а η_P зависит от $\partial^3 y/\partial x^3$.

Зона f_1/f от 0,02 до 0,2 соответствует ТП напряжением 110 кВ и выше с большими пролетами и значительной инерцией проводников, реагирующих в основном на постоянную и экспоненциальную составляющие электродинамической силы. Влияние составляющих с частотой 50 и 100 Гц незначительно. Поэтому динамические коэффициенты вне резонансных зон меньше единицы.

Зона f_1/f от 3 до 10 соответствует ТП напряжением 6–35 кВ с относительно малыми пролетами и малой инерцией проводников. Они в равной мере реагируют на все составляющие электродинамической силы. Динамические коэффициенты здесь равны единице.

Зона f_1/f от 0,2 до 3 практически не используется, поскольку динамические коэффициенты здесь очень велики.

Из рисунка видно влияние затухания. Оно значительно только в узких зонах резонанса. За пределами этих зон затухание мало заметно даже при $\Lambda = 0{,}2$. При расчете ТП нельзя пренебрегать резонансными явлениями, но при этом следует учитывать затухание. Опыт показывает, что для трубчатых проводников значение $\Lambda = 0{,}05$ является подходящим.

Влияние способа крепления проводника на опорах на коэффициент η_P показано на рис. 7.5. Кривые построены для тех же условий, что и на рис. 7.3. Значение логарифмического декремента

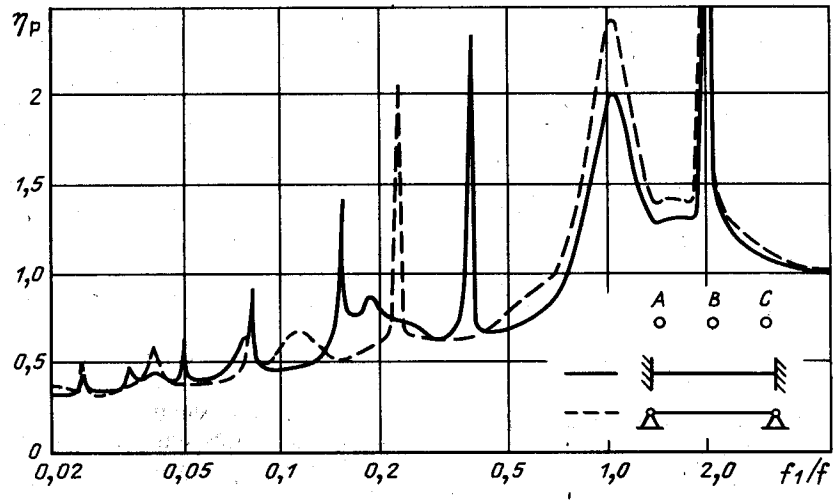


Рис. 7.5. Влияние на динамические коэффициенты способа крепления проводника на опоре

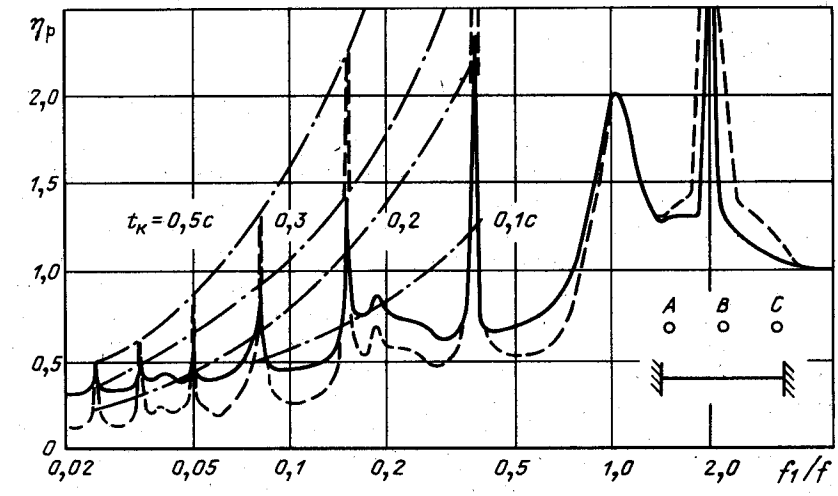


Рис. 7.6. Сопоставление динамических коэффициентов для крайних проводников (сплошные линии) и среднего проводника (пунктирные линии)

затухания принято равным 0,1. При изменении способа крепления изменяется основная частота собственных колебаний проводника, а зоны резонанса смещаются. Значения динамического коэффициента η_P вне зон резонанса изменяются незначительно.

Как известно из предыдущего (§ 6.3), составляющие электродинамических сил на крайние проводники *A* и *C* и средний проводник *B* неодинаковы, следовательно, неодинаковы и динамические коэффициенты. На рис. 7.6 показаны значения коэффициента η_P для крайних проводников *A* и *C* (сплошные линии), а также для среднего проводника *B* (пунктирные линии). Верхние пунктирные кривые представляют собой огиба-

ющие по максимальным значениям резонансных всплесков с частотой $2f$ для проводника B при различной продолжительности КЗ – от 0,5 до 0,1 с.

Сопоставляя значения электродинамических коэффициентов η_P для крайних и среднего проводников, можно прийти к следующим выводам, справедливым также для коэффициента η_σ:

а) всплески, вызванные резонансом с частотой $2f$, значительно больше для проводника фазы B, чем для проводников фаз A и C. Это объясняется составляющей электродинамической силы $f_{2\omega}$, амплитуда которой для проводника фазы B превышает соответствующее значение для проводников фаз A и C в 2 раза;

б) при $f_1/f > 1$ динамический коэффициент для проводника фазы B превышает соответствующие значения для проводников фаз A и C;

в) при отношении $f_1/f < 1$ динамический коэффициент для проводника фазы B, за исключением зон резонанса с частотой $2f$, значительно меньше, чем для проводников фаз A и C. В ТП напряжением 110 кВ и выше, где $f_1/f \leqslant \leqslant 0{,}2$, нагрузки на проводник фазы B приблизительно на 50% меньше соответствующих значений для проводников фаз A и C, хотя максимум электродинамической силы на проводник фазы B больше, чем на проводники фаз A и C.

Из сказанного следует, что для ТП напряжением 110 кВ и выше, первая частота собственных колебаний которых не превышает 10 Гц, расчетными являются крайние проводники, т. е. проводники фаз A и C. В этих фазах заметно проявляется действие постоянной составляющей f_0 электродинамической силы, отсутствующей в фазе B.

Для ТП напряжением 6–35 кВ, основная частота которых превышает 150 Гц, расчетным является средний проводник, т. е. проводник фазы B.

Продолжительность КЗ влияет на динамические коэффициенты следующим образом: динамические коэффициенты вне зон резонанса могут быть существенно уменьшены только при продолжительности КЗ значительно меньшей половины периода основной частоты собственных колебаний проводника; чем меньше продолжительность КЗ, тем меньше всплески, вызванные резонансом.

Влияние упругости опор. Рассмотренные выше частотные характеристики определены в предположении, что опоры являются абсолютно жесткими, т. е. их жесткость C или отношение силы F, приложенной к головке изолятора, к

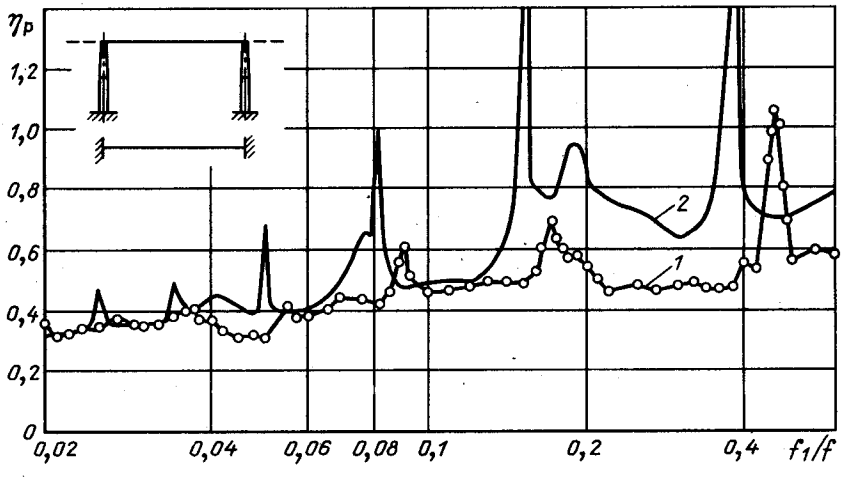


Рис. 7.7. Влияние жесткости опор:
1 – жесткие опоры; *2* – упругие опоры

отклонению головки y стремится к бесконечности: $C = F/y \to \infty$. Однако исследования типичных ТП 110 кВ и выше с различными механическими параметрами и различными способами крепления проводников показывают, что опоры обладают некоторой упругостью. В качестве примера на рис. 7.7 показаны значения динамического коэффициента η_P для ТП с жесткими и упругими опорами. Кривая *1* для жестких опор и $\Lambda = 0{,}1$ определена методом, изложенным выше. Кривая *2* для упругих опор определена по более сложной программе. Жесткость $C = 216$ Н/мм, $f_{оп} = 7{,}36$ Гц, $\Lambda = 0$. Кривые построены для крайних проводников *A* или *C* при трехфазном КЗ, $R/X = 0{,}07$, продолжительность КЗ равна 0,5 с, концы проводников защемлены. Из рисунка видно следующее: учет упругости опор приводит к смещению резонансных зон и уменьшению всплесков динамического коэффициента по сравнению с жесткими опорами; вне резонансных зон, в особенности при $f_1/f \leqslant 0{,}1$, динамический коэффициент изменяется незначительно.

Обращает на себя внимание зависимость динамического коэффициента η_P от частоты f_1 в зонах резонанса. Малейшее изменение частоты f_1 в этих зонах ведет к резкому изменению коэффициента. Однако неточности в определении частоты неизбежны. Они обусловлены неточностью исходных данных – размеров ТП, свойств материала, способов крепления проводника на опоре и др. Отсюда ошибки в значениях динамических коэффициентов.

Чтобы получить надежные значения динамических коэффициентов в резонансных зонах, нельзя ограничиться одним расчетом, не изменяя исходные данные. Последние следует изменять в пределах возможных ошибок и повторять расчет, что требует значительного машинного времени. Это указывает на целесообразность упрощенного метода расчета, основанного на анализе параметров ТП.

Влияние числа пролетов. При увеличении числа пролетов в ТП с неразрезными проводниками, свободно лежащими на опорах, максимальный изгибающий момент и максимальная нагрузка на опоры изменяются следующим образом:

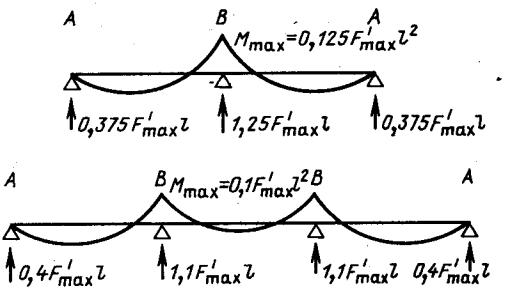


Рис. 7.8. Эпюры изгибающего момента и максимальные нагрузки на опоры в токопроводах с двумя и тремя пролетами

Число пролетов n	2	3	4
Максимальный момент $M_{max}/(F'_{max}l^2)$	0,125	0,100	0,107
Максимальная нагрузка на опоры $P_{max}/(F'_{max}l)$	1,25	1,10	1,14

Продолжение

Число пролетов n	5	6	7
Максимальный момент $M_{max}/(F'_{max}l^2)$	0,106	0,106	0,106
Максимальная нагрузка на опоры $P_{max}/(F'_{max}l)$	1,13	1,13	1,13

Максимальные значения M_{max} и P_{max} имеют место на второй от каждого конца опоре. Они обозначены буквой *B* на рис. 7.8. В приближенных расчетах целесообразно принять значения

$$\left.\begin{aligned} M_{max} &= 0{,}125F'_{max}l^2 \\ \text{и} \qquad P_{max} &= 1{,}25F'_{max}l \end{aligned}\right\} \qquad (7.17)$$

независимо от числа пролетов. Это означает, что многопролетный ТП заменен двухпролетным.

Влияние неуспешного АПВ. Вынужденные колебания проводников ТП под действием электродинамических сил переходят в свободные затухающие колебания после отключения КЗ. При повторном включении, если повреждение не самоустранилось, электродинамические силы возникают вновь. Свободные колебания переходят в сложные вынуж-

денные колебания, при которых нагрузка на опоры и напряжение в проводниках резко увеличиваются. Эти явления характерны для трехфазного АПВ.

Обозначим отношение наибольших динамических напряжений в изоляторах и проводниках при наличии АПВ к соответствующим значениям при отсутствии АПВ через k_A. Экспериментальные исследования показали, что это отношение зависит от следующих факторов: отношения f_1/f; продолжительности t_1 первого замыкания, определяющей состояние упругой системы к моменту первого отключения и, следовательно, свободные колебания системы; продолжительности $t_п$ паузы тока, определяющей состояние системы к моменту повторного включения; фазы включения при первом КЗ, а также при повторном включении, поскольку фазы включения определяют характер изменения электродинамических сил во времени; затухания колебаний.

На рис. 7.9 приведены кривые, поясняющие влияние неуспешного АПВ на динамическую стойкость токопровода. Кривые построены для проводников с защемленными концами; отношение $R/X = 0{,}07$; $\Lambda = 0{,}05$. Продолжительность КЗ t_1 принималась в пределах от 0,02 до 0,5 с; пауза тока $t_п \geqslant 0{,}3$ с; продолжительность прохождения тока при повторном включении $t_2 \geqslant 0{,}1$ с (чтобы выявить максимальные напряжения).

Кривая *1* показывает увеличение динамических напряжений в изоляторах при неуспешном АПВ; кривая *2* – то же в проводниках; кривая *3* определяет коэффициент k_A при упрощенном расчете.

Как видно из рисунка, при неблагоприятных условиях значение коэффициента k_A достигает 1,8.

Упрощенный метод расчета. Анализ частотных характеристик, изложенный выше, показывает, что важнейшим параметром ТП, определяющим его электродинамическую стойкость, является основная частота собственных колебаний проводника. Поэтому эта частота должна быть принята в качестве независимого (первого) параметра для упрощенного расчета.

Для ТП с жесткими опорами основная частота может быть легко определена из выражения (7.8), тогда как для ТП с упругими опорами необходима сложная программа для ЭВМ. Однако, как показано выше, в этом нет необходимости, поскольку обычно применяемые ТП могут рассматриваться как конструкции с жесткими опорами.

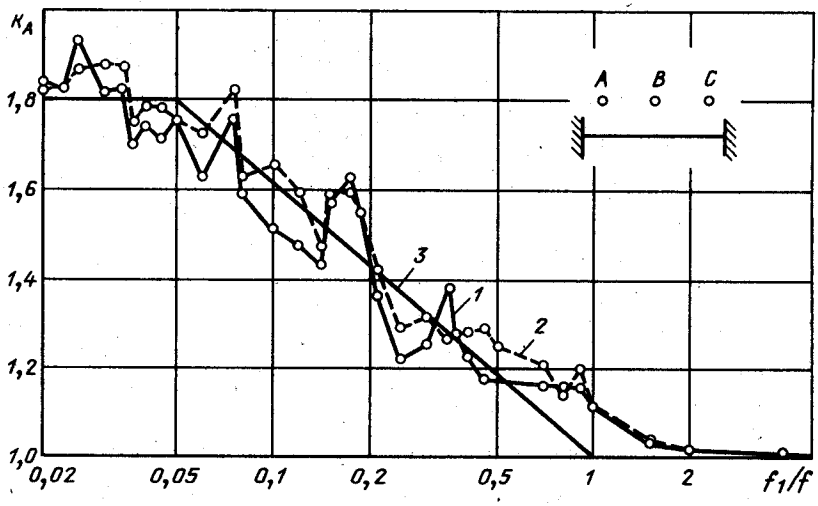


Рис. 7.9. Влияние неуспешного АПВ на динамическую стойкость токопровода

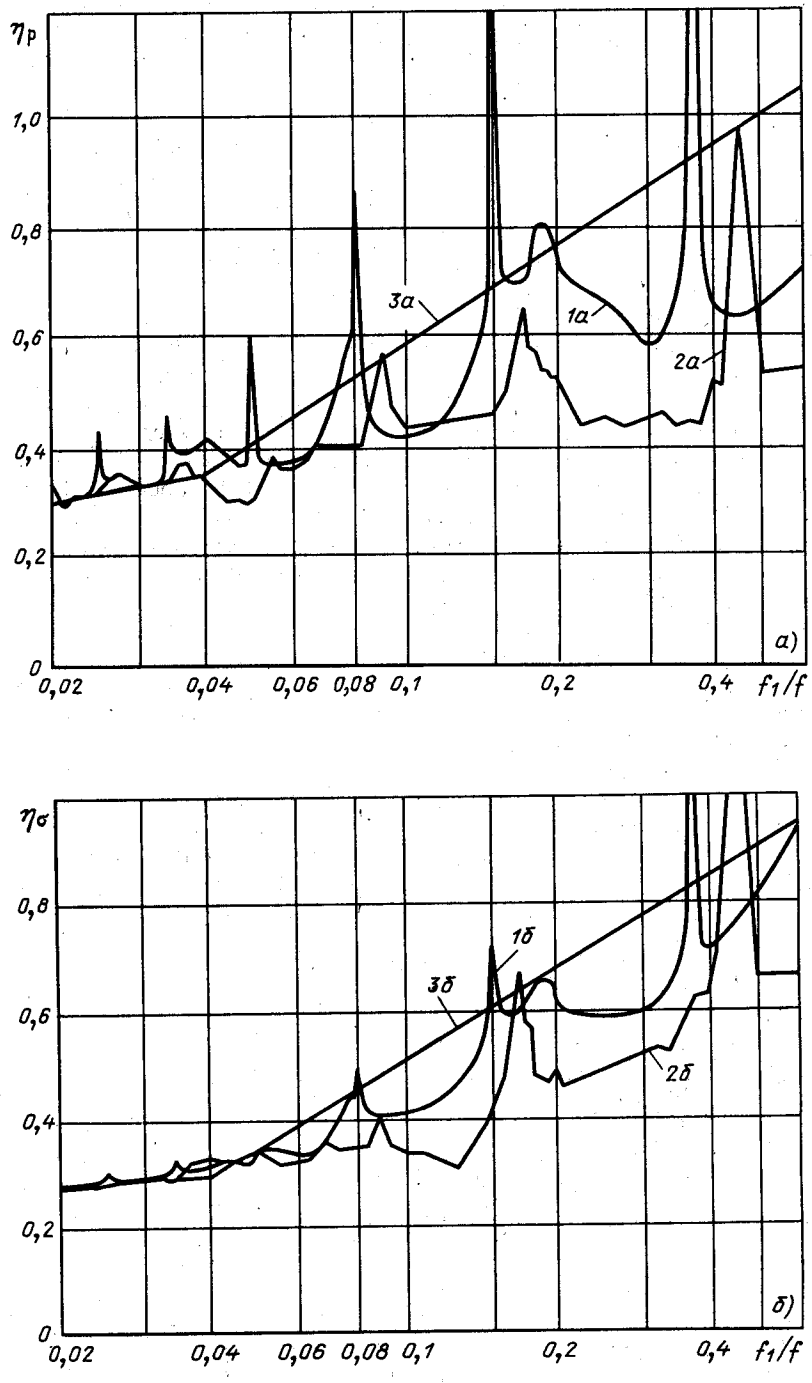


Рис. 7.10. Кривые, поясняющие упрощенный метод расчета токопроводов напряжением 110 кВ и выше:

а – для изоляторов; *б* – для проводников; *1а* и *1б* – кривые для жестких опор; *2а* и *2б* – для упругих опор; *3а* и *3б* – кривые для упрощенного расчета

Расчет при статической нагрузке. Многопролетный ТП заменяют двухпролетным (рис. 7.8) и определяют значения $P_{ст}$ и $\sigma_{ст}$, исходя из интенсивности нагрузки F'_{max} на средний проводник при трехфазном КЗ. Значения M_{max} и P_{max} принимают согласно выражению (7.17).

Расчет при динамической нагрузке. В токопроводах напряжением 110 кВ и выше основная частота f_1 проводников не превышает 10 Гц и опоры обладают некоторой упругостью, которая должна быть учтена при расчете. В этих условиях максимальные значения $P_{дин\,max}$ и $\sigma_{дин\,max}$ определяют умножением $P_{ст}$ и $\sigma_{ст}$ на соответствующие динамические коэффициенты η_P и η_σ, которые могут быть определены по упрощенным частотным характеристикам (рис. 7.10, *а* и *б*, наклонные прямые *3а* и *3б*). Эти характеристики, учитывающие упругость опор, являются функциями только основной частоты f_1 проводников. В основу их построения положены известные из предыдущего частотные характеристики для крайних проводников *А* и *С* однопролетных ТП с жесткими опорами (кривые *1а* и *1б*), а также кривые для ТП с упругими опорами (кривые *2а* и *2б*). Упрощенные кривые *3а* и *3б* проведены следующим образом. При $f_1/f < 0{,}04$ наклонные прямые совпадают с участками кривых *1а* и *1б* вне резонансных зон; при f_1/f от 0,04 до 0,6 наклонные прямые лежат выше кривых *2а* и *2б*, включая резонансные пики. Характеристики типичных ТП напряжением 110 кВ и выше с различными опорами, различными проводниками и способами их крепления близки к кривым *2а* и *2б*. Поэтому динамические коэффициенты, значения которых выходят за пределы наклонных прямых *3а* и *3б*, маловероятны.

Рекомендованные для упрощенного расчета характеристики повторены на рис. 7.11, *а*. Здесь же приведены кривые для определения коэффициента k_A (рис. 7.11, *б*), а также значения коэффициента λ, входящего в выражение для основной частоты собственных колебаний проводника ТП различного вида

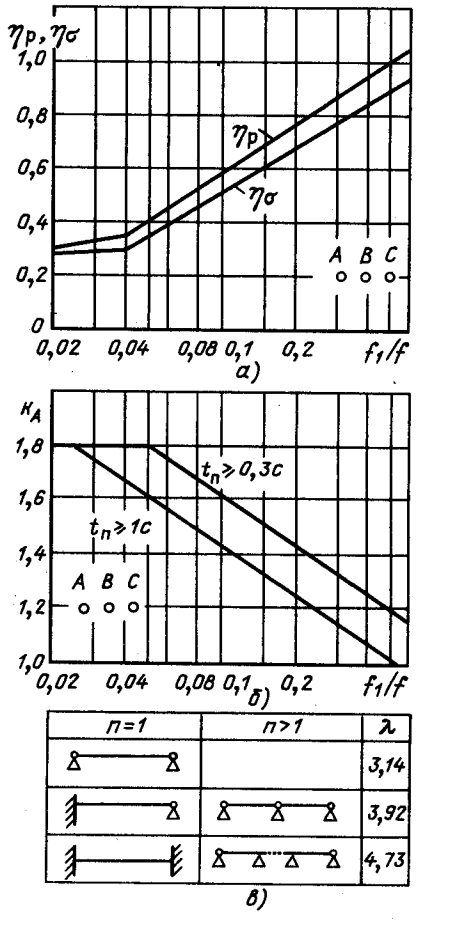


Рис. 7.11. Кривые и таблица для определения коэффициентов при упрощенном расчете токопроводов напряжением 110 кВ и выше: *а* – зависимость динамических коэффициентов от f_1/f; *б* – зависимость коэффициента K_A от f_1/f; *в* – значения коэффициента λ

(рис. 7.11, *в*):

$$f_1 = \frac{\lambda^2}{2\pi}\sqrt{\frac{EJ}{m'l^4}}. \qquad (7.18)$$

В токопроводах напряжением 6–35 кВ основная частота f_1 проводников превышает 150 Гц, поэтому отношение $f_1/f \geqslant 3$. Расчетным является средний проводник фазы *В*. Динамические коэффициенты близки к единице (см. рис. 7.6). Коэффициент k_A, учитывающий

влияние АПВ, может быть также принят равным единице. Жесткость опор очень велика. В этих условиях достаточно рассчитать ТП при статической нагрузке, как указано выше. При этом $P_{дин\,max} = P_{ст}$ и $\sigma_{дин\,max} = \sigma_{ст}$.

Сопоставление расчетных значений с допустимыми. Допустимая нагрузка на изоляторы при КЗ принимается согласно ПУЭ равной 60 % минимальной разрушающей нагрузки $P_{рз}$. Поэтому условие прочности изоляторов может быть представлено неравенством:

$$P_{дин\,max} \leqslant 0{,}6P_{рз}\frac{h}{h'}, \qquad (7.19)$$

где h – высота изолятора; h' – расстояние от основания изолятора до центра масс поперечного сечения проводника.

Допустимое напряжение в материале проводников согласно ПУЭ принимается равным 70 % временно́го сопротивления или предела упругости материала $\sigma_в$:

$$\sigma_{доп} = 0{,}7\sigma_в. \qquad (7.20)$$

При этом проводник деформируется упруго и пластические деформации практически отсутствуют.

Допустимое напряжение может быть увеличено до значения

$$\sigma_{доп} = q\sigma_{0,2}, \qquad (7.21)$$

где $\sigma_{0,2}$ – условный предел текучести материала, при котором остаточная деформация не превышает 0,2 %; q – коэффициент пластической деформации, значения которого зависят от формы и размеров поперечного сечения проводника; они приведены в табл. 7.2. При указанных значениях q могут возникнуть остаточные деформации, равные приблизительно 1 % длины проводника, не снижающие надежности работы ТП.

Пример 7.1. Проверить на электродинамическую стойкость многопролетный токопровод 110 кВ (см. рис. 7.1) при следующих условиях: $l = 10$ м; $a = 1{,}4$ м; проводники трубчатые из алюминиевого сплава АД31Т1 имеют диаметр $D = 100$ мм, толщину стенки $t = 10$ мм, массу $m' = 7{,}64$ кг/м, допустимый продолжительный ток при наружной установке 3400 А.

Таблица 7.2. **Значения коэффициента q для трубчатых проводников из алюминиевых сплавов**

Отношение толщины стенки проводника к его диаметру	Значение коэффициента q
0,05	1,34
0,075	1,37
0,10	1,40
0,125	1,44
0,15	1,48
0,20	1,51

Использованы опорные изоляторы типа ОНС-110-2000 (минимальная разрушающая нагрузка $P_{рз} = 19\,600$ Н, высота $h = 1100$ мм). Периодическая составляющая тока при трехфазном КЗ $I_п = 35$ кА, ударный коэффициент $k_{уд} = 1{,}81$, отношение $R/X = 0{,}07$, что соответствует постоянной времени $T_а = 0{,}0455$ с.

Момент инерции сечения проводника $J = \pi(D^4 - d^4)/64 = \pi(0{,}1^4 - 0{,}08^4)/64 = 2{,}96 \cdot 10^{-6}$ м^4; момент сопротивления $W = J/(D/2) = 2{,}96 \cdot 10^{-6}/0{,}05 = 59{,}2 \cdot 10^{-6}$ м^3; модуль упругости $E = 7 \cdot 10^{10}$ Н/м^2.

Расчет при статической нагрузке. Интенсивность нагрузки в соответствии с формулой (6.17) $F_{max} = 2{,}825\,\frac{2 \cdot 10^{-7}}{a}(\sqrt{2}\,I_п)^2 = 2{,}825\,\frac{2 \cdot 10^{-7}}{1{,}4}(\sqrt{2} \cdot 35)^2 \cdot 10^6 = 986$ Н/м.

Многопролетный ТП заменяем двухпролетным (рис. 7.7). Нагрузку на опоры принимаем согласно (7.17)

$$P_{ст} = 1{,}25F'_{max}l = 1{,}25 \cdot 986 \cdot 10 = 12\,300 \text{ Н}.$$

Изгибающий момент согласно (7.17)

$$M_{ст} = 0{,}125F'_{max}l^2 = 0{,}125 \cdot 986 \cdot 10^2 = 12\,300 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Напряжение в проводниках

$$\sigma_{ст} = \frac{M_{ст}}{W} = \frac{12\,300}{59{,}2 \cdot 10^{-6}} = 208 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2 = 208 \text{ Н/мм}^2.$$

Расчет при динамической нагрузке. Основная частота проводника согласно (7.18):

$$f_1 = \frac{\lambda^2}{2\pi}\sqrt{\frac{EJ}{m'l^4}} = \frac{3{,}92^2}{2\pi}\sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 2{,}96 \cdot 10^{-6}}{7{,}64 \cdot 10^4}} =$$

$= 3{,}93$ Гц, где значение λ принято согласно рис. 7.11, *в*.

Отношение $f_1/f = 3{,}93/50 \approx 0{,}08$.

Динамические коэффициенты (рис. 7.11, *а*): $\eta_P = 0{,}52$; $\eta_\sigma = 0{,}46$.

При $t_п \geqslant 0{,}3$ с в соответствии с рис. 7.11, *б* коэффициент $k_д = 1{,}68$. При этом

$P_{дин} = P_{ст}\eta_P k_A = 12\,300 \cdot 0{,}52 \cdot 1{,}68 = 10\,750$ Н и $\sigma_{дин} = \sigma_{ст}\eta_\sigma k_A = 208 \cdot 0{,}46 \cdot 1{,}68 = 160$ Н/мм^2.

В соответствии с (7.19) $P_{дин} \leqslant 0{,}6 P_{рз} \dfrac{h}{h'}$, т. е. $10\,750 < 0{,}6 \cdot 19\,600 \dfrac{1100}{1100+50} = 11\,250$ Н.

Допустимое напряжение в проводниках согласно (7.21) $\sigma_{доп} = \sigma_{0,2} q$.

Для алюминиевого сплава марки АД31Т1 $\sigma_{0,2} = 147$ Н/мм^2. Значение коэффициента q (табл. 7.2) при отношении $t/D = 0{,}1$ равно 1,4. Следовательно, $\sigma_{доп} = 147 \cdot 1{,}4 = 206$ Н/мм^2, что превышает расчетное значение.

Токопровод удовлетворяет требованию электродинамической стойкости.

Пример 7.2. Проверить на электродинамическую стойкость токопровод, предназначенный для соединения генератора мощностью 30 МВт, 10,5 кВ со сборными шинами станции, при следующих условиях: $l = 1{,}0$ м; $a = 0{,}35$ м; проводники трубчатые алюминиевые имеют $D = 100$ мм, $t = 4$ мм, сечение $s = 12{,}1$ см^2, массу $m' = 12{,}1 \cdot 100 \times$ $\times 2{,}7 \cdot 10^{-3} = 3{,}76$ кг/м, продолжительный ток 2200 А.

Момент инерции $J = \pi (D^4 - d^4)/64 = \pi (0{,}1^4 - 0{,}092^4)/64 = 1{,}445 \cdot 10^{-6}$ м^4; момент сопротивления $W = J/(D/2) = 1{,}445 \times$ $\times 10^{-6}/0{,}05 = 28{,}9 \cdot 10^{-6}$ м^3; модуль упругости $E = 7 \cdot 10^{10}$ Н/м^2.

Опорные изоляторы: ИО-10, $h = 230$ мм, $P_{рз} = 41{,}65$ кН.

Периодическая составляющая тока при трехфазном КЗ $I_п = 70$ кА.

Выполним расчет при статической нагрузке.

Интенсивность нагрузки согласно (6.17) $F'_{max} = 2{,}825 \dfrac{2 \cdot 10^{-7}}{a} (\sqrt{2}\, I_п)^2 = 2{,}825 \dfrac{2 \cdot 10^{-7}}{0{,}35} \times$ $\times (\sqrt{2} \cdot 70)^2 \cdot 10^6 = 15\,800$ Н/м; нагрузка на изоляторы $P_{ст} = 1{,}25 F'_{max} l = 1{,}25 \cdot 15\,800 \cdot 1 =$ $= 19\,750$ Н.

Допустимая нагрузка на изоляторы согласно (7.18) $P_{доп} = 0{,}6 P_{рз} \dfrac{h}{h'} = 0{,}6 \cdot 41\,650 \times$ $\times \dfrac{230}{230+5} = 20\,500$ Н, следовательно, механическая прочность изоляторов обеспечена.

Изгибающий момент $M_{ст} = 0{,}125 F'_{max} l^2 =$ $= 0{,}125 \cdot 15\,800 \cdot 1 = 1975$ Н·м; напряжение в проводниках $\sigma_{ст} = \dfrac{M}{W} = \dfrac{1975}{28{,}9 \cdot 10^{-6}} = 68{,}3 \times$ $\times 10^6$ Н/м^2 $= 68{,}3$ Н/мм^2, что значительно меньше допустимого 137 Н/мм^2.

Основная частота проводника согласно (7.18)

$$f_1 = \frac{\lambda^2}{2\pi}\sqrt{\frac{EJ}{m' l^4}} = \frac{3{,}92^2}{2\pi}\sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 28{,}9 \cdot 10^{-6}}{3{,}76 \cdot 1}} =$$

$= 1800$ Гц.

При столь большой частоте динамические коэффициенты равны единице и $P_{дин} = P_{ст}$; $\sigma_{дин} = \sigma_{ст}$.

7.2. Токопроводы с гибкими проводниками

Токопроводы рассматриваемого вида впервые были применены в СССР в 20-х годах при сооружении наружных РУ 110 кВ. Мощности станций в то время были невелики, и объединение их в системы только начиналось. Токи КЗ не превышали 5–10 кА, и вопрос электродинамической стойкости ТП не возникал. Рабочие токи не превышали 600 А, поэтому в качестве проводников могли быть применены одиночные многожильные провода, которые рассчитывали на действие ветра в условиях гололеда и изменения температуры воздуха в широких пределах. Проводники укрепляли с помощью подвесных изоляторов к стальным или железобетонным опорам (рис. 7.12). Надежность и экономичность таких конструкций не вызывали сомнений.

Позднее по мере увеличения номинального напряжения до 220–500 кВ и рабочих токов до нескольких тысяч ампер одиночные провода пришлось заменить пучками из двух-трех проводов бóльшего сечения, чтобы увеличить нагрузочную способность и устранить коронирование. Токи КЗ к этому времени достигли 50–80 кА. В этих новых условиях выявились слабые стороны ТП с гибкими проводниками, а именно: при КЗ вследствие электродинамического взаимодействия провода отклоняются от своего нормального положения; тяжения проводов и соответствующие нагрузки на опоры резко увеличиваются; возникают качания проводов и опасность чрезмерного их сближения. Вопросы электродинамической стойкости стали основными при проектировании ТП.

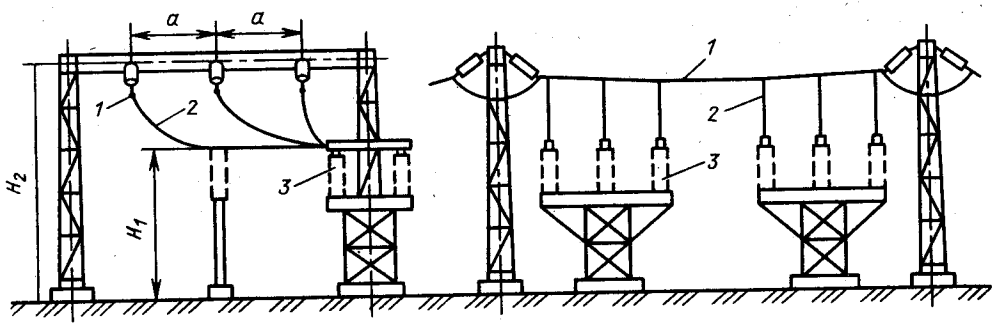


Рис. 7.12. Токопроводы с гибкими проводниками:
1 – сборные шины; *2* – ответвления; *3* – шинные разъединители

Поведение ТП с гибкими проводниками при КЗ было изучено экспериментально [7.4–7.6]. Были разработаны методы расчета. Они достаточно сложны и здесь не изложены. Мы ограничиваемся рассмотрением графиков, определяющих зависимости отклонений и тяжений проводников от параметров ТП, тока КЗ и других условий. Эти графики могут быть использованы при проектировании для правильного выбора основных размеров ТП в целях повышения их электродинамической стойкости.

Тяжения, вызванные взаимодействием проводов в пучках. При КЗ любого вида по проводам пучка проходят значительные токи, которые численно равны и имеют одинаковое направление. Возникают электродинамические силы, стремящиеся сблизить провода. Последние быстро перемещаются навстречу друг другу и смыкаются в пролетах между дистанционными распорками (рис. 7.13). Вследствие изгиба проводов длина пучка уменьшается, а тяжение проводов быстро увеличивается. Максимум тяжения наступает в момент максимального сближения, т. е. когда провода соприкасаются почти по всей длине. Это первый максимум тяжения, возникающий при КЗ. Осциллограммы тока $i_к$ и тяжения T показаны на рис. 7.14. Первый максимум тяжения обозначен буквой *a*.

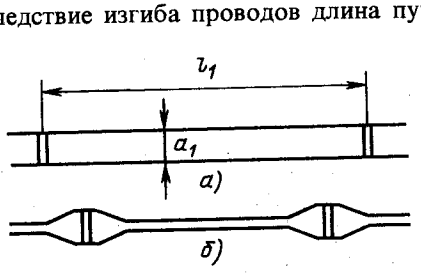


Рис. 7.13. Смыкание проводов пучка при КЗ:
а – нормальное положение; *б* – сомкнутое положение

Основными параметрами, определяющими максимум тяжения и время до его наступления, являются: ток КЗ и конструкция пучка (число проводов, расстояние между ними, пролет между дистанционными распорками), а также масса и жесткость опор.

При уменьшении расстояния между проводами a_1 увеличиваются электродинамические силы и уменьшается время $t_м$, необходимое для смыкания проводов. Уменьшается также максимум тяжения T_{max}, поскольку уменьшение длины пучка, вызванное изгибом проводов, становится менее заметным, что видно из кривых, приведенных на рис. 7.15. Кривые построены для следующих условий: провода АС сечением 2×1167 мм^2; опоры стальные, решетчатые; начальное тяжение на фазу 13,3 кН; периодическая составляющая тока КЗ $I_{п0} = 70$ кА; продолжительность КЗ 15 периодов.

Из кривых видно, что при расстоянии между проводами 330 мм максимум тяжения достигает 500 кН (против

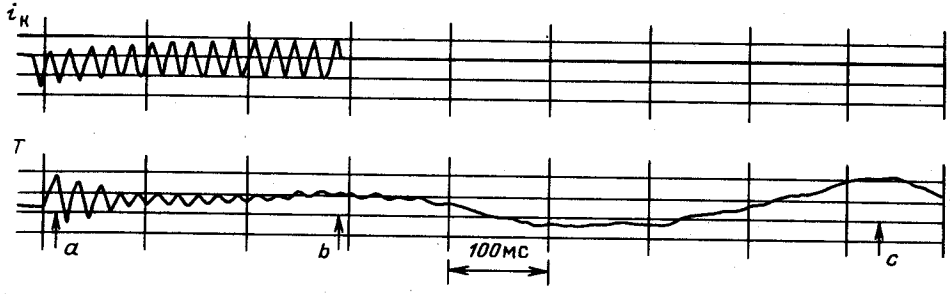


Рис. 7.14. Осциллограммы тока КЗ и тяжения проводников при КЗ:
a, b, c – соответственно первый, второй и третий максимумы тяжения

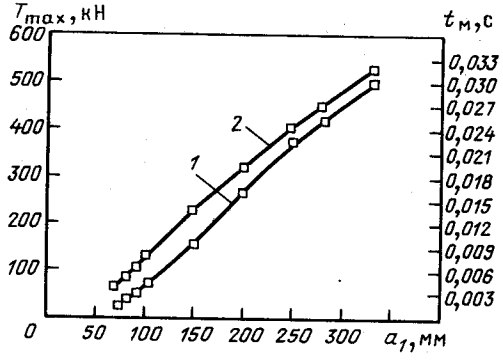


Рис. 7.15. Зависимости максимума тяжения проводов и времени до его наступления от расстояния между проводами пучка:
1 – кривая максимума тяжения; *2* – кривая времени до наступления максимума

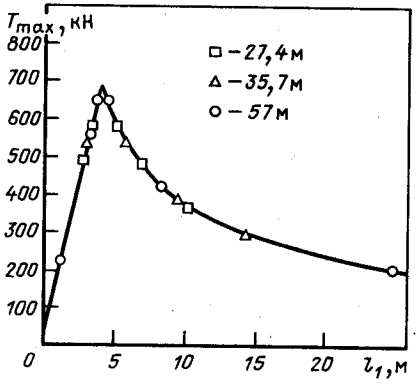


Рис. 7.16. Зависимость максимума тяжения от расстояния l_1 между дистанционными распорками

начального 13,3 кН), а время до наступления максимума $t_м$ составляет всего 0,032 с. При уменьшении расстояния между проводами до 200 мм максимум тяжения может быть уменьшен вдвое.

При выборе расстояния между проводами пучка необходимо учитывать также: возможность смыкания проводов при рабочем токе в утяжеленном режиме, что должно быть исключено; образование гололеда в промежутках между проводами, что увеличивает нагрузку на провода, изоляторы и опоры; увеличение градиента напряжения на поверхности проводов и вызванные этим радиопомехи; последнее относится к ТП 500 кВ и выше.

Зависимость максимума тяжения от расстояния l_1 между дистанционными распорками показана на рис. 7.16. Кривые построены для тех же условий, что и выше. Расстояние между проводами пучка составляет 330 мм. Пролет l между опорами принят равным 27,4; 35,7 и 57 м. Из рисунка видно (см. правую часть кривой), что по мере увеличения расстояния l_1 между дистанционными распорками максимум тяжения уменьшается независимо от пролета. Если увеличение расстояния l_1 используется для уменьшения максимума тяжения, необходимо проверить, не смыкаются ли провода при рабочем токе.

Из рисунка также видно, что при очень малых расстояниях l_1 (см. левую часть кривой) максимум тяжения увеличивается по мере увеличения l_1, что объясняется влиянием дополнительной

нагрузки на провода от массы дистанционных распорок.

Смещение проводников и тяжения при многофазных коротких замыканиях. При многофазных КЗ электродинамические силы стремятся увеличить расстояние между проводниками. При трехфазном КЗ крайние проводники отклоняются от нормального положения и удаляются друг от друга. Средний проводник отклоняется в одну или другую сторону в зависимости от фазы включения. При двухфазном КЗ в движение приходят два проводника соответствующих фаз.

Отклонение проводника от нормального положения связано с увеличением тяжения. Последнее достигает максимума при наибольшем отклонении проводника по горизонтали. Угол отклонения α (рис. 7.17) зависит от тока и может достигнуть 90°. Максимум тяжения наступает к моменту отключения цепи, приблизительно через 0,3 с после КЗ. Это второй максимум тяжения. Он отмечен на осциллограмме (рис. 7.14) буквой *b*. К моменту второго максимума колебания, вызванные смыканием проводов в пучках, успевают затухнуть. Поэтому первый и второй максимумы можно рассматривать порознь.

После отключения цепи проводники перемещаются навстречу друг другу. Возникают качания (наподобие маятников) с периодом 2–4 с и затухающей амплитудой. Максимум тяжения при качаниях следует определять для условий, когда проводник имеет дополнительную нагрузку от льда и ветра, а также при отсутствии этой нагрузки. В качестве

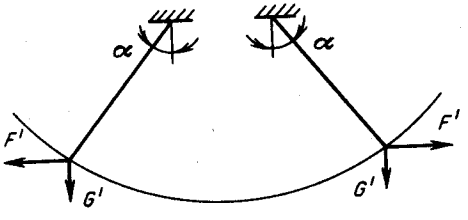


Рис. 7.17. Положение фазных проводников при отклонении:
F' – электродинамическая сила; G' – сила тяжести провода

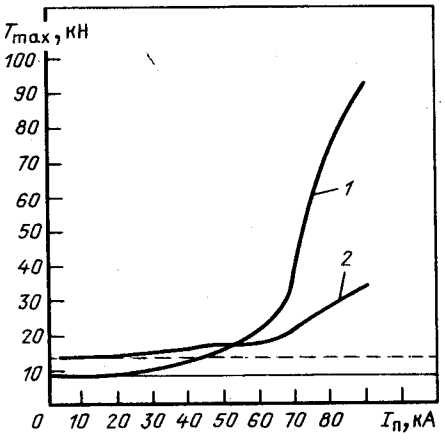


Рис. 7.18. Зависимость максимума тяжения от нагрузки проводника:
1 – без ветра и гололеда; *2* – при ветре и гололеде

расчетной следует принять наибольшее из этих двух значений. На рис. 7.18 показана зависимость максимума тяжения T_{max} от действующего значения тока КЗ при различных начальных тяжениях T_0. Кривые построены для следующих условий: пролет 36,7 м; толщина гололеда 12,7 мм; давление ветра 0,38 кПа; температура воздуха −18 °С.

Из рисунка видно, что при отсутствии дополнительной нагрузки от льда и ветра начальное тяжение T_0 составляет 8,3 кН; максимум тяжения быстро увеличивается по мере увеличения тока (кривая *1*). При наличии дополнительной нагрузки начальное тяжение составляет 14 кН; максимум тяжения увеличивается медленнее (кривая *2*). Объясняется это значительной массой проводника и, следовательно, меньшим углом отклонения. Кривые *1* и *2* пересекаются. В рассматриваемом примере точка пересечения соответствует значению тока 54 кА. Максимум тяжения при отклонении проводников зависит от тока КЗ и его продолжительности, а также от расстояний между фазами, сечения проводников, пролета и стрелы провеса.

Зависимость максимума тяжения от расстояния между фазами *a* показана на рис. 7.19. Кривые построены для следующих условий: провода АС сечением 2×1167 мм^2; пролет 35,7 м; пери-

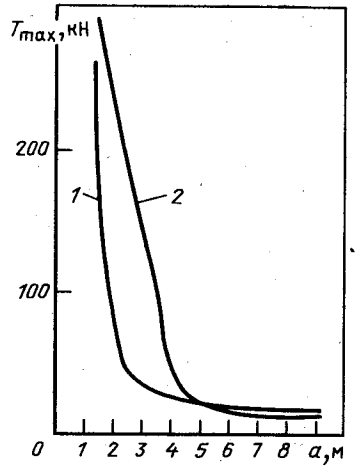


Рис. 7.19. Зависимость максимума тяжения от расстояния между фазами:
1 – при ветре и гололеде; *2* – без ветра и гололеда

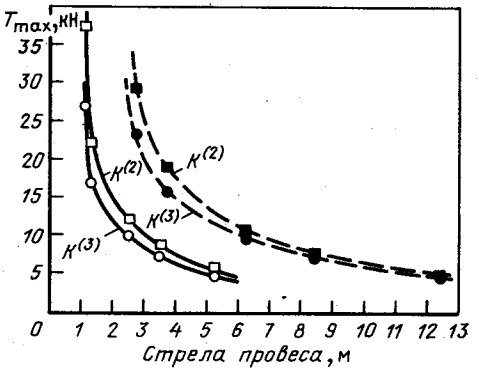


Рис. 7.20. Зависимость максимума тяжения от стрелы провеса и вида КЗ:
сплошные линии – пролет 36,7 м, пунктирные линии – пролет 57 м; $K^{(2)}$ – двухфазное КЗ; $K^{(3)}$ – трехфазное КЗ

одическая составляющая тока КЗ $I_п$ = = 70 кА; продолжительность КЗ 15 периодов; проводник нагружен, начальное тяжение 14 кН; проводник не нагружен, начальное тяжение 8,3 кН.

Из рисунка видно, что по мере увеличения расстояния между фазами тяжения заметно снижаются.

При уменьшении тяжения, принятого при проектировании для нормальных условий, стрела провеса увеличивается. При заданных значениях сечения проводов, пролета и электродинамической силы увеличение провеса связано с уменьшением угла отклонения и, следовательно, с уменьшением максимума тяжения. Если увеличение стрелы провеса используется для уменьшения тяжения, необходимо проверить возможное сближение проводов при качании, как показано ниже.

На рис. 7.20 показана зависимость максимума тяжения проводов T_{max} от стрелы провеса, пролета и вида КЗ. Кривые построены для следующих условий: провода АС сечением 2 × × 1167 мм^2; имеется дополнительная нагрузка от ветра и гололеда; пролеты 36,7 м (сплошные линии) и 57 м (пунктирные линии); расстояние между фазами 4,6 м; периодическая составляющая тока КЗ $I_п$ = 70 кА; продолжительность КЗ 15 периодов.

Как видно из рисунка, при пролете 57 м тяжение проводов больше, чем при пролете 36,7 м, что объясняется бóльшей массой проводов. При двухфазном КЗ тяжение больше, чем при трехфазном, что объясняется меньшим расстоянием между проводниками при одинаковом токе.

При принятом начальном тяжении увеличение пролета связано с увеличением массы проводов и стрелы провеса. Следовательно, при увеличении пролета максимальное тяжение уменьшается. Зависимость максимального тяжения проводов от пролета при постоянном начальном тяжении показана на рис. 7.21.

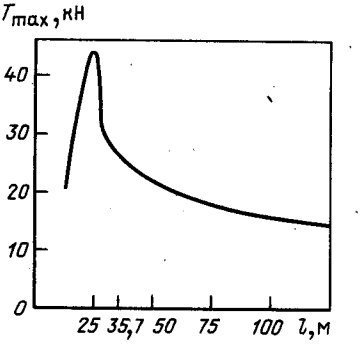


Рис. 7.21. Зависимость максимума тяжения от пролета при постоянном начальном тяжении

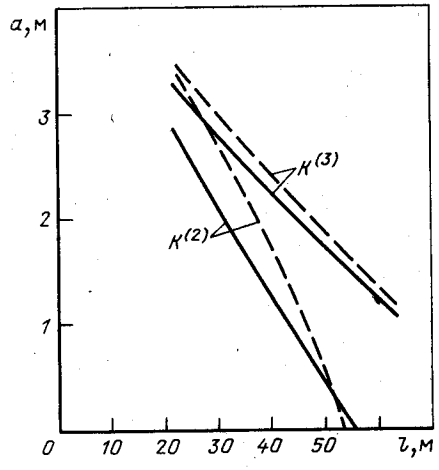


Рис. 7.22. Зависимость расстояния между фазными проводниками при максимальном сближении от пролета:

сплошные линии – два провода в пучке; пунктирные линии – одиночные провода; $K^{(3)}$ – трехфазное КЗ; $K^{(2)}$ – двухфазное КЗ

Расчеты выполнены для следующих условий: провода АС сечением 2 × × 1167 мм^2; начальное тяжение 13,3 кН на фазу; расстояние между фазами 4,6 м; периодическая составляющая тока трехфазного КЗ $I_п = 70$ кА; продолжительность КЗ 15 периодов.

Из рис. 7.21 видно, что при увеличении пролета l от 25 до 125 м (см. правую часть кривой) максимальное тяжение уменьшается от 44 до 15 кН. Исключение составляют короткие пролеты до 25 м (см. левую часть кривой), поскольку при этом длина гирлянды составляет значительную часть длины пролета.

Сближение проводников при качании. После отключения КЗ проводники перемещаются навстречу друг другу. При этом возможно чрезмерное их сближение и перекрытие промежутка дугой, если напряжение не снято. Такое сближение возможно между проводниками сборных шин при КЗ на ответвлении. В этом случае при отключении ответвления проводники сборных шин остаются под напряжением и продолжают качаться. Расстояние между проводниками в пролете при сближении должно быть достаточным, чтобы избежать междуфазных перекрытий. В качестве примера на рис. 7.22 показана зависимость расстояния между проводниками a при максимальном сближении от пролета l для одиночных и сдвоенных проводов при трехфазном и двухфазном КЗ. Кривые построены для следующих условий: провода АС сечением 1167 мм^2; тяжение нагруженных проводов 13,3 кН на фазу; расстояние $a_1 = 330$ мм; расстояния между фазами 4,6 м; ток КЗ $I_п = 70$ кА; продолжительность КЗ 5 периодов.

Из рис. 7.22 видно, что по мере увеличения пролета расстояния между проводниками при сближении уменьшаются. При двухфазном КЗ расстояния между проводниками при сближении меньше, чем при трехфазном. Расстояния между проводниками из двух проводов меньше, чем между одиночными проводами, поскольку масса сдвоенных проводников больше.

Третий максимум тяжения. При значительном токе скорость проводника к моменту отключения КЗ (приблизительно 0,3 с) велика. Проводник продолжает свое движение по дуге и поднимается выше точки подвеса. Здесь он теряет скорость, после чего следует падение более или менее свободное в зависимости от исходного положения. При этом потенциальная энергия проводника преобразуется в кинетическую энер-

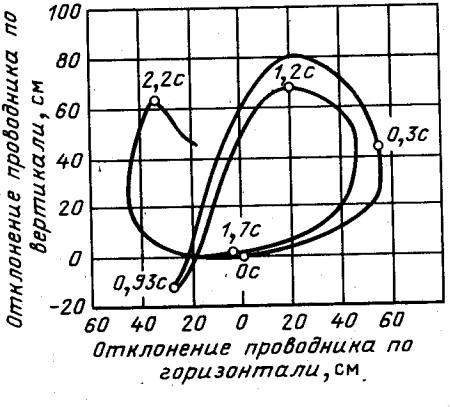


Рис. 7.23. Траектория движения средней точки провода в пролете при КЗ

гию движения. Тяжение увеличивается и достигает максимального значения при подходе проводника к низшей точке траектории. Это третий максимум тяжения, обозначенный на осциллограмме рис. 7.14 буквой *с*. Наибольшее значение его имеет место, если угол отклонения проводника достигает 180° и если скорость его в наивысшей точке равна нулю.

В качестве иллюстрации к сказанному на рис. 7.23 показана траектория движения средней точки проводника в пролете (отклонение по горизонтали и по вертикали) при следующих условиях: сечение провода 537 мм^2; пролет 15 м; начальное тяжение 1 кН; стрела провеса 53 см; продолжительность КЗ 0,3 с. Как видно из рис. 7.23, после отключения КЗ проводник перемещается по дуге, поднимается на высоту 80 см от начального положения, после чего следует падение. Проводник достигает низшей точки через 0,93 с. Здесь направление движения резко изменяется на противоположное. К моменту 2,2 с проводник достигает высоты 62 см, теряет скорость и падает.

Влияние неуспешного АПВ. Включение на короткое замыкание, когда проводники еще качаются вследствие первого замыкания, может вызвать значительное увеличение отклонений проводников и соответствующих тяжений. В худшем случае углы отклонения могут удвоиться. При этом тяжения увеличиваются, а расстояния между проводниками уменьшаются. Тяжения, вызванные смыканием проводов в пучках, изменяются незначительно при АПВ, поскольку они кратковременны и затухают до момента повторного включения.

7.3. Электродинамическая стойкость электрического оборудования

Под электродинамической стойкостью электрического оборудования (коммутационных аппаратов, измерительных трансформаторов тока и др.) понимают его способность противостоять кратковременному (в течение нескольких периодов) электродинамическому (механическому) действию тока КЗ без повреждений, препятствующих его дальнейшей исправной работе.

Заводы-изготовители характеризуют электродинамическую стойкость электрического оборудования номинальным током электродинамической стойкости, установленным расчетом и типовыми испытаниями, а именно: действующим значением $I_{\text{дин.ном}}$ и мгновенным значением $i_{\text{дин.ном}}$. При проверке оборудования на электродинамическую стойкость следует сопоставить номинальные значения токов с соответствующими расчетными значениями:

$$\left.\begin{aligned} I_{\text{дин.ном}} &\geqslant I_{\text{п0}}; \\ i_{\text{дин.ном}} &\geqslant i_{\text{уд}}. \end{aligned}\right\} \qquad (7.22)$$

Необходимость в соблюдении двух условий объясняется тем, что отношение номинальных токов $i_{\text{дин.ном}}/I_{\text{дин.ном}}$ установлено равным 2,55, в то время как отношение расчетных токов $i_{\text{уд}}/I_{\text{п0}}$ может быть меньше и больше 2,55. В первом случае достаточна проверка по второму неравенству, во втором случае – по первому.

Глава восьмая

КОМПЛЕКТНЫЕ ТОКОПРОВОДЫ

8.1. Пофазно-экранированные токопроводы

Комплектным токопроводом принято называть токопровод с жесткими неизолированными проводниками и металлическим кожухом, изготовленный специализированным заводом по техническим условиям, согласованным с заказчиком, и поставляемый к месту установки частями, размеры и масса которых удобны для транспорта. Изоляцией в комплектных токопроводах служит обычно воздух; при высоких напряжениях – элегаз.

В пофазно-экранированных токопроводах (рис. 8.1) проводники каждой фазы вместе с опорными изоляторами охвачены проводящими заземленными экранами – кожухами, назначение которых заключается в следующем: 1) обеспечить безопасность обслуживания; 2) защитить проводники, изоляторы от пыли, влаги, случайного попадания посторонних предметов; 3) исключить возможность междуфазных замыканий в пределах токопровода; 4) уменьшить электродинамические силы взаимодействия между проводниками при внешних КЗ; 5) устранить нагревание индуктированными токами стальных несущих конструкций, арматуры железобетонных стен и перекрытий (§ 4.6).

Последние два требования могут быть выполнены, если внешнее магнитное поле (вне кожухов) будет возможно полнее компенсировано токами, индуктированными в кожухах. Это и имеет место в токопроводах с непрерывной замкнутой системой кожухов типа ТЭН (токопровод экранированный, непрерывный). Как видно из схемы рис. 8.2, секции кожухов каждой фазы соединены между собой сваркой. По концам токопровода кожухи трех фаз соединены с помощью приваренных алюминиевых перемычек в виде плит или труб. Заземляют экраны в одной точке, для чего одну из перемычек присоединяют к контуру заземления электростанции.

Таким образом, кожухи образуют замкнутую трехфазную систему. В рабочем режиме в них индуктируются токи, приблизительно равные токам в проводниках, но направленные противоположно. Они проходят вдоль кожухов, распределяясь равномерно по периметру, и переходят из одного кожуха в два других по концам токопровода. Геометрическая сумма их равна нулю. Эти токи в дальнейшем называются циркулирующими в отличие от вихревых токов, замыкающихся в пределах кожуха каждой фазы (подробнее ниже). Циркулирующие токи уменьшают внешнее магнитное поле токопровода. Если бы токи в кожухах в точности соответствовали токам в проводниках и находились с ними в фазе, то внешнее магнитное поле отсутствовало бы. Однако кожухи обладают активным сопротивлением. Вследствие этого токи в кожухах не точно совпадают по фазе с токами в проводниках и внешнее магнитное поле компенсируется не полностью. Однако в рабочем режиме индукция внешнего поля настолько мала, что опасность нагревания стальных конструкций индуктированными в них вих-

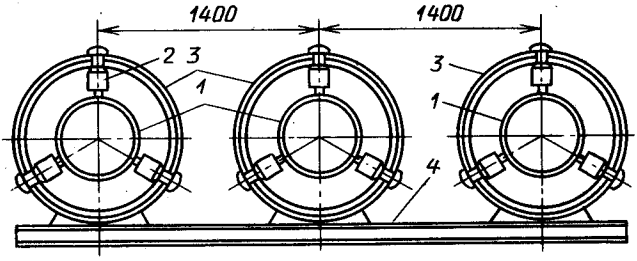


Рис. 8.1. Пофазно-экранированный токопровод для генератора 500 МВт, 20 кВ, 18 кА (поперечный разрез):
1 – шины; *2* – изолятор; *3* – кожухи; *4* – стальная балка

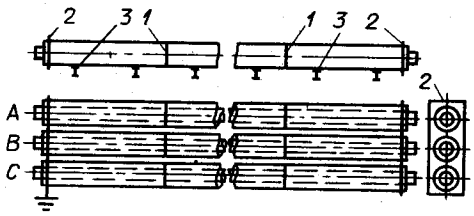


Рис. 8.2. Схема непрерывной замкнутой системы кожухов токопровода:
1 – место сварки; *2* – алюминиевые перемычки; *3* – поперечные балки

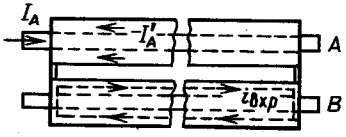


Рис. 8.3. Схема однофазного токопровода и направления циркулирующих и вихревых токов

ревыми токами практически отсутствует. Рассмотрим экранирующее действие непрерывной системы кожухов на электродинамические силы, действующие на проводники и кожухи при КЗ. Известно, что электродинамическая сила, действующая на единицу длины проводника, равна произведению его тока и индукции магнитного поля (около рассматриваемого проводника), создаваемого токами соседних проводников. Следовательно, для определения сил, действующих на проводники токопровода, необходимо прежде всего определить магнитную индукцию внутри кожухов при КЗ. Токи, индуктируемые в кожухах, уменьшают магнитную индукцию. Это уменьшение не одинаково для магнитных потоков от периодической и апериодической составляющих тока КЗ.

Экранирующее действие непрерывной системы кожухов удобно проследить на примере однофазного (двухпроводного) токопровода [8.1]. Допустим, что ток I_A в проводнике фазы *A* (рис. 8.3) соответствует периодической составляющей тока КЗ с постоянной амплитудой. Требуется определить индукцию внутри кожуха фазы *B*. В кожухе фазы *A* индуктируется циркулирующий ток I'_A, близкий по значению к току I_A, но сдвинутый по фазе на некоторый угол вследствие влияния активного сопротивления кожуха. Этот угол невелик, поскольку активное сопротивление кожуха значительно меньше индуктивного сопротивления. Ток I'_A замыкается через кожух фазы *B* (на рисунке не показано). Магнитный поток, охватывающий кожух фазы *A*, определяется геометрической суммой токов I_A и $-I'_A$, или так называемым остаточным током, не превышающим $0{,}1I_A$. Следовательно, магнитная индукция вокруг кожуха фазы *A* от периодической составляющей тока КЗ не превышает 0,1 соответствующего значения при отсутствии кожуха. Этот уменьшенный магнитный поток индуктирует в кожухе фазы *B* периодические вихревые токи, замыкающиеся у пределах кожуха. В одной половине кожуха они направлены так же, как в проводнике фазы *A*, в другой половине – в противоположную сторону. Вихревые токи значительно меньше циркулирующих токов, однако они достаточны, чтобы препятствовать проникновению магнитного поля в кожух. В результате магнитная индукция около проводника *B* не превышает 0,01 соответствующей индукции при отсутствии кожухов: она уменьшается в 10 раз циркулирующим током в кожухе фазы *A* и еще в 10 раз вихревыми токами в кожухе фазы *B*. Соответственно уменьшается (т. е. практически исчезает) электродинамическая сила на проводник *B*, обусловленная периодической составляющей тока КЗ.

В переходном режиме ток КЗ содержит не только периодическую, но и апериодическую составляющую, затухающую с постоянной времени T_a. Поэтому при КЗ токи, индуктируемые в кожухах, также содержат апериодические составляющие, уменьшающие апериодическую составляющую индукции внешнего магнитного поля, а также поля в кожухах. Эти токи затухают с постоянными времени, значительно меньшими постоянной T_a (значение последней принято здесь 0,4 с). В начальный момент апериодическая составляющая индукции вокруг кожуха *A* равна нулю, поскольку

она полностью компенсируется апериодической составляющей циркулирующего тока, возникающего в кожухе. По мере затухания последнего составляющая магнитной индукции увеличивается, достигает максимального значения и затем уменьшается вследствие затухания апериодической составляющей тока КЗ (рис. 8.4, кривая B_a). Проникновению магнитного поля в кожух фазы B препятствуют апериодические вихревые токи, появляющиеся в этом кожухе. Максимальное значение индукции в кожухе фазы B от апериодической составляющей тока КЗ зависит от постоянной времени T_a и постоянных времени контуров циркулирующих и вихревых токов. В ряде выполненных токопроводов максимальная индукция внутри кожухов приблизительно в 4 раза меньше соответствующего значения индукции при отсутствии кожухов. Соответственно уменьшается электродинамическая сила на проводники.

Поскольку ток в проводниках содержит периодическую и апериодическую составляющие, а магнитная индукция в кожухах только апериодическую составляющую (периодическая составляющая ничтожно мала), электродинамическая сила на проводники также содержит периодическую и апериодическую составляющие. Составляющая двойной частоты, характерная для неэкранированных токопроводов (см. § 6.3), здесь отсутствует. Кривая F на рис. 8.4 представляет собой огибающую по максимальным значениям электродинамической силы. Максимальное значение электродинамической силы составляет приблизительно 0,25 соответствующего значения при отсутствии кожухов. Существенно важно, что этот максимум наступает спустя 8–9 периодов после момента замыкания, когда периодическая составляющая тока КЗ несколько уменьшается.

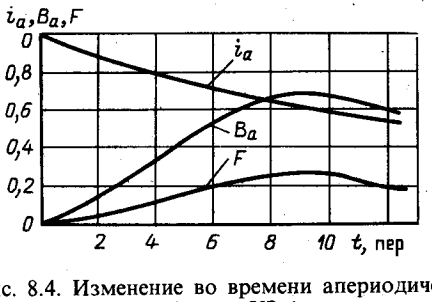


Рис. 8.4. Изменение во времени апериодической составляющей тока КЗ i_a, апериодической составляющей магнитной индукции B_a в кожухе фазы B и огибающая по максимальным значениям электродинамической силы F на проводник фазы B

Электродинамические силы на кожухи при КЗ, отнесенные к единице длины, равны произведению тока в кожухах и индукции магнитного поля от соседних проводников с учетом экранирующего действия соответствующих кожухов. Как указано выше, при хорошо проводящих кожухах снижение периодической составляющей магнитного потока, вызванное влиянием кожуха, больше снижения апериодической составляющей. Электродинамическая сила на кожухи определяется в основном апериодической составляющей тока КЗ. Она несколько меньше силы на проводники, что объясняется относительно быстрым затуханием апериодической составляющей тока КЗ. В целом электродинамическая стойкость пофазно-экранированных токопроводов очень высока; ток электродинамической стойкости $i_{дин}$ достигает 560–750 кА, несмотря на большие расстояния между опорами.

Из изложенного следует, что непрерывная замкнутая система кожухов, охватывающая проводники с током, обеспечивает в рабочем режиме почти полную компенсацию внешнего магнитного поля токопровода. Следовательно, в окружающих стальных конструкциях не возникают сколько-нибудь заметные потери мощности от индуктированных токов и перемагничивания. При КЗ экранирующее действие кожухов также весьма заметно. Электродинамические силы на проводники обусловлены в основном апериодической составляющей тока КЗ. Они в несколько раз меньше электродинамических сил на проводники при отсутствии кожухов. Электродинамические силы на кожухи еще меньше. Эти положительные качества экранированных токопроводов приобретены за

счет значительного увеличения расхода цветного металла, дополнительных потерь энергии в кожухах и ухудшенных условий теплоотдачи от проводников в окружающую среду. Последнее объясняется тем, что нагретый кожух представляет собой барьер, препятствующий передаче тепла от проводников в окружающую среду. Чтобы обеспечить отвод тепла от проводников, температура их должна быть выше температуры кожухов. Номинальная температура для проводников в продолжительном режиме установлена равной 120 °С, т. е. значительно выше соответствующей температуры для неэкранированных шин. Такая температура может быть допущена при условии, что большая часть электрических соединений выполнена сваркой, а контактные поверхности болтовых соединений покрыты слоем серебра. Номинальная температура для кожухов установлена равной 80 °С при температуре воздуха 35 °С.

В кожухах токопровода индуктируется ЭДС, равная произведению тока в проводниках и взаимного индуктивного сопротивления между проводником и кожухом. Эта ЭДС составляет приблизительно 3—4 мВ на 1 м длины кожуха и на 1000 А рабочего тока и не представляет опасности для обслуживающего персонала.

Конструкции пофазно-экранированных токопроводов. В токопроводах этого типа [8.2] в качестве проводников используют исключительно алюминиевые трубы кольцевого сечения. Диаметр трубы и толщину стенки определяют из теплового расчета, руководствуясь установленными максимальными температурами для проводников и кожухов. Кожухи токопровода изготовляют из листового алюминия толщиной 4—6 мм в виде секций длиной 10—12 м. Диаметр кожухов определяется диаметром проводников и двойной высотой изоляторов. Последние вводят в кожухи снаружи через отверстия в стенках и укрепляют болтами. В случае необходимости любой изолятор можно вынуть и заменить другим. Расстояние между изоляторами по длине токопровода составляет 4—5 м, т. е. значительно больше обычных расстояний в неэкранированных токопроводах сборного типа. Проводники плотно прилегают к головкам изоляторов.

Изготовленные таким образом секции собирают в трехфазную систему на месте установки и связывают поперечными двутавровыми балками. Продольная несущая конструкция для токопроводов с непрерывной системой кожухов не требуется, поскольку кожухи обладают значительной жесткостью и могут быть установлены на опорах с пролетом до 15—20 м. Как проводники, так и кожухи отдельных секций соединяют сваркой. Чтобы обеспечить свободную деформацию проводников и кожухов при изменении температуры, предусматривают тепловые компенсаторы. Во избежание проникновения в кожухи пыли и влаги их надежно герметизируют.

В токопроводы могут быть встроены разъединители, заземлители, измерительные трансформаторы тока и напряжения. Токопроводы для блочных агрегатов генератор—трансформатор изготовляют с ответвлениями для присоединения трансформаторов собственных нужд.

Большая часть токопроводов с номинальным током вплоть до 15—20 кА работает с естественным воздушным охлаждением. Имеются токопроводы, выполненные с проточной вентиляцией и водяными охладителями. При этом размеры проводников и кожухов могут быть уменьшены. Целесообразность такой конструкции должна быть проверена соответствующим технико-экономическим расчетом с учетом местных условий.

8.2. Токопроводы для напряжений 6—10 кВ и рабочего тока до 3200 А

Токопроводы этого вида предназначены для распределения энергии на промышленных предприятиях и в системах собственных нужд электростанций. Их изготовляют на токи электродинамиче-

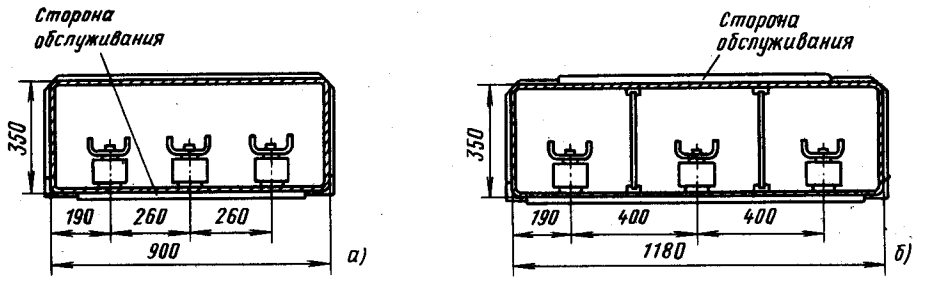


Рис. 8.5. Токопровод типа КЗШ-6:
а – без междуфазных перегородок; *б* – с междуфазными перегородками

ской стойкости и $i_{дин}$ до 125 кА, со стальными и алюминиевыми кожухами, как правило, прямоугольного и круглого сечений с неразделенными и разделенными фазами [8.2].

В качестве примера на рис. 8.5 показано устройство токопроводов типа КЗШ-6 для номинального напряжения 6 кВ. При номинальном токе до 2000 А применяют стальные кожухи, а при больших токах – алюминиевые, чтобы уменьшить потери. В том и другом случае кожухи выполняют в двух вариантах: без междуфазных перегородок (рис. 8.5, *а*) и с ними (рис. 8.5, *б*). Междуфазные перегородки повышают надежность работы токопроводов и применяются, например, при наружной установке токопроводов, т. е. при неблагоприятных условиях внешней среды. Ток электродинамической стойкости токопроводов типа КЗШ составляет 64, 100 и 125 кА.

Токопроводы типа ТЭКН-6 для номинального напряжения 6 кВ и номинального тока 2000 и 3200 А снабжают пофазными алюминиевыми экранами (рис. 8.6). Электродинамическая стойкость их составляет 125 кА.

В токопроводах всех типов применены проводники корытного сечения, укрепленные болтами на опорных изоляторах.

Токопроводы поставляют готовыми секциями длиной от 6 до 9 м и массой от 400 до 700 кг.

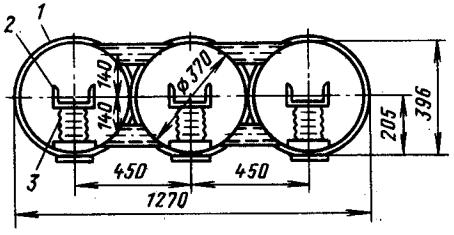


Рис. 8.6. Пофазно-экранированный токопровод типа ТЭКН-6 с номинальным током до 3200 А:
1 – кожух; *2* – токопровод; *3* – изолятор

8.3. Токопроводы для напряжений до 1 кВ

Токопроводы этого вида должны иметь возможно малое индуктивное сопротивление, чтобы уменьшить потери напряжения при передаче энергии. Этим требованиям отвечают токопроводы со спаренными фазами [8.3]. Такой токопровод состоит из шести плоских шин, сгруппированных в три пары так, что в каждой паре находятся шины разных фаз (рис. 8.7). Взаимное расположение пар и шин в парах не имеет значения,

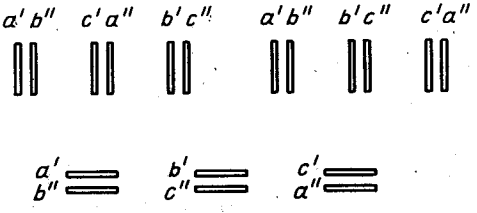


Рис. 8.7. Варианты расположения шин в токопроводах со спаренными фазами

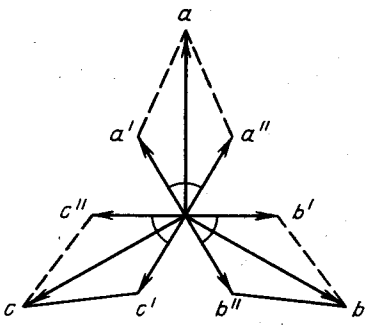


Рис. 8.8. Векторная диаграмма токов:
$a'a''$, $b'b''$, $c'c''$ – токи в шинах одноименных фаз; $a'b''$, $c'a''$, $b'c''$ – токи в шинах каждой пары; a,b,c – фазные токи

важно лишь, чтобы в каждой паре имелись шины разных фаз.

В любом варианте исполнения токопровод со спаренными фазами обладает тем замечательным свойством, что токи в шинах одноименных фаз $a'a''$, $b'b''$, $c'c''$ сдвинуты между собой на угол, близкий к 60°, а токи в шинах каждой пары сдвинуты на угол, близкий к 180° (рис. 8.8). Следовательно, внешние поля каждой пары почти полностью компенсируются. Эта компенсация тем совершеннее, чем меньше расстояние между шинами в парах.

Отсутствие внешнего магнитного поля вокруг пар шин благоприятно сказывается на свойствах токопровода, а именно:

токи распределяются равномерно по сечению шин;

уменьшаются индуктивное сопротивление и потери напряжения;

уменьшаются потери в кожухе и стальных конструкциях, окружающих токопровод.

Чтобы по возможности уменьшить расстояние между шинами в парах, их изолируют стеклотканью и эмалью.

Толщина изоляции составляет 0,5 мм, пробивное напряжение при температуре 18 °С – 8 кВ. Стальной кожух токопровода выполняют с отверстиями для вентиляции или сетчатым.

8.4. Токопроводы с элегазовой изоляцией

Токопроводы этого вида – сборные шины, токопроводы связи с трансформаторами и другие получили применение в комплектных РУ 110 кВ и выше с элегазовой изоляцией. Проводники в виде труб заключают в кожухи из алюминия, заполненные элегазом под некоторым давлением. Различают токопроводы с индивидуальной оболочкой для каждой фазы и общей оболочкой для трех фаз.

В последнее время заметна тенденция к расширению области применения токопроводов с элегазовой изоляцией. Так, в 1987 г. в США и Японии одновременно, но независимо друг от друга началось строительство токопроводов 1000 – 1100 кВ с элегазовой изоляцией протяженностью в несколько сотен километров каждый. Эти токопроводы должны заменить воздушные линии с опорами, размеры и масса которых очень велики, так как расстояние между фазами составляет 12 м. В США строятся линии Ханфорд – Вашингтон и Портленд – Орегон. В Японии строится кольцо вокруг Токио. Ниже приведены основные параметры токопроводов, строящихся в США [8.4]:

Номинальное линейное напряжение	1100 кВ
Максимальное линейное напряжение	1200 кВ
Испытательное напряжение фаза – земля	900 кВ
Импульсная прочность (пиковое значение)	2175 кВ
Ток электродинамической стойкости:	
действующее значение	40 кА
максимальное мгновенное	98 кА
Номинальный продолжительный ток	5000 А
Пропускная мощность	10 000 МВ·А
Коэффициент мощности	0,75
Давление элегаза	400 – 500 кПа
Наружный диаметр трубчатых проводников	27,9 см
Внутренний диаметр кожуха	76,2 см
Толщина стенки кожуха	0,79 см
Расстояние между опорными изоляторами по длине токопровода	6,1 м

Разработаны также конструкции элементов КРУ и подстанций, а именно: вводов элегаз – воздух; секций токопроводов с измерительными трансформаторами тока; емкостных делителей напряжения; силовых трансформаторов с элегазовой изоляцией; элегазовых выключателей с четырьмя разрывами на каждый полюс, с номинальным током отключения 48 кА; разрядников для КРУ с элегазовой изоляцией; шунтирующих реакторов. Перечисленные элементы электрического оборудования имеют весьма сжатые размеры.

Токопроводы должны быть введены в эксплуатацию к 1990 г. Таким образом, на смену воздушным линиям обычной конструкции приходят более экономичные линии-токопроводы с элегазовой изоляцией.

Глава девятая

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ КОНТАКТЫ

9.1. Основные понятия

Слово контакт означает соприкосновение, касание. Две детали, предназначенные для проведения тока и находящиеся в соприкосновении, принято называть контактными частями или, короче, контактами. В контактах, подлежащих рассмотрению, электрическая проводимость обеспечивается обычно при наличии давления на контактные части, создаваемого винтами или пружинами.

В электрической системе – машинах, аппаратах, линиях и т. д. имеется огромное количество контактов. Качество контактов имеет прямое отношение к надежности электрического оборудования. Контакты низкого качества часто являются источником повреждений и нарушений нормальной работы установки.

По своему назначению и условиям работы контакты, рассматриваемые в настоящем курсе, могут быть разделены на две основные группы – неразмыкаемые и размыкаемые. Неразмыкаемые контакты в свою очередь делятся на:

а) неподвижные контакты, в которых отсутствует перемещение контактных частей относительно друг друга, например винтовые соединения шин, проводов, присоединения к аппаратам;

б) подвижные контакты, в которых имеет место скольжение или качение одной контактной части относительно другой; такие контакты (наряду с размыкаемыми) имеются в разъединителях и выключателях.

Контакты можно также классифицировать по роду соприкасающихся поверхностей. Различают контакты плоские, линейные и точечные. Плоский контакт образуется при соприкосновении плоских контактных деталей, например плоских шин. Линейный контакт может быть образован двумя цилиндрами с параллельными осями или цилиндром и плоскостью. Точечный контакт может быть образован двумя сферическими поверхностями или двумя скрещенными под прямым углом цилиндрами. Понятия плоского, линейного и точечного контактов условны, поскольку они предполагают наличие идеальных поверхностей. В действительности соприкосновение между контактными частями во всех случаях происходит по небольшим площадкам.

Поверхность твердого тела не может быть идеально ровной. При самой тщательной обработке имеется некоторая волнистость и шероховатость. Если бы материал контактов был бесконечно твердым, соприкосновение имело бы место в нескольких точках. В действительности под действием приложенной силы происходит деформация материала и первоначальные точки прикосновения

превращаются в небольшие площадки. С увеличением силы, приложенной к контактам, увеличивается число контактных «точек» и их общая площадь.

Давление по площадке распределяется неравномерно. При этом металл деформируется частично пластически, частично упруго. Зависимость между силой P, приложенной к контактам, и контактной поверхностью $s_д$, воспринимающей давление, имеет следующий вид:

$$P = ps_д, \qquad (9.1)$$

где p – среднее удельное давление, зависящее от кривизны поверхности контактных частей, их волнистости, приложенной силы и модуля упругости материала.

Контактная поверхность, воспринимающая давление, во много раз меньше кажущейся поверхности контактов $s_к$, легко поддающейся измерению.

На поверхности металла обычно имеется тонкий инородный слой большей или меньшей толщины, препятствующий непосредственному соприкосновению металла контактов. Этот слой состоит из адсорбированных газов, жиров, окислов и пр. Получить действительно чистые контакты чрезвычайно трудно. Для этого они должны быть очищены механически и затем подвергнуты длительному нагреванию в вакууме. При такой обработке поверхностный слой, включая оксиды, разлагается и контакты становятся чистыми. Однако в воздухе на чистых металлических контактах немедленно осаждаются вода, а также кислород и другие газы. При смыкании контактов часть этого осадка выжимается. На поверхности остается молекулярный слой (пленка), способный выдержать значительное давление. Этот тонкий слой (до 30 Å)*, препятствующий соприкосновению металлов, не нарушает проводимости. Прохождение тока объясняется туннельным эффектом – способностью электронов преодолевать потенциальный барьер, если толщина слоя невелика (аналогично прохождению света через тонкий металлический лист). Сопротивление тонкой пленки из адсорбированных газов сравнительно мало.

При длительном нахождении контактов на воздухе на их поверхности образуется относительно толстый инородный слой, состоящий из оксидов, сульфитов, хлоридов и других соединений. Скорость образования инородного слоя зависит от температуры, влажности воздуха и наличия химических агентов. Благородные металлы, например серебро, также подвержены окислению, однако процесс окисления протекает медленнее, слой менее прочен и легко разлагается при нагревании.

Слой оксидов является практически непроводящим. Однако под давлением он может быть частично разрушен, так как металл способен деформироваться пластически, сохраняя сцепление; слой же оксидов не может следовать этой деформации вследствие хрупкости. Поэтому при давлении на контакты происходит скалывание инородного слоя, появляются трещины, в которые проникает металл, образуя проводящие контактные точки. По мере увеличения давления число контактных точек и проводящая поверхность $s_п$ увеличиваются. При наличии скольжения между контактами образование трещин облегчается, так как при этом появляются касательные напряжения и происходит срез. Чем толще инородный слой, тем труднее проникновение металла в трещины.

Из сказанного следует, что контактная поверхность, воспринимающая давление, состоит из участков: 1) с металлическим контактом; 2) покрытых тонкой пленкой, не представляющей значительного сопротивления току; 3) покрытых оксидами, практически не проводящими ток. На рис. 9.1 схематически показаны поверхности: кажущаяся, воспринимающая давление и проводящая применительно к плоским контактам. В общем случае $s_к > s_д > s_п$. В некоторых случаях $s_к = s_д = s_п$. В ряде случаев

* Å – ангстрем; 1 Å $= 10^{-8}$ см.

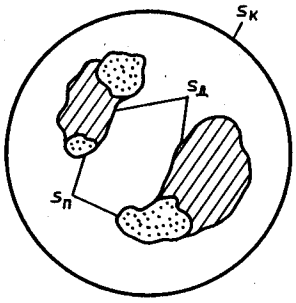


Рис. 9.1. Поверхность плоского контакта:
$s_к$ – кажущаяся поверхность; $s_д$ – поверхность, воспринимающая давление; $s_п$ – проводящая поверхность

невозможно разграничить эти поверхности.

9.2. Сопротивление контакта

Понятие сопротивление контакта нуждается в разъяснении. Само название показывает, что речь идет о сопротивлении пограничного (контактного) слоя. Однако это не совсем так. Можно тщательно очистить контакты, удалить слой инородных веществ и все же контакт будет обладать сопротивлением вследствие ограниченного числа и малого размера контактных точек. Линии тока в теле контактных деталей отклоняются от направления, которое они имели бы, если бы вся кажущаяся поверхность соприкосновения была проводящей, что ведет к увеличению сопротивления. Это дополнительное сопротивление тела контактов в области сужения линий тока, а не пограничного слоя получило название *сопротивления сужения* или *стягивания*. Оно составляет основную часть сопротивления контакта, поскольку сопротивление тонкой пленки из адсорбированных газов незначительно. Таким образом, сопротивление контакта состоит из двух частей – сопротивления сужения $R_с$ и сопротивления пленки $R_{пл}$:

$$R = R_с + R_{пл}. \qquad (9.2)$$

Выражение (9.2) справедливо и для окисленных контактов, хотя их сопротивление значительно больше вследствие меньшего числа и меньших размеров контактных точек.

Поясним понятие сопротивление сужения контакта на примере контактов в виде цилиндрических стержней из одного материала, соприкасающихся торцами. Допустим, что контакты имеют лишь одну контактную «точку» в виде круглой площадки, расположенной в центре кажущейся поверхности соприкосновения и свободной от инородного слоя. В этом случае линии тока и эквипотенциальные поверхности имеют вид, показанный на рис. 9.2, *а*. Сопротивление между двумя эквипотенциальными поверхностями, достаточно удаленными от контактной площадки, например между точками m и n, равно $R_{mn} = U/I$.

Теперь представим себе цилиндрический стержень из того же материала и с теми же размерами, что и контакты A_1 и A_2, вместе взятые (рис. 9.2, *б*). Такой стержень отличается от соприкасающихся контактов A_1 и A_2 только отсутствием стыка. Линии тока здесь не искривлены. Пусть сопротивление стержня между точками m и n равно R'_{mn}. Тогда сопротивление сужения контактов A_1 и A_2 составит:

$$R_с = R_{mn} - R'_{mn}.$$

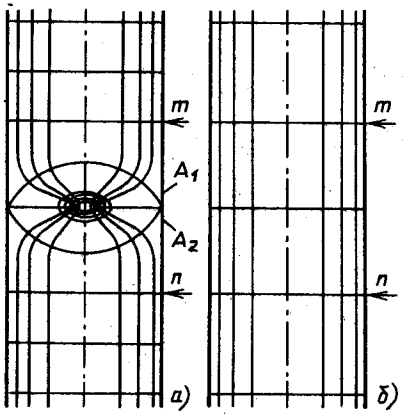


Рис. 9.2. Схемы, поясняющие понятие сопротивления сужения:
а – линии тока и эквипотенциальные поверхности в цилиндрических контактах с одной точкой соприкосновения; *б* – то же в сплошном стержне с теми же размерами

В области сужения линий тока градиент напряжения относительно велик, а за ее пределами мал. Следовательно, R'_{mn} мало по сравнению с R_{mn} и нет необходимости в точном определении точек m и n, между которыми измерено напряжение. Более того, сопротивлением R'_{mn} можно пренебречь и определить сопротивление сужения контакта как сопротивление между двумя точками, расположенными в областях с относительно малым градиентом напряжения.

Аналитическое определение сопротивления сужения представляет значительные трудности даже для контактов простейшей формы, поскольку электрическое поле в проводниках с ограниченными размерами сложно. Задача может быть решена для точечного контакта, если допустить, что контактная площадка круглая с радиусом a и размеры контактов велики по сравнению с размерами контактной площадки. В этом случае эквипотенциальные поверхности представляют эллипсоиды (рис. 9.3). Плотность тока неодинакова на контактной площадке: она резко увеличивается по краям (цифры у линий тока указывают доли тока, который проходит через пространство, ограниченное поверхностью, образованной этой линией при вращении ее вокруг оси контактов). Выражение для сопротивления сужения в рассматриваемой схеме имеет следующий вид:

$$R_c = \rho/(2a). \qquad (9.3)$$

Таким образом, сопротивление сужения R_c зависит от удельного сопротивления материала контактов ρ и линейных размеров контактной площадки. Размер a входит в (9.3) в первой степени, что не должно вызывать сомнений. Действительно, большая часть сопротивления сужения связана с относительно небольшим объемом, прилегающим к контактной площадке. Площадь основания этого объема пропорциональна a^2, а высота примерно равна a. Следовательно, сопротивление рассматриваемого объема пропорционально $a/a^2 = 1/a$.

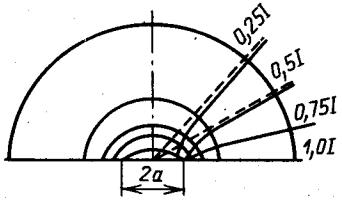


Рис. 9.3. Схема полубесконечного контакта с плоской контактной точкой

Сопротивление многоточечного контакта при наличии n контактных точек с радиусом a, равномерно расположенных на достаточном расстоянии друг от друга, равно:

$$R_c = \rho/(2an). \qquad (9.4)$$

По мере увеличения числа контактных точек сопротивление сужения стремится к нулю, несмотря на то что при этом поверхность каждой точки также стремится к нулю.

Зависимость сопротивления контакта от давления. По мере увеличения силы, приложенной к контактным частям, сопротивление контакта уменьшается. Это объясняется увеличением числа контактных точек и общей проводящей поверхности. Зависимость сопротивления контакта от приложенной силы является сложной и может быть найдена лишь для частного случая – точечного контакта, образованного сферой и плоскостью или двумя цилиндрами с одинаковыми радиусами. Под действием силы P, направленной по прямой, соединяющей центры кривизны, первоначальное точечное касание перейдет в касание по круглой площадке с радиусом a. Давление распределяется по контактной площадке неравномерно: наибольшее давление имеет место в центре площадки, где оно в 1,5 раза больше среднего давления; у краев площадки давление равно нулю. По мере увеличения силы P давление на контактной площадке увеличивается, и когда последнее достигает значения, соответствующего твердости материала, начнется пластическая деформация, сначала в центре площадки, а при дальнейшем увеличении давления – по всей площадке. При достаточно большой

силе можно принять, что давление по всей площадке одинаково и равно твердости материала контактов, т. е.

$$P = \sigma_т \pi a^2, \qquad (9.5)$$

где $\sigma_т$ – твердость материала контактов по Бринеллю.

Из выражения (9.5) видно, что радиус контактной площадки при большом давлении и пластической деформации пропорционален корню квадратному из силы P. Следовательно, сопротивление контакта согласно (9.3) пропорционально силе давления в степени $-1/2$:

$$R_c \equiv P^{-1/2};$$

при малом давлении и упругой деформации сопротивление контакта пропорционально силе давления в степени $-1/3$, т. е.

$$R_c \equiv P^{-1/3}.$$

Эти выражения хорошо согласуются с результатами опытов, если контакты чистые.

Зависимость сопротивления линейного и плоского контактов от давления не может быть представлена аналитически, поскольку число и размеры контактных точек неизвестны. Опытом установлено, что сопротивление плоского контакта зависит от удельного сопротивления и твердости металла, обработки поверхности и силы, приложенной к контактным частям. Важно, что сопротивление контакта не зависит от кажущейся поверхности соприкосновения.

Достоинство точечного и линейного контактов заключается в том, что их проводимость удовлетворительна при относительно небольшой приложенной силе. Это существенно важно для контактов коммутационных аппаратов, где сила определяет требуемую мощность привода. Плоские контакты имеют широкое применение в неразмыкаемых неподвижных соединениях, где силы могут быть очень большими.

Сопротивление окисленных контактов. Как указано выше, слой оксидов, образующийся на контактной поверхности, является непроводящим. Несмотря на это, проводимость окисленных контактов может оказаться удовлетворительной вследствие: 1) частичного механического разрушения слоя оксидов, о чем было сказано раньше, или 2) электрического его пробоя.

Опыты, произведенные с разъединителями для наружной установки с точечными контактами, показали, что толстый инородный слой не разрушается при включении разъединителя. При включении под напряжение происходит электрический пробой инородного слоя и возникает дуговой разряд. В получающиеся при этом тончайшие каналы проникает расплавленный металл. Образуются проводящие нити, диаметр которых оценивают приблизительно в 400 Å. Описанное явление наблюдалось на контактах, выполненных из любых металлов и при любом составе слоя. Напряжение пробоя зависит от температуры плавления металла и толщины слоя. Если последняя невелика, то критическое напряжение составляет всего несколько вольт. Однако при большой толщине слоя оно может достигнуть нескольких сотен вольт. В установках с напряжением свыше 1000 В образование электрического контакта происходит именно этим путем.

9.3. Нагревание контактов

При прохождении тока через контакт наибольшая температура имеет место на контактной поверхности. По мере удаления от этой поверхности в глубь тела контакта температура быстро уменьшается. Измерить температуру контактной поверхности (например, с помощью термопары) невозможно. Однако ее можно определить косвенно, путем измерения падения напряжения в контакте.

Зависимость между напряжением U и превышением температуры θ контактной поверхности над температурой в точках, удаленных от этой поверхности, в установившемся состоянии можно найти, основываясь на аналогии между

электрическими и тепловыми полями. Эта зависимость, достаточно сложная при учете всех факторов, может быть легко найдена, если принять удельное электрическое сопротивление и теплопроводность материала контактов постоянными, т. е. не зависящими от температуры. Контакты предполагаются чистыми. Следовательно, между контактными поверхностями никакого сопротивления не существует. Такие контакты можно рассматривать состоящими из целого куска металла. Тепло, выделяющееся в области сужения линий тока, распространяется от контактной поверхности в тело контактов. Вследствие полной симметрии контактных частей обмен тепла между ними отсутствует. Отдача тепла в тонкий слой воздуха между контактами ничтожно мала. При указанных допущениях зависимость между напряжением U и превышением температуры контактной поверхности θ над температурой в точках, удаленных от этой поверхности, имеет следующий вид:

$$\theta = \frac{1}{8}\frac{U^2}{\rho\lambda}, \qquad (9.6)$$

где ρ и λ – соответственно удельное электрическое сопротивление и удельная теплопроводность материала контактов, принимаемые постоянными.

Более точная связь между U и θ с учетом зависимости ρ и λ от температуры имеет следующий вид:

$$\int_0^\theta \rho\lambda\, d\theta = U^2/8. \qquad (9.7)$$

Выражения (9.6) и (9.7), справедливые для контактов с любой формой поверхности, имеют большое практическое значение, поскольку они позволяют определить максимальную температуру в контакте и судить о качестве контакта по значению падения напряжения в нем. Ниже приведены значения U и θ, вычисленные с помощью (9.7) и справедливые для контактов из любых металлов, поскольку произведение $\rho\lambda$ для всех металлов приблизительно одинаково:

U, В	0,03	0,12	0,30	0,43
θ, °С	16	180	700	1065

Для медных контактов превышение температуры на 180 °С соответствует началу размягчения металла, а превышение температуры на 1065 °С – его плавлению.

Температура контактных частей в точках, удаленных от контактной поверхности, принята равной 18 °С.

Зависимость сопротивления контакта от температуры. Выражение для сопротивления точечного контакта (9.3) справедливо при ничтожно малом токе, не способном заметно нагреть контакт. Если ток велик, контакты нагреваются и сопротивление контакта увеличивается вследствие увеличения удельного сопротивления металла. Допустим, что при некотором токе I температура контактных деталей в точках, удаленных от контактной поверхности, равна ϑ. Если бы температура в области сужения, в том числе и на контактной поверхности, была также равна ϑ, то сопротивление контакта R_ϑ можно было бы определить из выражения (9.3), положив ρ соответствующим температуре ϑ. Однако температура в области сужения отличается от ϑ. Она увеличивается по мере приближения к контактной поверхности и достигает здесь максимального значения ϑ_{max}. Поэтому сопротивление контакта при токе I отличается от его сопротивления, которое имел бы контакт, если бы температура во всей области сужения была одной и той же. Оно может быть определено из приближенного выражения

$$R_\theta = R_\vartheta\left(1 + \frac{2}{3}\alpha\theta\right), \qquad (9.8)$$

где R_θ – сопротивление контакта при температуре контактной поверхности, равной $\vartheta_{max} = \vartheta + \theta$; R_ϑ – сопротивление контакта в предположении одинаковой температуры в области сужения, равной ϑ; $\theta = \vartheta_{max} - \vartheta$ – превышение температуры контактной поверхности над температурой в точках, удаленных от нее; α – температурный коэффициент удельного сопротивления.

Поскольку сопротивление R_θ представлено как функция максимального

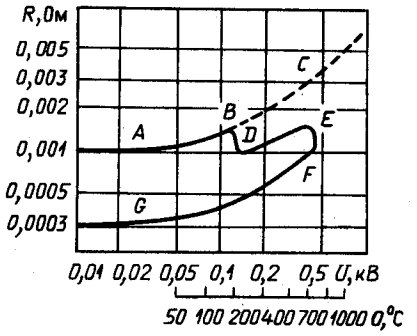


Рис. 9.4. Зависимость сопротивления контакта от превышения температуры

превышения температуры, множитель при θ равен не α, а только 2/3α.

Зависимость (9.8) справедлива до тех пор, пока размеры контактной точки неизменны. Если ток настолько велик, что температура контактной поверхности достигает температуры размягчения металла, размеры контактной точки увеличиваются и сопротивление контакта уменьшается. Это видно из характеристики $R(U)$ (рис. 9.4), определяющей зависимость между сопротивлением контакта R и напряжением U, следовательно, и превышением температуры θ. Характеристика относится к одноточечному контакту, образованному скрещенными медными стержнями при некотором давлении. Кривая ABC рассчитана по уравнению (9.8) в предположении постоянства контактной поверхности. Участок AB этой кривой может быть получен также из эксперимента. В точке B, соответствующей превышению температуры около 180 °С, начинается размягчение металла. Контактная площадка увеличивается и сопротивление контакта уменьшается (участок BD представляет спад размягчения). После этого кривая вновь поднимается (участок DE), однако наклон кривой здесь меньше наклона кривой BC вследствие продолжающегося размягчения. В точке E температура контакта достигает температуры плавления. Дальнейшее повышение напряжения невозможно, так как при этом контактные части сближаются, размер контактной площадки увеличивается, а сопротивление уменьшается (участок EF представляет собой спад плавления). При уменьшении напряжения (тока) можно получить ветвь FG, параллельную CBA, что доказывает постоянство контактной площадки вследствие происшедшего сваривания контактных частей. Плавление и сваривание размыкаемых контактов – явления весьма опасные, поскольку они могут явиться причиной отказа аппарата отключить цепь.

9.4. Конструкции контактов

Контакты электрических машин, аппаратов, проводников должны проводить номинальные (продолжительные) токи в течение неограниченного времени; при этом температура контактных частей не должна выходить за установленные пределы (см. табл. 4.1). Это требование обеспечивают выбором соответствующих материалов, числа контактных точек и давления на контактные части.

Контакты должны быть также стойкими при КЗ, когда количество выделяющегося тепла резко увеличивается, а электродинамические силы уменьшают давление в контактах. Наличие электродинамических сил объясняется сужением линий тока при подходе к контактной точке и, как следствие, взаимодействием противоположно направленных токов.

Контакты выключателей должны не только проводить номинальные токи и обладать достаточной электродинамической и термической стойкостью в положении «включено». Они должны также противостоять разрушительному действию дуги, возникающей при отключении тока, и обеспечивать надежное включение на КЗ.

Неразмыкаемые неподвижные контакты. Эти контакты выполняют обычно с помощью болтов (рис. 9.5). Чтобы обеспечить надежность контактов, необходимо создать условия для сцепления металла. Для этого поверхности контактов должны быть тщательно очищены и давление в контактах должно быть доста-

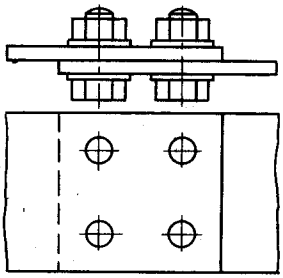


Рис. 9.5. Соединение плоских шин с помощью болтов

точным, чтобы деформация металла была пластичной. При этих условиях металл образует монолитную массу и контакт сохраняет проводимость неограниченное время. Если сцепление металла отсутствует, контакт получается ненадежным, так как с течением времени вследствие текучести материала контактов (в особенности это относится к алюминию) давление в контакте уменьшается. Этому способствуют периодические деформации вследствие изменения температуры, а также вибрации. Контакт получает возможность «дышать», т. е. затягивать воздух, который приходит в соприкосновение с проводящей поверхностью. При этом происходит окисление металла и постепенное увеличение сопротивления контакта. Сцепление металла в контактных точках препятствует этим нежелательным явлениям.

В болтовых соединениях контактные точки сосредоточены около отверстий для болтов, где металл деформируется пластически. Проводимость контакта определяется числом болтов, их диаметром и материалом. Чем больше диаметр болтов и выше предел прочности материала, тем больше давление в контакте и число контактных точек (при соответствующей затяжке болтов). Диаметр болтов выбирают в зависимости от размеров полос, а число болтов лежит в пределах 1 – 6. Широкое применение получили стальные болты с пределом прочности при растяжении 200 – 250 МПа. Однако недостаток стали заключается в том, что ее коэффициент линейного расширения меньше коэффициента расширения проводниковых материалов. Вследствие этого при повышении температуры в болтах возникают дополнительные напряжения. Если затяжка болтов чрезмерно велика, появляются остаточные деформации и давление в контакте ослабевает. Для повышения надежности контактных соединений под болты устанавливают тарельчатые пружинные, а также плоские шайбы. Пружинные шайбы компенсируют температурные расширения материалов и поддерживают давление в болтовом соединении на необходимом уровне.

Длину перекрытия полос выбирают с таким расчетом, чтобы на ней размещалось необходимое число болтов. Обычно она превышает толщину полосы в 10 раз.

Обработку поверхности контактов производят грубым напильником (шлифование нецелесообразно). Чтобы уменьшить окисление металла, алюминиевые шины перед обработкой покрывают слоем вазелина. После сборки контакта швы покрывают асфальтовым лаком или краской.

В последнее время для соединения алюминиевых шин в РУ широко применяют сварку. Такие соединения обладают высокой механической прочностью и хорошей проводимостью. Однако у шин из закаленных алюминиевых сплавов в зоне сварного шва происходит разупрочнение материала и снижение прочности до 50% номинальной.

Размыкаемые контакты выключателей и разъединителей. Конструкции этих контактов весьма разнообразны – в зависимости от их назначения, номинального тока и токов термической и динамической стойкости аппаратов.

На рис. 9.6 показаны так называемые торцевые контакты масляного выключателя, предназначенные для номинального тока 1000 А, а также для применения в качестве дугогасительных. Они являются одноточечными контактами; давление в них создается пружинами.

При большом номинальном токе прибегают к многоточечным контактам, образованным группой медных или латунных пластин особой формы, получивших название пальцев или пла-

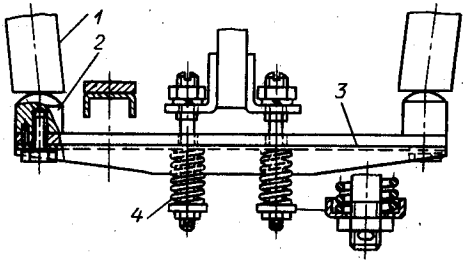


Рис. 9.6. Торцевые контакты масляного выключателя:
1 – неподвижный контакт; *2* – подвижный контакт; *3* – контактная траверса; *4* – пружина

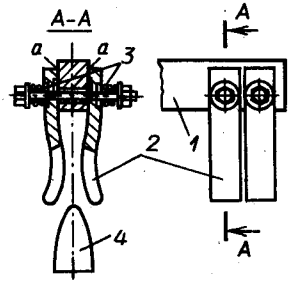


Рис. 9.7. Пальцевые контакты:
1 – колодка; *2* – пальцы; *3* – пружины; *4* – подвижный контакт

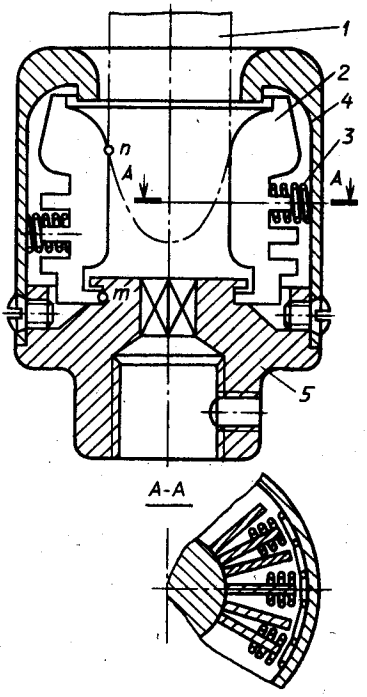


Рис. 9.8. Розеточный контакт выключателя

стин. Их укрепляют на основании (колодке) и снабжают пружинами (рис. 9.7). В положении «включено» подвижный контакт в виде клина входит в зазор между пальцами и прижимается к ним пружинами. Переход тока от подвижных пальцев к колодке происходит через выступы пальцев *а*. Применяют также гибкие связи из тонких медных полос. Число пар пальцев выбирают в соответствии с номинальным током. Пальцевые контакты предназначены только для проведения продолжительного тока. Они получили применение в разъединителях, а также в выключателях в качестве главных контактов.

На рис. 9.8 показан многоточечный контакт розеточного типа, предназначенный для выключателей. Подвижный контакт *1* выполнен в виде стержня круглого сечения. Неподвижный контакт содержит 20 пластин *2* с пружинами *3*, расположенными по окружности. Пластины заключены в латунный стакан *4*, верхний край которого защищает их от оплавления дугой. Переход тока от основания неподвижного контакта *5* к подвижному стержню происходит в точках *m* и *n*.

Заметим, что в пальцевых и розеточных контактах электродинамические силы, возникающие в области сужения линий тока и ослабляющие давление в контактах, частично компенсируются взаимодействием одинаково направленных токов в пальцах и пластинах.

Во многих выключателях контактная система разделена на главные контакты, предназначенные для проведения продолжительного тока, и дугогасительные контакты, воспринимающие всю тяжесть отключения цепи через дугу, а также включения на КЗ. Дугогасительные контакты выполняют из металлокерамических сплавов вольфрама или молибдена с медью и серебром, обладающих достаточной электрической проводимостью и способностью противостоять высокой температуре дуги. При отключении вы-

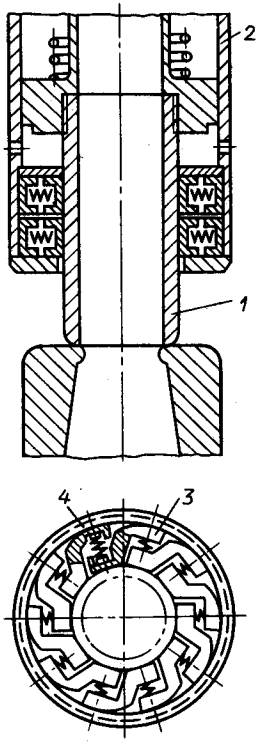


Рис. 9.9. Скользящие неразмыкаемые контакты

ключателя сначала размыкаются главные контакты, потом – дугогасительные. При включении выключателя последовательность замыкания контактов обратная. Чтобы обеспечить надежное включение на КЗ, увеличивают скорость движения контактов (мощность привода). Увеличивают также давление в контактах. В положении «отключено» контактные пружины должны быть частично напряжены с тем, чтобы в процессе включения по мере хода подвижных контактов давление быстро увеличивалось до максимального значения. Контакты разъединителей не подвержены действию дуги. Их выполняют из меди и латуни. Для защиты от окисления контакты покрывают тонким слоем серебра.

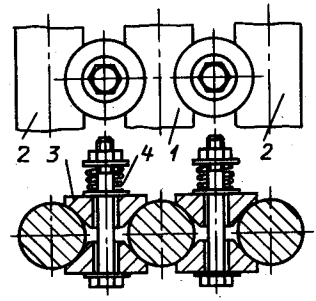


Рис. 9.10. Неразмыкаемые роликовые контакты

Неразмыкаемые подвижные контакты. В контактах этого типа контактные части перемещаются одна относительно другой, но не размыкаются.

Такие контакты встречаются в выключателях и разъединителях. Они заменяют менее надежные гибкие соединения.

Применение получили два типа неразмыкаемых контактов, а именно: скользящие и роликовые. Примером скользящих контактов могут служить контакты воздушного выключателя (рис. 9.9), в котором верхний контакт *1* соединен с неподвижным латунным стаканом *2* через Z-образные пластины *3*, расположенные по окружности в два яруса. Пластины снабжены пружинами *4*, прижимающими их к контакту и стакану.

Устройство контактов роликового типа показано на рис. 9.10. Подвижный контактный стержень *1* перемещается вверх и вниз вдоль своей оси; при этом сохраняется контакт с неподвижными стержнями *2* через конические ролики *3*, посаженные на оси и снабженные пружинами *4*.

Контакты между роликами и стержнями являются точечными. Число роликов выбирают в соответствии с номинальным током.

Глава десятая

ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ, СВЯЗАННЫЕ С ОТКЛЮЧЕНИЕМ ЦЕПЕЙ

10.1. Расчет переходного восстанавливающегося напряжения в однофазной системе фаза – земля

Переходным восстанавливающимся напряжением (ПВН) называется напряжение, появляющееся на полюсе выключателя после погасания в нем дуги. Различают понятия: действительное ПВН и ПВН системы. Действительное ПВН – это напряжение, измеренное на полюсе выключателя. Оно зависит от схемы и параметров системы, а также от конструкции и свойств выключателя, как-то: встроенных резисторов, напряжения на дуге, проводимости промежутка между контактами после погасания дуги и др. Напряжения, измеренные на полюсах выключателей разных конструкций, при прочих равных условиях могут отличаться друг от друга. ПВН системы является характеристикой системы как таковой; влияние конструкции и свойств выключателя на процесс отключения исключено. Предполагается, что цепь отключается «идеальным» выключателем, т. е. выключателем, у которого сопротивление дуги равно нулю, а сопротивление промежутка между контактами мгновенно достигает бесконечности после погасания дуги. Такой подход упрощает расчет ПВН и позволяет сопоставлять расчетную характеристику ПВН системы с нормированной характеристикой выключателя.

Расчет ПВН в однофазной системе фаза – земля целесообразно предпослать более сложному расчету в трехфазной системе. Наибольший практический интерес представляют мощные электростанции в эффективно-заземленных сетях. Типичная схема такой электростанции вместе с примыкающей к ней сетью приведена на рис. 10.1. К сборным шинам электростанции присоединены блочные агрегаты, состоящие из генераторов и повышающих трансформаторов (на схеме условно показан один агрегат), и воздушные линии, связывающие электростанцию с другими электростанциями системы. На схеме показан также конденсатор C_1. Это емкость проводников и электрических аппаратов, присоединенных к сборным шинам. Она невелика, однако существенно влияет на переходный процесс восстанавливающегося напряжения.

При трехфазном КЗ в точке *К1* линейный выключатель отключает ток I. Схема замещения для определения этого тока приведена на рис. 10.2. Она состоит из двух ветвей с индуктивными сопротивлениями прямой последовательности ($X_м$ – местной станции и $X_д$ – дальних станций и линий передачи). Соответствующие токи ветвей обозначены через $I_м$ и $I_д$.

Выделим одну фазу трехфазной системы (рис. 10.1) и определим ПВН на полюсе линейного выключателя при КЗ

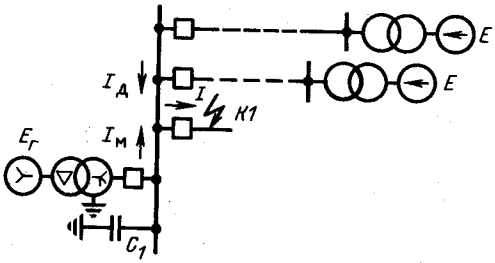


Рис. 10.1. Схема электростанции и примыкающей к ней эффективно-заземленной сети

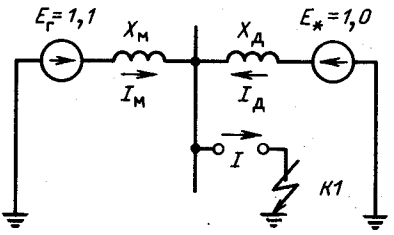


Рис. 10.2. Схема замещения к расчету тока трехфазного КЗ

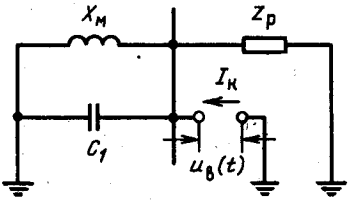


Рис. 10.3. Схема замещения к расчету ПВН

у его зажимов. Схема замещения для расчета ПВН (рис. 10.3) состоит из трех ветвей, включенных параллельно: индуктивного сопротивления местной станции $X_м$, емкости C_1 и результирующего волнового сопротивления линий $Z_р$. Как известно, длинные однородные линии воспринимаются в переходных процессах как активные сопротивления, численно равные волновым сопротивлениям $Z = \sqrt{L/C}$. При наличии нескольких линий с одинаковыми волновыми сопротивлениями в схему замещения следует ввести результирующее сопротивление $Z_р = Z/n$, где n – число линий, не считая поврежденной. Линии следует считать разомкнутыми на удаленных концах, так как при высокой частоте переходного процесса сопротивление рассеяния трансформаторов, присоединенных на этих концах, весьма велико.

Переходное восстанавливающееся напряжение на полюсе выключателя определяют методом встречного тока, основанным на принципе наложения. Поясним этот метод следующим образом. Переходный процесс начинается в момент $t = 0$, когда отключаемый ток $i = \sqrt{2} I \sin \omega t$ приходит к нулю и дуга угасает. Если в этот момент ввести в разомкнутый полюс выключателя встречный ток $-\sqrt{2} I \sin \omega t$ и одновременно шунтировать ЭДС генераторов и других источников энергии, то напряжение $u_в(t)$ на полюсе выключателя будет соответствовать искомому ПВН. Оно может быть определено из следующего выражения в операторной форме:

$$u_в(p) = I(p)\, Z(p), \qquad (10.1)$$

где $Z(p)$ – оператор входного сопротивления фазной схемы (рис. 10.3) относительно контактов выключателя:

$$Z(p) = \frac{1}{\dfrac{1}{pL_м} + pC_1 + \dfrac{1}{Z_р}}. \qquad (10.2)$$

Общепринято при расчете ПВН учитывать только периодическую составляющую тока КЗ. Влияние апериодической составляющей на переходный процесс может быть учтено позже. Как правило, эта составляющая несколько уменьшает ПВН. Учитывая также, что продолжительность переходного процесса мала, выражение для отключаемого тока $i = \sqrt{2} I \sin \omega t$ может быть заменено более простым:

$$i = \left| \frac{di}{dt} \right|_{t=0} \cdot t = \sqrt{2} I \omega t, \qquad (10.3)$$

что не внесет заметной погрешности.

При этом изображение тока по Лапласу имеет вид:

$$I(p) = \frac{\sqrt{2} I \omega}{p^2}. \qquad (10.4)$$

После подстановки выражений (10.2) и (10.3) в (10.1) получим:

$$u_в(p) = \frac{\sqrt{2} I \omega}{p^2} \frac{1}{\dfrac{1}{pL_м} + pC_1 + \dfrac{1}{Z_р}} =$$

$$= \frac{\sqrt{2} I \omega}{pC_1} \frac{1}{\left(p^2 + p \dfrac{1}{C_1 Z_р} + \dfrac{1}{L_м C_1}\right)}. \qquad (10.5)$$

Переходный процесс протекает при нулевых начальных условиях, поскольку при $t = 0$ ток i и напряжение $u_в$ на контактах выключателя равны нулю.

Оригинал последнего выражения имеет следующий вид:

$$u_в(t) = u_{вз}\left\{1 - \exp\frac{-t}{2Z_р C_1} \times \right.$$

$$\times \left[\frac{\exp \dfrac{\sqrt{\delta} t}{2Z_р C_1} - \exp \dfrac{-\sqrt{\delta} t}{2Z_р C_1}}{2\sqrt{\delta}} + \right.$$

$$\left. \left. + \frac{\exp \dfrac{\sqrt{\delta} t}{2Z_р C_1} + \exp \dfrac{-\sqrt{\delta} t}{2Z_р C_1}}{2} \right] \right\}, \qquad (10.6)$$

где $\sqrt{\delta} = \sqrt{1 - (4Z_p^2 C_1/L_м)}$; $u_{вз} = \sqrt{2} I\omega L_м$ – возвращающееся напряжение, или мгновенное значение напряжения основной частоты, к которому стремится восстанавливающееся напряжение в переходном процессе; оно принимается неизменным в течение переходного процесса.

Возвращающееся напряжение превышает амплитуду фазного напряжения сети U_m, так как $L_м > L_к$, где $L_к$ – результирующая индуктивность системы в целом до точки КЗ.

Характер переходного процесса определяется безразмерным параметром $\sqrt{\delta}$. Вместо него удобно ввести параметр

$$\eta = \sqrt{1 - \delta} = \sqrt{\frac{4Z_p^2 C_1}{L_м}} = 2Z_p \sqrt{\frac{C_1}{L_м}}. \quad (10.7)$$

Значение $\eta = 1$ соответствует критическим условиям, при которых переходный процесс протекает монотонно, но при малейшем увеличении η переходит в колебательный. При $\eta < 1$ переходный процесс протекает монотонно.

Сопротивление $Z_р$ определяет затухание колебаний. При $\eta = 1$ $Z_р = Z_{кр} = 0{,}5\sqrt{L_м/C_1}$. Это сопротивление называют критическим. Отношение $Z_р/Z_{кр} = \eta$.

Аналитические выражения для ПВН при различных значениях η сложны. Ниже приведены выражения для характерных частных случаев:

при $\eta = 1$ (критические условия)

$$u_в(t) = u_{вз}\left[1 - \left(1 + \frac{2Z_р t}{L_м}\right) \times \exp\frac{-2Z_р t}{L_м}\right]; \quad (10.8)$$

при $\eta \to \infty$ процесс протекает без затухания и имеет колебательный характер

$$u_в(t) = u_{вз}\left[1 - \cos\left(t/\sqrt{L_м C_1}\right)\right]; \quad (10.9)$$

при $C_1 \to 0$ процесс протекает по экспоненциальному закону

$$u_в(t) = u_{вз}\left(1 - \exp\frac{-Z_р t}{L_м}\right). \quad (10.10)$$

Первые члены в приведенных выражениях соответствуют возвращающе-

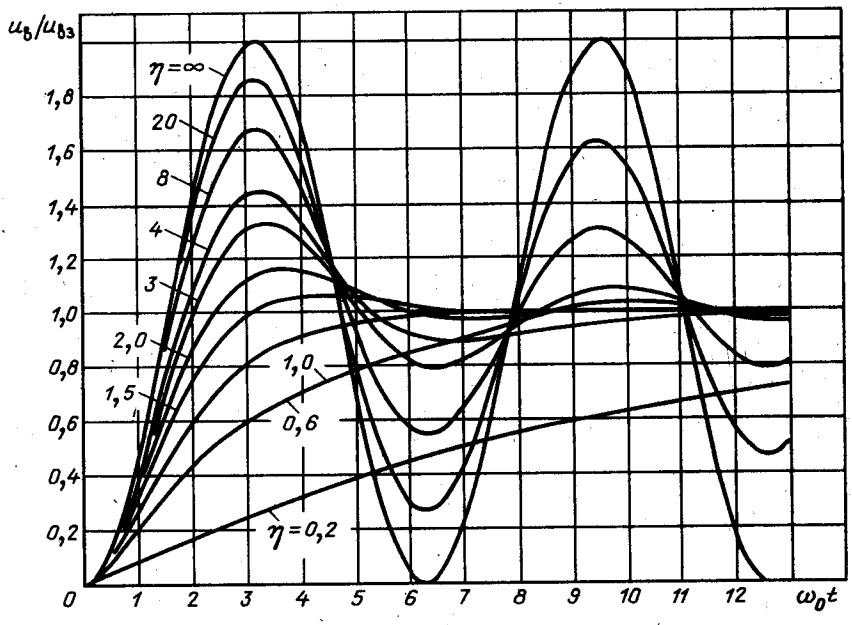


Рис. 10.4. Обобщенные кривые ПВН в однофазной системе

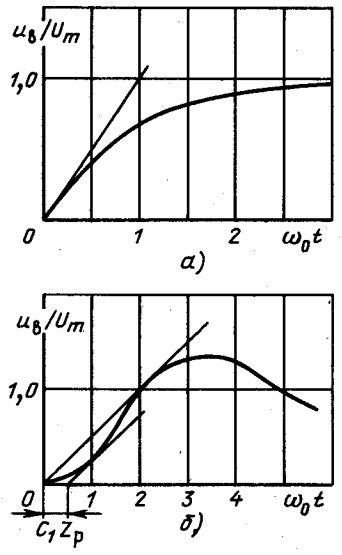


Рис. 10.5. Кривые, поясняющие понятие скорости восстанавливающего напряжения: *а* – при отсутствии емкости; *б* – при наличии емкости

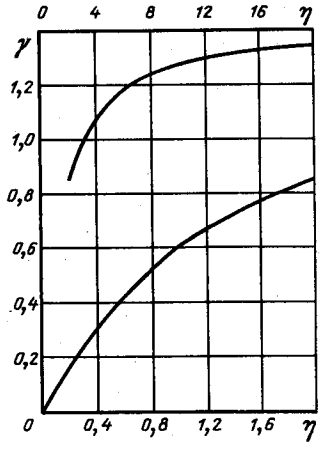


Рис. 10.6. Диаграмма для определения множителя γ

муся напряжению, вторые определяют свободные составляющие, затухающие во времени в соответствии со значением $Z_р$.

На рис. 10.4 приведены обобщенные кривые, поясняющие характер переходного процесса в однофазной системе с параметрами $L_м$, C_1 и $Z_р$. По оси абсцисс отложена величина $\omega_0 t$, по оси ординат – отношение $u_в/u_{вз}$. Значение η принято в качестве параметра.

Скорость восстанавливающегося напряжения (СВН) существенно влияет на процесс отключения цепи. При отсутствии емкости напряжение на полюсе выключателя нарастает по экспоненте (рис. 10.5, *а*) и СВН может быть определена как производная выражения (10.10):

$$\frac{du_в}{dt} = \sqrt{2} I \omega Z_р \exp \frac{-Z_р t}{L_м}; \quad (10.11)$$

если в последнем выражении положить $t = 0$, то СВН

$$S = \sqrt{2} I \omega Z_р. \quad (10.12)$$

Отсюда видно, что СВН пропорциональна отключаемому току и результирующему волновому сопротивлению линий.

При наличии емкости кривая $u_в(t)$ (рис. 10.5, *б*) в начальной части обращена выпуклостью вниз; после точки перегиба она направлена выпуклостью вверх. При $t = 0$ производная $du_в/dt = 0$. Под скоростью ПВН понимают среднее ее значение $S_{ср}$, определяемое наклоном касательной, проведенной из начала координат. Средняя скорость может быть определена [10.1] из выражения, аналогичного (10.12), но с заменой $Z_р$ на $Z_{кр} = 0{,}5\sqrt{L_м/C_1}$ и с дополнительным множителем γ, равным отношению средней скорости к скорости при $C_1 = 0$:

$$S = \sqrt{2} I \omega Z_{кр} \gamma, \quad (10.13)$$

где $\gamma = S_{ср}/S_0$. Множитель γ является функцией параметра η и может быть определен по диаграмме рис. 10.6. Как видно из рисунка, при $\eta = 1$ $\gamma = 0{,}6$; при $\eta < 1$ $\gamma < 0{,}6$; при $\eta > 1$ $\gamma > 0{,}6$. В пределе при $\eta \to \infty$ $\gamma \to 1{,}44$.

Емкость C_1 способствует «запаздыванию» процесса нарастания напряжения на полюсе выключателя сравнительно с процессом при отсутствии емкости, что облегчает процесс отключения. Запаздывание пропорционально произведению $C_1 Z_р$ и составляет всего несколько микросекунд (рис. 10.5, *б*).

10.2. Расчет переходного восстанавливающегося напряжения в трехфазных эффективно-заземленных сетях

При размыкании контактов выключателя в трехфазной системе дуги, образующиеся в трех полюсах, угасают неодновременно, так как соответствующие токи смещены по фазе. Отключаемые токи и ПВН в трех полюсах неодинаковы, они зависят от вида КЗ.

Статистика повреждений в сетях высокого напряжения показывает, что 80–90% общего числа повреждений составляют однофазные короткие замыкания. Трехфазные короткие замыкания встречаются значительно реже и, как правило, сопровождаются соединением с землей. Трехфазные КЗ без соединения с землей являются редким исключением. Ниже определены параметры ПВН при различных видах КЗ у выводов линейного выключателя.

Трехфазное КЗ на землю. При таком замыкании ток трехфазного КЗ отключает только первый полюс выключателя, в котором ток приходит к нулю раньше двух других полюсов, еще перекрытых дугами.

После погасания дуги в первом полюсе трехфазное КЗ на землю переходит в двухфазное КЗ на землю, отключаемое вторым полюсом. Третий полюс отключает ток однофазного КЗ.

Для определения ПВН в один из полюсов выключателя должен быть введен отключаемый ток. Два других полюса остаются замкнутыми (рис. 10.7, *а*). Симметрия трехфазной системы при этом нарушается, и для определения входного сопротивления системы относительно разомкнутого полюса выключателя следует прибегнуть к методу симметричных составляющих. Необходимо составить независимые схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей. Схемы прямой и нулевой последовательностей показаны на рис. 10.7, *б*. Если для генераторов принять сопротивления прямой и обратной последовательностей одинаковыми, то схема обратной последовательности будет отличаться от схемы прямой последовательности лишь отсутствием ЭДС. Каждая схема состоит из трех ветвей с результирующей индуктивностью $L_м$ генераторов и трансформаторов (в схеме нулевой последовательности – только трансформаторов) станции, емкостью C и результирующим волновым сопротивлением линий $Z_р$ соответствующей последовательности. Входные сопротивления этих схем относительно контактов выключателя могут быть опреде-

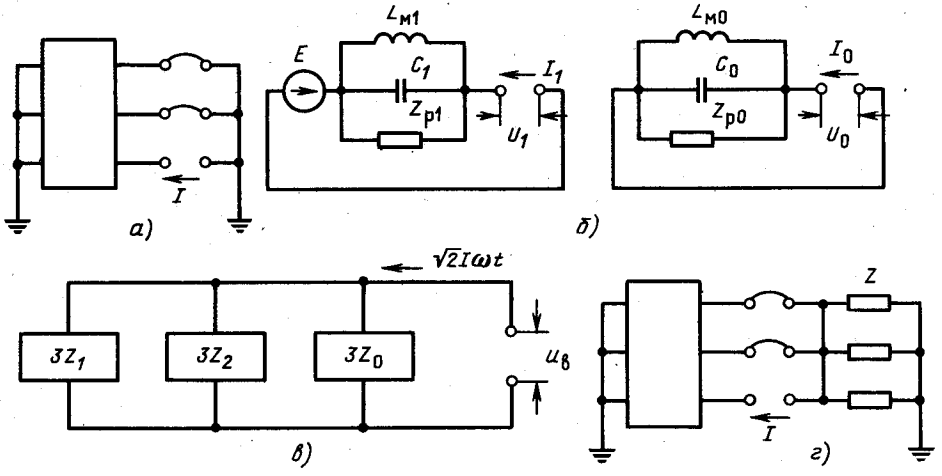


Рис. 10.7. Схемы для расчета ПВН в трехфазной системе

лены из следующих выражений:

$$\left.\begin{aligned} Z_1 = Z_2 &= \frac{1}{\frac{1}{\omega L_{м1}} + \omega C_1 + Z_{р1}}; \\ Z_0 &= \frac{1}{\frac{1}{\omega L_{м0}} + \omega C_0 + Z_{р0}}. \end{aligned}\right\} \quad (10.14)$$

Результирующие индуктивности прямой и нулевой последовательностей $L_{м1}$ и $L_{м0}$ можно определить, исходя из известных относительных сопротивлений генераторов и трансформаторов. Метод определения емкостей C_1 и C_0 указан ниже. Длинные однородные линии в схемах замещения должны быть представлены активными сопротивлениями, равными соответствующим волновым сопротивлениям Z_1 и Z_0.

Обозначим напряжения на полюсах выключателя и токи в них через $\underline{U}_A$, $\underline{U}_B$, $\underline{U}_C$ и $\underline{I}_A$, $\underline{I}_B$, $\underline{I}_C$. Соответствующие симметричные составляющие обозначим через $\underline{U}_1, \underline{U}_2, \underline{U}_0$ и $\underline{I}_1, \underline{I}_2, \underline{I}_0$. Дополнительные условия, которые должны быть учтены, таковы:

$$\underline{U}_B = \underline{U}_C = 0; \quad \underline{I}_A = \underline{I}, \quad (10.15)$$

где $\underline{I}$ – отключаемый ток.

Симметричные составляющие искомого напряжения $\underline{U}_A$ могут быть определены из известных равенств:

$$\left.\begin{aligned} \underline{U}_0 &= \frac{1}{3}(\underline{U}_A + \underline{U}_B + \underline{U}_C); \\ \underline{U}_1 &= \frac{1}{3}(\underline{U}_A + a\underline{U}_B + a^2\underline{U}_C); \\ \underline{U}_2 &= \frac{1}{3}(\underline{U}_A + a^2\underline{U}_B + a\underline{U}_C), \end{aligned}\right\} \quad (10.16)$$

где $a = e^{j2\pi/3}$ – оператор последовательности.

Учитывая условия (10.15), имеем:

$$\left.\begin{aligned} \underline{U}_0 = \underline{U}_1 = \underline{U}_2 &= \frac{\underline{U}_A}{3}; \\ \underline{I}_0 + \underline{I}_1 + \underline{I}_2 &= \underline{I}. \end{aligned}\right\} \quad (10.17)$$

Напишем уравнения Кирхгофа для цепей каждой последовательности:

$$\left.\begin{aligned} \underline{U}_1 &= \underline{I}_1\underline{Z}_1; \\ \underline{U}_2 &= \underline{I}_2\underline{Z}_2; \\ \underline{U}_0 &= \underline{I}_0\underline{Z}_0. \end{aligned}\right\} \quad (10.18)$$

Выражения (10.17) и (10.18) удобно переписать следующим образом:

$$3\underline{U}_0 = 3\underline{U}_1 = 3\underline{U}_2 = \underline{U}_A; \quad (10.17\text{а})$$

$$\left.\begin{aligned} 3\underline{U}_1 &= \underline{I}_1 3\underline{Z}_1; \\ 3\underline{U}_2 &= \underline{I}_2 3\underline{Z}_2; \\ 3\underline{U}_0 &= \underline{I}_0 3\underline{Z}_0. \end{aligned}\right\} \quad (10.18\text{а})$$

Этим равенствам соответствует комплексная схема замещения, представленная на рис. 10.7, *в*. Входное сопротивление ее при $\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2$ равно

$$\underline{Z}_{эк}^{(1,1,1)} = \frac{3\underline{Z}_1\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1 + 2\underline{Z}_0}. \quad (10.19)$$

ПВН на первом полюсе выключателя может быть определено из выражения, аналогичного (10.6), но в котором параметры $L_м$, C и $Z_р$ заменены соответствующими эквивалентными значениями, вытекающими из (10.19):

$$L_{эк}^{(1,1,1)} = \frac{3L_1L_0}{L_1 + 2L_0}; \quad Z_{эк}^{(1,1,1)} = \frac{3Z_1Z_0}{Z_1 + 2Z_0}; \quad C_{эк}^{(1,1,1)} = \frac{2C_1 + C_0}{3}. \quad (10.20)$$

Следовательно, для определения ПВН при трехфазном КЗ на землю могут быть использованы расчетные выражения, полученные выше (§ 10.1), для однофазной системы, при условии замены параметров $L_м$, C и $Z_р$ соответствующими эквивалентными значениями.

Трехфазное КЗ без замыкания на землю. Этот вид повреждения является наиболее тяжелым в отношении ПВН, однако вероятность его мала. При строгом подходе к определению ПВН следует учесть волновое сопротивление Z поврежденной линии, как показано на рис. 10.7, *г*. Однако расчеты показывают, что влияние этого сопротивления на ПВН незначительно и в приближенных расчетах им можно пренебречь, приняв $Z = \infty$. При таком допущении ветвь

нулевой последовательности в схеме рис. 10.7, *в* следует считать разомкнутой, поэтому входное сопротивление схемы получится равным

$$\underline{Z}_{эк}^{(3)} = 1{,}5\underline{Z}_1, \qquad (10.21)$$

т. е. оно определяется только параметрами прямой последовательности. ПВН на первом полюсе выключателя может быть определено из выражения, аналогичного (10.6), при условии замены параметров $L_м$, C и $Z_р$ соответствующими параметрами прямой последовательности. При этом входное сопротивление (10.14) должно быть увеличено в 1,5 раза. Расчетные выражения, полученные выше для однофазной системы, могут быть использованы при условии замены параметров и введения множителя 1,5.

После отключения первого полюса трехфазное КЗ переходит в двухфазное КЗ. Второй и третий полюсы выключателя оказываются включенными последовательно. Дуги в этих разрывах угасают одновременно при напряжении на каждый разрыв, равном половине напряжения в первом полюсе, т. е. в более легких условиях.

Однофазное КЗ. Как указано выше, отключение однофазного КЗ равносильно отключению третьего полюса выключателя при трехфазном КЗ на землю (рис. 10.8, *а*). При этом отключаемый ток I равен току в месте повреждения. Он может быть определен из комплексной схемы замещения (рис. 10.8, *б*), в которой схемы прямой, обратной и нулевой последовательностей включены последовательно и обтекаются током $\underline{I}_1 = \underline{I}_2 = \underline{I}_0 = I/3$. Для определения ПВН следует ввести в разомкнутый полюс выключателя ток $i = \sqrt{2}I\omega t$ и шунтировать ЭДС E (рис. 10.8, *в*). Входное сопротивление схемы относительно контактов выключателя равно

$$\underline{Z}_{эк}^{(1)} = \frac{2\underline{Z}_1 + \underline{Z}_0}{3}. \qquad (10.22)$$

ПВН может быть определено из выражения, аналогичного (10.6), при условии замены параметров $L_м$, C_1 и $Z_р$ соответствующими эквивалентными значениями, вытекающими из (10.22):

$$L_{эк}^{(1)} = \frac{2L_1 + L_0}{3}; \; Z_{эк}^{(1)} = \frac{2Z_1 + Z_0}{3};$$

$$C_{эк}^{(1)} = \frac{3C_1C_0}{C_1 + 2C_0}. \qquad (10.23)$$

Следовательно, расчетные выражения, полученные выше для однофазной системы, могут быть использованы для определения ПВН при однофазном КЗ при условии замены параметров соответствующими эквивалентными значениями, определяемыми из (10.23).

Сопоставление параметров ПВН при различных видах повреждения. Такое сопоставление необходимо, чтобы выявить наиболее тяжелые условия отключения и уменьшить количество расчетов при выборе выключателей [10.2].

Сопоставлению подлежат основные параметры ПВН: максимальные значения u_{max} и скорости восстанавливающе-

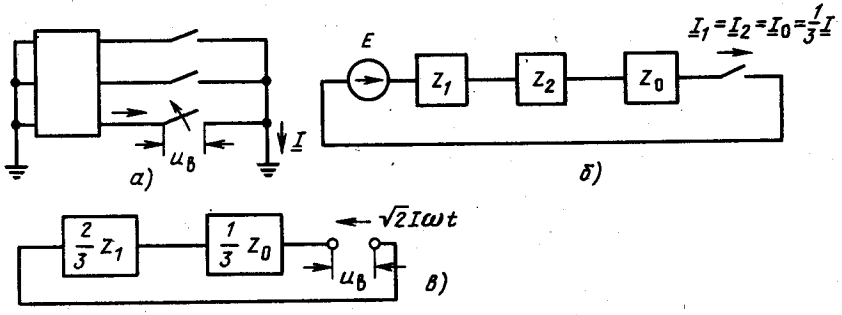


Рис. 10.8. Схемы для расчета ПВН при однофазном КЗ

гося напряжения на первом, втором и третьем полюсах выключателя при трехфазном КЗ на землю, что соответствует отключению тока трехфазного КЗ на землю, двухфазного КЗ на землю и однофазного КЗ. Случай трехфазного КЗ без замыкания на землю исключен из рассмотрения как маловероятный вид замыкания. При анализе отключаемые токи при всех видах замыкания приняты одинаковыми, что не соответствует действительности. Соответствующие поправки могут быть внесены позже.

Чтобы упростить анализ, из схем замещения исключены емкости. Это означает, что переходный процесс протекает экспоненциально. Максимальные значения ПВН можно определить из соответствующих выражений, положив $t = \infty$, а скорости восстанавливающегося напряжения как производные $du_в/dt$ при $t = 0$.

При принятых допущениях отношение максимальных значений ПВН $u_{max}^{(1)}/u_{max}^{(1,1,1)}$, а также отношение скоростей $S^{(1)}/S^{(1,1,1)}$ при однофазном и трехфазном КЗ на землю можно представить следующими выражениями:

$$\frac{u_{max}^{(1)}}{u_{max}^{(1,1,1)}} = \frac{L_{эк}^{(1)}}{L_{эк}^{(1,1,1)}} = \frac{(2L_1L_0)(L_1+2L_0)}{9L_1L_0}; \quad (10.24)$$

$$\frac{S^{(1)}}{S^{(1,1,1)}} = \frac{Z_{эк}^{(1)}}{Z_{эк}^{(1,1,1)}} = \frac{(2Z_1Z_0)(Z_1+2Z_0)}{9Z_1Z_0}. \quad (10.25)$$

Эти выражения аналогичны и могут быть представлены графически как функции отношений L_0/L_1 и Z_0/Z_1 одной кривой (рис. 10.9, кривая *1*). Эта кривая касается горизонтальной линии с ординатой, равной единице при значениях $L_0/L_1 = 1$ и $Z_0/Z_1 = 1$. При других значениях этих отношений она лежит выше горизонтали. Следовательно, при равных токах параметры ПВН при однофазном КЗ всегда выше соответствующих параметров при трехфазном КЗ на землю.

Для мощных электростанций с агрегатами блочного типа отношение индуктивностей

$$L_0/L_1 = X_т/(X''_d + X_т) \approx 1/3 \div 1/2,$$

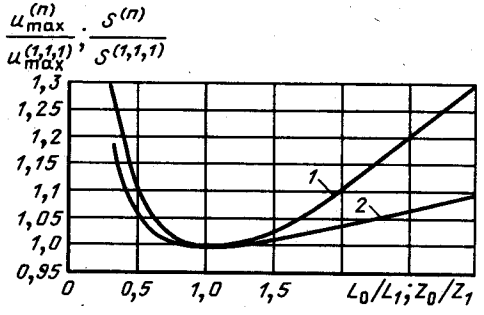


Рис. 10.9. Кривые к сопоставлению параметров ПВН при различных видах КЗ: *1* – $u_{max}^{(1)}/u_{max}^{(1,1,1)}$ и $S^{(1)}/S^{(1,1,1)}$; *2* – $u_{max}^{(2)}/u_{max}^{(1,1,1)}$ и $S^{(2)}/S^{(1,1,1)}$

где X''_d и $X_т$ – индуктивные сопротивления генератора и повышающего трансформатора.

Как видно из рис. 10.9, соответствующее отношение максимальных напряжений $u_{max}^{(1)}/u_{max}^{(1,1,1)}$ лежит в пределах от 1,26 до 1,1.

Отношение волновых сопротивлений Z_0/Z_1 лежит обычно [10.3] в пределах от 1,3 до 2,5. Соответствующее отношение скоростей $S^{(1)}/S^{(1,1,1)}$ составляет от 1,02 до 1,20.

Аналогично можно сопоставить параметры ПВН при двухфазном и трехфазном КЗ на землю. Отношения $u_{max}^{(1,1)}/u_{max}^{(1,1,1)}$ и $S^{(1,1)}/S^{(1,1,1)}$ представлены на рис. 10.9 кривой *2*, расположенной между кривой *1* и горизонтальной линией с ординатой, равной единице. Следовательно, при равных токах наиболее тяжелым является случай однофазного КЗ. Двухфазное КЗ на землю может быть исключено из рассмотрения.

В действительности отключаемые токи неодинаковы. Вблизи мощных электростанций ток однофазного КЗ превышает ток трехфазного КЗ на землю на 10–15%. На понижающих подстанциях, наоборот, ток трехфазного КЗ на землю превышает ток однофазного КЗ. Следовательно, при выборе выключателей в РУ станций следует ориентироваться на однофазное КЗ, так как при этом отключаемый ток и параметры ПВН наиболее тяжелы. На понижающих

подстанциях расчетным может явиться трехфазное КЗ на землю, если ток трехфазного КЗ на землю заметно превышает ток однофазного КЗ.

Волновое сопротивление линий. Для расчета ПВН необходимы значения волновых сопротивлений прямой и нулевой последовательностей трехфазных линий при соответствующей частоте, т. е.

$$Z_1 = \sqrt{L_1/C_1} \qquad (10.26)$$

и

$$Z_0 = \sqrt{L_0/C_0}, \qquad (10.27)$$

где L_1, L_0 и C_1, C_0 – индуктивности и емкости прямой и нулевой последовательностей.

Для одноцепной линии индуктивности L_1 и L_0 могут быть определены из следующих выражений:

$$L_1 = \frac{L_{AA}+L_{BB}+L_{CC}-(M_{AB}+M_{AC}+M_{BC})}{3};$$

$$L_0 = \frac{L_{AA}+L_{BB}+L_{CC}+2(M_{AB}+M_{AC}+M_{BC})}{3}, \qquad (10.28)$$

где L_{AA}, L_{BB}, L_{CC} – собственные индуктивности соответствующих фаз; M_{AB}, M_{AC}, M_{BC} – взаимные индуктивности между фазами.

Эти индуктивности при требуемых частотах могут быть определены, если известны конструкции проводов, расстояния между проводами в пределах фазы (для расщепленных проводов), расположение проводов на опоре и высота подвеса. Емкости C_1 и C_0 не зависят от частоты и могут быть также определены по указанным выше конструктивным данным. Однако на стадии проектирования электрической установки необходимые для расчета сведения отсутствуют. Поэтому в приближенных расчетах при проектировании используют усредненные значения волновых сопротивлений для типовых линий соответствующего номинального напряжения. Для одноцепных линий при частоте 50 Гц могут быть приняты следующие средние значения волновых сопротивлений прямой последовательности:

$U_{ном}$, кВ	110–330	500	750	1150
Z_1, Ом	450	360	325	300

Волновые сопротивления нулевой последовательности превышают значения Z_1, что видно из выражений (10.28). Для одноцепных линий отношение Z_0/Z_1 может быть принято равным двум. Для двух параллельных одноцепных линий отношение Z_0/Z_1 составляет приблизительно 2,5, а для двухцепной линии на одной опоре – 3–4.

Индуктивность проводов и волновое сопротивление нулевой последовательности линий зависят от частоты. При увеличении частоты L_0 и Z_0 несколько уменьшаются, что объясняется уменьшением эквивалентной глубины возврата тока в земле:

$$D_э = 660\sqrt{\varrho/f}, \qquad (10.29)$$

где ϱ – удельное сопротивление земли, Ом · м; f – частота, Гц.

При точных расчетах эти изменения могут быть учтены. В приближенных расчетах значения Z_0 принимают не зависящими от частоты.

Определение емкости. Емкость, подлежащая определению, слагается из емкости элементов электрического оборудования – силовых и измерительных трансформаторов, выключателей, разъединителей, а также проводников РУ. Определение эквивалентной емкости элементов электрического оборудования, расположенных около выключателя со стороны сборных шин, связано с определенными трудностями, поскольку в РУ мощных электростанций протяженность проводников сборных шин велика и индуктивность их частично компенсирует емкость элементов оборудования. В результате эквивалентная емкость всегда меньше суммы емкостей отдельных элементов. Поэтому в приближенных расчетах эквивалентную емкость проводников и элементов оборудования, мкФ, определяют по следующей формуле, рекомендованной Американским институтом стандартов [10.1]:

$$C_1 = 159 I U^{0,48} \cdot 10^{-6}, \qquad (10.30)$$

где I – действующее значение тока трехфазного КЗ, кА; U – линейное напряжение сети, кВ.

Эквивалентную емкость нулевой последовательности принимают равной

$$C_0 = C_1/1{,}2. \qquad (10.31)$$

Пример 10.1. Определить параметры ПВН на полюсах линейного выключателя в РУ 500 кВ электростанции мощностью 4000 МВт (рис. 10.10, *а*) при следующих параметрах элементов:

генераторы: 8 · 500 МВт; 588 МВ · А; 20 кВ; $x''_d = 0{,}24$;

трансформаторы: 6 · 630 МВ · А; 515/20 кВ; $u_к = 14\,\%$; 2 · 630 МВ · А; 230/20 кВ; $u_к = 11\,\%$;

автотрансформаторы: 3 · 267 ≈ 800 МВ · А; 515/230 кВ; $u_{кВС} = 8{,}5\,\%$; $u_{кВН} = 23\,\%$; $u_{кСН} = 12{,}5\,\%$;

линии 500 кВ – три линии длиной по 350 км и одна линия 120 км; всего четыре линии, не считая поврежденной; индуктивное сопротивление прямой последовательности 0,3 Ом/км, сопротивление нулевой последовательности 0,9 Ом/км.

Эквивалентные сопротивления системы: $X_{*c1} = 0{,}025$, $X_{*c0} = 0{,}016$ (отнесены к указанным ниже базисным условиям).

Расчет токов короткого замыкания. $S_б = 630$ МВ · А; $U_б = 515$ кВ; $I_б = 0{,}707$ кА; $X_б = 421$ Ом.

Относительные сопротивления: генераторов $X_{*г} = 0{,}24 \cdot 630/588 = 0{,}257$; трансформаторов $X_{*т} = 0{,}14$ и $X_{*т} = 0{,}11$; автотрансформаторов

$u_{кВ} = (8{,}5 + 23 - 12{,}5)/2 = 9{,}5\,\%$; $X_{*В} = 0{,}095 \times 630/800 = 0{,}075$; $u_{кС} = (8{,}5 + 12{,}5 - 23)/2 = -1\,\%$; $X_{*С} = -0{,}01 \cdot 630/800 \approx 0$; $u_{кН} = (23 + 12{,}5 - 8{,}5)/2 = 13{,}5\,\%$; $X_{*Н} = 0{,}135 \cdot 630/800 = 0{,}106$; линии 500 кВ

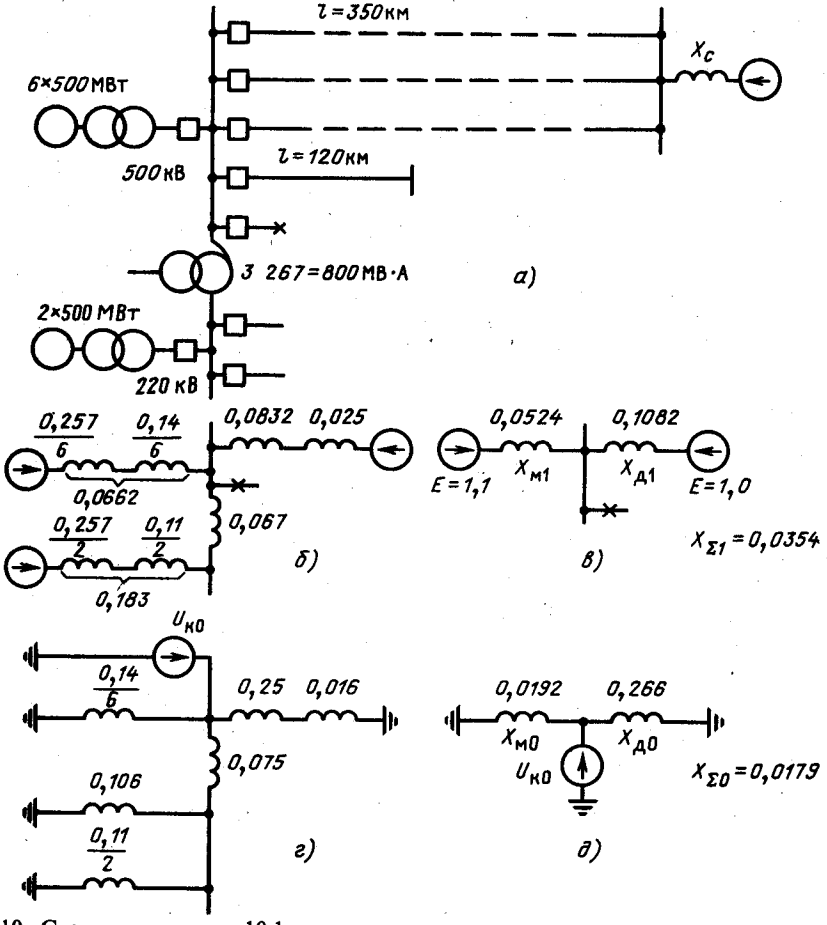


Рис. 10.10. Схемы к примеру 10.1:

а – принципиальная схема станции и сети; *б*, *в* – схемы замещения прямой последовательности; *г*, *д* – схема замещения нулевой последовательности

$\underset{*}{X}_1 = 0{,}30 \cdot 350/(421 \cdot 3) = 0{,}0832$; $\underset{*}{X}_0 = 0{,}90 \times$ $\times\ 350/(421 \cdot 3) = 0{,}250$.

Сопротивления левой ветви (местной) схем замещения

$$\underset{*}{X}_{м1} = \frac{0{,}0662 \cdot 0{,}25}{0{,}0662 + 0{,}25} = 0{,}0524;\ \underset{*}{X}_{м0} = 0{,}0192.$$

Сопротивления правой ветви (дальней) схем замещения

$$\underset{*}{X}_{д1} = 0{,}0832 + 0{,}025 = 0{,}1082;\ \underset{*}{X}_{д0} = 0{,}25 + 0{,}016 = 0{,}266.$$

Результирующие сопротивления до точки КЗ

$$\underset{*}{X}_{\Sigma 1} = \frac{0{,}0524 \cdot 0{,}1082}{0{,}0524 + 0{,}1082} = 0{,}0354;$$

$$\underset{*}{X}_{\Sigma 0} = \frac{0{,}0192 \cdot 0{,}266}{0{,}0192 + 0{,}266} = 0{,}0179.$$

Эквивалентная ЭДС (рис. 10.10, *в*)

$$E_{эк} = \frac{1{,}1 \cdot 0{,}1082 + 1 \cdot 0{,}0524}{0{,}0524 + 0{,}1082} = 1{,}065.$$

Ток трехфазного КЗ

$$I_к^{(3)} = 0{,}707\,\frac{1{,}065}{0{,}0354} = 21{,}3 \text{ кА}.$$

Ток однофазного КЗ

$$I_к^{(1)} = 0{,}707\,\frac{1{,}065 \cdot 3}{2 \cdot 0{,}0354 + 0{,}0179} = 25{,}4 \text{ кА}.$$

Расчет ПВН. Индуктивности, волновые сопротивления и емкости:

$$L_1 = \underset{*}{X}_{м1} X_б/\omega = 0{,}0524 \cdot 421/314 = 0{,}0702 \text{ Гн};$$

$$L_0 = \underset{*}{X}_{м0} X_б/\omega = 0{,}0192 \cdot 421/314 = 0{,}0258 \text{ Гн};$$

$$L_{эк}^{(1,1,1)} = \frac{3L_1L_0}{L_1 + 2L_0} = \frac{3 \cdot 0{,}0702 \cdot 0{,}0258}{0{,}0702 + 2 \cdot 0{,}0258} = 0{,}0446 \text{ Гн};$$

$$L_{эк}^{(1)} = \frac{2L_1 + L_0}{3} = \frac{2 \cdot 0{,}0702 + 0{,}0258}{3} = 0{,}0554 \text{ Гн};$$

$$Z_1 = 360 \text{ Ом};\ Z_0 = 720 \text{ Ом};$$

$$Z_{эк}^{(1,1,1)} = \frac{3Z_1Z_0}{Z_1 + 2Z_0} = \frac{3 \cdot 360 \cdot 720}{360 + 2 \cdot 720} = 432 \text{ Ом};$$

$$Z_{эк}^{(1)} = \frac{2Z_1 + Z_0}{3} = \frac{2 \cdot 360 + 720}{3} = 480 \text{ Ом};$$

$$C_1 = 159 I U^{0{,}48} \cdot 10^{-6} = 159 \cdot 21{,}3 \cdot 515^{0{,}48} \cdot 10^{-6} = 0{,}07 \text{ мкФ};$$

$$C_0 = C_1/1{,}2 = 0{,}07/1{,}2 = 0{,}058 \text{ мкФ};$$

$$C_{эк}^{(1,1,1)} = \frac{2C_1 + C_0}{3} = \frac{2 \cdot 0{,}07 + 0{,}058}{3} = 0{,}066 \text{ мкФ};$$

$$C_{эк}^{(1)} = \frac{3C_1C_0}{C_1 + 2C_0} = \frac{3 \cdot 0{,}07 \cdot 0{,}058}{0{,}07 + 2 \cdot 0{,}058} = 0{,}0655 \text{ мкФ}.$$

Трехфазное короткое замыкание на землю. При неучете емкости по формуле (10.10) с учетом (10.20) и (10.6) имеем:

$$u_в(t) = \sqrt{2} I \omega L_{эк}^{(1,1,1)} \left(1 - \exp \frac{-Z_{эк}^{(1,1,1)} t}{n L_{эк}^{(1,1,1)}}\right) = \sqrt{2} \cdot 21{,}3 \cdot 314 \cdot 0{,}0446 \left(1 - \exp \frac{-432t}{4 \cdot 0{,}0446}\right).$$

При $t = \infty$ $u_в = u_{max} = 422$ кВ.

Скорость ПВН по (10.12) равна:

$$S = \sqrt{2} I \omega \frac{Z_{эк}^{(1,1,1)}}{n} 10^{-6} = \sqrt{2} \cdot 21{,}3 \cdot 314 \cdot 108 \cdot 10^{-6} = 1{,}02 \text{ кВ/мкс}.$$

То же, но с учетом емкости:

$$Z_{кр} = 0{,}5 \sqrt{L_{эк}^{(1,1,1)}/C_{эк}^{(1,1,1)}} = 0{,}5 \times \sqrt{0{,}0466/(0{,}066 \cdot 10^{-6})} = 408 \text{ Ом};$$

$Z_{эк}^{(1,1,1)}/Z_{кр} = 432/408 = 1{,}06$; в соответствии с рис. 10.6 $\gamma = 0{,}6$, поэтому по формуле (10.13) имеем:

$$S = \sqrt{2} I \omega \frac{Z_{кр}}{n} \gamma = \sqrt{2} \cdot 21{,}3 \cdot 314 \cdot 102 \cdot 0{,}6 \times 10^{-6} = 0{,}55 \text{ кВ/мкс}.$$

Трехфазное короткое замыкание (без замыкания на землю). Без учета емкости

$$u_в(t) = 1{,}5 \sqrt{2} I \omega L_1 \left(1 - \exp \frac{-Z_1 t}{n L_1}\right) = 1{,}5 \sqrt{2} \cdot 21{,}3 \cdot 314 \cdot 0{,}0702 \left(1 - \exp \frac{-360t}{4 \cdot 0{,}0702}\right).$$

При $t = \infty$ $u_в = u_{max} = 996$ кВ.

Скорость ПВН

$$S = 1{,}5 \sqrt{2} I \omega \frac{Z_1}{n} 10^{-6} = 1{,}5 \sqrt{2} \cdot 21{,}3 \cdot 314 \times 90 \cdot 10^{-6} = 1{,}27 \text{ кВ/мкс}.$$

То же, но с учетом емкости:

$$Z_{кр} = 0{,}5 \sqrt{L_1/C_1} = 0{,}5 \sqrt{0{,}0702/(0{,}07 \cdot 10^{-6})} = 250 \text{ Ом};$$

$Z_1/Z_{кр} = 360/250 = 1{,}44$; в соответствии с рис. 10.6 $\gamma = 0{,}74$, поэтому

$$S = 1{,}5 \sqrt{2} I \omega \frac{Z_{кр}}{n} \gamma = 1{,}5 \sqrt{2} \cdot 21{,}3 \cdot 314 \cdot 62{,}5 \times 0{,}74 \cdot 10^{-6} = 0{,}66 \text{ кВ/мкс}.$$

Однофазное короткое замыкание. Без учета емкости

$$u_в(t) = \sqrt{2} I\omega L_{эк}^{(1)}\left(1 - \exp\frac{-Z_{эк}^{(1)}t}{nL_{эк}^{(1)}}\right) =$$

$$= \sqrt{2}\cdot 25{,}4\cdot 314\cdot 0{,}0554\left(1 - \exp\frac{-480t}{4\cdot 0{,}0554}\right).$$

При $t = \infty$ $u_в = u_{max} = 625$ кВ.

Скорость ПВН

$$S = \sqrt{2} I\omega \frac{Z_{эк}^{(1)}}{n} 10^{-6} =$$

$$= \sqrt{2}\cdot 25{,}4\cdot 314\cdot 120\cdot 10^{-6} = 1{,}35 \text{ кВ/мкс}.$$

То же, но с учетом емкости:

$$Z_{кр} = 0{,}5\sqrt{L_{эк}^{(1)}/C_{эк}^{(1)}} =$$

$$= 0{,}5\sqrt{0{,}0554/(0{,}0655\cdot 10^{-6})} = 460 \text{ Ом};$$

$Z_{эк}^{(1)}/Z_{кр} = 480/460 = 1{,}04$; по рис. 10.6 $\gamma = 0{,}61$, поэтому

$$S = \sqrt{2} I\omega \frac{Z_{кр}}{n}\gamma =$$

$$= \sqrt{2}\cdot 25{,}4\cdot 314\cdot 115\cdot 0{,}61\cdot 10^{-6} = 0{,}79 \text{ кВ/мкс}.$$

Результаты выполненных расчетов приведены ниже:

Вид КЗ	$K^{(1,1,1)}$	$K^{(3)}$	$K^{(1)}$
Отключаемый ток, кА	21,3	21,3	25,4
Максимальное значение u_{max}, кВ	422	966	625
Скорость ПВН без учета емкости, кВ/мкс	1,02	1,27	1,35
То же, но с учетом емкости, кВ/мкс	0,55	0,66	0,79

На рис. 10.11 приведены соответствующие кривые. Для однофазного КЗ построены две кривые: для отключаемого тока 25,4 кА и для тока 21,3 кА (см. пунктирную линию).

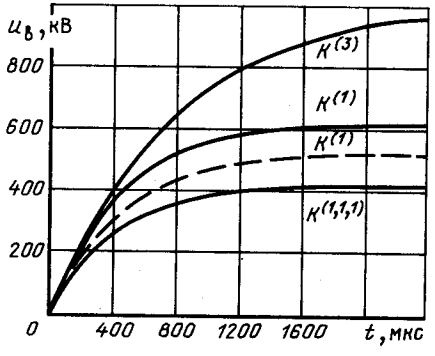


Рис. 10.11. Кривые ПВН при различных видах КЗ

Как видно из рисунка, кривые расположены в полном соответствии с изложенным выше.

10.3. Неудаленные короткие замыкания

Такое название получили КЗ на линиях на расстоянии нескольких километров от выключателя, при которых скорость ПВН значительно превосходит скорость при КЗ у выводов выключателя. Объясняется это появлением составляющей ПВН со стороны линии, вызванной волновыми процессами на коротком ее участке, находящемся между выключателем и местом повреждения. Эта составляющая представляет собой высокочастотные колебания, накладывающиеся на составляющую ПВН со стороны источника энергии. В результате начальная скорость ПВН резко увеличивается; возникают остроконечные пики напряжения. Эти необычные условия, характерные для сетей с номинальным напряжением 110 кВ и выше, учитывают при конструировании и выборе выключателей.

Рассмотрим случай однофазного КЗ на линии, на некотором расстоянии от выключателя [10.3]. Соответствующая схема замещения приведена на рис. 10.12. Здесь $U_ф$ – фазное напряжение сети (действующее значение); $X_с$ – результирующее индуктивное сопротивление системы до сборных шин станции; $X_л$ – сопротивление поврежденного участка линии. Отключаемый ток можно упрощенно представить как $I_л = U_ф/(X_с + X_л)$. Отношение этого тока к току $I = U_ф/X_с$, который соответствует замыканию у выводов выключателя, обозначим через s:

$$I_л/I = s < 1. \qquad (10.32)$$

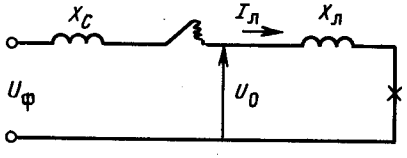


Рис. 10.12. Схема замещения к расчету ПВН при неудаленном КЗ

Пока цепь не разорвана, напряжение провода линии относительно земли распределено линейно вдоль линии. В месте замыкания (на рис. 10.12 обозначено крестиком) напряжение равно нулю; около выключателя оно составляет

$$U_0 = \sqrt{2}\, I_л X_л. \qquad (10.33)$$

Отношение напряжения U_0 к амплитуде фазного напряжения можно выразить через s следующим образом:

$$\frac{U_0}{U_m} = \frac{\sqrt{2}\, I X_с - \sqrt{2}\, I_л X_с}{\sqrt{2}\, I X_с} = \frac{I - I_л}{I} = 1 - s. \qquad (10.34)$$

Это отношение не зависит от номинального напряжения, номинального тока отключения выключателя и параметров линии.

После срабатывания выключателя и погасания дуги система оказывается разделенной на две части. Переходные процессы в обеих частях протекают независимо друг от друга при начальном напряжении u_0. ПВН на полюсе выключателя может быть определено как разность составляющих напряжения относительно земли со стороны станции и со стороны линии:

$$u_в = u_с - u_л. \qquad (10.35)$$

Составляющая напряжения со стороны линии может быть определена из рассмотрения волновых процессов в поврежденном проводе. Как указано выше, начальный момент переходного процесса характеризуется линейным распределением напряжения и электрического заряда вдоль линии. Напряжение около выключателя равно u_0. После погасания дуги связанный электрический заряд освобождается. Он стремится распределиться равномерно по длине. Этот процесс можно представить как независимое движение в противоположных направлениях двух косоугольных волн с максимальным напряжением каждой $u_0/2$ (рис. 10.13). Набегая на короткозамкнутый конец линии и на разомкнутый полюс выключателя, полуволны отражаются с коэффициентами, соответственно равными $K_{от} = +1$ и $K_{от} = -1$. Этот

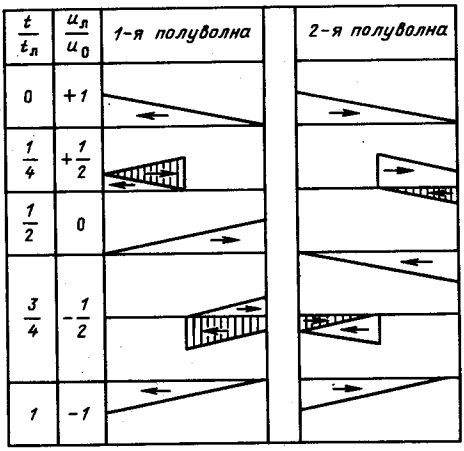


Рис. 10.13. Схема, поясняющая перемещение волн на поврежденном участке линии

процесс продолжается до тех пор, пока напряжение и ток не снизятся до нуля вследствие потерь. Если пренебречь последними, напряжение $u_л$ у линейного вывода выключателя изменится линейно от начального значения $+u_0$ до $-u_0$ и далее от $-u_0$ до $+u_0$. Период колебаний T равен $2t_л$, где $t_л$ – время двойного пробега волны по линии от выключателя до места замыкания. Следовательно, $T = 4l/c$, где $c = 300\,000$ км/с – скорость распространения волны; $f = c/(4l)$ – частота колебания. Так, например, при $l = 1$ км $f = 300\,000/4 = 75\,000$ Гц.

С учетом затухания напряжение $u_л(t)$ может быть представлено зубчатой кривой с уменьшающейся амплитудой (рис. 10.14, *а*). В действительности острые углы кривой несколько сглаживаются вследствие запаздывания, вызванного наличием небольшой емкости измерительных трансформаторов и других аппаратов, установленных около выключателя.

Составляющая ПВН со стороны линии может быть определена методом встречного тока:

$$u_л = u_0 - Z_{эк}^{(1)} \frac{di_л}{dt} t = u_0 - Z_{эк}^{(1)} \sqrt{2}\, I_л \omega t, \qquad (10.36)$$

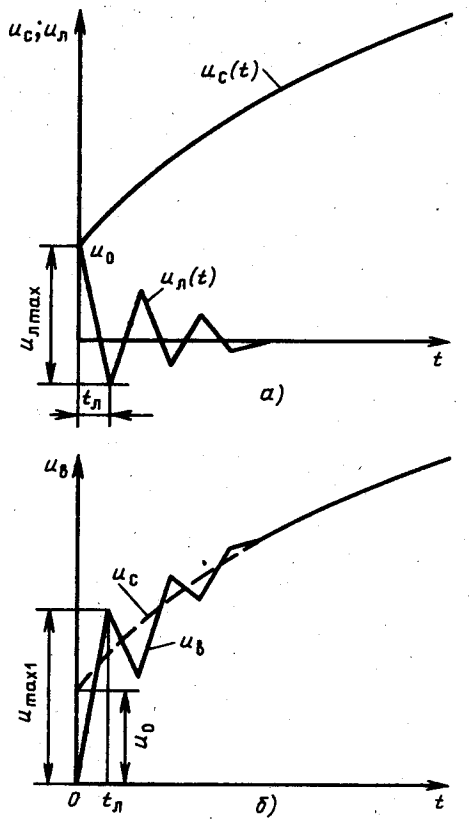


Рис. 10.14. Построение кривых ПВН при неудаленном КЗ

где $Z_{эк}^{(1)} = (2Z_1 + Z_0)/3$ – эквивалентное волновое сопротивление линии при однофазном КЗ; $\sqrt{2}\, I_л \omega t$ – скорость изменения тока [см. (10.3)].

Выражение (10.36) справедливо при изменении t от нуля до $t_л$. После этого знак минус должен быть изменен на обратный.

Максимальное отклонение напряжения у линейного вывода выключателя может быть определено как

$$u_{л\,max} = u_0 k = U_m (1 - s)\, k, \quad (10.37)$$

где k – коэффициент пика (рис. 10.14, *а*), значение которого установлено МЭК равным 1,6.

Время $t_л$ с учетом (10.36) может быть определено из выражения

$$t_л = \frac{U_m (1 - s)\, k}{Z_{эк}^{(1)} \sqrt{2}\, I_л \omega}. \quad (10.38)$$

Расстояние l до точки КЗ может быть определено приближенно из выражения

$$l = \frac{c t_л}{2}, \quad (10.39)$$

где c – скорость распространения волны.

Составляющая ПВН со стороны станции определяется параметрами системы и отключаемым током. Если пренебречь влиянием емкости, переходный процесс может быть представлен выражением

$$u_c = u_0 + \sqrt{2}\, I_л \omega L_м \left(1 - \exp \frac{-Z_{эк}^{(1)} t}{n L_{эк}^{(1)}}\right), \quad (10.40)$$

отличающимся от выражения (10.10), соответствующего КЗ у выводов выключателя, дополнительным членом u_0 и током $I_л$, меньшим тока I. Соответственно должны быть уменьшены ординаты кривой рис. 10.14, *а*.

Результирующая кривая ПВН может быть построена в соответствии с выражением (10.35), как показано на рис. 10.14, *б*. Она начинается от нуля и к моменту $t_л$ достигает первого максимума u_{max1}. Составляющая напряжения со стороны линии быстро затухает и напряжение продолжает увеличиваться по экспоненте $u_0 + u_c(t)$.

Важнейшей частью рассматриваемого переходного процесса является начальная его часть от нуля до $t_л$, поскольку скорость ПВН здесь максимальна и напряжение достигает первого максимума. ПВН на этой начальной части определяется следующим выражением:

$$u_в = \sqrt{2}\, I_л \omega L_м \left(1 - \exp \frac{-Z_{эк}^{(1)} t}{n L_{эк}^{(1)}}\right) + \sqrt{2}\, I_л \omega Z_{эк}^{(1)} t, \quad (10.41)$$

где $0 \leqslant t \leqslant t_л$.

Скорость ПВН может быть определена как производная последнего выра-

жения при $t = 0$:

$$S = \left| \frac{du_в}{dt} \right|_{t=0} = \sqrt{2}\, I_л \omega \left(\frac{L_м Z_{эк}^{(1)}}{n L_{эк}^{(1)}} + Z_{эк}^{(1)} \right). \quad (10.42)$$

Первое слагаемое определяется составляющей напряжения со стороны станции, второе – составляющей со стороны линии. Если допустить, что $L_м = L_{эк}^{(1)}$, то

$$S = \sqrt{2}\, I_л \omega Z_{эк}^{(1)} \frac{n+1}{n}. \quad (10.43)$$

Принимая значение $Z_{эк}^{(1)} = 450$ Ом (см. ниже), получаем следующее выражение:

$$S = 2 I_л \frac{n+1}{n}. \quad (10.44)$$

Определим первый максимум напряжения. Чтобы упростить эту задачу, заменим в выражении (10.41) экспоненциальную функцию соответствующей линейной $Z_{эк}^{(1)} t$, что не внесет заметной погрешности на начальной стадии переходного процесса. При таком допущении получим:

$$u_в = \sqrt{2}\, I_л \omega \left(\frac{Z_{эк}^{(1)}}{n} + Z_{эк}^{(1)} \right) t = \sqrt{2}\, I_л \omega Z_{эк}^{(1)} \frac{n+1}{n} t. \quad (10.45)$$

При $t = t_л$ с учетом (10.37) и (10.38) получим первый максимум напряжения

$$u_{max1} = u_{лmax} \frac{n+1}{n} = U_m (1 - s) k \frac{n+1}{n}. \quad (10.46)$$

Приведенные выражения позволяют определить параметры ПВН как функции отношения s. Значения последнего для расчетов и испытаний нормированы МЭК, а именно: $s = 0{,}9$; 0,75 и 0,6. Нормировано также действующее значение волнового сопротивления линии, поскольку оно существенно влияет на скорость ПВН, а именно $Z_{эк}^{(1)} = 450$ Ом независимо от номинального напряжения. При этом учтена зависимость волнового сопротивления от частоты свободных колебаний. Учтена также возможность увеличения волнового сопротивления при КЗ вследствие сближения проводов в пределах фазы под действием электродинамических сил. Сближение проводов происходит при отключаемом токе свыше 25 кА и вызывает увеличение индуктивного сопротивления прямой и нулевой последовательностей проводов, а также уменьшение емкости. В результате волновое сопротивление линии увеличивается на 35–40 %. Заметим, что это относится к поврежденной линии и не относится к другим линиям, присоединенным к сборным шинам станции, так как мало вероятно, что по ним будет проходить достаточно большой ток, вызывающий сближение проводов.

В качестве примера ниже определены параметры ПВН при неудаленном КЗ для линейного выключателя в РУ 500 кВ (см. пример 10.1) при следующих условиях: амплитуда среднего эксплуатационного фазного напряжения $U_m = 515\sqrt{2/3} = 420$ кВ; ток однофазного КЗ при замыкании у выводов выключателя $I = 25{,}4$ кА. Число линий, не считая поврежденной, $n = 4$. Результаты выполненного расчета приведены ниже:

Как видно из расчета, отключаемый ток и скорость ПВН уменьшаются по мере удаления точки КЗ от выключателя, а первый максимум напряжения увеличивается. При замыкании в самом начале линии ($s > 0{,}9$) скорость ПВН

s	$1-s$	$I_л$, кА	u_0, кВ	$u_{лmax}$, кВ	$t_л$, мкс	S, кВ/мкс	u_{max1}, кВ	l, км
0,9	0,1	22,9	42	67,2	14,6	5,72	84	2,19
0,75	0,25	19,1	105	168	70,4	4,76	210	10,5
0,6	0,4	15,2	168	268	88,4	3,8	335	13,3

имеет максимальное значение. Однако большая скорость ПВН сама по себе не может вызвать повторного зажигания дуги. если максимум напряжения мал. По мере удаления точки замыкания максимумы напряжения увеличиваются. Вероятность повторного зажигания дуги также увеличивается. Опыт показывает, что критические условия имеют место при значениях s в пределах от 0,9 до 0,6. За пределами критической зоны максимумы напряжения велики, однако повторные зажигания дуги не имеют места, так как отключаемый ток и скорость ПВН значительно снижены. Значение s, соответствующее критическим условиям, зависит от мощности системы, номинального тока отключения выключателя, его чувствительности к скорости ПВН.

Чтобы обеспечить надежную работу выключателей при неудаленных КЗ, их снабжают встроенными резисторами, шунтирующими полюсы выключателя. Это позволяет снизить скорость ПВН и максимумы напряжения до приемлемых значений.

Согласно ГОСТ 687–78* линейные выключатели с номинальными параметрами, соответствующими коротким замыканиям у выводов выключателя, должны отключать КЗ на любом расстоянии от выключателя. Особой проверки на отключение неудаленных КЗ не требуется при условии, что $Z_{эк}^{(1)}$ не превышает 450 Ом и $k \leqslant 1{,}6$.

10.4. Переходное восстанавливающееся напряжение при коротком замыкании за трансформатором

Выключатель, установленный в цепи трансформатора со стороны источника энергии, должен отключать короткие замыкания как до трансформатора, так и за трансформатором. В первом случае ток КЗ близок к номинальному току отключения выключателя, а скорость ПВН, определяемая параметрами системы, относительно невелика. Во втором случае ток КЗ ограничен сопротивлением трансформатора, но скорость ПВН оказывается во много раз выше. Объясняется это возникновением резонансных высокочастотных колебаний напряжения в трансформаторе. Это напряжение суммируется с колебательным напряжением от системы, которое имеет значительно меньшую частоту.

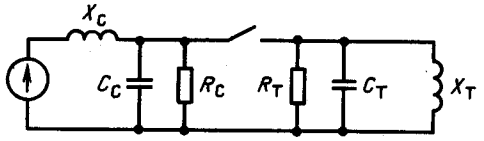


Рис. 10.15. Схема замещения к расчету ПВН при КЗ за трансформатором

Схема замещения для определения ПВН в рассматриваемых условиях (рис. 10.15) состоит из двух частей, соединенных выключателем. При отключении последнего и погасании дуги напряжение восстанавливается в обеих частях схемы независимо друг от друга. ПВН на первогасящем полюсе выключателя равно

$$u_в(t) = u_c(t) + u_т(t), \qquad (10.47)$$

где u_c и $u_т$ – напряжения в частях, относящихся соответственно к системе и к трансформатору.

Метод определения составляющей $u_c(t)$ известен из предыдущего. Определение составляющей $u_т(t)$ значительно сложнее, поскольку эквивалентные параметры трансформаторов $L_т$, $R_т$, $C_т$, которые должны быть использованы при расчете, неизвестны. Они могут быть определены только экспериментально. Однако осциллографирование ПВН при отключении КЗ в действующей системе сложно и связано с риском повреждения выключателя и нарушения электроснабжения. Поэтому получил применение метод инъекции тока в трансформатор, отключенный от сети [10.4, 10.5]. Выводы трансформатора с обеих сторон закорачивают и с помощью специального индикатора $И$ вводят небольшой синусоидальный ток в разрыв одной из фаз со стороны обмотки высшего или низшего напряжения (рис. 10.16, *а* и *б*).

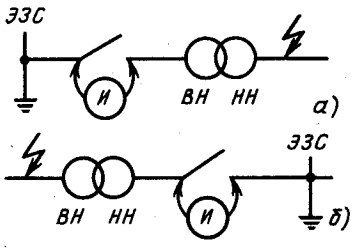


Рис. 10.16. Схема включения индикатора для определения параметров трансформатора: *ЭЗС* – эффективно-заземленная система; *И* – индикатор

Напряжение на разрыве осциллографируют. Чтобы обеспечить синусоидальность вводимого тока, сопротивление индикатора должно быть во много раз больше сопротивления исследуемого трансформатора. Опыт показывает, что наиболее тяжелые условия ПВН имеют место при трехфазном КЗ на землю и без замыкания на землю.

На рис. 10.17, *а* приведена типичная осциллограмма ПВН на первом гасящем полюсе выключателя. В подавляющем большинстве случаев она имеет вид одночастотной кривой. Колебания происходят около возвращающегося напряжения $u_{вз}$ как около оси. По осциллограмме могут быть определены (рис. 10.17, *б*) коэффициент амплитуды

$$K_a = \frac{u_{max}}{u_{вз}} \qquad (10.48)$$

и время до момента максимума t_{max}, мс.

Частота резонансных колебаний, кГц, может быть определена из выражения

$$f = \frac{1}{2t_{max}}. \qquad (10.49)$$

Скорость ПВН пропорциональна отношению K_a/t_{max}.

Методом инъекции были определены параметры ПВН большого числа трехфазных трансформаторов с номинальной мощностью до 630 МВ·А и номинальным напряжением от 110 до 500 кВ. Результаты этих исследований позволяют сделать следующие выводы.

1. Частота ПВН на полюсе выключателя при отключении КЗ за трансформатором:

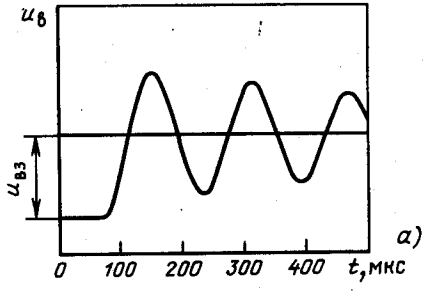
а) пропорциональна корню квадратному из тока КЗ, следовательно, из номинальной мощности трансформатора;

б) обратно пропорциональна корню квадратному из номинального напряжения; на рис. 10.18 приведены кривые [10.4], поясняющие эти зависимости;

в) обратно пропорциональна корню квадратному из действующего значения емкости трансформатора, которая при номинальной частоте 50 Гц равна

$$C_д = \frac{8}{X_т f}, \qquad (10.50)$$

где $C_д$ – действующее значение емкости, мкФ; $X_т$ – сопротивление рассеяния трансформатора, Ом; f – частота ПВН, кГц;



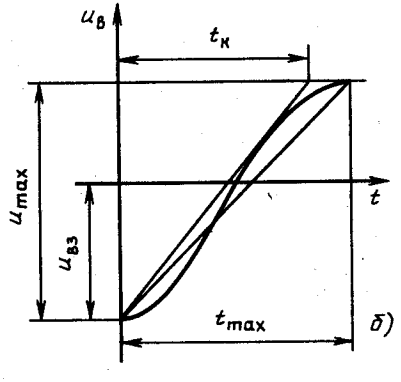


Рис. 10.17. Типичная осциллограмма ПВН, зарегистрированная индикатором при использовании метода инъекции, и определение t_{max}

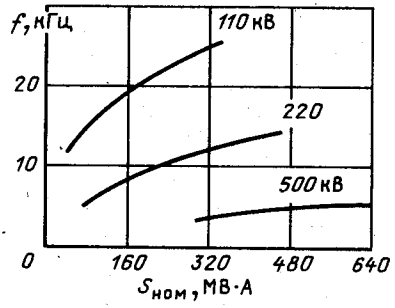


Рис. 10.18. Зависимость частоты резонансных колебаний трансформаторов от их номинальных мощности и напряжения

г) относительно велика сравнительно с частотой при КЗ до трансформатора.

2. Коэффициент амплитуды $K_а$ для трансформаторов с номинальным напряжением 500 кВ достигает 1,9.

3. Сопротивление системы мало влияет на частоту ПВН, однако может заметно изменить коэффициент амплитуды. По мере увеличения сопротивления системы коэффициент амплитуды уменьшается, следовательно, уменьшается и скорость ПВН.

Скорость ПВН не должна превышать нормированное значение для выключателей. Для уменьшения скорости ПВН применяют резисторы, включенные параллельно разрывам.

10.5. Вторая стадия переходного процесса

Расчетные выражения, приведенные выше, и обобщенные кривые (рис. 10.4) позволяют исследовать лишь первую стадию переходного процесса восстанавливающегося напряжения, за которой следует вторая стадия, являющаяся следствием волновых процессов в длинных линиях. Аналитическое определение ПВН с учетом второй стадии чрезвычайно сложно и возможно только с помощью ЭВМ. В простейших случаях можно воспользоваться приближенным методом, в котором аналитические выражения сочетаются с графическими построениями [10.6]. Достоинство этого метода заключается в его простоте и наглядности. Он изложен ниже применительно к конкретному примеру.

Определению подлежит ПВН на полюсе линейного выключателя в РУ 500 кВ станции мощностью $8 \cdot 500 = 4000$ МВт (рис. 10.10, *а*). Число линий n, присоединенных к сборным шинам, не считая поврежденной, равно четырем. Рассматривается наиболее тяжелый случай однофазного КЗ у выводов выключателя. Кривая ПВН, соответствующая первой стадии переходного процесса, определена в примере 10.1 (рис. 10.11).

Напряжение $u_в(t)$ можно рассматривать как волну, распространяющуюся от выключателя по линиям со скоростью света. Достигнув концов, волны отражаются с коэффициентами $K_{от}$, зависящими от сопротивлений, на которые они набегают. Отраженные волны $K_{от}u_в(t)$ возвращаются к станции. Очевидно, что первую отраженную волну следует ожидать по короткой линии спустя время $2t_l$ от момента погасания дуги, т. е. спустя

$$2t_l = \frac{2l}{c} = \frac{2 \cdot 120 \cdot 10^{-6}}{3 \cdot 10^5} = 800 \text{ мкс}, \qquad (10.51)$$

где t_l – время пробега волны на длине l, мкс; l – длина линии, км; c – скорость распространения света, км/с.

Отраженная волна, достигнув сборных шин, набегает на входное сопротивление $Z_в$, состоящее из результирующего волнового сопротивления длинных линий $Z_{эк}^{(1)}/(n-1)$ и индуктивности станции $L_{эк}^{(1)}$, включенных параллельно. Она частично отражается, частично проникает в сопротивление $Z_в$ и изменяет ПВН на полюсе выключателя. На рис. 10.19 приведена схема, поясняющая образование падающих и отраженных волн. Она имеет вид лестницы с основанием $2t_l$. Часть отраженной волны, проникшая в сопротивление $Z_в$, обозначена через $K_п K_{от} u_в(t)$. Другая ее часть, обозначенная $K'_{от}K_{от}u_в(t)$, отражается и продолжает свое движение по линии, чтобы вновь возвратиться к станции. Наибольшее изменение ПВН создается первой отраженной волной. Влияние

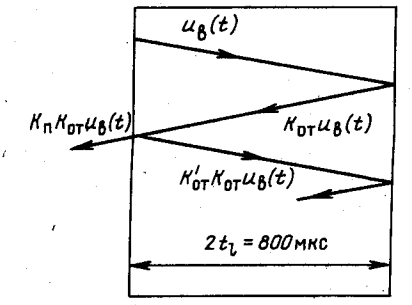


Рис. 10.19. Схема, поясняющая образование падающих и отраженных волн

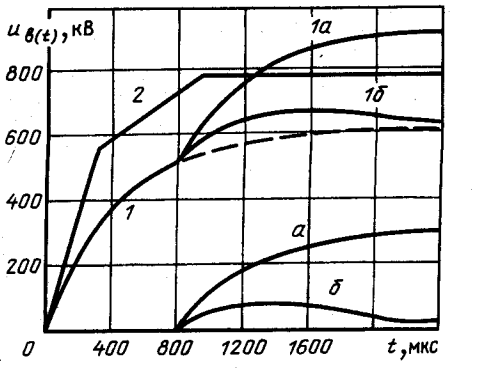


Рис. 10.20. Построение кривой ПВН с учетом второй стадии переходного процесса

последующих волн незначительно, и им можно пренебречь.

Коэффициенты отражения $K_{от}$ и проникновения $K_п$ определяют части падающей волны, соответственно отраженной от входного сопротивления и проникшей в него. Они могут быть определены из следующих выражений:

$$\left.\begin{aligned} K_{от} &= \frac{Z_в - Z_{эк}^{(1)}}{Z_в + Z_{эк}^{(1)}}; \\ K_п &= \frac{2Z_в}{Z_в + Z_{эк}^{(1)}}, \end{aligned}\right\} \qquad (10.52)$$

где $Z_в$ – комплекс входного сопротивления (обычно в операторной форме); $Z_{эк}^{(1)}$ – волновое сопротивление линии (эквивалентное значение).

В простейших случаях при $Z_в = \infty$ коэффициент $K_{от} = +1$, а при $Z_в = 0$ $K_{от} = -1$.

Расчет ПВН целесообразно вести ступенями, уточняя его по мере необходимости. В первом приближении исходят из предположения, что короткая линия разомкнута на конце ($Z_в = \infty$) и что отраженная волна $K_{от}u_в(t)$ набегает на активное сопротивление $Z_{эк}^{(1)}/(n-1)$. Индуктивностью $L_{эк}^{(1)}$ пренебрегают, что дает некоторый запас надежности. При этих условиях

$$K_п = \frac{2Z_{эк}^{(1)}/(n-1)}{Z_{эк}^{(1)}/(n-1) + Z_{эк}^{(1)}} = \frac{2Z_{эк}^{(1)}}{Z_{эк}^{(1)} + Z_{эк}^{(1)}(n-1)} = \frac{2}{n}. \qquad (10.53)$$

В рассматриваемом примере при $n = 4$ коэффициент $K_п = 0{,}5$. Следовательно, в сопротивление $Z_{эк}^{(1)}/(n-1)$ проникает волна напряжения

$$K_п K_{от} u_в(t) = 0{,}5 \cdot 1 \cdot u_в(t). \qquad (10.54)$$

Она наложится на основную экспоненту и увеличит ПВН на полюсе выключателя. Соответствующее построение выполнено на рис. 10.20 (кривые *а* и *1а*).

Кривую *1а* следует сопоставить с номинальной характеристикой ПВН выключателя, намеченного к установке. В рассматриваемом примере это выключатель с номинальным током отключения $I_{от.ном} = 31{,}5$ кА. Номинальная характеристика ПВН (см. кривую *2*) имеет вид ломаной прямой и определяется параметрами $u_1 = 557$ кВ, $t_1 = 309$ мкс, $u_c = 780$ кВ, $t_2 = 927$ мкс (см. табл. 10.1). Если расчетная кривая ПВН не выходит за пределы номинальной характеристики, расчет можно считать оконченным. В противном случае, как это имеет место в рассматриваемом примере, расчет должен быть уточнен.

Во втором приближении принимают, как и выше, что короткая линия разомкнута на конце, а входное сопротивление станции состоит из активного сопротивления $Z_{эк}^{(1)}/(n-1)$ и индуктивности $L_{эк}^{(1)}$, включенных параллельно.

Входное сопротивление и коэффициент проникновения в операторной фор-

ме имеют следующий вид:

$$Z_{в}(p) = \frac{1}{\frac{1}{pL_{эк}^{(1)}} + \frac{n-1}{Z_{эк}^{(1)}}} = \frac{pL_{эк}^{(1)}}{1 + pL_{эк}^{(1)}(n-1)Z_{эк}^{(1)}}; \quad (10.55)$$

$$K_{п}(p) = \frac{2Z_{в}(p)}{Z_{в}(p) + Z_{эк}^{(1)}} = \frac{2pL_{эк}^{(1)}}{Z_{эк}^{(1)}(1 + pL_{эк}^{(1)}n/Z_{эк}^{(1)})}. \quad (10.56)$$

Выражение для основной экспоненты в операторной форме

$$u_{в}(p) = \frac{\sqrt{2}\,I\omega}{p^2} \frac{1}{\frac{1}{pL_{эк}^{(1)}} + \frac{n}{Z_{эк}^{(1)}}} = \sqrt{2}\,I\omega L_{эк}^{(1)} \frac{1}{p(1 + pL_{эк}^{(1)}n/Z_{эк}^{(1)})}. \quad (10.57)$$

Выражение для волны, проникшей в сопротивление, в операторной форме

$$K_{п}(p)\,K_{от}(p)\,u_{в}(p) = \sqrt{2}\,I\omega L_{эк}^{(1)} \frac{2L_{эк}^{(1)}}{Z_{эк}^{(1)}(1 + pL_{эк}^{(1)}n/Z_{эк}^{(1)})^2}. \quad (10.58)$$

Оригинал последней функции:

$$K_{п}K_{от}u_{в}(t) = U_m \frac{2Z_{эк}^{(1)}t}{L_{эк}^{(1)}n^2} \exp\frac{-Z_{эк}^{(1)}t}{L_{эк}^{(1)}n}. \quad (10.59)$$

Выражение (10.59) определяет волну, увеличивающую ПВН на полюсе выключателя. Она может быть определена с помощью кривой, приведенной на рис. 10.21. Здесь по оси абсцисс отложено отношение $Z_{эк}^{(1)}t/(nL_{эк}^{(1)})$, а по оси ординат отношение

$$\frac{K_{п}K_{от}u_{в}(t)}{2U_m/n}. \quad (10.60)$$

Чтобы определить кривую накладывающегося напряжения, следует умножить ординаты вспомогательной кривой на $2U_m/n$.

Для условия рассматриваемого выше примера

$$\frac{Z_{эк}^{(1)}}{L_{эк}^{(1)}n} = \frac{480}{0{,}0554 \cdot 4} = 2170\ \text{с}^{-1}$$ и

$$\frac{2U_m}{n} = \frac{2 \cdot 420}{4} = 210\ \text{кВ},$$

поэтому:

t, мкс	100	200	400
$2170 \cdot 10^{-6}t$	0,217	0,434	0,868
Ординаты кривой рис. 10.21	0,16	0,27	0,36
Ординаты кривой, умноженные на 210 кВ	33,5	57	75

Продолжение

t, мкс	800	1200	1600
$2170 \cdot 10^{-6}t$	1,73	2,60	3,46
Ординаты кривой рис. 10.21	0,33	0,20	0,12
Ординаты кривой, умноженные на 210 кВ	69	42	25

Соответствующее построение выполнено на рис. 10.20 (кривые *б* и *1б*). Как видно из рисунка, второе приближение дает заметное снижение максимума ПВН. Расчетная кривая *1б* лежит ниже номинальной характеристики выключателя. Максимум ПВН наступает приблизительно через 1600 мкс после погасания дуги.

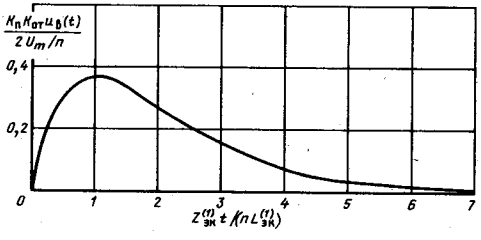


Рис. 10.21. Кривая для определения накладывающегося напряжения

10.6. Номинальные характеристики ПВН

Номинальные или нормированные характеристики ПВН определяют требования к выключателям, относящиеся к восстанавливающемуся напряжению. Такие характеристики необходимы в равной мере как заводам-изготовителям для конструирования и испытания выключателей, так и инженерам проектных организаций для правильного выбора выключателей.

Нормированию характеристик ПВН предшествовала большая исследовательская работа по изучению параметров ПВН в действующих энергосистемах, проводившаяся во многих странах в течение ряда лет. Результаты этой работы положены в основу номинальных характеристик, установленных Международной электротехнической комиссией (МЭК). Они являются выражением международного опыта по рассматриваемому вопросу и отражают согласованную точку зрения стран – членов МЭК. Во многих странах действуют национальные стандарты, согласованные с нормами МЭК. Это относится и к СССР.

Номинальные характеристики ПВН представлены в виде таблиц и графиков отдельно для эффективно-заземленных сетей и сетей незаземленных или заземленных через дугогасящие реакторы, поскольку переходный процесс в указанных сетях протекает неодинаково.

Согласно ГОСТ 687–78* для эффективно-заземленных сетей с номинальным напряжением 110 кВ и выше номинальная характеристика представлена обобщенно условной граничной линией *1* (рис. 10.22, *а*), определяемой четырьмя координатами.

Первое условное напряжение u_1 установлено равным

$$u_1 = U_{\text{раб.нб}} \sqrt{2/3}\, K_{\text{п.г}}, \qquad (10.61)$$

где $U_{\text{раб.нб}}$ – наибольшее рабочее напряжение (действующее значение); $K_{\text{п.г}}$ – коэффициент первого гасящего полюса; значение его принято равным 1,3, что соответствует трехфазному КЗ на землю в эффективно-заземленной сети.

Максимальное значение ПВН u_c установлено равным

$$u_c = U_{\text{раб.нб}} \sqrt{2/3}\, K_{\text{п.г}} K_a, \qquad (10.62)$$

где K_a – коэффициент амплитуды, значение его принято равным 1,4–2,5; меньшее значение относится к отключаемому току, равному номинальному току отключения выключателя, большее – к отключаемым токам, равным 60 и 30 % номинального тока отключения.

Координаты t_1 и t_2 определяют абсциссы точек перелома условной граничной линии. Они зависят от номинальных напряжения и тока отключения выключателя.

В дополнение к граничной линии *1* нормирована линия запаздывания *2*, параллельная начальной части граничной линии и определяемая координатами u' и t_d. Значение u' принято равным $0{,}5u_1$. Координата t_d установлена равной 2, 4 или 8 мкс в зависимости от отключаемого тока, равного соответственно 100, 60 или 30 % номинального тока отключения выключателя.

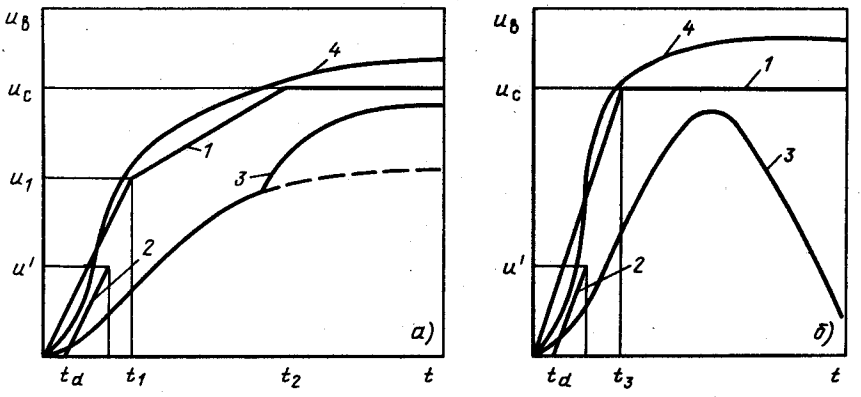


Рис. 10.22. Нормированные характеристики ПВН:
а – для выключателей 110 кВ и выше в эффективно-заземленных сетях; *б* – для выключателей до 35 кВ включительно в незаземленных сетях

Таблица 10.1. **Нормированные характеристики ПВН для выключателей с номинальным напряжением 110 кВ и выше при различных значениях отношения ($I/I_{от.ном}$) 100, %**

$U_{ном}/U_{раб.нб}$	$I_{от.ном}$, кА	100					60					30				
		u_1, кВ	t_1, мкс	u_c, кВ	t_2, мкс	$\frac{u_1}{t_1}$, кВ/мкс	u_1, кВ	t_1, мкс	u_c, кВ	t_2, мкс	$\frac{u_1}{t_1}$, кВ/мкс	u_1, кВ	t_1, мкс	u_c, кВ	t_2, мкс	$\frac{u_1}{t_1}$, кВ/мкс
110/126	⩽31,5	134	112	187	336	1,2	134	56	200	168	2,4	134	22	200	66	6,0
	40		96		288	1,4		48		144	2,8		19		57	7,0
	50		89		267	1,5		44		132	3,0		18		54	7,5
	⩾63		79		237	1,7		39-		117	3,4		16		48	8,5
150/172	⩽31,5	183	152	256	456	1,2	183	76	274	228	2,4	183	30	274	90	6,0
	40		131		393	1,4		65		195	2,8		26		78	7,0
	50		122		366	1,5		61		183	3,0		24		72	7,5
	⩾63		108		324	1,7		54		162	3,4		22		66	8,5
220/252	⩽31,5	267	222	374	666	1,2	267	111	400	333	2,4	267	44	400	132	6,0
	40		191		573	1,4		95		285	2,8		38		114	7,0
	50		167		501	1,6		83		249	3,2		33		99	8,0
	⩾63		148		444	1,8		74		222	3,6		30		90	9,0

Продолжение табл. 10.1

$U_{ном}/U_{раб.нб}$	$I_{от.ном}$, кА	100					60					30				
		u_1, кВ	t_1, мкс	u_c, кВ	t_2, мкс	$\frac{u_1}{t_1}$, кВ/мкс	u_1, кВ	t_1, мкс	u_c, кВ	t_2, мкс	$\frac{u_1}{t_1}$, кВ/мкс	u_1, кВ	t_1, мкс	u_c, кВ	t_2, мкс	$\frac{u_1}{t_1}$, кВ/мкс
330/363	⩽31,5	385	321	540	963	1,2	385	160	580	480	2,4	385	64	580	192	6,0
	40		257		771	1,5		128		384	3,0		51		153	7,5
	50		214		642	1,8		107		321	3,6		43		129	9,0
	⩾63		192		576	2,0		96		288	4,0		38		114	10,0
500/525	⩽31,5	557	348	780	1044	1,6	557	174	835	522	3,2	557	70	835	210	8,0
	40		309		927	1,8		155		465	3,6		62		186	9,0
	50		265		795	2,1		133		399	4,2		53		159	10,5
	⩾63		232		696	2,4		116		348	4,8		46		138	12,0
750/787	⩽31,5	835	491	1170	1473	1,7	835	246	1250	738	3,4	835	98	1250	294	8,5
	40		418		1254	2,0		209		627	4,0		84		250	10,0
	50		334		1002	2,5		167		501	5,0		70		210	12,0
	⩾63		309		927	2,7		155		465	5,4		62		186	13,5

Расчетная кривая *3* ПВН системы должна пересекать линию запаздывания один раз и не должна выходить за пределы граничной линии, как показано на рис. 10.22, *а*. Чтобы обеспечить надежное отключение, выключатели испытывают на заводе в более тяжелых условиях в отношении ПВН. Для этого параметры испытательной схемы выбирают так, чтобы запаздывание процесса нарастания напряжения было возможно малым, кривая *4* ПВН испытательной установки не пересекала линию запаздывания и лежала выше граничной линии.

Нормированные характеристики ПВН для номинальных напряжений 110 кВ и выше и отключаемых токов, равных 100, 60 и 30% номинального тока отключения выключателя, приведены в табл. 10.1. Отношение u_1/t_1 определяет скорость ПВН на первой стадии переходного процесса. Как видно из таблицы, скорость ПВН поставлена в зависимость от номинального напряжения, номинального тока отключения и отношения отключаемого тока к номинальному току отключения выключателя. Так, например, для выключателей с номинальным током отключения 31,5 кА при $\frac{I}{I_{\text{от.ном}}}\cdot 100 = 100\%$ нормированная скорость составляет 1,6 кВ/мкс, при 60% – 3,2 кВ/мкс и при 30% – 8,0 кВ/мкс.

Номинальная характеристика ПВН для сетей, незаземленных и заземленных через дугогасящие реакторы с номинальным напряжением до 35 кВ включительно, представлена обобщенно условной граничной линией на рис. 10.22, *б*, определяемой двумя координатами: u_c и $t_з$. Максимальное значение ПВН u_c определяется выражением (10.62). Значение коэффициента $K_{\text{п.г}}$ первого отключающего полюса принято равным 1,5, что соответствует трехфазному КЗ в незаземленной сети, значение коэффициента амплитуды K_a – 1,4 – 1,5, как и для выключателей с номинальным напряжением 110 кВ и выше. Линия запаздывания *2* определяется координатами $u' = u_c/3$ и $t_d = 0{,}15t_з$. Расчетная кривая ПВН системы *3* и кривая ПВН испытательной установки *4* должны быть расположены в соответствии со сказанным выше.

Нормированные характеристики ПВН для всей шкалы номинальных напряжений до 35 кВ включительно приведены в табл. 10.2.

Нормированные характеристики ПВН (табл. 10.1 и 10.2) относятся к стандартным выключателям массового применения.

Для особо тяжелых условий отключения изготовляют специальные выключатели, характеристики которых должны быть согласованы с условиями их работы.

Таблица 10.2. **Нормированные характеристики ПВН для выключателей с номинальным напряжением до 35 кВ при различных значениях отношения ($I/I_{\text{от.ном}}$)100, %**

$U_{\text{ном}}/U_{\text{раб.нб}}$	100			60			30		
	u_c, кВ	$t_з$, мкс	$u_c/t_з$, кВ/мкс	u_c, кВ	$t_з$, мкс	$u_c/t_з$, кВ/мкс	u_c, кВ	$t_з$, мкс	$u_c/t_з$, кВ/мкс
6/7,2	12,3	35	0,35	13,2	15	0,88	13,2	7,5	1,75
10/12	20,6	51	0,40	22,0	22	1,00	22,0	11	2,0
15/17,5	30	60	0,50	32,1	26	1,25	32,1	13	2,5
20/24	41,1	75	0,55	44,1	32	1,36	44,1	16	2,75
35/40,5	69,4	99	0,70	74,4	42	1,75	74,4	21	3,5

10.7. Отключение емкостного тока

Процесс отключения цепи, содержащей емкость, например длинной ненагруженной линии или батареи конденсаторов, имеет свои особенности, отличающие его от процесса отключения индуктивной цепи и определяющие дополнительные требования к выключателю.

Рассмотрим однофазную цепь с сосредоточенными емкостями C_A и C_B и индуктивностью L (рис. 10.23) [10.6], причем емкость C_A много меньше емкости C_B. Активными сопротивлениями в целях упрощения задачи пренебрегаем. Напряжение генератора $u = U_m \cos(\omega t + \psi)$ принимаем неизменным по амплитуде и частоте.

При замкнутом выключателе, а также в процессе отключения, пока дуга горит, ток через выключатель и емкость C_B определяется следующим выражением:

$$i_1 = \frac{U_m C_B \omega}{1 - LC\omega^2} \cos\left(\omega t + \psi + \frac{\pi}{2}\right), \quad (10.63)$$

а напряжение на емкостях C_A и C_B:

$$u_{C1} = \frac{U_m}{1 - LC\omega^2} \cos(\omega t + \psi), \quad (10.64)$$

где $C = C_A + C_B$.

На рис. 10.24, *а* показаны напряжения u и u_{C1}, а также ток i_1 как функции ωt.

Когда ток достигнет нулевого значения (точка *а*), дуга погаснет и не зажжется вновь, так как напряжение на разрыве сначала весьма мало и увеличивается относительно медленно. Действительно, после разрыва цепи емкость C_B останется заряженной при напряжении $u_{C1max} = -U_m/(1 - LC\omega^2)$, которое было на емкостях в момент достижения током нулевого значения, а напряжение на емкости C_A изменится колебательно от u_{C1max} до нового установившегося значения

$$u_{C2} = \frac{U_m}{1 - LC_A\omega^2} \cos(\omega t + \psi).$$

Так как емкость C_A мала, напряжение u_{C2} близко к напряжению источника u. Свободные затухающие колебания напряжения на емкости C_A незначительны и не влияют на решение рассматриваемой задачи. Пренебрегая этими колебаниями, получаем, что напряжение на разрыве выключателя равно $u_{C1max} - U_m \cos \omega t$ (здесь $\psi = \pi$, т. е. точка *а* принята за новое начало отсчета фазовых углов по оси абсцисс). Это напряжение увеличивается с частотой сети от значения $u_{C1max} - U_m$, близкого к нулю, до значения $u_{C1max} + U_m$, близкого к $2U_m$, которого она может достигнуть через половину периода. Если контакты выключателя расходятся относительно медленно, напряжение на разрыве может оказаться достаточным для пробоя промежутка в некоторый момент времени (точка *б*), когда напряжение источника равно $u = U_m \cos \theta$.

Повторное зажигание дуги должно сопровождаться переходным процессом колебательного характера, в течение которого напряжение на емкостях достигнет установившегося значения u_{C3}, равного u_{C1}, как будто разрыва цепи в промежутке между *а* и *б* не было. Свободные колебания напряжения будут происходить около кривой $u_{C3}(\omega t)$, как около оси с угловой частотой $\omega_0 = 1/\sqrt{LC}$. В цепи появится ток, принужденная составляющая которого i_3 является продолжением тока i_1. Свободная составляющая переходного тока должна иметь амплитуду, значительно превосходящую амплитуду установившегося тока, так как $\omega_0 \gg \omega$.

Рассмотрим случай пробоя промежутка при максимальном напряжении на разрыве, приблизительно равном $2U_m$ (угол θ равен π). В этом случае

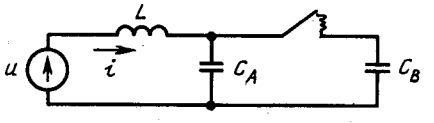


Рис. 10.23. Схема замещения, поясняющая процесс отключения емкостного тока

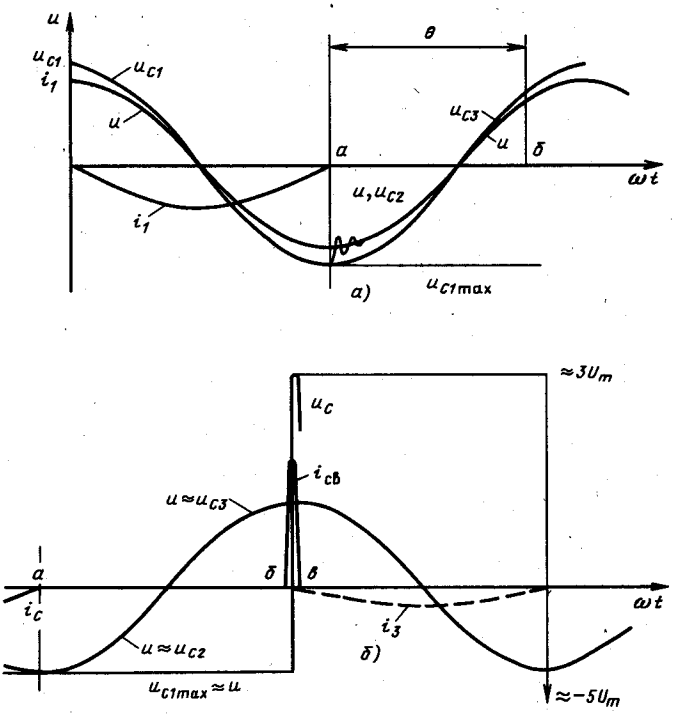


Рис. 10.24. Кривые, поясняющие процесс отключения емкостного тока

напряжение на емкости достигнет максимального значения, приблизительно равного $3U_m$ (рис. 10.24, *б*). Изменение напряжения на емкости приблизительно от $-U_m$ до $3U_m$ произойдет за время π/ω_0. В течение этого времени принужденная составляющая тока практически равна нулю, а свободная составляющая успеет достигнуть максимума и прийти к нулю в момент, когда $u_C \approx u_{Cmax} \approx 3U_m$. Если предположить, что в этот момент цепь будет прервана, напряжение на емкости C_B удержится приблизительно на уровне $3U_m$, а напряжение на емкости C_A будет продолжать свои колебания, но теперь около кривой $u_{C2}(\omega t) \approx \approx u(\omega t)$ и с угловой частотой $\omega_0' = 1/\sqrt{LC_A}$, так как $C_A < C_B$. Эти колебания на рисунке не показаны.

Через половину периода основной частоты напряжение на разрыве выключателя становится равным $4U_m$ и в случае пробоя напряжение на емкости C_B достигнет приблизительно $-5U_m$ и удержится на этом уровне при условии, что цепь будет опять прервана по истечении половины периода частоты собственных колебаний. Таким образом, напряжение на емкости увеличивается по абсолютному значению приблизительно на $2U_m$ каждую половину периода частоты сети. На рис. 10.24, *б* принято, что напряжения u, u_{C1}, u_{C2} и u_{C3} совпадают, что не вносит заметной ошибки.

Описанную схему повторных зажиганий и угасаний дуги в выключателе следует рассматривать как условную, соответствующую самым тяжелым условиям. Достаточно указать на то, что пробой предполагался в точке *б* при напряжении на разрыве, приблизительно равном $2U_m$, а гашение дуги – в точке *в*, когда свободный ток впервые достигает нулевого значения и напряжение на контактах выключателя немногим меньше

$2U_m$, а скорость восстановления напряжения весьма велика. Не учтены также стекание заряда с емкости и затухание свободных колебаний. В эксплуатации наблюдаются случаи повторных зажиганий дуги при отключении ненагруженных линий, сопровождающихся последовательным повышением напряжения на емкостях, хотя вследствие затухания свободных колебаний максимальное напряжение редко превышает $4U_ф$. Наилучший способ устранения этих перенапряжений заключается в создании такой конструкции выключателя, при которой последний выдерживал бы напряжение $u_{C1max} - U_m \cos \omega t$, появляющееся на разрыве после первого погасания дуги. Удовлетворить это требование тем труднее, чем большее напряжение приходится на каждый разрыв выключателя.

Согласно ГОСТ 12450–82 выключатели должны отключать указанные ниже токи ненагруженных линий без превышения максимальных допустимых коммутационных перенапряжений:

Номинальное напряжение выключателя, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Нормированный отключаемый ток, А	Длина линии, км
110	126	31,5	132
150	172	63	180
220	252	125	264
330	363	315	395
500	525	500	600

10.8. Отключение малых индуктивных токов

При отключении небольшого индуктивного тока, например тока намагничивания ненагруженного трансформатора, дуга становится неустойчивой при приближении тока к нулю и гаснет несколько раньше момента естественного прихода тока к нулю. Происходит внезапный обрыв тока, сопровождающийся высокочастотными колебаниями. На рис. 10.25 приведена схема замещения, поясняющая этот процесс. Питающий

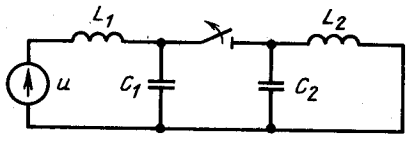


Рис. 10.25. Схема замещения, поясняющая процесс отключения малого индуктивного тока

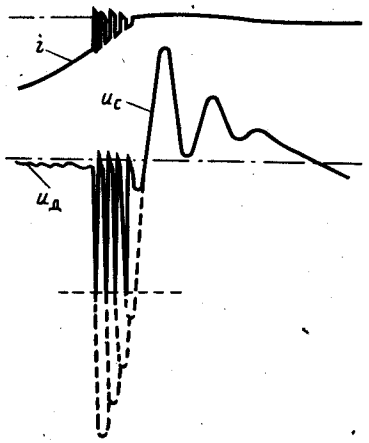


Рис. 10.26. Осциллограммы тока и напряжения на полюсе выключателя при отключении малого индуктивного тока

контур L_1, C_1 и отключаемый контур L_2, C_2 оказываются разобщенными. Электромагнитная энергия, запасенная в индуктивностях L_1 и L_2, расходуется на заряд емкостей C_1 и C_2. Напряжение на расходящихся контактах выключателя определяется разностью напряжений на емкостях. Это напряжение может оказаться настолько большим, что промежуток будет пробит. При этом напряжение на разрыве снижается до нуля. Дуга зажигается вновь, и возникший ток опять обрывается. Такие внезапные обрывы и повторные зажигания происходят до тех пор, пока энергия, запасенная в конденсаторах, не израсходуется на всякого рода потери и окажется недостаточной для очередного пробоя. Соответствую-

щие осциллограммы тока и напряжения на полюсе выключателя приведены на рис. 10.26.

Опыты показывают, что перенапряжения, возникающие на индуктивности при внезапном обрыве тока, не превышают $(2{,}5 \div 3{,}0)\,U_\phi$; это не представляет опасности для оборудования. В отдельных случаях, если перенапряжения окажутся выше указанных, они ограничиваются вентильными разрядниками, подлежащими установке у каждого трансформатора.

В случае необходимости перенапряжения могут быть ограничены с помощью резисторов, встроенных в выключатели.

10.9. Применение резисторов для уменьшения скорости восстанавливающегося напряжения

Как известно из предыдущего, резистор, включенный параллельно дуговому промежутку, видоизменяет процесс восстановления напряжения и при достаточно малом сопротивлении процесс из колебательного переходит в апериодический. Последний характеризуется меньшей скоростью восстанавливающегося напряжения на полюсах. Время для деионизации дугового промежутка увеличивается.

Выключатель с шунтирующим резистором имеет два разрыва в каждом полюсе, из которых один шунтирован активным сопротивлением. Процесс отключения происходит в две стадии. Сначала размыкаются контакты первого разрыва и гасится дуга, шунтированная активным сопротивлением. После этого размыкаются контакты второго разрыва и отключается ток, ограниченный сопротивлением R. Последнее должно быть достаточно малым, чтобы снизить скорость ПВН в первом разрыве, и вместе с тем достаточным, чтобы ограничить ток на второй стадии отключения. Обычно сопротивление резистора составляет несколько ом.

Рассмотрим восстанавливающееся напряжение в первом разрыве (рис. 10.27, *а*). Чтобы упростить анализ, не будем учитывать активное сопротивление сети, включенное последовательно с выключателем. При относительно малом сопротивлении R можно также пренебречь емкостью, включенной параллельно дуговому промежутку. При этих условиях высокочастотные колебания отсутствуют. Напряжение, появляющееся на разрыве после погасания дуги, зависит только от отношения R/X. Как видно из рисунка, при $R/X = 0{,}1$ напряжение, появляющееся на разрыве, увеличивается медленно и его максимум составляет только 12–15% напряжения сети. Дуга легко гаснет, однако резистор увеличивает сопротивление цепи только на 0,5% и, следовательно, не влияет сколько-нибудь заметно на отключаемый ток во втором разрыве. По мере увеличения

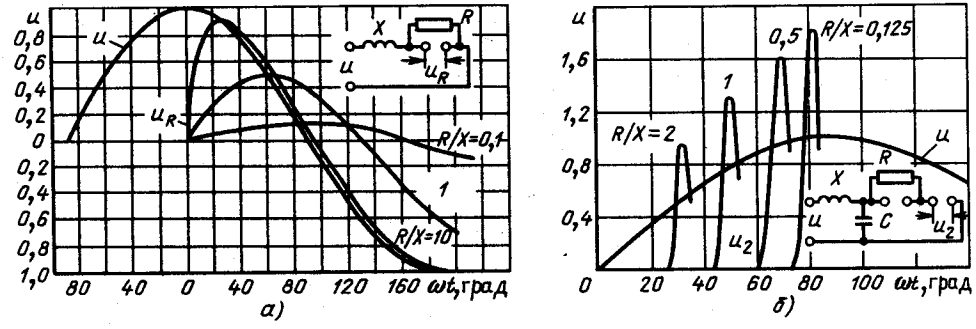


Рис. 10.27. Восстанавливающееся напряжение на разрывах выключателя с встроенным резистором:
а – первый разрыв; *б* – второй разрыв

отношения R/X напряжение на первом разрыве возрастает быстрее и максимум его увеличивается. Вместе с тем уменьшается ток, отключаемый вторым разрывом.

При $R/X = 10$ напряжение на первом разрыве увеличивается относительно быстро, максимум его достигает приблизительно 90% напряжения сети. Сопротивление цепи увеличивается приблизительно в 10 раз. Следовательно, отключаемый ток во втором разрыве уменьшается до 10% полного тока КЗ. При дальнейшем увеличении отношения R/X на процесс восстановления напряжения начинает оказывать влияние емкость, которая в этом анализе принята равной нулю. Когда R превысит критическое значение, процесс примет колебательный характер и максимум ПВН превысит амплитуду напряжения сети. Сопротивление такого порядка не окажет желаемого действия.

Обратимся теперь к второму разрыву (рис. 10.27, *б*). По мере увеличения отношения R/X уменьшаются угловой сдвиг тока и, следовательно, возвращающееся напряжение. Частота свободных колебаний не изменяется, но скорость ПВН уменьшается вследствие уменьшения максимума напряжения. Следовательно, процесс отключения облегчается. Сопротивление шунтирующих резисторов выбирают так, чтобы сопровождающий ток на второй стадии отключения был невелик и отключение его не представляло затруднений. В масляных выключателях второй разрыв осуществляют в масле без особых гасительных устройств. В воздушных выключателях предусматривают гасительные устройства простейшего вида.

Глава одиннадцатая

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ДУГА В ВЫКЛЮЧАТЕЛЯХ. МЕТОДЫ ЕЕ ГАШЕНИЯ

11.1. Описание процесса отключения электрической цепи переменного тока при коротком замыкании

При размыкании контактов выключателя ток не прерывается. Согласно закону Ленца в цепи возникает ЭДС $e_L = -Ldi/dt$, препятствующая изменению тока. Последний находит для себя путь через газовый промежуток между расходящимися контактами выключателя, который перекрывается электрической дугой. Чтобы прервать ток, дуга должна быть погашена. В цепях переменного тока благоприятные условия для гашения дуги возникают каждый раз, когда ток приходит к нулю, т. е. 2 раза в течение каждого периода. Диаметр дугового столба, температура и ионизация газа резко уменьшаются. В некоторый момент времени ток приходит к нулю и дуговой разряд прекращается. Однако цепь еще не прервана.

После нуля тока в газовом промежутке, еще в некоторой мере ионизованном, продолжается процесс деионизации, т. е. процесс превращения его из проводника в диэлектрик, а в электрической цепи начинается процесс восстановления напряжения на контактах выключателя от относительно небольшого напряжения на дуге до напряжения сети. Эти процессы взаимосвязаны. Исход взаимодействия дугового промежутка с электрической цепью зависит от соотношения между энергией, подводимой к промежутку, и потерями энергии в нем, зависящими от дугогасительного устройства выключателя. Если в течение всего переходного процесса потери энергии преобладают, дуга не возникнет вновь и цепь будет прервана. В противном случае дуга возникнет вновь и ток будет проходить еще в течение половины периода, после чего процесс взаимодействия повторится. Функция выключателя заключается не столько в том, чтобы «погасить»

дугу, а скорее в том, чтобы исключить возможность ее нового зажигания путем эффективной деионизации промежутка различными искусственными средствами. При этом используется исключительное свойство газа – быстро, в течение нескольких микросекунд, превращаться из проводника в диэлектрик, способный противостоять восстанавливающемуся напряжению сети.

Для понимания устройства и работы выключателей необходимо ознакомиться с физическими процессами в дуговом промежутке в процессе отключения. В этой главе рассмотрены методы гашения дуги в воздушных и масляных выключателях. Другие методы гашения, как-то: в элегазе, вакууме, узких щелях между пластинами из керамического материала, рассмотрены в гл. 12 вместе с описанием конструкции соответствующих выключателей.

11.2. Физические процессы в дуговом промежутке выключателя при высоком давлении

Электрической дугой, точнее дуговым разрядом, называют самостоятельный разряд в газе, т. е. разряд, протекающий без внешнего ионизатора, характеризующийся большой плотностью тока и относительно небольшим падением напряжения у катода. Ниже рассмотрена дуга высокого давления [11.1, 11.2], т. е. дуговой разряд при атмосферном и более высоком давлении.

Различают следующие области дугового разряда: 1) область катодного падения напряжения; 2) область у анода; 3) столб дуги.

Область катодного падения напряжения представляет собой тончайший слой газа у поверхности катода. Падение напряжения в этом слое составляет 20 – 50 В, а напряженность электрического поля достигает $10^5 - 10^6$ В/см. Энергия, подводимая из сети к этой области, используется на выделение электронов с поверхности катода. Механизм освобождения электронов может быть двояким: а) термоэлектронная эмиссия при тугоплавких и огнеупорных электродах (вольфрам, уголь), температура которых может достигнуть 6000 К и выше, и б) автоэлектронная эмиссия, т. е. вырывание электронов из катода действием сильного электрического поля при «холодном» катоде. Плотность тока на катоде достигает 3000 – 10000 А/см^2. Ток сосредоточен на небольшой ярко освещенной площадке, получившей название катодного пятна. Освобождающиеся электроны движутся через дуговой столб к аноду.

У анода положительные ионы приобретают ускорение в направлении к катоду. Электроны уходят в анод и образуют в тонком слое отрицательный заряд. Падение напряжения у анода составляет 10 – 20 В.

Процессы в дуговом столбе представляют наибольший интерес при изучении выключателей, поскольку для гашения дуги используют различные виды воздействия именно на дуговой столб. Последний представляет собой плазму, т. е. ионизованный газ с очень высокой температурой и одинаковым содержанием электронов и положительных ионов в единице объема.

Высокую температуру в дуговом столбе создают и поддерживают электроны и ионы, участвующие в тепловом хаотическом движении нейтральных молекул и атомов, но имеющие также направленное движение в электрическом поле вдоль оси дуги, определяемое знаком заряда частиц. Этому движению препятствует нейтральный газ. Происходят частые соударения электронов и ионов с нейтральными частицами. Поскольку длина свободного пробега электронов при высоком давлении мала, потеря энергии при упругих столкновениях с молекулами и атомами, приходящаяся на каждое столкновение, мала и недостаточна для ионизации частиц. Однако число столкновений, претерпеваемых электронами, весьма велико. В результате энергия электронов передается нейтральному газу в виде тепла.

Средняя энергия «электронного газа» не может сколько-нибудь заметно превысить среднюю энергию нейтрального

газа, поскольку дополнительная энергия, приобретаемая электронами и ионами в своем направленном движении вдоль оси дугового столба, мала по сравнению с тепловой энергией газа. Следовательно, ионы, электроны, а также нейтральные атомы и молекулы находятся в тепловом равновесии. При этом удельная ионизация дугового столба полностью определяется температурой и при изменении одной из этих величин неизбежно изменяется и другая.

Поскольку при высоком давлении газа атомы и молекулы подавляющим образом преобладают над электронами и имеют почти ту же высокую температуру, большая часть возбужденных и ионизованных атомов и молекул получается при соударениях между нейтральными частицами, а не при столкновениях с электронами. Таким образом, электроны ионизуют не непосредственно при соударениях с нейтральными частицами (как это происходит в вакууме), а косвенно, повышая температуру газа в дуговом столбе. Такой механизм ионизации называют термической ионизацией. Источником энергии, необходимой для термической ионизации, является электрическое поле.

В дуговом столбе имеются потери энергии, которые в установившемся состоянии уравновешиваются энергией, получаемой из сети. Основная часть энергии уносится из дугового столба возбужденными и ионизованными атомами и молекулами. Вследствие разности концентраций заряженных частиц в дуговом столбе и окружающем пространстве, а также разности температур ионы диффундируют к поверхности дугового столба, где происходит их нейтрализация. Эти потери должны восполняться образованием новых ионов и электронов, связанным с затратой энергии. В установившемся состоянии градиент напряжения в столбе дуги всегда таков, что имеющая место ионизация компенсирует потери электронов через рекомбинацию. Градиент напряжения зависит от свойств газа, состояния, в котором он находится (спокойное, турбулентное), а также от давления и тока. При повышении давления газа градиент напряжения увеличивается вследствие уменьшения свободного пробега электронов. С увеличением тока градиент напряжения уменьшается, что объясняется увеличением площади сечения и температуры дугового столба. Дуговой столб стремится принять такое сечение, чтобы в рассматриваемых условиях потери энергии были минимальны.

Вольт-амперные характеристики дуги. Зависимость градиента напряжения $E = dU/dl$ в столбе дуги от тока при очень медленном изменении последнего представляет собой статическую характеристику дуги (рис. 11.1, *а*), зависящую от давления и свойств газа. В установившемся состоянии каждой точке характеристики соответствуют некоторое сечение и температура дугового столба. При изменении тока дуговой столб должен изменить свое сечение и температуру применительно к новым условиям. Эти процессы требуют вре-

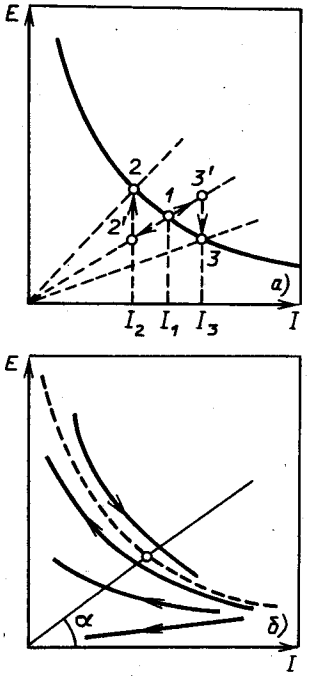


Рис. 11.1. Вольт-амперные характеристики дуги:
а — статическая характеристика; *б* — динамические характеристики

мени, и поэтому новое установившееся состояние наступает не сразу, а с некоторым запозданием. Это явление называют гистерезисом. Допустим, что ток внезапно изменился от значения I_1 (точка *1*) до значения I_2 (точка *2*). В первый момент дуга сохранит свои сечения и температуру, а градиент уменьшится (точка *2'*). Подводимая мощность будет меньше необходимой для проведения тока I_2. Поэтому сечение и температура начнут уменьшаться, а градиент увеличиваться, пока не наступит новое установившееся состояние в точке *2* на статической характеристике. При внезапном увеличении тока от значения I_1 до значения I_3 градиент напряжения увеличится (точка *3'*). Подводимая к дуге мощность будет больше необходимой для проведения тока I_3. Поэтому сечение и температура столба начнут увеличиваться, а градиент напряжения уменьшаться, пока не наступит новое установившееся состояние в точке *3* на статической характеристике.

При плавном изменении тока с некоторой скоростью градиент напряжения не успевает следовать за изменением тока в соответствии со статической характеристикой. При увеличении тока градиент напряжения превышает значения, определяемые статической характеристикой, а при уменьшении тока градиент напряжения меньше этих значений. Кривые $E = f(I)$ при изменении тока с некоторой скоростью представляют собой динамические характеристики дуги (сплошные линии на рис. 11.1, *б*). Положение этих характеристик по отношению к статической характеристике (см. пунктирную кривую) зависит от скорости изменения тока. Чем медленнее происходит изменение тока, тем ближе расположена динамическая характеристика к статической. В заданных условиях дугового разряда может быть только одна статическая характеристика. Число динамических характеристик не ограничено.

При анализе электрических цепей принято оперировать понятием сопротивления. Поэтому говорят и о сопротивлении дуги, понимая под этим отношение напряжения у электродов к току. Сопротивление дуги непостоянно. Оно зависит от тока и многих других факторов. По мере увеличения тока сопротивление дуги уменьшается.

Вольт-амперная характеристика дуги переменного тока показана на рис. 11.2, *а*. В течение четверти периода, когда ток увеличивается, кривая напряжения лежит выше статической характеристики. Следующую четверть периода, когда ток уменьшается, кривая напряжения лежит ниже статической характеристики. Дуга зажигается в точках *1* и *3* и угасает в точках *2* и *4*. На рис. 11.2, *б* показана характеристика дуги как функции времени. Интервалы *2–3* и *4–1* соответствуют неустойчивому состоянию, при

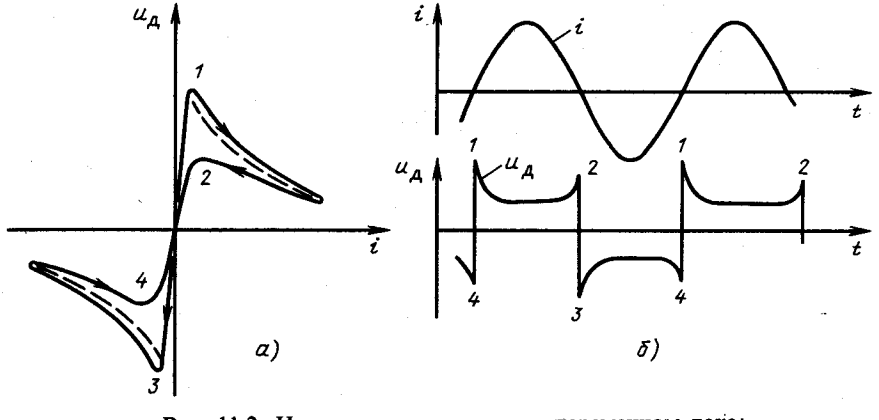


Рис. 11.2. Напряжение на дуге при переменном токе:
а – напряжение дуги как функция тока; *б* – напряжение дуги как функция времени

котором происходит интенсивное взаимодействие дуги с постоянными цепи R, L и C. Эти короткие интервалы времени, продолжительность которых составляет несколько микросекунд, используются для интенсивной деионизации промежутка между контактами выключателя, чтобы воспрепятствовать новому зажиганию дуги. В зависимости от условий процесс взаимодействия может закончиться двояко: или дуга погаснет и цепь будет прервана, или дуга возникнет вновь и процесс взаимодействия повторится через половину периода при более благоприятных условиях.

11.3. Гашение дуги в воздушных выключателях

В воздушных выключателях дуга гасится в потоке воздуха высокого давления. Гасительное устройство выключателя (рис. 11.3, *а*) представляет собой камеру, в которой помещены два сопла, служащие одновременно контактами. Выхлопные стороны сопел соединены с областью низкого давления. При разведении контактов вследствие разности давлений возникает поток воздуха, направленный в сопла симметрично в обе стороны. На рис. 11.3, *б* показано распределение давления вдоль оси [11.3]. В середине промежутка между соплами имеется точка торможения потока, давление в которой обозначено через p_0.

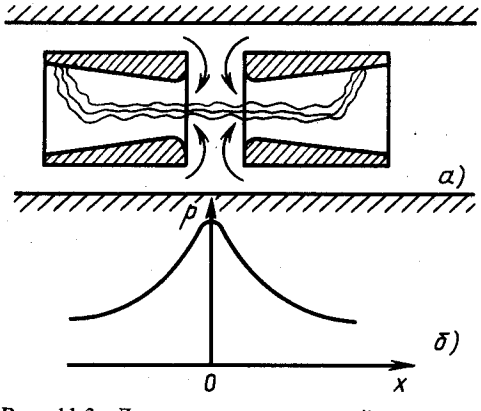


Рис. 11.3. Дугогасительное устройство воздушного выключателя с двухсторонним дутьем:
а – схема; *б* – распределение давления вдоль оси

В обе стороны от этой точки давление уменьшается и достигает в горловинах сопел приблизительно половины p_0. За горловинами давление продолжает падать до давления выхлопа.

Процесс гашения дуги протекает следующим образом. Между размыкающимися контактами возникает дуга, которая под действием воздушного потока быстро переносится вдоль оси. При этом опорные пятна дуги перемещаются внутрь сопел по потоку, как показано на рис. 11.3. Дуга в промежутке между соплами имеет цилиндрическую форму. Распределение температуры в поперечном направлении показано на рис. 11.4. В зоне дуги *а* она составляет приблизительно 20 000 К и резко спадает к тепловому пограничному слою *в*, образующемуся около дуги. Здесь температура изменяется в пределах от 2000 К до температуры холодного воздуха. По мере подхода тока к нулю диаметр цилиндрической части дуги быстро уменьшается. При токе, равном нулю, он меньше 1 мм. Однако температура в этой части дуги еще очень высока (15 000 К).

Важнейшим фактором, способствующим гашению дуги, является турбулентность в пограничном слое между дугой и окружающим ее относительно холодным воздухом. Вследствие высокой температуры дуги плотность газа в столбе приблизительно в 20 раз меньше, чем в окружающей среде. Поэтому скорость

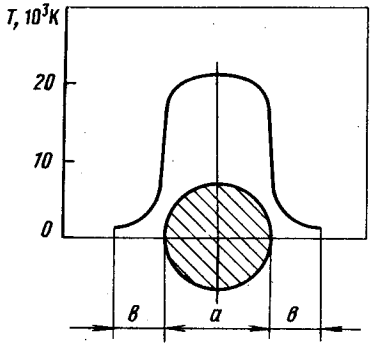


Рис. 11.4. Распределение температуры в поперечном направлении на участке между соплами:
а – дуга; *в* – тепловой пограничный слой

газа внутри дугового столба значительно выше скорости в соседних слоях (скорость обратно пропорциональна корню квадратному из плотности). Вследствие диффузии частиц из области с большой скоростью в область с малой скоростью и обратно в пограничном слое возникают значительные срезывающие силы, образуются вихри и весь объем приобретает высокую турбулентность. В дуговой столб вносится относительно холодный неионизованный газ, вследствие чего столб теряет свою однородность. Он расщепляется на тысячи тончайших проводящих нитей, непрерывно изменяющих свою форму и положение (рис. 11.5). Они имеют высокую температуру и высокую удельную ионизацию и окружены холодным слабо ионизованным газом. Известно, что скорость диффузии из цилиндрического объема обратно пропорциональна квадрату диаметра. Чем тоньше ионизованные нити, тем быстрее происходит обмен частиц с окружающей более холодной и менее ионизованной средой. Турбулентность увеличивает диффузию во много раз. Она проявляется особенно резко в горловинах сопел, где скорость плазмы максимальна – 6000 м/с. После нуля тока в течение короткого промежутка времени, исчисляемого микросекундами, происходит распад проводящего канала и дальнейшее уменьшение температуры определяется тепловым пограничным слоем, остывание которого происходит значительно медленнее.

Существенное влияние на процесс отключения оказывает сопротивление дуги и емкость, включенная параллельно дуговому промежутку (рис. 11.6). Если пренебречь сопротивлением дуги, ток $i_0 = I_m \sin \omega t$ подходит к нулю практически линейно (рис. 11.7). Однако сопротивление дуги не равно нулю. Поэтому ток $i_в$ в дуговом промежутке выключателя уменьшается:

$$i_в = i_0 - \Delta i = I_m \sin \omega t - \frac{1}{L}\int_{t_0}^{t} u_д dt - C\frac{du_д}{dt}, \qquad (11.1)$$

где t_0 – момент размыкания контактов.

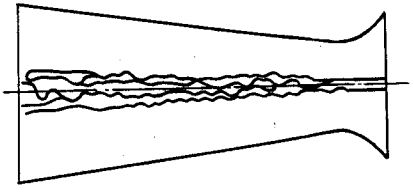


Рис. 11.5. Влияние турбулентности на столб дуги вблизи нуля тока (схема)

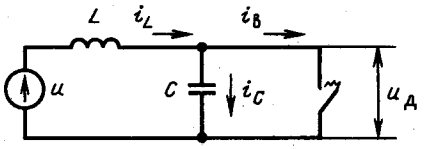


Рис. 11.6. Схема замещения, поясняющая влияние сопротивления дуги и емкости

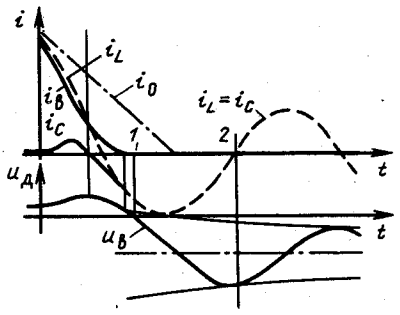


Рис. 11.7. Взаимодействие дуги с электрической цепью

Как видно из рисунка, напряжение на дуге изменяется в соответствии с вольт-амперной характеристикой. Скорость снижения тока существенно уменьшается в течение последних 5...10 мкс до прихода его к нулю. Это время мало, но оно в несколько раз больше постоянной времени дуги и поэтому существенно влияет на состояние дуги при нуле тока (точка *1*). Дуга легко угасает. Сопротивление дуги видоизменяет и кривую ПВН. Процесс восстановления напряжения начинается в точке *1*; напряжение достигает максимума в точке *2*, когда $i_L = i_C = 0$.

Этап возможного теплового пробоя. Если температура газа в промежутке не

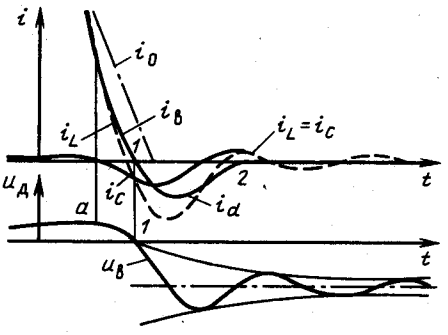


Рис. 11.8. Погасание дуги с задержкой, вызванной появлением тока остаточной проводимости

снизится до некоторого критического значения, определяемого свойством газа и давлением, промежуток сохранит свою проводимость после нуля тока (точка *1*) и под действием ПВН возникнет ток остаточной проводимости (рис. 11.8).

При благоприятных условиях он невелик и быстро затухает (точка *2*). Однако если процесс охлаждения недостаточно интенсивен, ток остаточной проводимости увеличивается; происходит повторный разогрев плазмы, возобновляется процесс ионизации и дуга возникает вновь. Это явление получило название тепловой пробой, так как электрический пробой невозможен, поскольку промежуток ионизован и не приобрел еще электрической прочности. Произойдет такой пробой или нет, зависит от исхода двух взаимосвязанных процессов, протекающих в промежутке, из которых один определяется интегралом во времени подводимой мощности (произведения тока и напряжения на промежутке), а второй – интегралом во времени потерь, вызванных теплопроводностью и конвекцией. Это означает, что процесс взаимодействия продолжится до тех пор, пока ток не исчезнет или дуга не возникнет вновь. Явление теплового пробоя характерно для первых 20 мкс после нуля тока в условиях, когда скорость восстанавливающегося напряжения велика, например при неудаленных КЗ.

Этап возможного электрического пробоя. Если тепловой пробой не произошел, межконтактный промежуток продолжает подвергаться воздействию ПВН. Дуговой канал имеет еще повышенную температуру и пониженную плотность. Спустя несколько сотен микросекунд после нуля тока, когда ПВН достигает максимального значения, наступает этап возможного электрического пробоя. В основе его лежит не баланс энергий, а процесс образования электронов в электрическом поле. Если увеличение концентрации электронов превысит некоторое критическое значение, то произойдет образование искры, которая перейдет в дуговой разряд.

11.4. Гашение дуги в масляных выключателях

В масляных выключателях контакты размыкаются в масле, однако вследствие высокой температуры дуги, образующейся между контактами, масло разлагается и дуговой разряд происходит в газовой среде. Приблизительно половину этого газа (по объему) составляют пары масла. Остальная часть состоит из водорода (70%) и углеводородов различного состава. Газы эти горючи, однако в масле горение невозможно из-за отсутствия кислорода. Количество масла, разлагае-

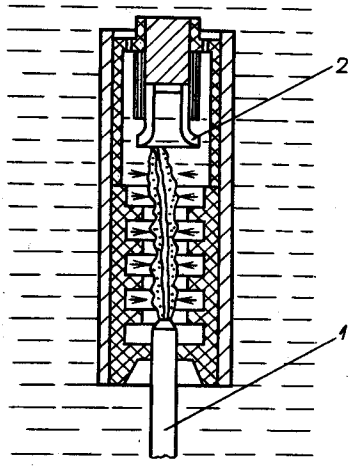


Рис. 11.9. Схема простейшей гасительной камеры масляного выключателя

мого дугой, невелико, но объем образующихся газов велик. Один грамм масла дает приблизительно 1500 $см^3$ газа, приведенного к комнатной температуре и атмосферному давлению.

Гашение дуги в масляных выключателях происходит наиболее эффективно при применении гасительных камер, которые ограничивают зону дуги, способствуют повышению давления в этой зоне и образованию газового дутья сквозь дуговой столб. На рис. 11.9 приведена схема простейшей гасительной камеры.

В процессе отключения контактный стержень *1* перемещается вниз. Между контактами *1* и *2* возникает дуга. Происходит интенсивное газообразование и давление в камере быстро увеличивается. Относительно холодный газ, образующийся на поверхности масла, перемешивается с плазмой дуги. Пограничный слой приходит в турбулентное состояние, способствующее деионизации. Однако дуга не может погаснуть до тех пор, пока расстояние между контактами не достигнет некоторого минимального значения, определяемого восстанавливающимся напряжением. Этот минимальный промежуток образуется, когда подвижный контакт еще находится в камере. Когда стержень покидает пределы камеры, газы с силой выбрасываются наружу. Возникает газовое дутье, направленное по оси, способствующее гашению дуги.

После погасания дуги контактный стержень продолжает свое движение, чтобы обеспечить необходимое изоляционное расстояние в отключенном положении.

Напряжение на дуге масляного выключателя по крайней мере в 3 раза больше, чем у воздушного выключателя. Электрическая прочность промежутка восстанавливается быстрее (со скоростью около 2 кВ/мкс). Поэтому при одинаковом токе КЗ дугогасительное устройство масляного выключателя может быть рассчитано на вдвое большее напряжение и вдвое большее волновое сопротивление, чем устройство воздушного дутья.

11.5. Характерные свойства воздушных и масляных выключателей

В воздушных выключателях дутье в дуговом промежутке создается от внешнего источника энергии и не зависит от отключаемого тока. После нуля тока восстанавливающееся напряжение оказывается приложенным к короткому промежутку, заполненному горячим ионизованным газом. Скорость восстановления электрической прочности промежутка определяется охлаждением газа и удалением его из промежутка потоком свежего воздуха. Это требует времени и поэтому процесс восстановления электрической прочности промежутка запаздывает. На рис. 11.10 приведены типичные кривые восстанавливающейся электрической прочности дугового промежутка воздушного выключателя. Они имеют S-образную форму [11.5]. При этом основная стадия процесса восстановления электрической прочности промежутка протекает со скоростью, не превышающей 1—2 кВ/мкс, и начинается спустя 10—15 мкс после нулевого значения тока. С увеличением отключаемого тока запаздывание увеличивается, а скорость восстановления электрической прочности уменьшается. Нижняя пунктирная кривая соответствует случаю неудовлетворительной работы выключателя, поскольку процесс восстановления электрической прочности

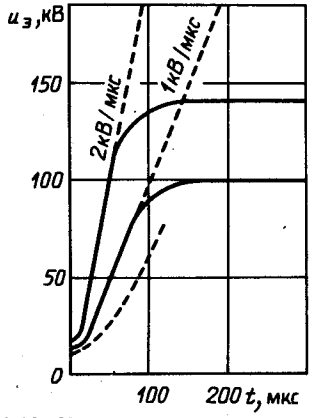


Рис. 11.10. Характеристики восстанавливающейся электрической прочности дугового промежутка воздушного выключателя

промежутка протекает слишком медленно. Номинальный ток отключения воздушного выключателя ограничен восстанавливающейся электрической прочностью промежутка.

В масляных выключателях для образования газового дутья используется энергия самой дуги. Давление в гасительной камере и сила дутья в первом приближении пропорциональны отключаемому току. Чем больше последний, тем эффективнее деионизация промежутка и быстрее восстанавливается его электрическая прочность. Однако по мере увеличения тока увеличиваются механические напряжения в частях гасительной камеры. Поэтому номинальный ток отключения ограничен механической прочностью гасительной камеры.

Характерные свойства воздушных и масляных выключателей проявляются при отключении асимметричного тока КЗ. Как известно, быстродействующие выключатели при наличии соответствующей релейной защиты размыкают свои контакты, когда апериодическая составляющая отключаемого тока еще не успевает затухнуть. Следовательно, эти выключатели должны быть способны отключать как симметричный, так и асимметричный ток, т. е. ток, не смещенный или смещенный относительно оси времени в зависимости от условий. Асимметрия тока β (относительное содержание апериодической составляющей в токе КЗ) определяется как отношение апериодической составляющей к амплитуде периодической составляющей тока КЗ к моменту τ размыкания контактов выключателя

$$\beta = \frac{i_{a\tau}}{\sqrt{2} I_{n\tau}}. \qquad (11.2)$$

Асимметрия отключаемого тока зависит от постоянной времени цепи $T_a = X/(\omega R)$, а также от τ – времени размыкания контактов выключателя с учетом времени срабатывания релейной защиты. Чем больше постоянная времени и чем быстрее размыкаются контакты выключателя, тем больше асимметрия отключаемого тока. Наибольшую постоянную времени имеют генераторы, трансформаторы и реакторы. Поэтому наибольшую асимметрию следует ожидать при КЗ вблизи генераторов и сборных шин станций. Расчеты показывают, что асимметрия тока, отключаемого быстродействующими выключателями, установленными в главных РУ мощных станций, может достигнуть 80%. Менее быстродействующие выключатели в этих же условиях могут встретиться с асимметрией порядка 40–50%. Выключатели, установленные в распределительных сетях, встречаются с асимметрией, не превосходящей 20%.

При наличии апериодической составляющей в отключаемом токе: 1) увеличивается действующее значение тока; 2) промежутки времени между моментами, когда ток достигает нуля, становятся неодинаковыми: они попеременно больше или меньше полупериода; 3) уменьшается скорость изменения тока di/dt при подходе его к нулевому значению; 4) уменьшается возвращающееся напряжение на полюсе выключателя.

Увеличение действующего значения тока и изменение промежутков времени между нулевыми значениями тока могут при неблагоприятных условиях привести к значительному увеличению выделяемой энергии по сравнению с энергией, выделяемой при отсутствии апериодической составляющей тока. Энергия, выделяемая в дуге, определяет ионизацию газа в промежутке, а в масляных выключателях – также количество образующихся газов и давление в камере, следовательно, механические напряжения в элементах выключателя, степень оплавления контактов и др.

Уменьшение скорости изменения тока при подходе его к нулю уменьшает ионизацию промежутка к моменту погасания дуги, что облегчает процесс отключения.

Уменьшение возвращающегося напряжения также облегчает процесс отключения. Как видно из рис. 11.11, периодическая составляющая тока КЗ i_n смещена по отношению к напряжению сети на угол φ, близкий к $\pi/2$. Если фаза замыкания $\alpha = \varphi$, то апериодическая состав-

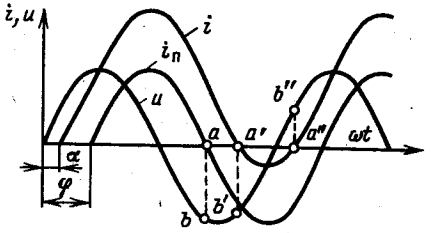


Рис. 11.11. Возвращающееся напряжение при асимметрии отключаемого тока

ляющая тока отсутствует, момент прихода тока к нулевому значению и погасания дуги близок к моменту максимума напряжения. Возвращающееся напряжение определяется ординатой *ab*. При замыкании в любой другой момент времени в составе отключаемого тока появляется апериодическая составляющая и момент прихода тока к нулю смещается. В рассматриваемом случае при $\alpha = 27°$ возвращающееся напряжение после большой полуволны тока определяется ординатой $a'b'$, а после малой полуволны – ординатой $a''b''$ (при построении кривых периодическая и апериодическая составляющие тока приняты условно незатухающими).

Из приведенного анализа следует, что при наличии апериодической составляющей в отключаемом токе появляется ряд новых факторов, влияющих на процесс отключения, часть которых утяжеляет этот процесс, другая часть облегчает его.

Итоговое действие апериодической составляющей зависит от свойств выключателя.

Масляные выключатели, отключающая способность которых ограничена механической прочностью гасительной камеры, имеют при отключении большого тока значительный запас в восстанавливающейся электрической прочности дугового промежутка. Увеличение действующего значения отключаемого тока, обусловленное наличием апериодической составляющей, увеличивает тяжесть отключения, поскольку увеличивается энергия, выделяющаяся в дуге, а облегчающие факторы, вносимые апериодической составляющей тока КЗ (уменьшение скорости подхода тока к нулю и уменьшение возвращающегося напряжения), масляными выключателями не используются. О таких выключателях говорят, что они чувствительны к току, поскольку энергия, выделяющаяся в дуге, определяется в основном током.

Воздушные выключатели, отключающая способность которых ограничена электрической прочностью промежутка, используют облегчающие факторы, вносимые апериодической составляющей тока (уменьшение скорости снижения тока и возвращающегося напряжения). Увеличение действующего значения отключаемого тока, вызываемое апериодической составляющей, не увеличивает тяжести отключения, поскольку вносимые утяжеляющие и облегчающие факторы компенсируются. О таких выключателях принято говорить, что они чувствительны к напряжению.

При выборе выключателя по отключающей способности следует учитывать асимметрию отключаемого тока КЗ. Однако нормированные (номинальные) значения асимметрии $\beta_{ном}$ установлены одинаковыми как для масляных, так и для воздушных выключателей (подробнее – см. § 12.8).

Глава двенадцатая

ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА СВЫШЕ 1 кВ

12.1. Требования, предъявляемые к выключателям

Требования, предъявляемые к выключателям, заключаются в следующем: 1) надежность в работе и безопасность для окружающих; 2) возможно малое время отключения; 3) по возможности малые габариты и масса; 4) простота монтажа; 5) бесшумность работы; 6) сравнительно невысокая стоимость. Применяемые в настоящее время выключатели отвечают перечисленным требованиям в бóльшей или меньшей степени. Однако конструкторы выключателей стремятся к более полному соответствию характеристик выключателей выдвинутым выше требованиям.

Требование надежности является одним из важнейших требований, поскольку от надежности выключателей зависит надежность работы энергосистемы, следовательно, и надежность электроснабжения потребителей. Срок службы выключателя составляет не менее 20 лет.

Требование быстродействия следует понимать как возможно малое время отключения цепи при КЗ. Время отключения исчисляется от момента подачи команды на отключение до погасания дуги во всех полюсах. Приблизительно до 1940 г. время отключения выключателей напряжением 110 кВ и выше составляло 8 – 10 периодов. Позднее это время было уменьшено до 6 и 4 периодов. В настоящее время бóльшая часть выключателей 110 кВ и выше имеют время отключения 2 периода. За рубежом построены одно-периодные выключатели (20 мс). Уменьшение времени отключения КЗ (например, от 4 до 2 периодов) весьма желательно по следующим соображениям: а) увеличивается запас устойчивости параллельной работы станций системы, следовательно, увеличивается пропускная способность линий передачи; б) уменьшаются повреждения изоляторов и проводов линий электрической дугой; в) уменьшается опасность прикосновения к заземленным частям РУ; г) уменьшаются механические напряжения в элементах оборудования, вызванные электродинамическими силами.

Стоимость одно-периодных выключателей значительно выше стоимости двухпериодных, однако дополнительные капиталовложения компенсируются увеличением передаваемой мощности по линии. Одно-периодные выключатели необходимы также для токоограничивающих устройств, получивших применение в последнее время (§ 25.2).

12.2. Масляные выключатели

Масляные выключатели появились в конце прошлого столетия и приблизительно до 1930 г. являлись единственным видом отключающего аппарата в сетях высокого напряжения. Различают масляные выключатели двух видов – баковые и маломасляные. Методы деионизации дугового промежутка в этих выключателях одинаковы. Различие заключается лишь в изоляции контактной системы от заземленного основания и в количестве масла.

Баковые выключатели. В выключателях этого вида дугогасительные устройства полюсов помещены в заземленный бак, заполненный маслом, которое используется в качестве газогенерирующего вещества, а также для изоляции контактной системы от заземленного бака. Ниже в качестве примера приведено описание выключателя типа У-220-40 с номинальным напряжением 220 кВ и номинальным током отключения 40 кА производственного объединения «Уралэлектротяжмаш» (рис. 12.1).

Выключатель предназначен для наружной установки. Каждому полюсу соответствует особый бак *1* цилиндрической формы с расширяющейся верхней частью, приспособленной для установки проходных изоляторов *2* и трансформаторов тока *3*. Внутренняя поверхность бака выложена изоляционным материалом *4*. К нижним фланцам изоляторов прикреплены дугогасительные каме-

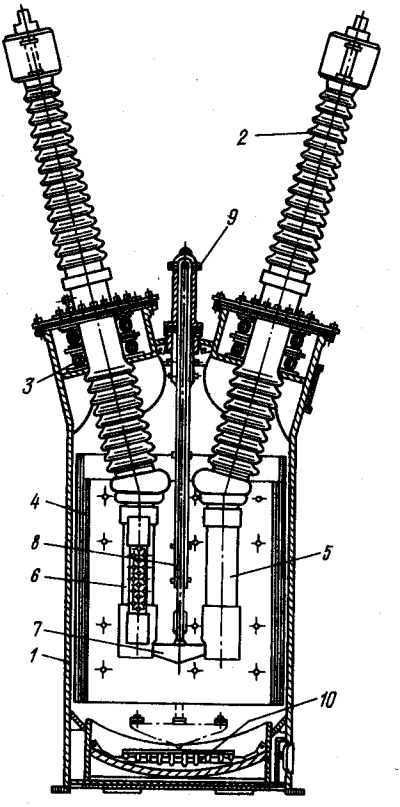


Рис. 12.1. Полюс трехбакового масляного выключателя типа У-220-40

ры *5* с шунтирующими резисторами *6*. Подвижные контакты укреплены на траверсе *7*, приводимой в движение приводом с помощью изоляционной штанги *8* и системы рычагов *9*. В положении «включено» траверса *7* находится в верхнем положении, контакты замкнуты, механизм выключателя заперт. В процессе отключения подвижная система освобождается и под действием отключающих пружин перемещается вниз. Контакты размыкаются и дуга гасится. В положении «отключено» контактная траверса находится внизу, несколько выше днища бака (см. пунктир). Здесь расположено устройство *10* для подогрева масла в зимнее время.

Баки залиты маслом. Под крышками остается некоторый объем воздуха («воздушная подушка»), который при сильном газообразовании вытесняется вместе с газами наружу через газоотводную трубу (на рисунке не показана). Слой масла над гасительными камерами должен быть достаточным, чтобы обеспечить надежное охлаждение газов, образующихся в процессе отключения, до соприкосновения их с воздухом под крышкой во избежание воспламенения.

Дугогасительное устройство выключателя показано на рис. 12.2. В цилиндре *1* из изоляционного материала укреплены две камеры поперечного масляного дутья (*2* и *3*), соединенные последовательно. Неподвижные и подвижные контакты этих камер обозначены соответственно *4*, *5* и *6*, *7*. При включении выключателя подвижная траверса с двумя цилиндрическими контактами (на рисунке не показана) поднимается и входит в соприкосновение с корпусом. При дальнейшем ее движении поднимаются подвижные контакты *5* и *7* и соединяются

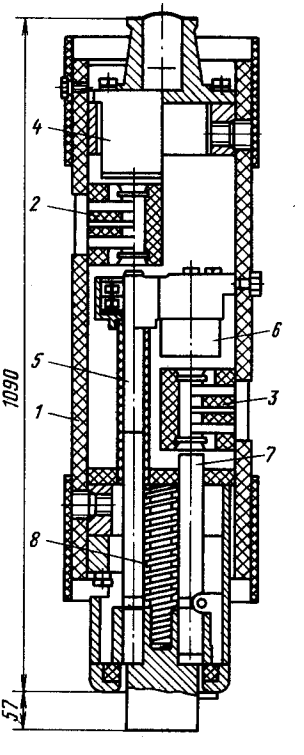


Рис. 12.2. Дугогасительное устройство выключателя У-220-40

с неподвижными контактами *4* и *6*. Механизм выключателя запирается.

При отключении выключателя подвижная траверса вместе с контактами *5* и *7* опускается и в разрывах образуются дуги, которые гасятся в соответствующих камерах. Ходу подвижных контактов вниз способствует пружина *8*. Шунтирующие резисторы, показанные на рис. 12.1, обеспечивают равномерное распределение напряжения между гасительными устройствами.

Газы, выбрасываемые из гасительных устройств при отключении тока КЗ, сообщают слою масла, находящемуся над ними, большую кинетическую энергию. Масло ударяется в крышку бака. Скорость масла в момент удара достигает 10–20 м/с, а сила, направленная вверх, достигает 150 кН. При последующем падении масла возникает сила, направленная вниз, которая составляет порядка 300 кН. Она воспринимается фундаментом.

Масса выключателя (три полюса) без масла составляет 28 т, а масса масла – 27 т. Выключатель подлежит установке на бетонном основании высотой 0,5–0,8 м над уровнем земли. Незащищенные токоведущие части находятся на недоступной высоте и не представляют опасности для людей, обслуживающих установку. Три полюса управляются общим электромагнитным или пневматическим приводом.

При ремонте выключателя необходимо спустить масло. С этой целью предусматривают соответствующие трубопроводы и емкости. Для доступа к контактной системе в стенках баков предусмотрены лазы достаточного размера, плотно закрывающиеся крышками на болтах.

Баковые масляные выключатели просты в изготовлении. Стоимость их относительно невысока. Наличие встроенных трансформаторов тока является их достоинством. В связи с усовершенствованием конструкций дугогасительных устройств опасность взрыва и пожара практически исключена. Однако большой объем масла затрудняет доступ к контактной системе и увеличивает время, необходимое для ремонта. Фундаменты для таких выключателей должны быть рассчитаны на значительные динамические нагрузки. Время отключения выключателя составляет 4 периода.

Выключатели аналогичной конструкции (но с меньшими размерами) строят также для номинальных напряжений 110 и 35 кВ.

Маломасляные выключатели. В выключателях этого вида масло служит только газогенерирующим веществом. Для изоляции токоведущих частей используют фарфор, стеклопластик, текстолит и другие изоляционные материалы. Отечественные заводы строят маломасляные выключатели для номинальных напряжений от 6 до 220 кВ для внутренней и наружной установки. Они имеют меньшие размеры и массу по сравнению с баковыми выключателями. Относительно небольшое количество масла облегчает уход и ремонт.

В выключателях для номинальных напряжений до 35 кВ контактная система и дугогасительные устройства заключены в небольшие бачки, изолированные от заземленного основания фарфоровыми изоляторами. Бачки могут быть металлическими (в ранних конструкциях) или из стеклопластика. В качестве примера на рис. 12.3 показан весьма распространенный выключатель типа ВМП-10 (выключатель маломасляный подвесной) для номинального напряжения 10 кВ и внутренней установки. Основание выключателя выполнено в виде стальной рамы *1*, которая крепится вертикально на стене или каркасе РУ. В раме размещены вал выключателя *2*, отключающая пружина и буферное устройство *3*. К раме пристроен электромагнитный или пружинный привод. Бачки прикреплены к раме с помощью фарфоровых изоляторов *4*. Вал *6* каждого бачка соединен с валом *2* выключателя изолирующей тягой *5*. Количество масла составляет всего 4,5 кг. Номинальный ток отключения выключателя ВМП-10 составляет в зависимости от исполнения от 20 до 31,5 кА, номинальный ток – от 630 до 3200 А. Время отключения составляет 0,12 с (6 периодов).

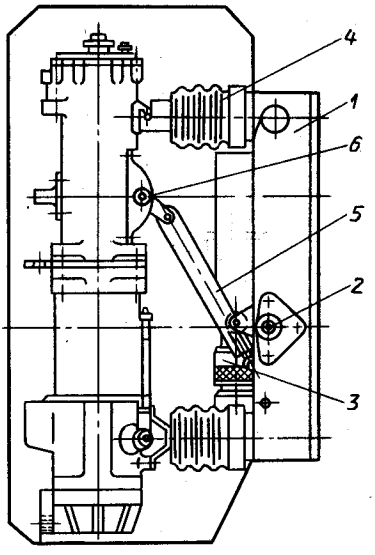


Рис. 12.3. Маломасляный выключатель типа ВМП-10

Выключатель типа ВМП-35 с номинальным напряжением 35 кВ имеет аналогичную конструкцию. Номинальный ток отключения равен 10 кА.

Маломасляные выключатели 10–20 кВ с большой отключающей способностью (до 90 кА) и номинальным током до 11 кА имеют несколько иную конструкцию (рис. 12.4). Они имеют по два металлических бачка на полюс. Контактная система разделена на главные и дугогасительные контакты. Неподвижные части *1* главных контактов выполнены в виде трехгранных призм и расположены на крышках бачков. Подвижные части *2* (пальцевого типа) прикреплены к контактной траверсе *3*. Число пар пальцев определяется номинальным током. Неподвижные части дугогасительных контактов розеточного типа *4* укреплены в днищах бачков. Подвижные части в виде круглых стержней *5* прикреплены к контактной траверсе и входят в бачки через проходные изоляторы. В положении «включено» (рис. 12.4, *а*) большая часть тока проходит от зажима *6* по крышке бачка к главным контактам *1*, *2*, траверсе *3* и далее к зажиму второго

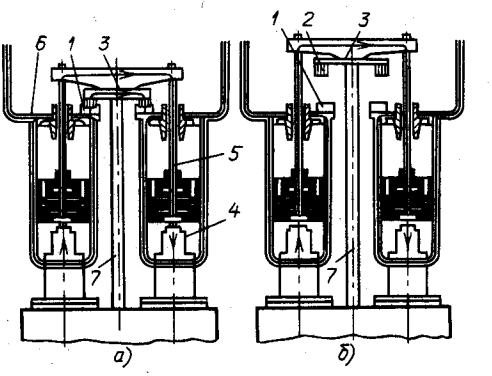


Рис. 12.4. Контактная система и гасительное устройство масляного выключателя типа МГ-10

бачка. Небольшая часть тока ответвляется от основного пути и проходит по стенкам первого бачка, розеточному контакту *4*, подвижному контактному стержню *5* к траверсе и далее аналогично ко второму бачку. В процессе отключения (рис. 12.4, *б*) сначала размыкаются главные контакты и весь ток смещается в дугогасительные контакты. При размыкании последних в нижних отсеках бачков зажигаются дуги, угасающие в гасительных камерах по мере продвижения контактных стержней вверх. При включении выключателя сначала замыкаются дугогасительные, а затем главные контакты.

Гасительные камеры состоят из ряда дисков из изоляционного материала, скрепленных шпильками. В дисках имеются вырезы, образующие центральный канал для контактного стержня, а также «карманы» для масла и выхлопные каналы для газов – продуктов разложения масла. Давление в камерах достигает 8 МПа, что способствует образованию сильного газового дутья, направленного радиально и отчасти вдоль канала дуги. После угасания дуги газы выходят из бачков через маслоотделители и по газоотводным трубам (на рисунке не показаны). Масляные пары конденсируются, и масло стекает в бачки.

Контактные траверсы с подвижными контактными стержнями в процессе отключения приводятся в движение мощ-

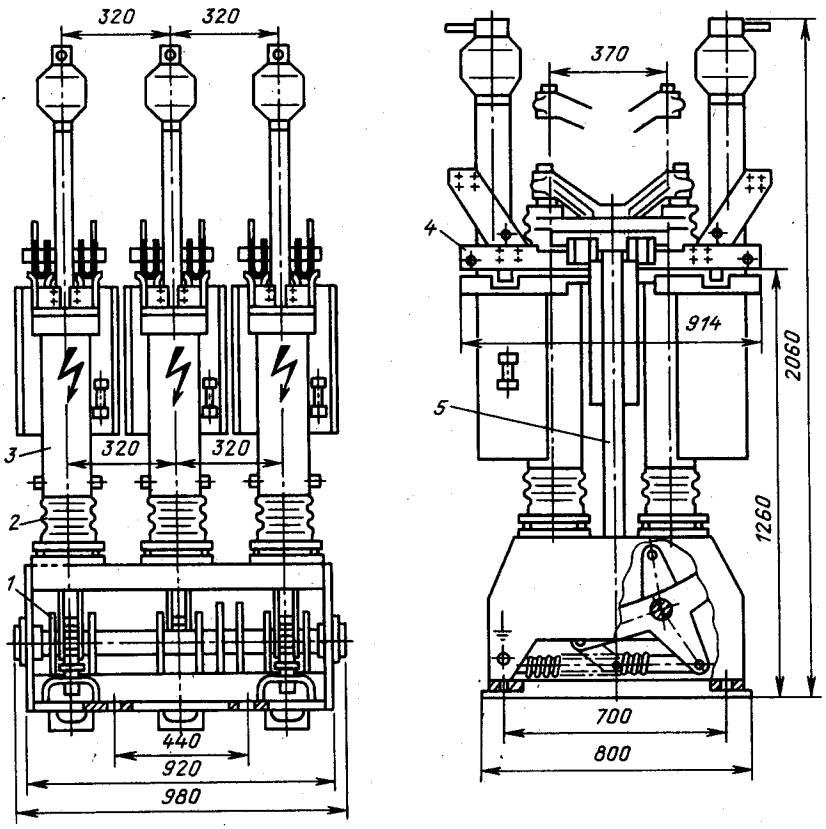


Рис. 12.5. Маломасляный выключатель типа МГГ-10-5000-63УЗ:
1 – рама с механизмом; *2* – опорный изолятор; *3* – бачок; *4* – главные контакты; *5* – изоляционная тяга

ными отключающими пружинами, которые с помощью изоляционных штанг *7* соединены через передаточный механизм с валом выключателя. Внешний вид выключателя показан на рис. 12.5. Его время отключения составляет 6–7 периодов.

Маломасляные выключатели ПО «Уралэлектротяжмаш». ПО «Уралэлектротяжмаш» выпускает маломасляные выключатели с номинальным напряжением 35, 110 и 220 кВ. На рис. 12.6, *а* показан выключатель типа ВМТ-110 с номинальным напряжением 110 кВ, номинальным током 1250 А и номинальным током отключения 25 кА. Выключатель состоит из стального основания, на котором установлены три фарфоровые колонны. Нижняя часть каждой колонны представляет собой полый фарфоровый изолятор, внутри которого размещены стеклопластиковые тяги для передачи движения от привода к контактам. Верхняя часть колонны заполнена маслом. Здесь расположено дугогасительное устройство в эпоксидном цилиндре, воспринимающем механические напряжения при работе выключателя. Гашение дуги происходит в камере встречно-поперечного дутья. Чтобы обеспечить отключение емкостных токов, контакты размыкаются с большой скоростью. Дугогасительное устройство заполнено сжатым азотом, который обеспечивает избыточное давление, способствующее поддержанию высокой электрической прочности межконтактного промежутка (что важно при работе выключателя в цикле АПВ), повышению износостойкости контактов и сохране-

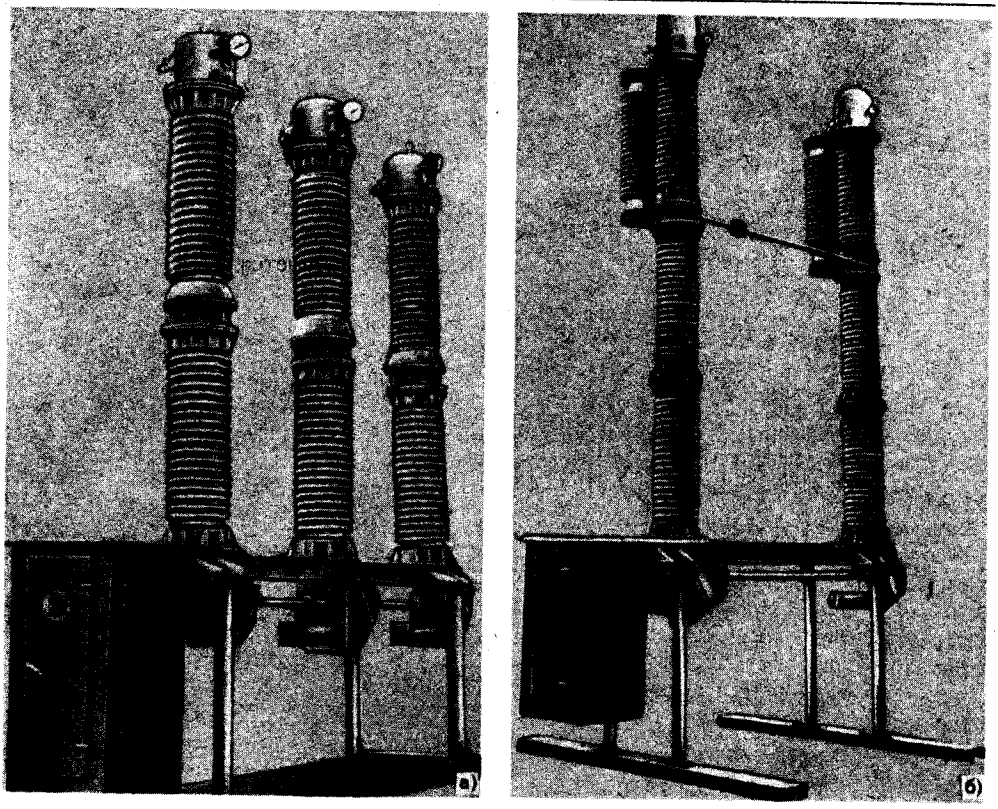


Рис. 12.6. Маломасляный выключатель серии ВМТ:
а – на напряжение 110 кВ; *б* – на напряжение 220 кВ

нию высокого уровня внутренней изоляции вне зависимости от внешних атмосферных условий. Избыточное давление создается перед пуском выключателя в эксплуатацию и благодаря надежной герметизации сохраняется в выключателе вплоть до очередной ревизии.

Выключатель снабжен пружинным приводом; время отключения составляет 3 периода. У выключателей предусмотрено устройство для подогрева масла в зимних условиях. С обычным трансформаторным маслом выключатели могут работать при температуре до $-45\,^{\circ}C$, а с низкотемпературным маслом при температуре до $-60\,^{\circ}C$.

Выключатель типа ВМТ-220 (рис. 12.6, *б*) состоит из трех отдельных полюсов. Каждый полюс имеет два последовательно соединенных дугогасительных устройства, установленных на двух опорных изоляторах 110 кВ. Полюс управляется тем же приводом, который предусмотрен для выключателей 110 кВ. Номинальный ток выключателя равен 1250 А, номинальный ток отключения – 25 кА.

Внедрение выключателей серии ВМТ позволяет прекратить производство баковых выключателей типов МКП-110 и У-220.

Для электроустановок напряжением 35 кВ выпускается маломасляный выключатель типа ВМУ-35 в трехполюсном исполнении. Он предназначен для замены выключателей типа ВМК-35 и баковых выключателей типа МКП-35.

12.3. Воздушные выключатели

В выключателях рассматриваемого вида гашение дуги происходит в продольном потоке воздуха при давлении 2–4 МПа и выше. Опыт показывает,

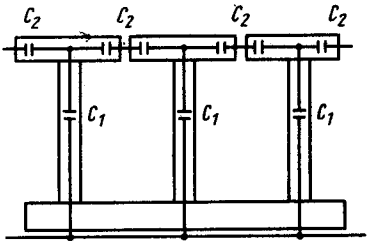


Рис. 12.7. Схема, поясняющая влияние емкостей на распределение напряжения между разрывами воздушного выключателя

что для гасительного устройства с одним разрывом при заданном давлении воздуха произведение напряжения и наибольшего отключаемого тока остается постоянным при изменении тока в широких пределах. Поэтому гасительное устройство с одним разрывом может быть использовано для отключения значительного тока только при относительно небольшом напряжении. Выключатели напряжением 220 кВ и выше должны иметь несколько разрывов, включенных последовательно. Так, например, при давлении воздуха 4 МПа и напряжении 110 кВ выключатель с одним разрывом способен отключить ток около 40 кА. Выключатель 220 кВ должен иметь два разрыва, а выключатель 500 кВ – четыре разрыва.

Воздушные выключатели с номинальным напряжением от 110 до 1150 кВ проектируют сериями и собирают из унифицированных частей, из которых важнейшим является дугогасительный модуль с двумя разрывами, рассчитанный на некоторое условное напряжение порядка 110–250 кВ в зависимости от давления воздуха. Число модулей, включенных последовательно, выбирают в соответствии с номинальным напряжением.

Необходимым условием удовлетворительной работы выключателей с многократным разрывом является равномерное распределение восстанавливающего напряжения между разрывами. Опыт показывает, что это напряжение распределяется далеко неравномерно, если для этого не приняты особые меры. Объясняется это наличием емкостей фарфоровых колонн относительно земли, обозначенных на рис. 12.7 через C_1. Чтобы обеспечить равномерное распределение напряжения между разрывами при любой частоте восстанавливающегося напряжения, целесообразно применение емкостных делителей напряжения (рис. 12.8, *а*).

Воздушные выключатели, чувствительные к скорости восстанавливающегося напряжения, обычно снабжают также шунтирующими резисторами, включенными параллельно каждому разрыву (рис. 12.8, *б*). При этом в каждом разрыве необходимы небольшие гасительные устройства (обозначены *1′*, *2′*, *3′*, *4′*) для отключения сопровождающего тока.

Выключатели серии ВВБ. Выключатели этой серии изготовляет ПО «Электроаппарат» для номинальных напряжений от 110 до 750 кВ. Дугогасительные модули с двумя разрывами и односторонним дутьем имеют условное напряжение 110 кВ. Число модулей у выключателей с номинальным напряжением 110, 220, 330, 500 и 750 кВ равно соответственно 1, 2, 4, 6 и 8. Модули устанавливают на колоннах из фарфоровых изоляторов. Выключатели 110 кВ имеют один модуль и одну опорную колонну. Выключатели 220–750 кВ имеют по два модуля на каждой колонне, расположенных один над другим и соединенных последовательно перемычкой (рис. 12.9).

Давление воздуха для выключателей

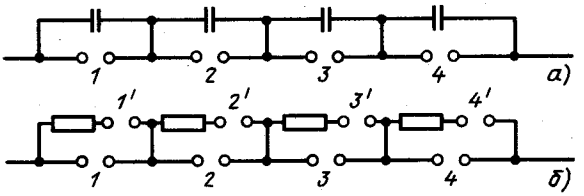


Рис. 12.8. Схема включения конденсаторов и шунтирующих резисторов у воздушного выключателя

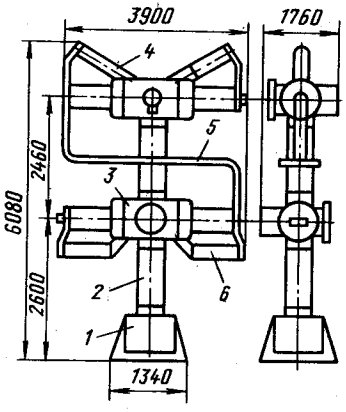


Рис. 12.9. Выключатель серии ВВБ-220 с двумя модулями на одной колонне:
1 – шкаф управления; *2* – опорный изолятор; *3* – дугогасительное устройство; *4* – делитель напряжения; *5* – соединительный проводник; *6* – шунтирующий резистор

110, 220 и 500 кВ равно 2 МПа; для выключателей 750 кВ – 2,6 МПа; для выключателей 330 кВ – 2 и 2,6 МПа. Выключатели 110 и 220 кВ имеют шунтирующие резисторы с сопротивлением 50–100 Ом; выключатели 330, 500 и 750 кВ шунтирующих резисторов не имеют. Номинальные токи отключения выключателей серии ВВБ равны 31,5 и 40 кА в зависимости от исполнения.

Выключатели серии ВВБ имеют пневматическую систему управления. Пусковые клапаны для включения и отключения с соответствующими электромагнитами расположены у основания выключателя, около ресивера с запасом сжатого воздуха, и находятся под потенциалом земли. В полых опорных колоннах проложены воздуховоды из изоляционного материала, из которых один служит для пополнения бачков сжатым воздухом, а второй для управления контактами и дутьевыми клапанами модулей, находящихся под напряжением.

Дугогасительное устройство выключателя серии ВВБ показано на рис. 12.10. Здесь *1* – стальной бачок с литыми вводами (на рисунке не показаны), заполненный воздухом под давлением; *2* – неподвижные контакты, укрепленные на вводах; *3* – подвижная траверса с пальцевыми контактами *4*; *5* – металлические сопла; *6* – механизм, фиксирующий положение траверсы; *7* – тарелка дутьевого клапана; *8* – поршень; *9* – шток.

Снизу к бачку прикреплен дутьевой клапан прямого действия, который состоит из следующих частей: корпуса *10*, цилиндра *11* с поршнем *12*, кольцом *13* и пружиной *14*. Поршень *12* соединен полым штоком *15* с тарелкой *7* дутьевого клапана.

На рис. 12.10 дугогасительное устройство показано в положении «включено». При этом контактная траверса находится в нижнем положении, контакты замкнуты, а тарелка дутьевого клапана *7* прижата к седлу давлением воздуха в бачке.

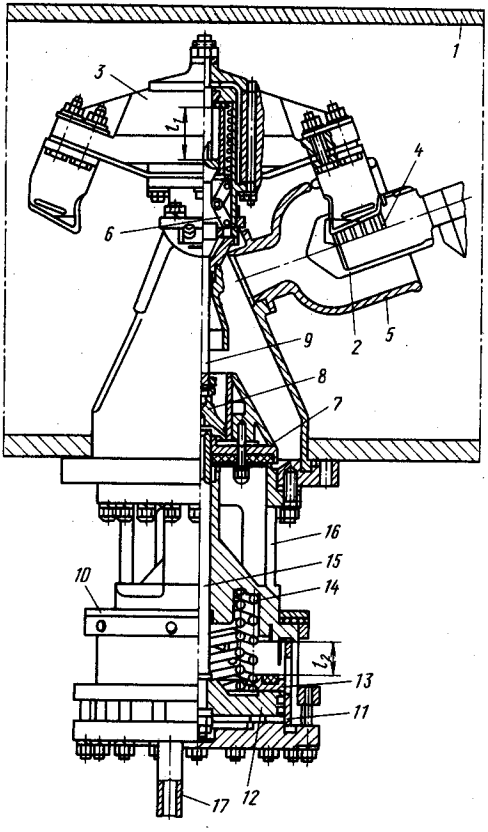


Рис. 12.10. Дугогасительное устройство выключателя серии ВВБ

Процесс отключения протекает следующим образом. При КЗ реле защиты замыкает цепь электромагнита отключения; открывается соответствующий пусковой клапан и сжатый воздух из ресивера по воздуховоду *17* поступает под поршень *12* дутьевого клапана. Поршень перемещается вверх вместе с кольцом *13* и тарелкой *7*, открывая выход воздуху из бачка наружу через отверстие *16*. Одновременно с тарелкой *7* перемещается и поршень *8* со штоком *9* и траверсой *3*. Между неподвижными контактами *2* и стенками сопел *5* зажигаются дуги, которые гасятся в потоке воздуха.

Дутьевой клапан открыт до тех пор, пока силы, действующие на поршень *12* снизу, не сравняются. Снизу на поршень действует воздух, подаваемый из ресивера, сверху – сила пружины *14* и сжатый воздух, просачивающийся снизу через дроссель, встроенный в поршень *12* (на рисунке не показан). Когда давление воздуха на поршень сверху и снизу сравняется, он переместится вниз вместе с тарелкой *7*; дутьевой клапан закроется. Продолжительность дутья можно регулировать с помощью дросселя.

После закрытия дутьевого клапана поршень *8* удерживается в верхнем положении сначала давлением воздуха снизу, а затем – фиксирующим механизмом *6*.

Для включения выключателя необходимо выпустить воздух из-под поршня *12* через воздуховод *17*. Тогда давление воздуха под и над поршнем *12*, а также под поршнем *8* понизится. Когда давление под поршнем *8* окажется меньшим, чем над ним, он опустится вместе со штоком *9*, преодолев сопротивление фиксирующего механизма. Контакты выключателя замкнутся.

Выключатели серии ВВБК. Выключатели этой серии строят для номинальных напряжений от 110 до 500 кВ. Они отличаются от выключателей серии ВВБ давлением воздуха, которое повышено до 4 МПа. Дугогасительное устройство с односторонним дутьем заменено устройством с двухсторонним дутьем. Это позволило увеличить условное напряжение модуля до 250 кВ и уменьшить их число. Выключатели 110 кВ имеют один модуль, выключатели 220 и 330 кВ – два и выключатели 500 кВ – четыре модуля (рис. 12.11). Увеличены номинальные токи. Пневматическая система управления заменена пневмомеханической, что позволило уменьшить время отключения до двух периодов. Механическая передача размещена в отдельной колонке, расположенной рядом с опорной колонной.

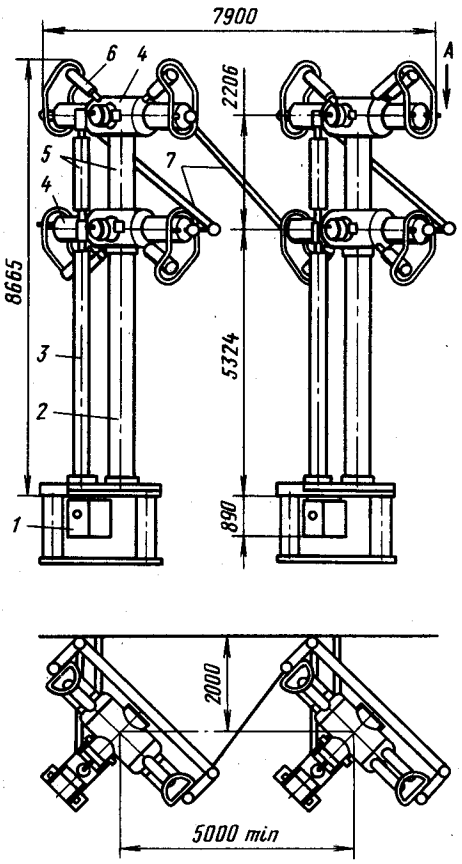


Рис. 12.11. Выключатель серии ВВБК, 500 кВ: *1* – шкаф управления; *2* – опорная колонна; *3* – колонка управления; *4* – модуль; *5* – промежуточные изоляторы; *6* – делитель напряжения; *7* – токоведущая перемычка

На рис. 12.12 приведен разрез дугогасительного устройства выключателя серии ВВБК. Как видно из рисунка,

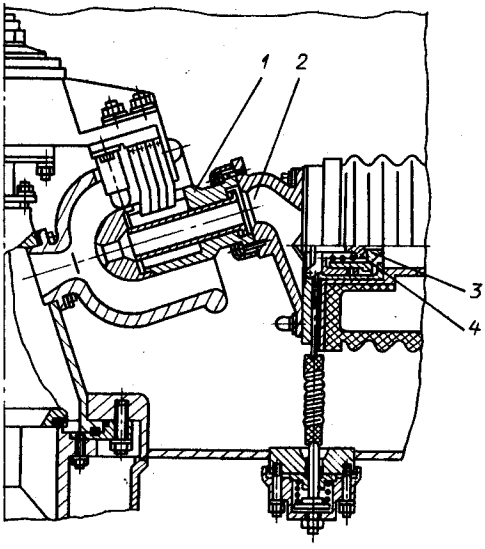


Рис. 12.12. Дугогасительное устройство выключателя серии ВВБК

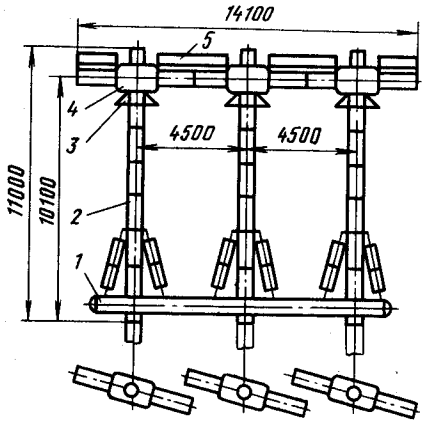


Рис. 12.13. Выключатель серии ВНВ, 750 кВ: *1* – ресивер сжатого воздуха; *2* – опорная колонна; *3* – экран; *4* – модуль; *5* – делитель напряжения

в неподвижные контакты *1* введены каналы дополнительного дутья *2*, управляемые клапанами *3* и *4*. Вынос продуктов горения из каналов дополнительного дутья происходит через внутренние полости токоведущих стержней вводов. Эффективность дутья резко повышена при незначительно увеличенном расходе воздуха. Дугогасительные контакты выполнены в виде пальцев.

Выключатели серии ВНВ. Выключатели этой серии изготовляет ПО «Уралэлектротяжмаш» для номинальных напряжений от 110 до 1150 кВ. Дугогасительный модуль с двумя разрывами рассчитан на условное напряжение 250 кВ при давлении воздуха 4 МПа. Такой укрупненный по напряжению модуль позволяет уменьшить их число сравнительно с выключателями серий ВВБ и ВВБК. Так, например, выключатели 220 кВ имеют один модуль, выключатели 500 кВ – два и выключатели 750 кВ – три модуля. Каждому модулю соответствует опорная колонна, высота которой определяется номинальным напряжением выключателя. Колонны каждого полюса установлены на общем горизонтальном ресивере с запасом сжатого воздуха, сообщающимся с внутренними полостями колонн и через них – с дугогасительными модулями (рис. 12.13). Таким образом, фарфоровые колонны должны выдерживать внутреннее давление 4 МПа. С учетом этого требования они усилены встроенными стеклоэпоксидными цилиндрами, стягивающими изоляторы и тем самым увеличивающими их механическую прочность.

В выключателях серии ВНВ применена система управления с механической передачей движения от привода, расположенного у основания выключателя, к подвижным контактам дугогасительного устройства с помощью системы рычагов и тяг, расположенных в ресивере и опорных колоннах.

На рис. 12.14 приведена схема управления полюса выключателя 500 кВ с двумя модулями и двумя колоннами. Поскольку модули одинаковы и разрывы симметричны относительно вертикальной оси модуля, на рисунке показан разрез половины модуля.

Модуль состоит из следующих частей: стального корпуса, стеклоэпоксидных вводов с фарфоровым покрытием; контактной системы; сопел; выхлопных клапанов; привода выхлопных клапанов; системы рычагов и тяг.

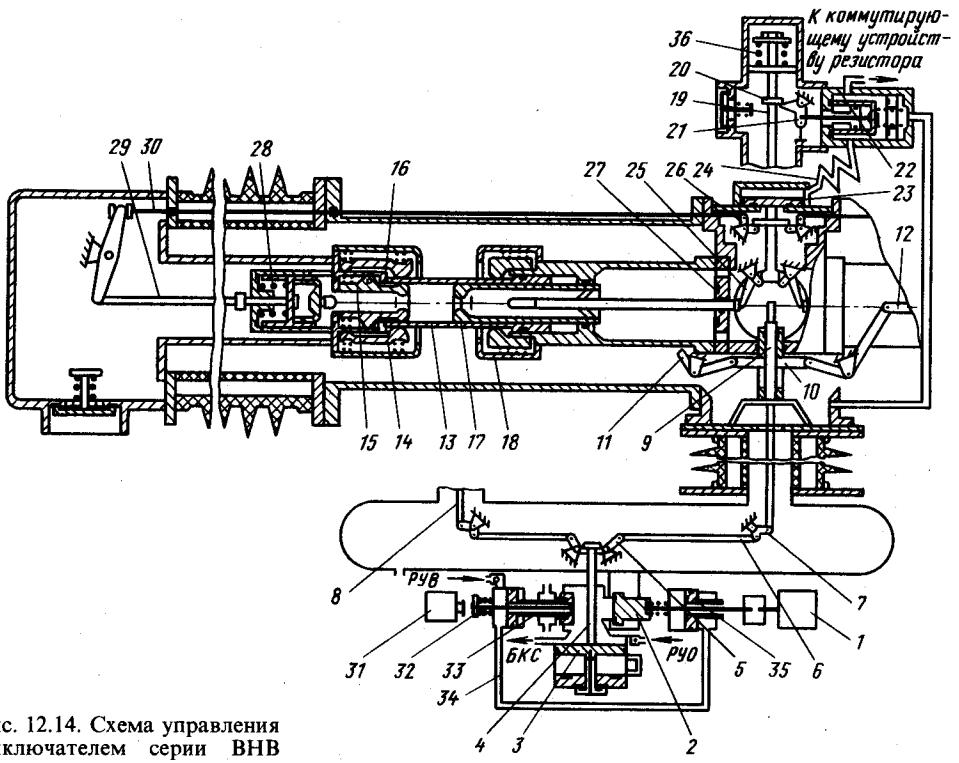


Рис. 12.14. Схема управления выключателем серии ВНВ

Привод состоит из поршневого устройства; пусковых клапанов отключения и включения с соответствующими электромагнитами; вспомогательных клапанов.

При подаче команды на отключение срабатывает электромагнит *1* и открывает пусковой клапан отключения *2*. Сжатый воздух из ресивера поступает в полость *А* над поршнем *3* привода полюса. Поршень перемещается вниз и своим штоком *4* воздействует на угловые рычаги *5*, связанные металлическими тягами *6* с угловыми рычагами *7* и изоляционными тягами *8*. Тяга *8* в каждой колонне соединена со штоком *9*, на котором имеется планка (коромысло) *10*, соединенная с угловыми рычагами *11*. При движении тяги вниз угловые рычаги поворачиваются: левый по часовой стрелке, правый – против часовой стрелки; при этом вертикальные плечи этих же рычагов, соединенные серьгами *12* с подвижными контактами *13*, перемещают их вдоль горизонтальной оси модуля навстречу друг другу.

В процессе перемещения подвижного контакта *13* сначала размыкаются главные рабочие контакты *14*, а затем дугогасительные *15*. Пластины дугогасительных контактов образуют неподвижное сопло, связанное с выхлопной полостью, находящейся при включенном положении выключателя под атмосферным давлением. В самом начале движения контакта *13* (еще до размыкания главных рабочих контактов *14*) торец этого контакта отрывается от седла клапана *16*, в которое он упирается во включенном положении, и тем самым отделяет заполненную сжатым воздухом полость дугогасительной камеры от внутренней полости контактов, соединенной с атмосферой.

Несколько позднее при размыкании дугогасительных контактов возникает

дуга с основаниями на дугогасящей пластине и на внутренней поверхности подвижного контакта *13*. Потоком сжатого воздуха она сдувается в сопло неподвижного контакта и в расположенное на оптимальном расстоянии от него подвижное сопло *17*. В дальнейшем контакт *13* отходит на полное изоляционное расстояние и прячется за электростатический экран *18*.

Одновременно при движении тяги *8* вниз шток *19*, являющийся продолжением штока *9*, выступом *20* воздействует на рычаг *21*, который, поворачиваясь, открывает оперативный клапан *22*. При этом сжатый воздух из полости над поршнем *23* привода выхлопных клапанов через змеевик *24* выходит в атмосферу. Поршень *23* освобождает рычаги *25* и *26*. Под действием разности давлений в камере и выхлопной полости подвижное сопло *17* движется вправо и своим торцом садится на седло клапана *27*, прекращая выхлоп воздуха в атмосферу. Одновременно под действием пружины закрывается выхлопной клапан *28*, соединенный металлической тягой *29* и изоляционной тягой *30* с рычагом *26*. Истечение воздуха через сопло неподвижного контакта прекращается. На этом процесс отключения заканчивается.

При подаче команды на включение срабатывает электромагнит *31* и открывает пусковой клапан *32*, который подает сжатый воздух на поршень клапана *33* и по трубке *34* на поршень *35*, закрывающий клапан отключения *2*. Клапан отключения закрывается и прекращает подачу воздуха из ресивера в полость *А*. Одновременно с этим открывается клапан *33* и воздух из полости *А* вытекает в атмосферу. Под действием включающей пружины *36* шток *19* перемещается вверх, возвращает поршень *3* привода выключателя в исходное положение и смыкает подвижные контакты с неподвижными. В конце хода подвижный контакт упирается своим торцом в седло клапана *16* и отсекает полость гасительной камеры от атмосферы; одновременно при своем движении шток *19* выступом *20* воздействует на рычаг *21*, который, поворачиваясь, закрывает оперативный клапан *22* и подает сжатый воздух на поршень *23* привода выхлопных клапанов. Поршень опускается и своим штоком воздействует на рычаги *25* и *26*, которые в свою очередь открывают выхлопные клапаны (клапан *28* и подвижное сопло), соединяя внутренние полости контактов с атмосферой. После снятия командного импульса контактно-сигнальным блоком (на рисунке не показан) и выхода воздуха из полости *А* в атмосферу клапаны *32*, *33* и поршень *35* возвращаются в исходное положение возвратными пружинами.

Воздухонаполненные вводы прикреплены к металлическому корпусу модуля на петлях и могут поворачиваться в горизонтальной плоскости вместе с токоведущими стержнями и неподвижными контактами, что упрощает ремонт, поскольку отпадает необходимость в дополнительных подъемных устройствах.

Выключатели серии ВВГ-20. Выключатели серии ВВГ предназначены для генераторов; они рассчитаны на номинальное напряжение 20 кВ, номинальный ток 20 кА и номинальный ток отключения 160 кА. Давление воздуха 2 МПа.

Полюс выключателя показан на рис. 12.15, *а*. Он имеет две главные дугогасительные камеры с разрывами *2* и *3* (рис. 12.15, *б*), шунтированные резисторами *4* и *5* (по 0,8 Ом каждый), и вспомогательную камеру с разрывом *6*, шунтированную резистором *8* (14 Ом), подключенным через искровой промежуток *7*.

При отключении выключателя сначала размыкается разъединитель *1*. Сжатый воздух поступает из ресивера в главные дугогасительные камеры, а также во вспомогательную камеру. Размыкаются контакты *2* и *3* и гасятся дуги, возникшие в этих разрывах. Размыкается вспомогательный контакт *6*; возникшая дуга в зависимости от восстанавливающегося напряжения может погаснуть или без переброса на искровой промежуток *7*, или с перебросом, что вызывает подключение резистора *8*. После прекращения дутья главные и

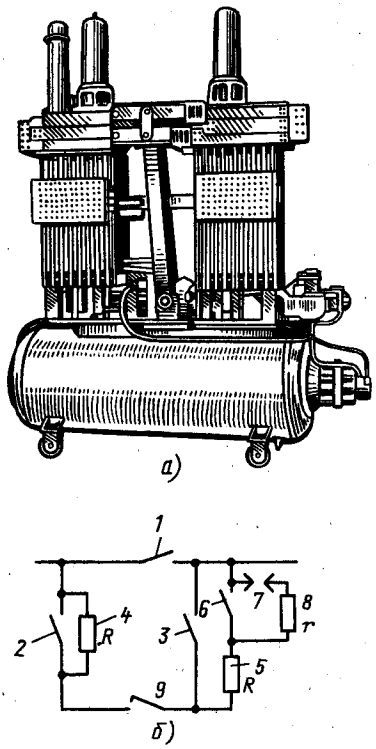


Рис. 12.15. Выключатель типа ВВГ-20

вспомогательный контакт *6* замыкаются. Размыкается отделитель *9*.

При включении выключателя сначала включается отделитель, а затем разъединитель.

Выключатели серии ВВГ-20 предназначены для внутренней установки и требуют усиленной вентиляции помещения.

Подготовка воздуха. Распределительное устройство, оборудованное воздушными выключателями, нуждается в установке для подготовки воздуха высокого давления, его очистки и осушки. Пыль, содержащаяся в воздухе, засоряет клапаны, создает неплотности, снижает разрядное напряжение изоляции. Особенно опасна влага, которая при понижении температуры может конденсироваться в воздуховодах. Зимой в трубах и клапанах возможно образование льда и нарушение проходимости. Стальные части при наличии влаги подвержены коррозии. Конденсация влаги на внутренних поверхностях изоляции снижает ее электрическую прочность и может привести к перекрытию.

Очистка воздуха от пыли производится с помощью фильтров, устанавливаемых на всасывающих патрубках компрессоров. Применение получили масляные (висциновые) фильтры, которые имеют ряды металлической сетки, смоченной маслом с низкой температурой замерзания. При прохождении воздуха через фильтр пыль оседает на поверхности масла.

Осушка воздуха производится термодинамическим способом: воздух подвергают сжатию до давления, превышающего номинальное давление сети не менее чем в 2 раза. С этой целью применяют компрессоры, обеспечивающие соответствующее давление. При сжатии воздуха температура его повышается. При последующем охлаждении до начальной температуры большая часть пара конденсируется. Образовавшуюся в охлаждающем змеевике воду спускают. После этого воздух подвергают расширению через редукционный клапан, чтобы снизить давление до рабочего. Вследствие увеличения объема воздуха его относительная влажность, представляющая собой отношение массы водяного пара, содержащегося в воздухе, к максимально возможному содержанию его, т. е. массе насыщенного пара в том же объеме при заданной температуре, уменьшается пропорционально уменьшению давления. Следовательно, относительная влажность воздуха после его расширения получается равной 0,5 и опасность конденсации водяного пара значительно снижается.

Для надежной работы выключателей осушка воздуха описанным способом недостаточна, поскольку колебания температуры при наружной установке значительны. Приходится принимать меры к дальнейшему уменьшению содержания влаги с помощью адсорбентов, т. е. веществ, обладающих способностью поглощать влагу. К ним относятся силикагель ($SiO \cdot H_2O$), алюмогель ($Al_2O_3 \times \times H_2O$) и др. Адсорбенты удерживают влагу в порах, не вступая в химическое

соединение. Регенерацию использованного адсорбента осуществляют периодически путем нагревания его в течение нескольких часов.

Осушка воздуха термодинамическим способом с последующей обработкой его адсорбентами позволяет получить воздух с ничтожным содержанием водяного пара, при котором точка росы лежит значительно ниже минимальной температуры воздуха летом и зимой.

В качестве компрессоров используют многоступенчатые компрессоры двойного действия с воздушным охлаждением и приводом от асинхронных электродвигателей.

Воздуховоды изготовляют из стальных труб с антикоррозийным покрытием во избежание образования ржавчины, которая может быть занесена в выключатели.

Воздухоприготовительная установка электростанции обычно состоит из трех блоков, каждый из которых может работать самостоятельно. Между блоками предусматривают перемычки с соответствующими запорными вентилями, позволяющими в случае необходимости подавать воздух в ресивер одного блока от компрессора другого блока. Установка полностью автоматизирована. Компрессоры работают периодически. Пуск осуществляется от контактных манометров при понижении давления в ресиверах высокого давления. Подача воздуха через редукционные клапаны в ресиверы рабочего давления производится также автоматически при понижении давления в последних.

Достоинство воздушных выключателей по сравнению с масляными заключается в их быстродействии. Однако воздушные выключатели значительно сложнее масляных и имеют бóльшую стоимость.

В последнее время заметна тенденция к замене части воздушных выключателей элегазовыми. Так, например, воздушные выключатели 110 и 220 кВ нормального климатического исполнения сняты с производства и заменены элегазовыми.

12.4. Элегазовые выключатели

Элегаз (SF_6 – шестифтористая сера) представляет собой инертный газ, плотность которого превышает плотность воздуха в 5 раз. Электрическая прочность элегаза в 2–3 раза выше прочности воздуха; при давлении 0,2 МПа электрическая прочность элегаза сравнима с прочностью масла.

В элегазе при атмосферном давлении может быть погашена дуга с током, который в 100 раз превышает ток, отключаемый в воздухе при тех же условиях. Исключительная способность элегаза гасить дугу объясняется тем, что его молекулы улавливают электроны дугового столба и образуют относительно неподвижные отрицательные ионы. Потеря электронов делает дугу неустойчивой, и она легко гаснет. В струе элегаза, т. е. при газовом дутье, поглощение электронов из дугового столба происходит еще интенсивнее.

В элегазовых выключателях применяют автопневматические дугогасительные устройства, в которых газ в процессе отключения сжимается поршневым устройством и направляется в зону дуги. Элегазовый выключатель представляет собой замкнутую систему без выброса газа наружу.

Принципиальная схема дугогасительного устройства элегазового выключателя конструкции ВЭИ [12.1] приведена на рис. 12.16. Поршень *1* и полый контакт *2* неподвижны. Цилиндр *3* с соплом *4* из фторопласта с розеточным контактом *5* перемещаются по горизонтальной оси с помощью пневматического привода (на рисунке не показан). Рисунок 12.16, *а* соответствует положению «включено»: контакты *2* и *5* замкнуты. В процессе отключения (рис. 12.16, *б*) цилиндр *3* перемещается приводом вправо. При этом газ в полости *А* сжимается, контакты размыкаются и между ними образуется дуга. По выходе вспомогательного электрода *6* из внутренней полости контакта *2* газ начинает вытекать через эту полость. Если отключаемый ток мал (порядка нескольких десятков ампер), поток газа через внутрен-

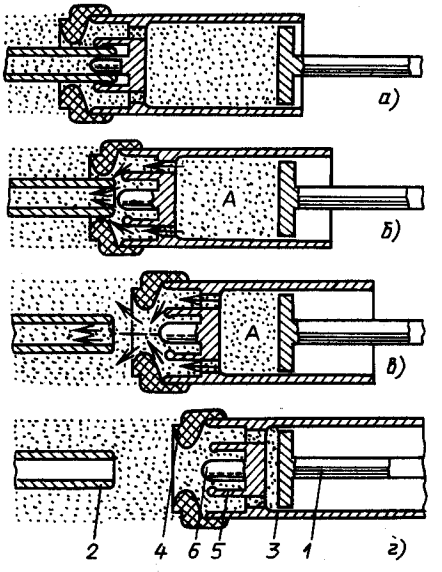


Рис. 12.16. Схема автопневматического гасительного устройства элегазового выключателя с односторонним дутьем:
а – положение «включено»; *б* – начальная фаза процесса отключения; *в* – конечная фаза процесса отключения; *г* – положение «отключено»

нюю полость контакта *2* достаточен, чтобы погасить дугу при относительно небольшой ее длине в течение приблизительно 10 мс. При отключении тока КЗ (рис. 12.16, *в*) гашение дуги происходит по выходе контакта *2* из сопла *4*, когда вследствие увеличивающегося давления газа в полости *А* создается сильный поток газа сквозь столб дуги. При включении выключателя цилиндр с соплом и розеточным контактом перемещаются влево.

Исследования показали, что более эффективным является гасительное устройство аналогичной конструкции, но с двухсторонним дутьем (рис. 12.17). В положении «включено» подвижный цилиндр *1* с контактом *2* и соплом *3* смещен влево и розеточный контакт *2* охватывает неподвижный контакт *4*. В процессе отключения цилиндр *1* перемещается относительно неподвижного поршня *5* направо; контакты размыкаются и зажигается дуга; давление газа в полости *А* увеличивается; образуется

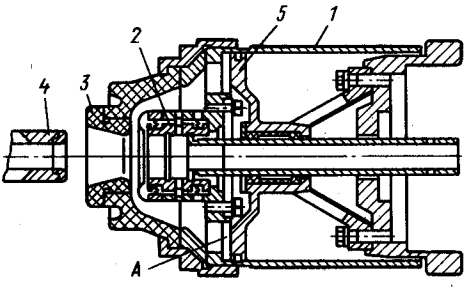


Рис. 12.17. Автопневматическое гасительное устройство элегазового выключателя с двухсторонним дутьем (положение «отключено»)

двухстороннее дутье через полые контакты и дуга угасает.

Внешний вид элегазового выключателя типа ВЭК-110Б-40/2000 показан на рис. 12.18. Основные характеристики его таковы: номинальное напряжение 110 кВ; номинальный ток 2000 А; номинальный ток отключения 40 кА; время отключения 3 периода; привод пневматический; масса 3,9 т.

Фирмой «Вестингауз» (США) разработана серия элегазовых выключателей для номинальных напряжений от 115 до 330 кВ включительно и номинальных токов отключения от 20 до 63 кА [12.2]. Элегаз используется в качестве изоляции, дугогасящей среды, а также для управления выключателем. Отключение обеспечивается при скорости ПВН 5 кВ/мкс. Гашение дуги происходит при первом переходе тока через нулевое значение при расстоянии между контактами около 100 мм. Продолжительность горения дуги составляет 20–25 мс и время отключения 2 периода. В отличие от воздушных выключателей отключение происходит бесшумно.

На рис. 12.19 показан полюс выключателя с номинальным напряжением 230 кВ и номинальным током отключения 50 кА. Он имеет два разрыва с двухсторонним дутьем, включенных последовательно. Здесь *1* – зажимы, *2* – ввод с фарфоровым покрытием, *3* – трансформатор тока, *4* – подогреватели, *5* – U-образный проводник, *6* – резервуар с элегазом, *7* – опорные устройства, *8* – гасительные устройства, *9* – трубки системы управления, *10* – операторы, *11* – стальная коробка для защиты от атмосферных воздействий.

Гасительное устройство разделено на две области: высокого (1 МПа) и низкого

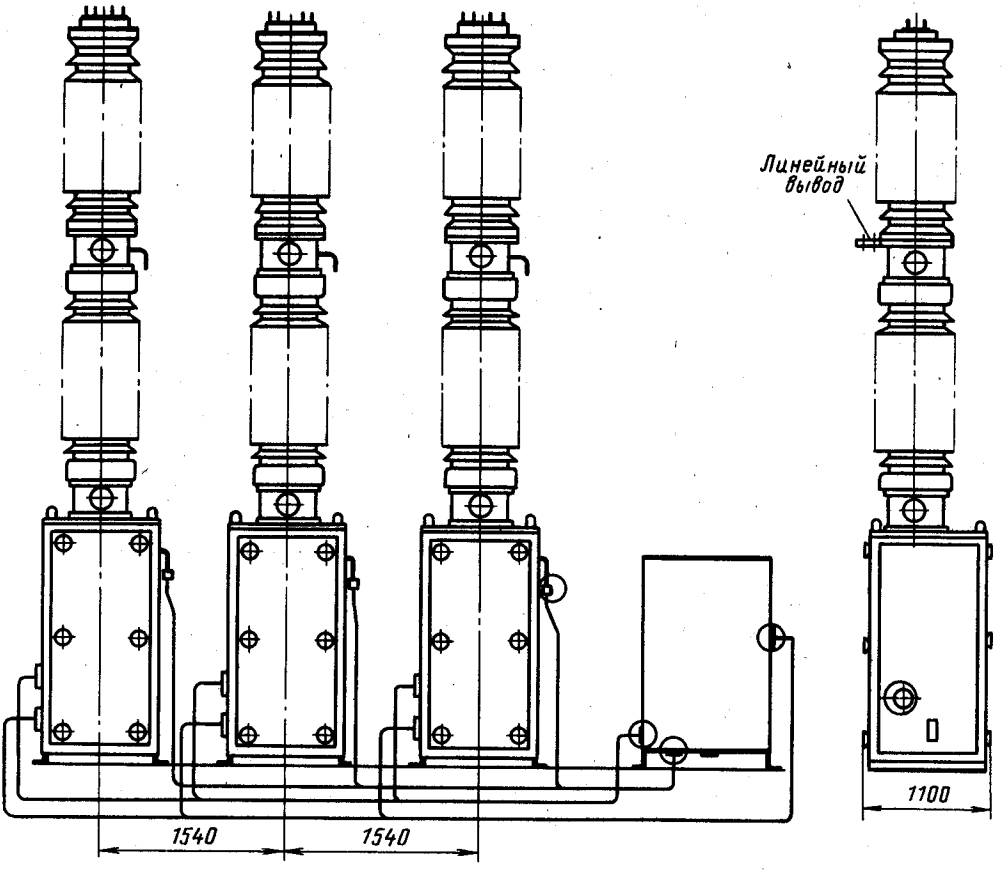


Рис. 12.18. Элегазовый выключатель типа ВЭК-110

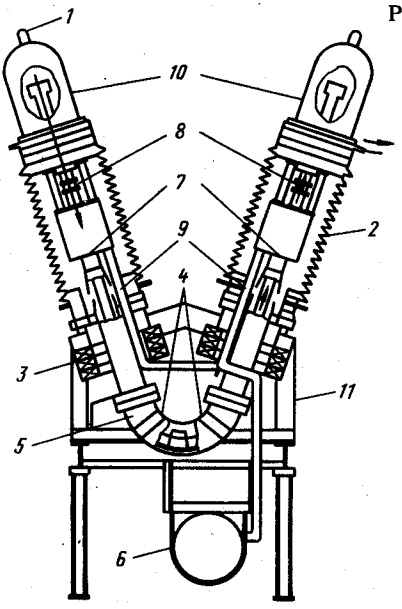


Рис. 12.19. Полюс элегазового выключателя фирмы «Вестингауз»

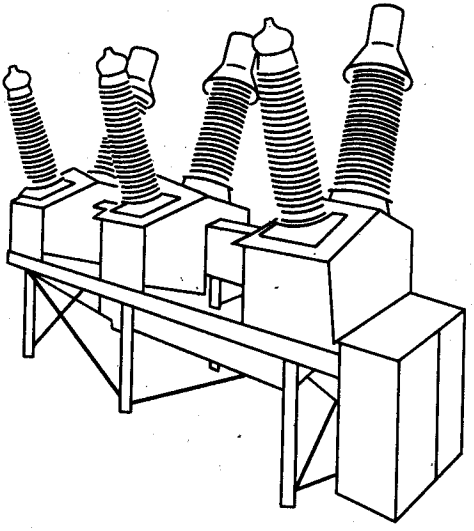


Рис. 12.20. Трехполюсный элегазовый выключатель фирмы «Вестингауз» (внешний вид)

(0,02 МПа) давления. Три полюса устанавливают на общей стальной конструкции из двутавровых балок (рис. 12.20). Снизу расположен резервуар с запасом элегаза при давлении 0,02 МПа. В периоды ремонта выключателя он используется для сохранения всего газа, содержащегося в выключателе. Сбоку установлен шкаф, в котором расположены элементы управления и герметизированный компрессор, поддерживающий необходимое давление газа в выключателе. Система управления состоит из двух частей: общего привода, пристроенного к среднему полюсу, и индивидуальных операторов, расположенных над дугогасительными устройствами. К числу достоинств выключателя следует отнести наличие встроенных трансформаторов тока (шесть трансформаторов тока на каждый полюс).

12.5. Вакуумные выключатели

Электрическая прочность вакуума значительно выше прочности других сред, применяемых в выключателях. Объясняется это увеличением длины среднего свободного пробега электронов, атомов, ионов и молекул по мере уменьшения давления. В вакууме длина свободного пробега частиц превышает размеры вакуумной камеры. В этих

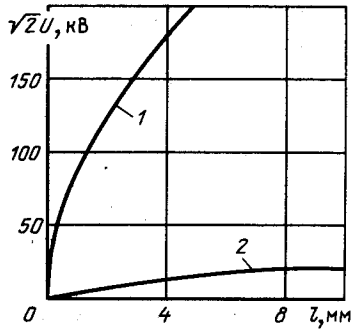


Рис. 12.21. Зависимость пробивного напряжения вакуума (*1*) и воздуха (*2*) от расстояния между электродами

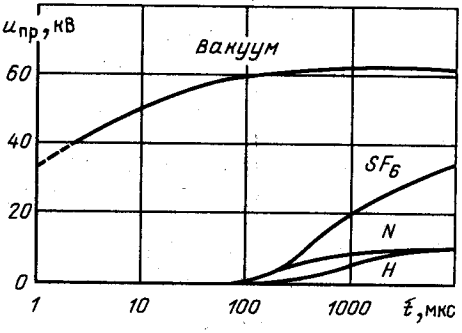


Рис. 12.22. Восстанавливающаяся электрическая прочность промежутка длиной $^1/_4''$ после отключения тока 1600 А в вакууме и различных газах при атмосферном давлении

условиях удары частиц о стенки камеры происходят значительно чаще, чем соударения между частицами. На рис. 12.21 показаны зависимости пробивного напряжения вакуума и воздуха от расстояния между электродами диаметром $^3/_8''$ из вольфрама [12.3]. При столь высокой электрической прочности расстояние между контактами может быть очень малым (2 – 2,5 см), поэтому размеры камеры могут быть также относительно небольшими.

Процесс восстановления электрической прочности промежутка между контактами при отключении тока протекает в вакууме значительно быстрее, чем в газах. На рис. 12.22 показана восстанавливающаяся электрическая прочность

промежутка длиной $^1/_4$″ после отключения тока 1600 А как функция времени для вакуума и различных газов при атмосферном давлении, откуда видна эффективность вакуума как дугогасящей среды.

Конструкция вакуумной камеры. Устройство вакуумной камеры показано на рис. 12.23. Она состоит из следующих частей: стеклокерамической оболочки *1*; стальных торцевых фланцев *2*; медных контактных стержней – неподвижного *3* и подвижного *4*; электродов *5*; стального ребристого сильфона *6*, приваренного к подвижному контактному стержню *4*; экранов *7*, *8*, *9*. Давление в камере составляет около $1{,}3 \cdot 10^{-5}$ Па.

Металлы, используемые для контактов, должны обладать механической прочностью, высокой проводимостью, стойкостью относительно эрозии и сваривания. Применение получили бинарные сплавы: Cu – Bi, Cu – Te, Ag – Bi и др.

В положении «включено» электроды прижаты друг к другу пружиной привода с силой около 3000 Н. В процессе отключения контакты размыкаются. Скорость движения контактов составляет около 1,5 м/с. Зажигается дуга. Она горит в парах металла, образующихся на поверхности холодного катода в отдельных наиболее нагретых точках. Металлические пары непрерывно покидают дуговой промежуток и конденсируются на поверхности центрального экрана, изолированного от электродов. Он защищает изолирующую оболочку от радиации дуги и оседания на ней частиц металла. Когда ток приходит к нулевому значению, дуга угасает и парообразование прекращается. Если скорость восстанавливающейся электрической прочности промежутка превышает скорость ПВН, цепь оказывается разомкнутой.

Отключающая способность вакуумной камеры зависит от материала и конструкции электродов, устройства экранов, определяющих пространственное распределение напряженности электрического поля внутри и вне камеры. В новейших конструкциях применены контакты большого диаметра (до 18 см), устроенные так, что в процессе отключения создается продольное магнитное поле, параллельное дуге. Опыт показывает, что это поле способствует диффузионному строению дуги из множе-

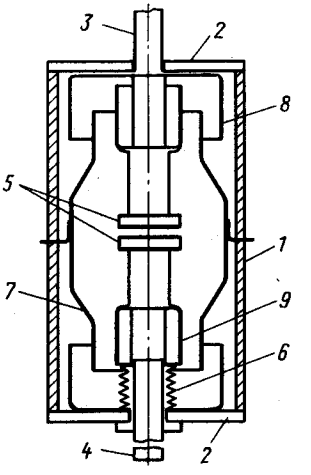


Рис. 12.23. Устройство вакуумной камеры

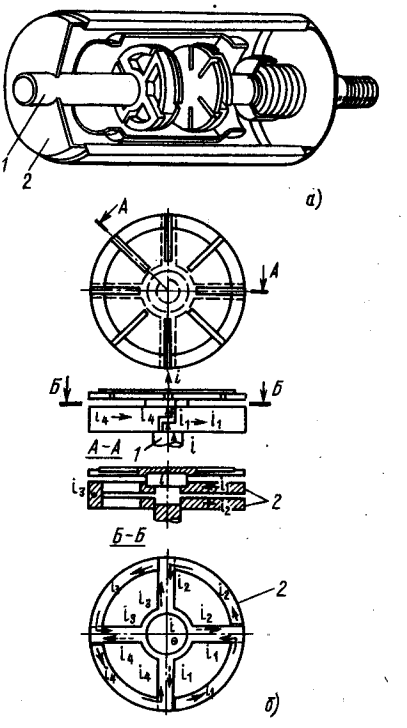


Рис. 12.24. Вакуумная камера японской фирмы Toshiba

ства тонких нитей с основаниями, равномерно распределенными по поверхности катода. При этом уменьшается напряжение на дуге и, следовательно, энергия, выделяемая в дуговом промежутке; увеличивается отключающая способность; эрозия контактов минимальна.

На рис. 12.24, *а* и *б* показаны продольный разрез вакуумной камеры японской фирмы Toshiba и детали контактной системы [12.4, 12.5]. Как видно из рис. 12.24, *б*, ток i входит в камеру по контактному стержню *1* и разделяется на четыре части – токи i_1, i_2, i_3, i_4, направленные сначала радиально, а потом по кольцевым элементам *2*. Пройдя одну четверть окружности, эти токи опять направляются по радиусам другой половины электрода и сходятся в середине электрода. В результате образуется продольный магнитный поток, пропорциональный одной четверти отключаемого тока, проходящего по кольцевым элементам контактной системы. То же самое имеет место на другом контакте.

Фирмой «Вестингауз» изготовлены и всесторонне испытаны вакуумные камеры для напряжения 72 кВ и отключаемого тока 63 кА [12.6]. Они рассчитаны на номинальный ток 3000 А. Камеры имеют диаметр 23 и длину 46 см. При последовательном включении нескольких таких камер могут быть построены вакуумные выключатели для сетей любых высоких напряжений.

Конструкции вакуумных выключателей. Ниже приведено описание некоторых вакуумных выключателей, построенных в СССР, США и Японии.

На рис. 12.25 показан вакуумный выключатель типа ВВ-10-20/1000УЗ конструкции ВЭИ с номинальным напряжением 10 кВ, номинальным током 1600 А и номинальным током отключения 20 кА. Время отключения 2 периода. Выключатель приспособлен для установки в ячейке комплектного РУ [12.7, 12.8]. В стадии освоения находятся

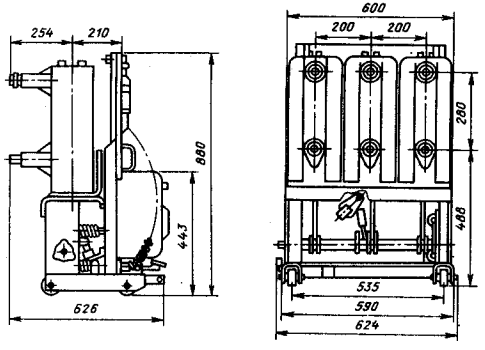


Рис. 12.25. Вакуумный выключатель типа ВВ-10-20/1000УЗ

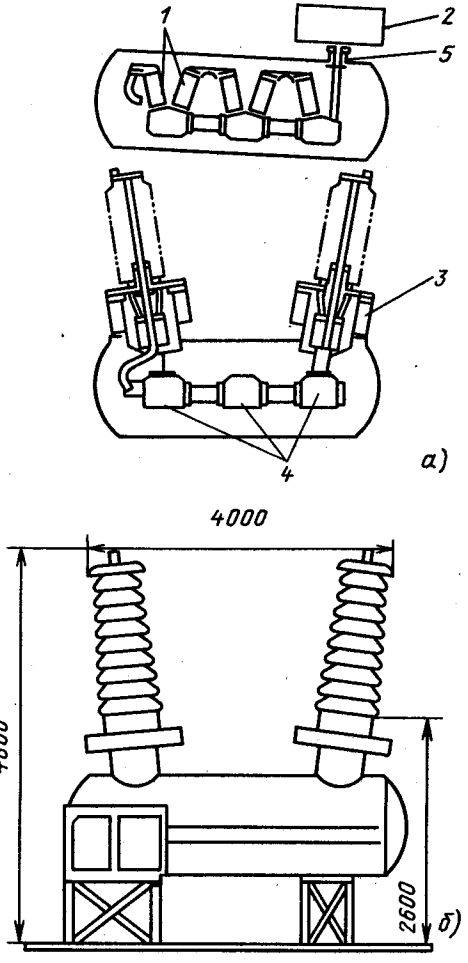


Рис. 12.26. Вакуумный выключатель фирмы «Дженерал Электрик» с номинальным напряжением 242 кВ:
а – размещение вакуумных камер в кожухе; *1* – вакуумные камеры; *2* – привод; *3* – трансформаторы тока; *4* – рычажная система; *5* – уплотнение; *б* – внешний вид выключателя

выключатели для номинальных напряжений 35 и 110 кВ.

Фирмой «Дженерал Электрик» (США) построен выключатель с номинальным напряжением 242 кВ и пятью камерами 45 кВ/40 кА, включенными последовательно [12.9]. Камеры каждого полюса помещены в стальной цилиндрический бак с проходными изоляторами и встроенными трансформаторами тока (рис. 12.26). Бак заполнен элегазом при давлении 0,1 МПа, чтобы увеличить разрядное напряжение по поверхности вакуумных камер (никакого отношения к гашению дуги элегаз не имеет). Подвижные контактные стержни вакуумных камер соединены между собой (рычажной системой), а также с пружинным приводом, обеспечивающим необходимое давление в контактах во включенном положении и достаточную скорость перемещения контактов при их размыкании. Стальной бак заварен наглухо на весь срок службы выключателя (около 20 лет).

Японской фирмой Toshiba [12.10] построены вакуумные выключатели для систем собственных нужд мощных АЭС и ТЭС. Выключатели имеют следующие параметры: номинальное напряжение 6,9 – 7,2 кВ; номинальные токи 1200, 2000 и 3000 А; номинальный ток отключения 63 кА; номинальный ток включения 160 кА. Выключатели снабжены или пружинными приводами с заводом от электродвигателей, или электромагнитными приводами. Они приспособлены для установки в ячейках комплектных РУ с весьма сжатыми размерами.

Положительные стороны вакуумных выключателей: 1) простота конструкции – отсутствие клапанов, компрессоров, других вспомогательных устройств; 2) исключительная надежность – перерывы в работе присоединений, вызванные ремонтом выключателей, практически исключены; 3) быстродействие (время отключения составляет 2 периода); 4) отсутствие шунтирующих резисторов, поскольку скорость восстанавливающейся электрической прочности промежутка между контактами исключительно высока; 5) отсутствие масла и других горючих материалов; 6) относительно небольшие размеры и масса выключателей; 7) отсутствие ударных нагрузок на фундаменты, характерных для масляных выключателей; 8) бесшумная работа; 9) низкая стоимость.

Как видно, вакуумные выключатели отвечают всем требованиям, указанным в § 12.1. Весьма вероятно, что в ближайшем будущем вакуумные выключатели вытеснят большую часть выключателей, применяемых в настоящее время.

12.6. Электромагнитные выключатели

Электромагнитные выключатели занимают особое место среди других выключателей переменного тока. Область их применения ограничена напряжением 10 – 15 кВ. Действие выключателя основано не на газовом дутье. Дуга, образующаяся на контактах, втягивается магнитным полем в гасительную камеру. Последняя состоит из ряда керамических дугостойких, инертных (в отношении выделения газа) пластин с V-образными вырезами, разделенных небольшими воздушными промежутками. Благодаря этому длина дуги значительно увеличивается (до 1 – 2 м), а сечение ее в узких вырезах пластин вынужденно уменьшается. Дуга приходит в тесное соприкосновение с холодными поверхностями пластин, обладающих высокой теплопроводностью. Это ведет к увеличению потерь энергии и градиента напряжения. Сопротивление дуги быстро увеличивается, а ток уменьшается до тех пор, пока дуга не погаснет. Типичная осциллограмма тока и напряжения при отключении короткозамкнутой цепи электромагнитным выключателем приведена на рис. 12.27, *а*. Она существенно отличается от соответствующих диаграмм для масляных и воздушных выключателей. Падение напряжения в дуге здесь значительно больше. В масляных и воздушных выключателях сопротивление дугового промежутка и его влияние на ток проявляются лишь в течение последних нескольких десятков микро-

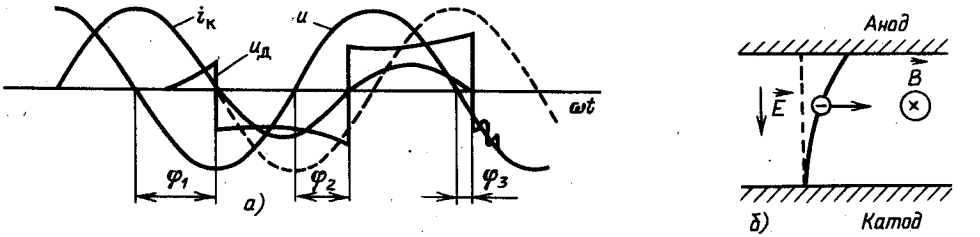


Рис. 12.27. К принципу действия электромагнитного выключателя:
а – изменение тока и напряжения в процессе отключения; *б* – движение электронов в электрическом и магнитном полях

секунд, предшествующих угасанию дуги. В электромагнитных выключателях резкое увеличение сопротивления дуги вследствие ее значительной длины является основным условием успешного отключения. Ток стремится к нулю. При этом сдвиг фазы тока по отношению к напряжению уменьшается.

Движение дуги в электромагнитном выключателе и ее удлинение происходят под действием магнитного поля, направленного перпендикулярно направлению тока. Это явление принято объяснять упрощенно, рассматривая дуговой столб как металлический проводник с током. Направление электродинамической силы определяют, руководствуясь правилом левой руки. Однако дуга не является металлическим проводником, а представляет собой плазму, т. е. раскаленный, ионизованный газ, и для объяснения движения дугового столба в магнитном поле необходимо более детально рассмотреть физику процесса.

Под действием магнитного поля, направленного перпендикулярно электрическому полю (рис. 12.27, *б*), электроны и ионы несколько отклоняются от своего основного направления в зависимости от магнитной индукции и длины свободного пробега заряженных частиц. В слабом магнитном поле угол отклонения невелик. Все же ионы и электроны, движущиеся в направлении электрического поля, получают составляющую скорости в направлении, перпендикулярном $\vec{B}$ и $\vec{E}$, и при столкновении передают это движение нейтральным молекулам газа. Под действием этой объемной силы газ движется в направлении, перпендикулярном дуге. Газ с высокой температурой выбрасывается из дугового столба вперед по движению, а холодный газ подсасывается в дуговой столб с противоположной стороны. Ионизация происходит легче с фронта, так как температура здесь выше. Плотность тока с этой стороны увеличивается, а с противоположной – уменьшается. В результате дуговой столб приходит в движение вместе с газом.

Устройство гасительной камеры электромагнитного выключателя конструкции ВЭИ [12.10] показано на рис. 12.28. В процессе отключения сначала размыкаются главные контакты *1*, после этого размыкаются дугогасительные контакты *2* и *3*. Возникшая дуга растягивается и перебрасывается на передний рог *4*, а потом на задний рог *7*, соединенный с подвижным контактом *2* (положения *Б* и *В*). В цепь вводятся витки электромагнита *5* и между полюсными наконечниками *6* создается магнитное поле, направленное перпендикулярно плоскости чертежа. Силы взаимодействия тока в дуге и магнитного

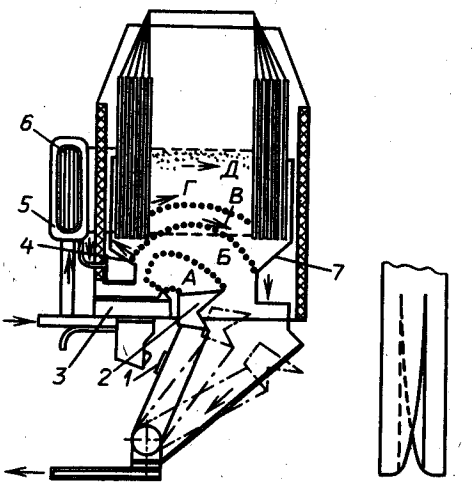


Рис. 12.28. Гасительная камера электромагнитного выключателя

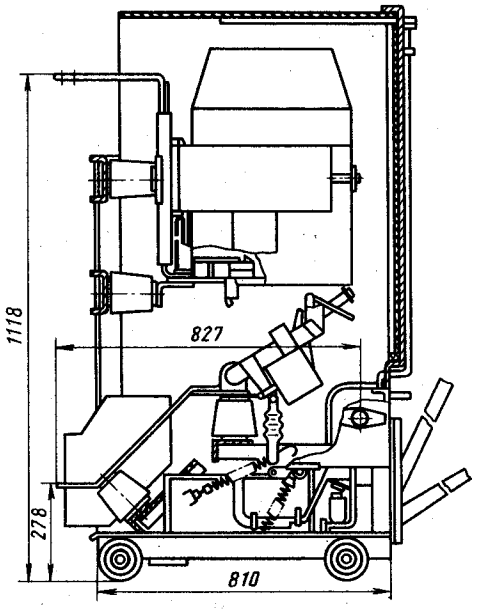


Рис. 12.29. Электромагнитный выключатель типа ВЭМ-10Э-100/12,5УЗ

поля направлены вверх и втягивают дугу в вырезы пластин (положение *Д*). Число пластин определяется номинальным напряжением и номинальным током отключения. При напряжении 10 кВ число пластин значительно больше, чем при напряжении 6 кВ.

Отечественные заводы строят электромагнитные выключатели серии ВЭМ с номинальным током отключения до 40 кА при напряжении 6,9 кВ и до 20 кА при напряжении 11,5 кВ (рис. 12.29). Они получили применение в системах собственных нужд мощных электростанций, а также в промышленных установках, где необходимы частые операции включения и отключения. Стоимость их относительно высока.

12.7. Управление выключателями

Операции по включению, отключению и повторному включению осуществляются дистанционно оператором или соответствующим автоматическим устройством с помощью приводных устройств или приводов, которые у всех выключателей, кроме воздушных, состоят из следующих частей: отключающих пружин, напряженных в положении «включено»; устройства, запирающего подвижную часть выключателя в положении «включено»; устройства, освобождающего подвижную часть выключателя при отключении; двигателя, выполняющего работу включения, в качестве которого используют электромагнит, пневматическое поршневое устройство, напряженные пружины; передаточного механизма, связывающего двигатель с подвижными контактами.

Приводы воздушных выключателей отличаются отсутствием отключающих пружин, устройством передаточного механизма и двигателя и др. (§ 12.3).

Источником энергии, необходимой для управления выключателем, является электрическая система. Однако энергия из системы не поступает непосредственно в привод, а предварительно преобразуется и аккумулируется в том или ином виде, например в аккумуляторных батареях для электромагнитных приводов, в ресиверах сжатого воздуха для пневматических приводов, в напряженных пружинах в пружинных приводах. Аккумуляторы энергии любого вида обеспечивают работу привода в аварийных условиях при отсутствии энергии в рассматриваемой части системы.

Приводы должны отвечать следующим требованиям:

они должны быть исключительно надежными в эксплуатации; привод может находиться в бездействии в течение недель и месяцев и при подаче команды на отключение должен сработать также хорошо, как после только что проведенного ремонта и испытания;

операции включения, отключения, многократного повторного включения должны протекать в течение минимального времени;

должна быть обеспечена возможность включения выключателя при временном нарушении работы станции, подстанции и отсутствии энергии в рассматриваемой части системы.

Передаточный механизм. Передача движения от двигателя к контактной

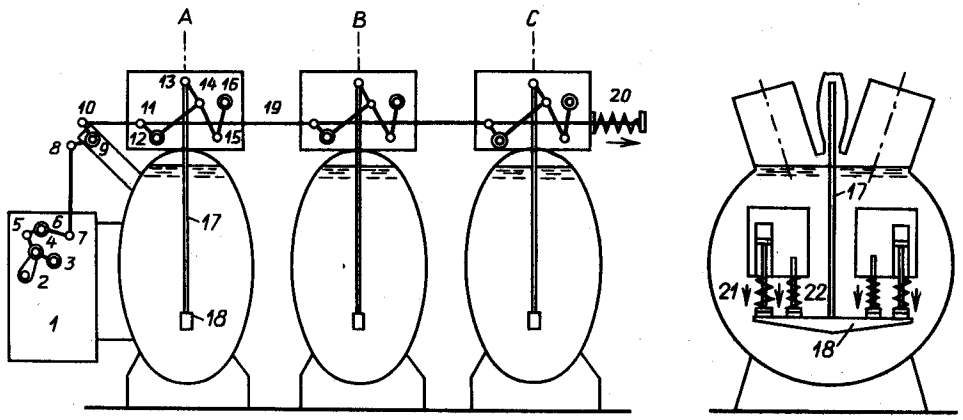


Рис. 12.30. Схема передаточного механизма бакового масляного выключателя

системе осуществляется с помощью передаточного механизма выключателя, состоящего из ряда плоских шарнирных четырехзвенников, валов, рычагов, тяг и других элементов. В качестве примера на рис. 12.30 приведена схема передаточного механизма бакового масляного выключателя. Процесс включения протекает следующим образом. Шток подвижного органа двигателя (на схеме не показан), являющегося частью привода *1*, давит на ролик *4* снизу вверх и поворачивает рычаг *3—4* по часовой стрелке приблизительно на угол 90°. С помощью четырехзвенников *3*, *4*, *5*, *6* и *6*, *7*, *8*, *9* движение передается к валу *9* и далее с помощью четырехзвенника *9*, *10*, *11*, *12* — к валу *12* полюса *A*. С помощью аналогичных четырехзвенников движение передается к валам полюсов *B* и *C*, связанным между собой общей тягой *19*. Дальнейшая передача движения к контактным траверсам *18* осуществляется с помощью выпрямляющих устройств полюсов. Каждое такое устройство имеет неподвижные шарниры *12* и *16*, рычаги *12—14*, *15—16* и коромысло *13—14—15*. При вращении рычагов *12—14* и *15—16* шарнир *13* перемещается вверх по траектории, близкой к вертикальной прямой, и поднимает изолирующую штангу *17* с контактной траверсой. Когда двигатель доведет механизм до положения «включено», подача энергии к двигателю автоматически прерывается и механизм запирается. Реакцию отключающих пружин *20*, а также пружин контактной системы *21* и *22* воспринимает упор *2*, на который садится ролик *4*. Стрелки на рисунке указывают направление сил реакции пружин *20*, *21* и *22*.

Свойства передаточного механизма выключателя можно частично уяснить с помощью статических характеристик, каждая из которых представляет собой зависимость равнодействующей сил сопротивления, отнесенных к какой-либо точке механизма, от рабочего хода этой точки при скорости, близкой к нулю. Силы инерции при этом отсутствуют. На рис. 12.31 приведены две такие характеристики, из которых первая $P_к(H)$ отнесена к контактной траверсе, а вторая $P_д(h)$ — к подвижному органу дви-

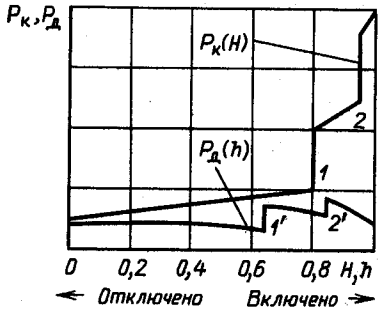


Рис. 12.31. Статические характеристики передаточного механизма бакового выключателя

гателя. По оси абсцисс отложены ход контактной траверсы H и соответственно ход двигателя h в долях полного рабочего хода. Как видно из рисунка, характеристика $P_к(H)$ представляет собой ломаную линию. В начале хода сила сопротивления относительно мала и резко увеличивается при подходе к положению «включено». Точки *1* и *2* соответствуют замыканию дугогасительных и главных контактов выключателя; при этом сила сопротивления увеличивается скачком. Статическая характеристика $P_д(h)$, отнесенная к валу привода, значительно ровнее, что достигается соответствующим выбором размеров рычагов и положения опор. Таким образом, механизм выключателя преобразует силы и моменты и тем самым облегчает работу двигателя.

При проектировании механизма выключателя должны быть также учтены силы инерции. Последние зависят от массы движущихся частей и характера изменения скорости в процессе включения. В начале движения скорость этих частей быстро увеличивается и сила инерции максимальна. Далее она уменьшается, достигает нуля и в конце хода, когда скорость уменьшается, изменяет направление, содействуя двигателю. Избыточная энергия поглощается амортизаторами.

Устройство, освобождающее подвижную часть выключателя. Как указано выше, в положении «включено» механизм выключателя заперт; отключающие пружины напряжены. Чтобы отключить выключатель, необходимо освободить подвижную систему механизма с помощью небольшого электромагнита. При этом отключающие и другие пружины приходят в действие и сообщают контактной системе необходимую скорость. Отключающее устройство должно обеспечивать возможность беспрепятственного отключения выключателя не только из положения «включено», но также на любой стадии незавершенного процесса включения, когда двигатель еще работает на включение. Это требование связано с установившейся практикой автоматического повторного

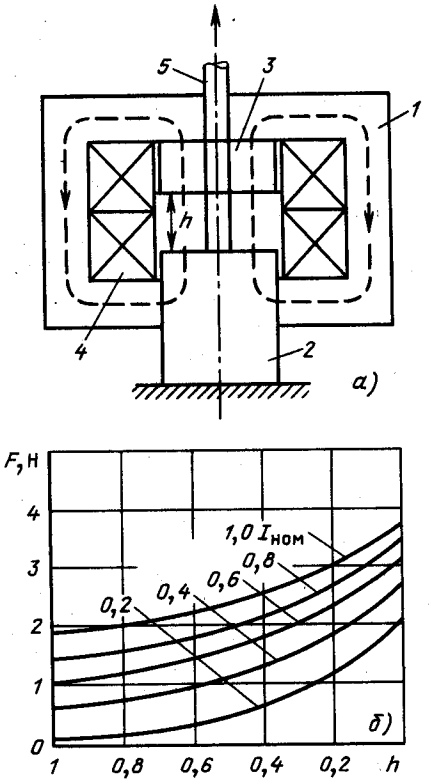


Рис. 12.32. Двигатель электромагнитного привода (*а*) и статические характеристики электромагнита постоянного тока (*б*)

включения воздушных линий, при котором возможно включение на КЗ. В этом случае быстродействующая релейная защита подает команду на отключение до завершения операции включения. Подвижный орган двигателя не должен препятствовать немедленному отключению выключателя.

Мощность, необходимая для освобождения механизма выключателя, невелика по сравнению с мощностью, необходимой для включения. Поэтому замыкание цепи электромагнита отключения может быть выполнено малогабаритными контактами реле.

Механическое устройство, обеспечивающее свободное отключение выключателя независимо от положения подвижного органа двигателя, называют устройством свободного механического расцепления.

Большинство приводов снабжено такими устройствами. Они отсутствуют в некоторых пневматических приводах, где свободное отключение обеспечивается другими способами.

Электромагнитные приводы. Двигатель электромагнитного привода (рис. 12.32, *а*) состоит из следующих частей: магнитопровода *1*, сердечника *2*, неподвижного „стопа" *3*, катушки *4*. Последняя имеет две секции, которые расположены внутри магнитопровода. Они включаются параллельно или последовательно в зависимости от номинального напряжения сети постоянного тока (110 или 220 В). В торец сердечника *2* ввинчен шток *5*, который в процессе включения упирается в ролик ведущего рычага передаточного механизма и поворачивает его по часовой стрелке.

Тяговая сила F электромагнита зависит от тока и положения сердечника (рис. 12.32, *б*). Цифры у кривых указывают значение тока в долях номинального $I_{ном} = U_{ном}/R$, где R – сопротивление обмотки.

Как видно из рисунка, тяговая сила увеличивается по мере уменьшения расстояния h и достигает максимального значения при подходе к положению «включено». Такая характеристика соответствует статической характеристике выключателя.

В процессе включения ток и магнитный поток электромагнита непрерывно изменяются. Сначала при замыкании цепи ток увеличивается приблизительно экспоненциально, пока не достигнет значения, достаточного для трогания нагруженного сердечника (рис. 12.33, *а*). Время, необходимое для такого нарастания тока, относительно велико (0,2 с). Когда ток достигнет необходимого значения, начинается движение сердечника. Скорость его быстро увеличивается, а скорость нарастания тока уменьшается. При включении выключателя на ненагруженную цепь ток в цепи не успевает достигнуть установившегося значения. Если же включение происходит на КЗ, то возникают электродинамические силы, препятствующие движению сердечника и завершению операции включения. Скорость сердечника резко уменьшается, что вызывает увеличение тока в электромагните и увеличение тяговой силы. Сердечник вновь увеличивает скорость и доводит подвижную систему выключателя до положения «включено» (рис. 12.33, *б*). Если мощность электромагнита недостаточна, происходит сильное торможение сердечника и опасность оплавления контактов, поскольку давление в них недостаточно.

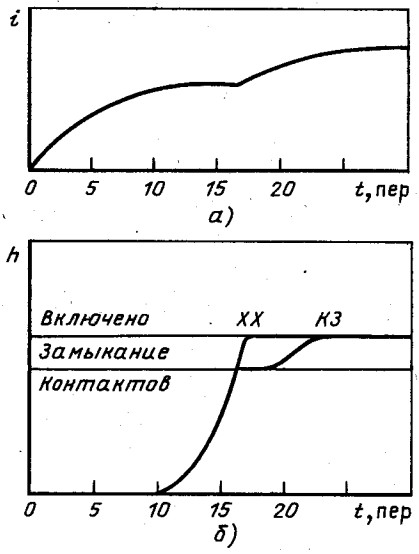


Рис. 12.33. Процесс включения электромагнитного привода:
а – изменение тока; *б* – ход подвижной системы выключателя

Электромагнитные приводы относятся к приводам медленного действия. Собственное время привода (от момента подачи команды на включение до момента трогания) составляет большую часть полного времени включения. Последнее достигает 0,5 с и более.

Для питания электромагнитных приводов необходима аккумуляторная батарея достаточной емкости, обычно предусматриваемая на станциях в качестве независимого от энергосистемы вспомогательного источника энергии. Однако на большей части понижающих подстанций установка аккумуляторных

батарей экономически не оправдывается. В этих условиях применение электромагнитных приводов возможно только при питании от сети переменного тока через индивидуальные полупроводниковые выпрямители. Но такая схема не обеспечивает возможность включения выключателя при нарушении электроснабжения. Поэтому применение электромагнитных приводов при отсутствии аккумуляторной батареи нецелесообразно. В последнее время в связи с увеличением отключающей способности выключателей и повышением требований к быстродействию электромагнитные приводы вытесняются более совершенными пневматическими приводами.

Пневматические приводы. Уральский завод электротехнического машиностроения (УЭТМ) для баковых масляных выключателей серий У-110 и У-220 изготовляет пневматические приводы, особенность которых заключается в том, что подача сжатого воздуха в рабочий цилиндр регулируется в процессе включения с помощью дроссельного устройства (рис. 12.34). В начале процесса включения, когда силы противодействия малы, подача воздуха невелика. К моменту замыкания контактов, когда силы противодействия резко увеличиваются, подача воздуха также увеличивается и незадолго до посадки механизма на упор подача воздуха в цилиндр прекращается. При таком регулировании уменьшаются время включения и нагрузка на элементы привода и выключателя.

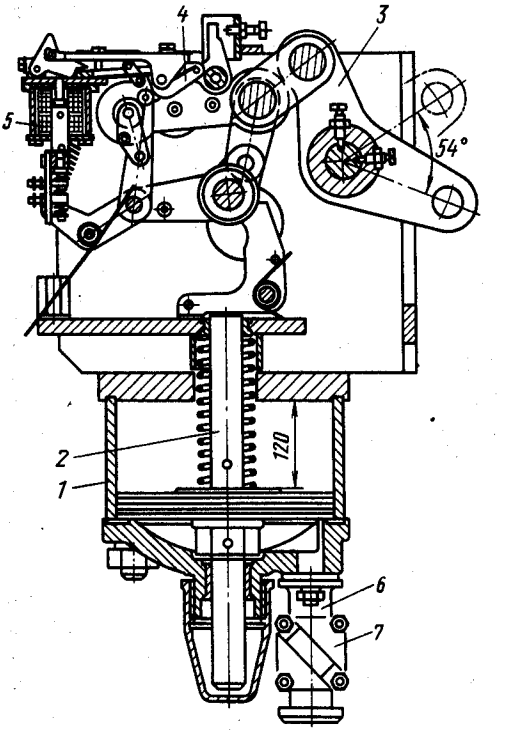


Рис. 12.34. Пневматический привод:
1 – силовой пневмоцилиндр с поршнем; *2* – шток; *3* – рычажный механизм для передачи движения к выключателю; *4* – отключающий механизм; *5* – электромагнит отключения; *6* – корпус дросселирующей приставки с золотником; *7* – пусковой клапан с электромагнитом включения

Пружинные приводы. Эти приводы в качестве двигателя и аккумулятора энергии имеют пружину, которая может быть напряжена через редуктор от небольшого электродвигателя переменного тока. Редуктор представляет собой зубчатую передачу с большим передаточным числом.

Двигатель соединяют с редуктором через фрикционную муфту. Предусматривают также устройство для завода пружины от руки в случае потери источника энергии.

Для включения выключателя необходимо освободить напряженную пружину с помощью особого устройства, управляемого небольшим электромагнитом постоянного или переменного тока. Как только процесс включения закончен, включается электродвигатель и пружина заводится вновь. Теперь привод готов к повторному включению, если такое потребуется. Второе повторное включение (в случае, если первое окажется неуспешным) также возможно, но не ранее чем через 5 – 10 с после первого включения. За это время пружина будет вновь заведена электродвигателем. Таким образом, пружинный привод с автоматическим заводом от электродвигателя обеспечивает возможность многократного повторного включения с интервалами 5 – 10 с.

12.8. Нормирование коммутационной способности выключателей. Выбор выключателей

Под коммутационной способностью выключателя понимают его способность отключать и включать электрические цепи при КЗ. Соответственно установлены понятия номинального тока отключения $I_{\text{от.ном}}$ и номинального тока включения $I_{\text{вк.ном}}$.

Номинальный ток отключения. Тяжесть процесса отключения (в части, относящейся к току) определяется в основном действующим значением периодической составляющей отключаемого тока. Поэтому условились под номинальным током отключения понимать наибольшее допустимое действующее значение чисто симметричного тока или наибольшее допустимое значение периодической составляющей асимметричного тока к моменту τ размыкания дугогасительных контактов. Выключатель должен надежно отключать эти токи при: асимметрии $\beta = i_{\text{ат}}/(\sqrt{2}\,I_{\text{пт}})$ – вплоть до номинального значения $\beta_{\text{ном}} = i_{\text{атном}}/(\sqrt{2}\,I_{\text{от.ном}})$; напряжении сети – вплоть до наибольшего рабочего напряжения $U_{\text{раб.нб}}$; номинальных параметрах восстанавливающегося напряжения (§ 10.6); нормированных циклах операций включения и отключения.

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ к некоторому моменту τ определяют по огибающим кривым, как показано на рис. 12.35.

Расчетное время τ размыкания дугогасительных контактов, с, определяют как сумму собственного времени отключения выключателя $t_{\text{от.сб}}$ и минимального времени срабатывания релейной защиты, принимаемого равным 0,01 с:

$$\tau = t_{\text{от.сб}} + 0{,}01. \qquad (12.1)$$

Собственное время отключения выключателя указывают заводы-изготовители. Его исчисляют от момента подачи команды на отключение до момента размыкания дугогасительных контактов.

Обычно номинальная асимметрия

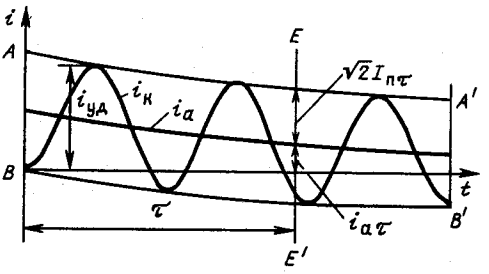


Рис. 12.35. Осциллограмма отключаемого тока КЗ:
AA′ и *BB′* – огибающие кривые; *EE′* – момент размыкания дугогасительных контактов

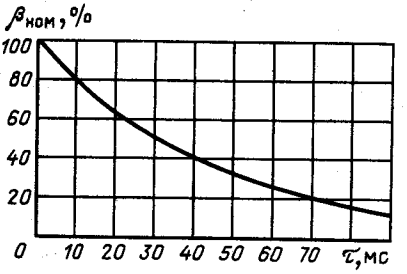


Рис. 12.36. Номинальная асимметрия отключаемого тока как функция расчетного времени τ

выражается в процентах: $\beta_{\text{ном}} = i_{\text{атном}}100/(\sqrt{2}I_{\text{от.ном}})$.

Согласно ГОСТ 687 – 78* номинальная асимметрия установлена как функция времени τ (рис. 12.36). Кривая $\beta_{\text{ном}}(\tau)$ представляет собой экспоненту с показателем τ/T_{a}. Значение T_{a} принято равным 0,045 с, что соответствует среднему значению - в большинстве точек системы. При КЗ вблизи мощных электростанций $T_{\text{a}} > 0{,}045$ с, что должно быть учтено при выборе выключателя. При $\tau > 70$ мс значение $\beta_{\text{ном}}$ следует считать равным нулю.

При выборе выключателя по номинальному току отключения должны быть соблюдены следующие условия:

$$\left.\begin{aligned} I_{\text{от.ном}} &\geqslant I_{\text{пт}}; \\ i_{\text{атном}} &\geqslant i_{\text{ат}}, \end{aligned}\right\} \qquad (12.2)$$

где $i_{\text{атном}} = \sqrt{2}\,I_{\text{от.ном}}\beta_{\text{ном}}/100$ – номинальное значение апериодической составляющей тока отключения.

В левой части этих неравенств указаны номинальные параметры выключателя; в правой – соответствующие расчетные значения.

Если второе требование не выполнено, т. е. расчетное значение апериодической составляющей тока превышает номинальное значение, то в этом случае следует сопоставить условные значения полных токов отключения, а именно:

$$\sqrt{2}\, I_{\text{от.ном}} (1 + \beta_{\text{ном}}/100) \geqslant \geqslant \sqrt{2}\, I_{\text{пт}} (1 + \beta/100), \qquad (12.3)$$

откуда $I_{\text{от.ном}} \geqslant I_{\text{пт}} \dfrac{1 + \beta/100}{1 + \beta_{\text{ном}}/100}$.

Из последнего выражения следует, что выключатель способен отключать ток КЗ при значении $i_{\text{ат}}$, превышающем номинальное значение, при условии, что номинальный ток отключения превышает расчетный ток $I_{\text{пт}}$ в отношении $\dfrac{1 + \beta/100}{1 + \beta_{\text{ном}}/100}$.

Номинальный ток включения. Под номинальным током включения понимают наибольший ток КЗ, который выключатель способен надежно включить. Заводы-изготовители определяют этот ток наибольшим действующим значением, которое установлено равным номинальному току отключения

$$I_{\text{вк.ном}} = I_{\text{от.ном}},$$

и наибольшим мгновенным значением, которое установлено равным

$$i_{\text{вк.ном}} = 2{,}55 I_{\text{от.ном}}. \qquad (12.4)$$

Отсюда следует, что выключатель, выбранный по номинальному току отключения, способен также включить цепь с номинальным током включения. Поэтому дополнительной проверки не требуется (см. пример 12.1).

Нормированные циклы операций включения и отключения. Для выключателей, предназначенных для работы с АПВ, нормированы следующие циклы:

1) О – $t_{\text{бт}}$ – ВО – 180 с – ВО;
2) О – 180 с – ВО – ВО,

где О – операция отключения КЗ; ВО – операция включения на КЗ и немедленно (без преднамеренной выдержки времени) следующая за ней операция отключения; $t_{\text{бт}}$ – нормированная бестоковая пауза при АПВ, значение которой для разных типов выключателей может находиться в пределах от 0,3 до 1,3 с.

Для выключателей, не предназначенных для работы с АПВ, установлен только второй цикл.

Проверка выключателя на электродинамическую и термическую стойкость. Условия электродинамической стойкости электрических аппаратов могут быть записаны следующим образом (§ 7.3):

$$I_{\text{дин.ном}} \geqslant I_{\text{п0}};$$
$$i_{\text{дин.ном}} \geqslant i_{\text{уд}}.$$

Для выключателей номинальные токи электродинамической стойкости установлены равными

$$\left.\begin{aligned} I_{\text{дин.ном}} &= I_{\text{от.ном}}; \\ i_{\text{дин.ном}} &= 2{,}55 I_{\text{от.ном}}. \end{aligned}\right\} \qquad (12.5)$$

Отсюда следует, что выключатель, выбранный по номинальному току отключения, отвечает условию электродинамической стойкости (см. пример 12.1).

Условие термической стойкости выключателя может быть записано следующим образом:

$$I^2_{\text{тер.ном}} t_{\text{тер.ном}} \geqslant B, \qquad (12.6)$$

где $I_{\text{тер.ном}}$ – номинальный ток термической стойкости выключателя, установленный равным $I_{\text{от.ном}}$; $t_{\text{тер.ном}}$ – номинальное время термической стойкости (3 – 4 с); B – интеграл Джоуля с пределами интегрирования от нуля до $t_{\text{от}}$.

Пример 12.1. Выбрать выключатели для РУ 500 кВ электростанции мощностью $8 \cdot 500 = 4000$ МВт, схема которой приведена на рис. 10.10, *а*. Результирующие индуктивные сопротивления и начальные значения тока КЗ определены в примере 10.1. Расчет ПВН выполнен в том же примере и продолжен в § 10.5 (вторая стадия переходного процесса). Для выбора выключателей необходимо дополнительно определить результирующие активные сопротивления и постоянные времени $T_{\text{а}}^{(3)}$ и $T_{\text{а}}^{(1)}$, что и выполнено ниже.

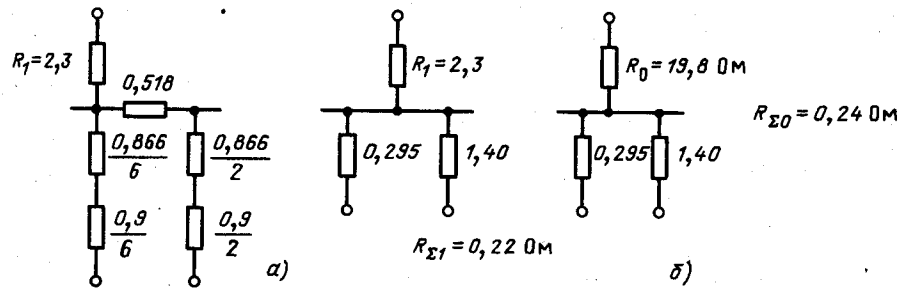


Рис. 12.37. Схемы замещения к примеру 12.1:
а – прямая последовательность; *б* – нулевая последовательность

Активные сопротивления выразим в омах, отнесенных к напряжению 515 кВ:

для генераторов

$S_{ном} = 588$ МВ·А; $X_{*2(ном)} = 0,296$ и $T_a^{(3)} = 0,468$ с,

поэтому

$$R_{*г(б)} = \frac{X_{*2(ном)} S_б}{2\pi f T_a^{(3)} S_{ном}} = \frac{0,296 \cdot 630}{314 \cdot 0,468 \cdot 588} = 2155 \cdot 10^{-6},$$

или в омах

$$R_г = R_{*г(б)} X_б = 2155 \cdot 10^{-6} \cdot 421 = 0,9 \text{ Ом};$$

для повышающих трансформаторов

$S_{ном} = 630$ МВ·А; $I_{ном} = 707$ А и $P_к = 1300 \cdot 10^3$ Вт,

поэтому

$$R_т = \frac{P_к}{3I_{ном}^2} = \frac{1300 \cdot 10^3}{3 \cdot 707^2} = 0,866 \text{ Ом};$$

для автотрансформаторов

$S_{ном} = 267$ МВ·А; $I_{ном} = 900$ А и $P_{кВН-НН} = 420 \cdot 10^3$ Вт,

поэтому

$$R_{ат} = \frac{420 \cdot 10^3}{900^2} = 0,518 \text{ Ом}.$$

Параметры воздушных линий: провода АС сечением 3·500 мм²: 0,0197 Ом/км; $l = 350$ км. При этом результирующее сопротивление прямой последовательности трех линий, включенных параллельно,

$$R_1 = 0,0197 \cdot 350/3 = 2,3 \text{ Ом}.$$

Результирующее сопротивление нулевой последовательности трех линий, включенных параллельно, с учетом сопротивления земли

$$R_0 = R_1 + 0,15 \cdot 350/3 = 2,3 + 0,15 \cdot 350/3 = 19,85 \text{ Ом}.$$

Активные сопротивления системы ничтожно малы и приняты равными нулю.

Схемы замещения для определения результирующих сопротивлений приведены на рис. 12.37. Из них следует:

$$R_{Σ1} = \frac{1}{1/0,295 + 1/1,40 + 1/2,3} = 0,22 \text{ Ом};$$

$$R_{Σ0} = \frac{1}{1/0,295 + 1/1,40 + 1/19,88} = 0,24 \text{ Ом}.$$

Результирующие индуктивные сопротивления прямой и нулевой последовательностей известны из предыдущих расчетов: $X_{Σ1} = 0,0354 \cdot 421 = 14,9$ Ом; $X_{Σ0} = 0,0179 \times 421 = 7,53$ Ом, поэтому

$$T_a^{(3)} = \frac{X_{Σ1}}{\omega R_{Σ1}} = \frac{14,9}{314 \cdot 0,22} = 0,216 \text{ с};$$

$$T_a^{(1)} = \frac{2X_{Σ1} + X_{Σ0}}{\omega (2R_{Σ1} + R_{Σ0})} = \frac{2 \cdot 14,9 + 7,53}{314 (2 \cdot 0,22 + 0,24)} = 0,175 \text{ с}.$$

При определении номинального тока отключения выключателя ориентируемся на двухпериодные выключатели серии ВНВ; собственное время отключения $t_{от.сб} = 0,025$ с, поэтому $\tau = 0,025 + 0,01 = 0,035$ с. Учитывая быстродействие выключателя, можно пренебречь затуханием периодической составляющей тока КЗ, что упрощает расчет и создает некоторый запас надежности. Расчетным является случай однофазного КЗ, однако расчет выполнен также и для случая трехфазного КЗ.

При однофазном КЗ:

$$I_{пτ} \approx I_{п0} = 25,4 \text{ кА}; \quad T_a^{(1)} = 0,175 \text{ с};$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2}\, I_{\text{п0}} \exp \frac{-\tau}{T_{\text{a}}^{(1)}} =$$

$$= \sqrt{2} \cdot 25{,}4 \exp \frac{-0{,}035}{0{,}175} = 30{,}2 \text{ кА};$$

$$\beta = \frac{i_{\text{ат}}}{\sqrt{2}\, I_{\text{пт}}} 100 = \frac{30{,}2 \cdot 100}{\sqrt{2} \cdot 25{,}4} = 84\,\%;$$

$\beta_{\text{ном}} = 45\,\%$ (рис. 12.37).

Выбираем выключатель с номинальным током отключения 31,5 кА (см. табл. 10.1). При этом

$$i_{\text{атном}} = \sqrt{2}\, I_{\text{от. ном}} \frac{\beta_{\text{ном}}}{100} =$$

$$= \sqrt{2} \cdot 31{,}5 \cdot 0{,}45 = 20 \text{ кА}.$$

Поскольку $i_{\text{ат}} > i_{\text{атном}}$, ориентируемся на выражение (12.3):

$$\sqrt{2}\, I_{\text{от. ном}} \left(1 + \frac{\beta_{\text{ном}}}{100}\right) = 64{,}5;$$

$$\sqrt{2}\, I_{\text{пт}} \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) = 66 \text{ кА}$$

такое расхождение допустимо.

При трехфазном КЗ:

$$I_{\text{п0}} = I_{\text{пт}} = 21{,}3 \text{ кА}; \; T_{\text{a}}^{(3)} = 0{,}216 \text{ с};$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2}\, I_{\text{п0}} \exp \frac{-\tau}{T_{\text{a}}^{(3)}} = \sqrt{2} \cdot 21{,}3 \exp \frac{-0{,}035}{0{,}216} =$$

$$= 25{,}6 \text{ кА};$$

$$\beta = \frac{i_{\text{ат}} 100}{\sqrt{2}\, I_{\text{пт}}} = \frac{25{,}6 \cdot 100}{\sqrt{2} \cdot 21{,}3} = 85\,\%; \; \beta_{\text{ном}} = 45\,\%.$$

$$\sqrt{2}\, I_{\text{от. ном}} (1 + \beta_{\text{ном}}/100) =$$

$$= 64{,}6 > \sqrt{2}\, I_{\text{пт}} (1 + \beta/100) = 55{,}6 \text{ кА}.$$

Ударные коэффициенты при однофазном и трехфазном КЗ равны:

$$k_{\text{уд}}^{(1)} = 1 + \exp \frac{-0{,}01}{T_{\text{a}}^{(1)}} = 1 + \exp \frac{-0{,}01}{0{,}175} = 1{,}94;$$

$$k_{\text{уд}}^{(3)} = 1 + \exp \frac{-0{,}01}{T_{\text{a}}^{(3)}} = 1 + \exp \frac{-0{,}01}{0{,}216} = 1{,}95.$$

Проверка по току включения:

$$I_{\text{вк. ном}} = 31{,}5 \text{ кА} > I_{\text{п0}} = 25{,}4 \text{ кА};$$

$$i_{\text{вк. ном}} = 2{,}55 \cdot 31{,}5 \text{ кА} > \sqrt{2}\, I_{\text{п0}} k_{\text{уд}}^{(1)} =$$

$$= \sqrt{2} \cdot 25{,}4 \cdot 1{,}94 = 69{,}6 \text{ кА}.$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин. ном}} = I_{\text{от. ном}} = 31{,}5 \text{ кА} > I_{\text{п0}} = 25{,}4 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин. ном}} = 2{,}55 I_{\text{от. ном}} = 80{,}3 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 69{,}6 \text{ кА}.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$I_{\text{тер. ном}} = I_{\text{от. ном}} = 31{,}5 \text{ кА}$$

и $t_{\text{тер. ном}} = 3$ с. При этом $I_{\text{тер. ном}}^2 t_{\text{тер. ном}} = 31{,}5^2 \cdot 3 = 2975 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Примем расчетную продолжительность КЗ равной 2 с, исходя из времени срабатывания резервной защиты.

Определим функцию $B = B_{\text{п}} + B_{\text{a}}$. Чтобы упростить расчет, примем, что периодическая составляющая тока КЗ не затухает. Таким образом расчет выполняется с большим запасом надежности. При этом

$$B_{\text{п}} = I_{\text{п0}}^2 t = 25{,}4^2 \cdot 2 = 1290 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Функция B_{a} может быть определена из следующего выражения:

$$B_{\text{a}} = \int_0^t [\sqrt{2}\, I_{\text{п0}} \exp(-t/T_{\text{a}})]^2 \, dt =$$

$$= 2 I_{\text{п0}}^2 \int_0^t \exp(-2t/T_{\text{a}}) \, dt =$$

$$= 2 I_{\text{п0}}^2 \left[-\frac{T_{\text{a}}}{2} \exp \frac{-2t}{T_{\text{a}}} \right]_{t=0}^{t=2} =$$

$$= 2 I_{\text{п0}}^2 \frac{T_{\text{a}}}{2} \left(1 - \exp \frac{-4}{T_{\text{a}}}\right) =$$

$$= 2 \cdot 25{,}4^2 \frac{0{,}175}{2} \left(1 - \exp \frac{-4}{0{,}175}\right) = 101 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Поэтому $B = B_{\text{п}} + B_{\text{a}} = 1290 + 101 = 1391 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$, что приблизительно в 2 раза меньше найденного выше допустимого значения 2975 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$. Таким образом, термическая стойкость выключателя обеспечена.

Глава тринадцатая

ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

13.1. Отключение цепей постоянного тока при напряжении, не превышающем 10 кВ

Процесс отключения цепи постоянного тока (ПТ), точнее тока постоянного направления, существенно отличается от такового при переменном токе. Как известно из предыдущего, гашение дуги и отключение цепи переменного тока происходит вблизи нулевого значения тока, что имеет место 2 раза в течение каждого периода. Постоянный ток к нулю не приходит. Чтобы отключить цепь ПТ, необходимо ввести в нее сопротивление, непрерывно увеличивающееся до тех пор, пока ток не достигнет нуля. В качестве такого сопротивления может быть использована дуга, образующаяся на контактах выключателя, при условии, что характеристика ее $u_д(t)$ соответствует определенным требованиям.

Рассмотрим процесс отключения однополюсным выключателем короткозамкнутой цепи с индуктивностью L и сопротивлением R (рис. 13.1). Если до КЗ цепь не нагружена, ток изменяется экспоненциально согласно выражению

$$I_к = \frac{U}{R}\left(1 - \exp\frac{-t}{T}\right), \qquad (13.1)$$

где U – напряжение сети, принимаемое неизменным в течение всего процесса; $T = L/R$ – постоянная времени.

Допустим, что контакты выключателя разомкнулись спустя некоторое время t_1, когда ток еще не достиг установившегося значения $I_\infty = U/R$. В цепь вводится сопротивление дуги с прямоугольной характеристикой $u_д(t)$, обеспечивающей оптимальные условия отключения (рис. 13.2). Напряжение на дуговом промежутке быстро увеличивается от нуля до максимального значения, равного $(2 \div 3)\,U$, и остается неизменным до тех пор, пока ток не достигнет нуля. Анализ показывает, что при этом скорость снижения тока максимальна, а энергия, выделяющаяся в дуговом промежутке, минимальна.

Определим продолжительность дуги и выделяющуюся энергию. Воспользуемся для этого методом наложения [13.1]. Ток I после размыкания контактов может быть представлен состоящим из двух составляющих, а именно: тока $I_к$, вызванного напряжением U при закороченном дуговом промежутке (рис. 13.3, *а*), и тока $I_д$, вызванного напряжением $-u_д$, введенным в цепь в момент t_1 при напряжении $U = 0$ (рис. 13.3, *б*). Эти токи определяются следующими выражениями:

$$\left.\begin{aligned} I_к &= \frac{U}{R}\left(1 - \exp\frac{-t_1 + t}{T}\right); \\ I_д &= -\frac{u_д}{R}\left(1 - \exp\frac{-t}{T}\right). \end{aligned}\right\} \qquad (13.2)$$

Начало отсчета времени перенесено в точку t_1, соответствующую моменту размыкания контактов выключателя.

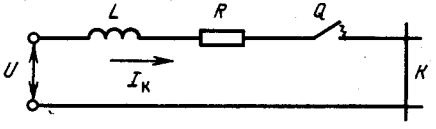


Рис. 13.1. Схема короткозамкнутой цепи постоянного тока

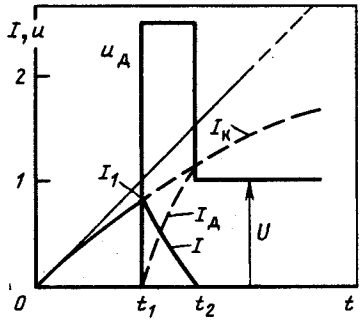


Рис. 13.2. Изменение тока в процессе отключения цепи выключателем с прямоугольной характеристикой дуги

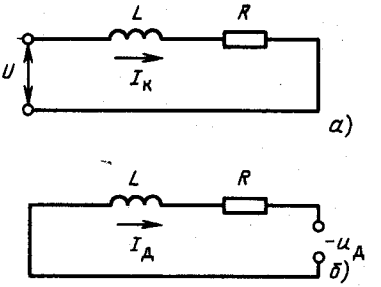


Рис. 13.3. Схемы, поясняющие применение метода наложения к определению тока в процессе отключения

Обе составляющие изменяются экспоненциально с постоянной времени $T = L/R$, но от различных начальных значений и с различной начальной скоростью, поскольку $u_д \neq U$ (рис. 13.2). Полный ток I, равный сумме $I_к + I_д$, изменяется также экспоненциально и достигает нуля спустя время $t_д = t_2 - t_1$, когда ток $I_д$ станет равным току $I_к$:

$$\frac{U}{R}\left(1 - \exp\frac{-t_1 + t}{T}\right) - \frac{u_д}{R}\left(1 - \exp\frac{-t}{T}\right) = 0.$$

Отсюда может быть определено время $t = t_д$:

$$t_д = T \ln \frac{u_д - U \exp\dfrac{-t_1}{T}}{u_д - U}. \qquad (13.3)$$

Из последнего выражения следует, что отключение цепи возможно при условии, что напряжение дуги превышает напряжение сети; только при этом условии $t_д$ является вещественным числом. Чем выше напряжение дуги, тем меньше время ее горения. Если напряжение дуги недостаточно, ток будет продолжать увеличиваться. Это означает, что выключатель не способен прервать цепь. Продолжительность горения дуги зависит также от отношения t_1/T. Чем быстрее размыкаются контакты выключателя, тем меньше ток и время дуги. Эти зависимости легко проследить с помощью диаграммы на рис. 13.2.

Энергия, выделяющаяся в дуговом промежутке в процессе отключения, может быть представлена следующим образом:

$$A = \int_0^{t_д} u_д I \, dt. \qquad (13.4)$$

Учитывая, что $u_д = U - IR - L\dfrac{dI}{dt}$, выражение (13.4) можно преобразовать следующим образом:

$$A = \int_0^{t_д}\left(U - IR - L\frac{dI}{dt}\right) I \, dt =$$

$$= -L\int_{I_1}^{0} I \, dt + \int_0^{t_д} (U - IR) I \, dt =$$

$$= \frac{1}{2} L I_1^2 + \int_0^{t_д} (U - IR) I \, dt = A_1 + A_2. \qquad (13.5)$$

Выражение для энергии A состоит из двух слагаемых. Первое слагаемое $A_1 = \dfrac{1}{2} L I_1^2$ представляет собой электромагнитную энергию, запасенную в контуре к моменту размыкания контактов. Она зависит от времени t_1 и индуктивности L. Чем быстрее размыкаются контакты выключателя, тем меньше ток I_1 и запасенная энергия A_1. Второе слагаемое A_2 представляет энергию, поступающую в выключатель из сети в течение времени горения дуги. Она зависит от скорости снижения тока, следовательно, от конструкции выключателя и характеристики дугогасящего устройства. Чем быстрее снижается ток, тем меньше время дуги и энергия A_2. Если бы напряжение дуги могло быть доведено до очень большого значения, энергия A_2 могла быть доведена (теоретически) до нуля. Однако напряжение дуги ограничено условием надежной работы изоляции электрического оборудования.

Приведенный анализ позволяет заключить, что дугогасящее устройство, обеспечивающее максимальное напряжение дуги в течение всего процесса отключения, отвечает поставленным требо-

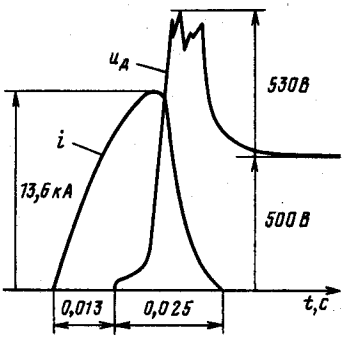


Рис. 13.4. Осциллограммы тока и напряжения дуги при отключении цепи быстродействующим выключателем

ваниям. Разумеется, характеристика прямоугольного вида является условной. Требуется небольшое время после размыкания контактов для выброса дуги в дугогасящую камеру, где градиент напряжения быстро возрастает. Однако характеристики быстродействующих выключателей близки к прямоугольной. В качестве примера на рис. 13.4 приведена осциллограмма тока и напряжения в процессе отключения цепи с напряжением 500 В и индуктивностью 0,6 мГн. Начальная скорость увеличения тока составляет $0{,}83 \cdot 10^6$ А/с, максимальное значение тока 13 600 А. Время от возникновения КЗ до размыкания контактов 0,013 с, а до момента максимального значения 0,023 с. Время горения дуги 0,025 с, полное время отключения 0,038 с. Среднее напряжение на дуговом промежутке 980 В, максимальное напряжение 1030 В.

13.2. Автоматические быстродействующие выключатели постоянного тока

Автоматические быстродействующие выключатели ПТ составляют особую группу силовых выключателей, предназначенных для защиты полупроводниковых и ртутных преобразователей, электрических машин и другого оборудования. Их называют автоматическими, потому что они снабжены устройствами, реагирующими на внезапное увеличение тока при перегрузках и КЗ или на изменение направления тока и обеспечивающими быстрое отключение выключателя. Последний размыкает свои контакты и прерывает ток КЗ до того, как он достигнет максимального значения. Таким образом, быстродействующие выключатели ограничивают ток КЗ, что существенно важно для уменьшения повреждения оборудования и повышения надежности электроснабжения. Облегчается также работа самого выключателя.

Степень ограничения тока определяется отношением максимального тока, пропускаемого выключателем, к установившемуся значению. Это отношение составляет примерно 0,5 – 0,25 в зависимости от собственного времени отключения выключателя и постоянной времени цепи.

Быстродействие выключателя обеспечивается особой его конструкцией. Наибольшее применение получили выключатели, в которых быстродействие достигнуто исключением механизма свободного расцепления и запирающей защелки [13.2]. Подвижная часть выключателя удерживается в положении «включено» электромагнитом. Последний снабжен дополнительной обмоткой, включенной последовательно в цепь главного тока, с помощью которой подвижная часть выключателя освобождается при резком увеличении тока или при изменении его направления. Собственное время отключения выключателей составляет 1 – 5 мс. Полное время отключения, включая время дуги, не превышает 15 – 30 мс. В качестве примера на рис. 13.5 приведена принципиальная схема быстродействующего выключателя с удерживающим электромагнитом. Этот электромагнит *1* имеет две обмотки. Основная или удерживающая обмотка *2* с большим числом витков присоединена к сети постоянного тока 110 – 220 В. Последовательная обмотка *3* с одним витком помещена на небольшом сердечнике и обтекается током защищаемой цепи. В положении «включено» якорь *4*, укрепленный на контактном рычаге *5*, притянут к полю-

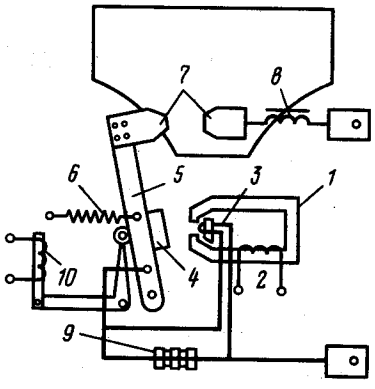


Рис. 13.5. Схема быстродействующего выключателя ПТ с удерживающим электромагнитом

сам электромагнита. Отключающая пружина *6* натянута. Магнитодвижущая сила (МДС) последовательной обмотки уменьшает магнитный поток в якоре и полюсах, однако при нормальной работе, когда ток невелик, результирующая МДС достаточна для удержания якоря. При нарушении нормального режима, когда ток в защищаемой цепи превысит ток срабатывания, МДС последовательной обмотки резко увеличивается и смещает магнитный поток из якоря в сердечник с обмоткой *3*. Контактный рычаг под действием пружины отрывается от полюсов и контакты выключателя *7* размыкаются. Дуга, образующаяся на контактах, затягивается магнитным полем электромагнита *8* в камеру. При этом концы дуги перемещаются по направляющим, дуга растягивается, сопротивление ее увеличивается и ток стремится к нулю.

Размагничивающее действие последовательной обмотки при КЗ усиливают с помощью магнитного шунта *9*, включенного параллельно обмотке. Шунт имеет относительно малое активное сопротивление, поэтому бóльшая часть тока при нормальной работе замыкается по нему. При КЗ ток быстро увеличивается и вследствие большой индуктивности шунта смещается из него в последовательную обмотку, вызывая размыкание контактов выключателя. Электромагнит *10* служит для включения выключателя.

При рассмотренном включении удерживающей и последовательной обмоток выключатель реагирует на увеличение тока в прямом направлении. При изменении направления тока в цепи выключатель не отключится, поскольку в этом случае МДС последовательной обмотки *3* усиливает магнитный поток в якоре *4*, создаваемый удерживающей обмоткой *2*. Однако для защиты генераторов, преобразователей необходимы выключатели, реагирующие на изменение направления тока в цепи. Для этого достаточно изменить направление включения удерживающей обмотки на обратное. Тогда при увеличении тока в прямом направлении выключатель останется включенным. При изменении же направления тока магнитный поток смéстится из якоря в параллельную ветвь и выключатель разомкнет цепь. Таким образом, рассмотренный выключатель является поляризованным, поскольку он реагирует на изменение тока только в одном направлении.

Дугогасящая камера выключателя должна обеспечивать достаточно большое и по возможности постоянное напряжение дуги. Последнее должно превышать напряжение сети. Восстанавливающаяся электрическая прочность дугового промежутка после погасания дуги имеет меньшее значение, поскольку напряжение на полюсе выключателя после того, как ток снизился до нуля, не превышает напряжения сети. Эти требования коренным образом отличаются от требований, предъявляемых к дугогасящим устройствам выключателей переменного тока. Последние неэффективны в цепях постоянного тока.

Выключатели постоянного тока снабжают камерами из дугостойкого изоляционного материала в виде коробки, разделенной внутренними перегородками на три параллельные щели шириной около 1 см каждая (рис. 13.6, *а*). В выключателях 500 В магнитное поле создается электромагнитом *1*, расположенным около неподвижного контакта *2* (рис. 13.6, *б*). При этом дуга переме-

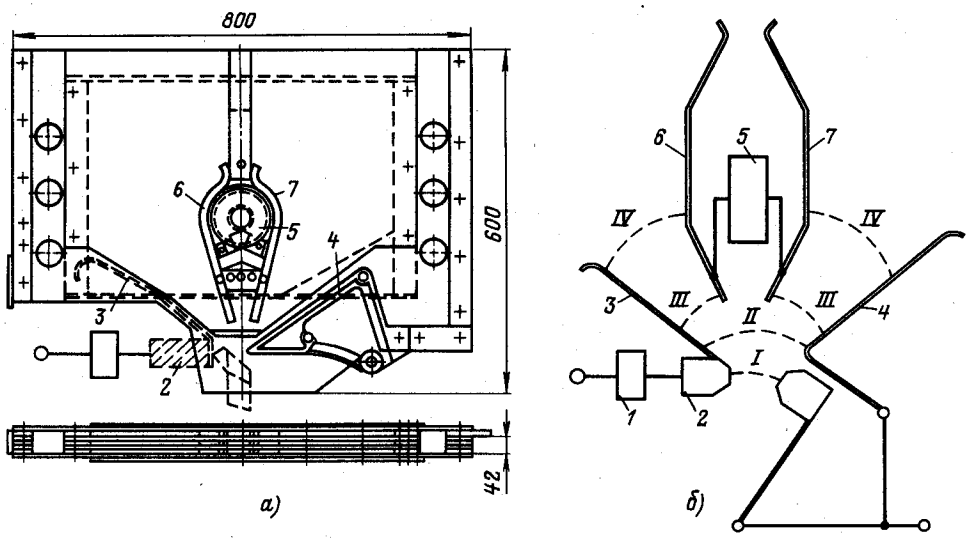


Рис. 13.6. Дугогасящая камера выключателя ПТ типа ВАБ-2 для напряжения 1500 В: *а* – конструкция камеры; *б* – схема перемещения дуги

щается по направляющим *3* и *4*. В выключателях 1500 и 3000 В предусмотрены второй электромагнит *5* в середине камеры и вспомогательные направляющие *6* и *7* для дуги. Образующаяся дуга (положение *I*) перебрасывается на направляющие *3* и *4* (положение *II*). Далее дуга разделяется на две части (положение *III*). При этом включается катушка электромагнита *5*. Дуга вытягивается и гаснет в положении *IV*.

13.3. Отключение цепей постоянного тока высокого напряжения

Необходимость в выключателях ПТ высокого напряжения возникла в последнее время в связи с быстрым развитием электропередач этого вида с напряжением порядка сотен киловольт. Выключатели, описанные в § 13.2, здесь непригодны, так как индуктивность длинных линий ПТ, включая сглаживающие реакторы, весьма велика; соответственно велика и запасенная в них электромагнитная энергия $LI^2/2$, в особенности если отключаемый ток велик. Эта энергия должна быть поглощена тем или иным способом в процессе отключения или немедленно после отключения; в противном случае возникают недопустимые перенапряжения.

Метод смещения тока. Отключение цепей ПТ высокого напряжения основано на смещении тока из выключателя в параллельно включенный и предварительно заряженный конденсатор [13.3]. Соответствующая схема приведена на рис. 13.7. При нормальной работе сети выключатель Q замкнут и нагрузка $Z_{нг}$ обеспечивается питанием от источника энергии высокого напряжения. Индуктивности по обеим сторонам выключателя обозначены через *L1* и *L2*. При КЗ между точками *1* и *2* ток начинает увеличиваться со скоростью, определяемой индуктивностями *L1* и *L2*. При срабатывании релейной защиты размы-

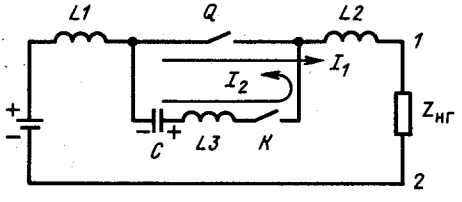


Рис. 13.7. Схема, поясняющая метод смещения отключаемого тока из выключателя в конденсатор

каются контакты выключателя и между ними образуется дуга. Замыкается также «ключ» K и предварительно заряженный конденсатор C разряжается через индуктивность $L3$ и выключатель. Разрядный ток емкости I_2 направлен навстречу току выключателя I_1; он стремится прервать его, создавая при этом благоприятные условия для отключения цепи. В действительности ток в цепи выключателя не прерывается, а смещается из выключателя в конденсатор C, который не пропускает ток постоянного направления. Ток I_1 приходит к нулю и прерывается в колебательном процессе, возникающем в контуре C, $L3$.

Чтобы привести ток к нулю, достаточно иметь конденсатор небольшой емкости. Допустим, что отключаемый ток равен 5000 А и конденсатор заряжен до 100 кВ. Примем с некоторым запасом, что конденсатор должен обеспечить максимальный разрядный ток 10 кА. Следовательно, волновое сопротивление цепи Z должно составлять $Z = \sqrt{L_3/C} = 100/10 = 10$ Ом. Если индуктивность $L_3 = 50$ мкГн, достаточно иметь конденсатор с емкостью $C = L_3/Z^2 = 50 \cdot 10^{-6}/10^2 = 0{,}5$ мкФ. При этих параметрах угловая частота свободных колебаний в контуре $L3$, C составит $\omega_0 = 1/\sqrt{L_3 C} = 1/\sqrt{50 \cdot 10^{-6} \cdot 0{,}5 \cdot 10^{-6}} = 0{,}2 \cdot 10^6$ рад/с. Период $T = 2\pi/\omega_0 = 2\pi/(0{,}2 \cdot 10^6) \approx 32$ мкс. Процесс смещения тока составит меньше одной четверти периода – около 5 мкс.

В течение этого короткого промежутка времени ток I_1 в линии практически не изменяется. Когда ток в выключателе приходит к нулю, конденсатор еще далеко не разряжен. Напряжение на нем составляет 60–70% начального. После нуля тока это напряжение приложено к полюсам выключателя, точнее, к естественной емкости между его контактами, не показанной на схеме. Эта емкость заряжается от конденсатора C через индуктивность $L3$. Теперь ток I_1, смещенный из выключателя, быстро заряжает конденсатор C и изменяет его полярность. Ток заряда проходит от источника энергии по цепи $L1$, C, $L3$, $L2$ и дальше – к источнику тока. Напряжение на конденсаторе резко увеличивается вследствие поглощения электромагнитной энергии, запасенной в линии. Поясним это следующим расчетом.

Суммарная индуктивность $L = L_1 + L_2 + L_3$ составляет около 1 Гн; емкость конденсатора 0,5 мкФ; ток $I_1 = 5000$ А. Волновое сопротивление цепи $Z = \sqrt{L/C} = \sqrt{1/(0{,}5 \cdot 10^{-6})} = 1420$ Ом. Напряжение на конденсаторе $U = IZ = 5000 \cdot 1420 = 7000$ кВ. Причина столь высокого напряжения заключается в том, что емкость конденсатора мала. Она может быть увеличена, однако конструкторы признали это нецелесообразным и предпочли другой метод, а именно: разделить функции отключения тока и поглощения энергии или ограничения перенапряжения. Конденсатор емкостью 0,5 мкФ обеспечивает первую функцию. Вторая функция может быть обеспечена другими средствами.

Рассмотрим условия работы выключателя в схеме рис. 13.7. Чтобы отключить ток, недостаточно привести его к нулю. Выключатель должен противостоять действию переходного восстанавливающегося напряжения. Чем больше скорость ПВН dU/dt и скорость снижения тока при подходе его к нулю dI/dt, тем труднее процесс отключения. В рассматриваемой схеме ток 5000 А снижается до нуля в течение 5 мкс. Следовательно, скорость снижения тока составляет 1000 А/мкс. Это очень большая скорость. В выключателях переменного тока при отключении симметричного тока 40 000 А при 60 Гц скорость снижения тока составляет только 12,5 А/мкс.

Скорость ПВН также очень велика. Как показано выше, после нулевого значения тока к выключателю приложено остаточное напряжение конденсатора C, под действием которого естественная емкость между контактами очень быстро заряжается. Соответственно напряжение на контактах выключателя восстанавливается с очень большой

скоростью, превышающей максимальные значения, наблюдаемые в выключателях переменного тока, например, при отключении неудаленных КЗ. В этих тяжелых условиях в отношении dU/dt и dI/dt ни один выключатель не способен прервать цепь. Поэтому должны быть приняты меры к уменьшению скорости подхода тока к нулю, а также уменьшению скорости ПВН на полюсе выключателя. Это обеспечивается в схеме рис. 13.8. Здесь предусмотрен насыщающийся реактор *L4*, включенный последовательно с выключателем, а также резистор *R* и конденсатор *C1*, включенные параллельно с выключателем. В нормальных условиях через реактор *L4* проходит рабочий ток. Он насыщен, и индуктивное сопротивление его мало. В процессе смещения тока из выключателя ток вытесняется из реактора и индуктивное сопротивление его резко увеличивается. При этом скорость снижения тока в цепи выключателя заметно уменьшается.

Включение конденсатора *C1* приводит к существенному увеличению емкости цепи. Эта емкость заряжается через ненасыщенный реактор *L4*, что приводит к значительному снижению скорости ПВН.

Изменение тока и напряжения в процессе отключения выключателя ПТ показано на рис. 13.9. Кривые построены для двух случаев: (*A*) – при отсутствии реактора *L4*, резистора *R* и конденсатора *C1*, а также (*B*) при наличии таковых. В первом случае dI/dt велико, ток приходит к нулю в точке (*A*), скорость ПВН также велика. Во втором случае ток приходит к нулю в точке (*B*); скорость снижения тока и восстанавливающегося напряжения значительно меньше. В течение 20–30 мкс выключатель находится под малым напряжением; и за это время контакты выключателя должны быть разведены.

Требования к приводу выключателя и «ключу» К. Индуктивность линии ПТ высокого напряжения относительно велика. Все же скорость увеличения тока при КЗ может достигать 1000 А/мс. Чтобы облегчить процесс отключения, контакты выключателя должны размыкаться возможно быстрее и процесс смещения тока должен начинаться возможно раньше. Отсюда вытекают требования к быстродействию выключателя и «ключа» *К*.

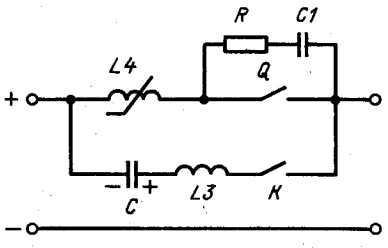


Рис. 13.8. Схема включения дополнительных элементов, уменьшающих скорость подхода тока к нулю и скорость ПВН

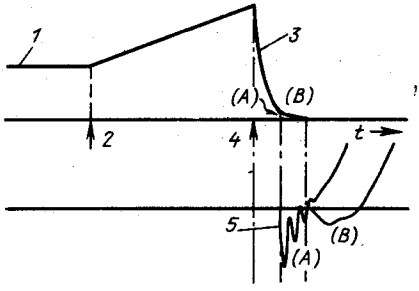


Рис. 13.9. Изменение тока и напряжения в процессе отключения:
(*A*) – без дополнительных устройств; (*B*) – с дополнительными устройствами; *1* – ток нормального режима; *2* – момент КЗ; *3* – ток через выключатель; *4* – начало смещения; *5* – напряжение на выключателе

Разведение контактов вакуумных камер выключателя до образования достаточного промежутка между ними может быть обеспечено с помощью быстродействующего гидравлического привода в течение 3–4 мс. Чтобы ускорить смещение тока из выключателя в конденсатор, необходимо возможно быстрее замкнуть цепь, в которой установлен «ключ» *К*. С помощью механического ключа сделать это невозможно. Применение получили тиратроны, в которых проводимость между основными электродами образуется при зажигании дуги между одним из основных электродов и вспомогательным

электродом. Здесь используются следующие свойства тиратронов. При достаточно большом напряжении U_1 промежуток между основными электродами тиратрона пробивается без подачи напряжения на вспомогательный электрод. При некотором меньшем напряжении U_2 промежуток между основными электродами не пробивается, даже если подать напряжение на вспомогательный электрод. Отношение напряжений U_1 и U_2 приблизительно равно 2–3. Это и позволяет определенным образом использовать тиратрон в качестве автоматически действующего ключа.

Тиратроны обладают еще другими, необходимыми для ключа свойствами, а именно: большой перегрузочной способностью по току и самопогасанием при подходе тока к нулю.

Предварительный заряд смещающего конденсатора. Предварительный заряд конденсатора *C* осуществляется от сети по схеме, предложенной Гринвудом (рис. 13.10). При отключенном выключателе цепь *C*, *L3*, *R1* находится под напряжением. Конденсатор *C* заряжен в направлении, противоположном указанному выше (см. рис. 13.7). При включении выключателя зажигается тиратрон *VS*. Возникает ток через выключатель. На него накладывается ток от конденсатора, который разряжается колебательно. Первая полуволна увеличивает ток, вторая полуволна уменьшает его и приводит к нулю, как показано на эскизе вверху справа. Конденсатор изменяет полярность, он готов к вытеснению тока из выключателя при отключении цепи.

В процессе включения выключателя ток в тиратроне переходит через нулевое значение. Однако он не способен прервать ток цепи выключателя, так как переход через нуль происходит очень быстро, а реактор *L4* насыщен.

Ограничение перенапряжений. Как показано выше, по соображениям экономического порядка, функции отключения цепи и защиты от перенапряжений должны быть разделены. С этой целью предусматривают нелинейный резистор *R2*, способный поглотить запасенную

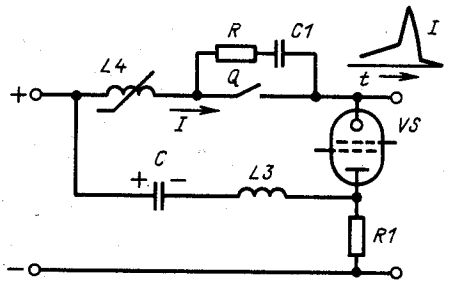


Рис. 13.10 Схема предварительного заряда конденсатора от сети

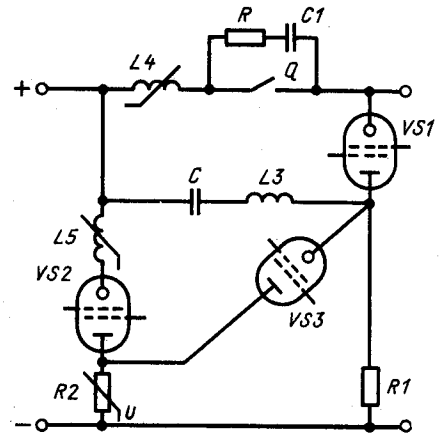


Рис. 13.11. Полная схема выключателя ПТ высокого напряжения, включая устройства для поглощения энергии и защиты от перенапряжений

в линии электромагнитную энергию и ограничить перенапряжения. Этот резистор-ограничитель собирают из оксидно-цинковых дисков и вводят в цепь с помощью тиратрона *VS2* с поджигом (рис. 13.11). Так как ток, проходящий через ограничитель, не изменяет направление, он не прерывается тиратроном, когда энергия цепей постоянного тока поглощается в сопротивлении ограничителя. Однако сопровождающий ток тиратрона *VS2* мал и может быть отключен методом смещения в параллельно включенный конденсатор, как в выключателе. При этом может быть использован общий конденсатор *C* и тиратрон *VS3*. Энергия, соответствующая сопровождающему току, мала и может быть

поглощена конденсатором, опасные напряжения при этом не возникают. Насыщающийся реактор *L5* уменьшает скорость снижения тока при подходе его к нулю.

Таким образом, процесс отключения тока КЗ протекает в следующей последовательности. Сначала ток смещается из выключателя в параллельно включенный конденсатор *C*; затем, напряжение на контактах выключателя начинает увеличиваться, ток смещается в ограничитель *R2*, в котором поглощается бóльшая часть запасенной энергии; наконец, ток вытесняется опять в конденсатор *C*.

13.4. Конструкция выключателей постоянного тока высокого напряжения

В настоящее время европейские, американские и японские фирмы строят выключатели ПТ высокого напряжения различной конструкции. В качестве примера ниже приведено описание выключателя фирмы «Дженерал Электрик» (США) на напряжение 400 кВ с номинальным током 2000 А и отключаемым током 10 кА. Схема выключателя отличается от приведенной на рис. 13.11 наличием двух смещающих конденсаторов – для отключения основной цепи и для цепи нелинейного резистора *R2*, а также некоторыми другими деталями.

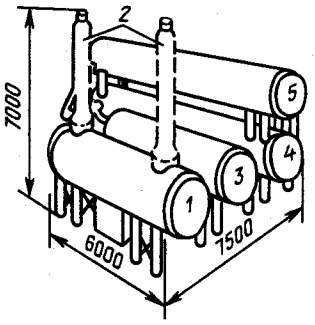


Рис. 13.12. Внешний вид выключателя ПТ 400 кВ, 10 кА фирмы «Дженерал Электрик»

Внешний вид выключателя показан на рис. 13.12. Основные элементы выключателя, как-то: восемь вакуумных камер, конденсатор *C1* и резистор *R*, насыщающиеся реакторы *L4*, *L5* нелинейный резистор *R2* – помещены в стальной бак *1*, наполненный элегазом и снабженный высоковольтными вводами *2*. Снизу под баком помещен гидравлический привод с электродвигателем и компрессором. В баке *3* помещены тиратроны смещающих конденсаторов и в баках *4* и *5* – смещающие конденсаторы. Баки *3*–*5* также заполнены элегазом. Элементы выключателя, расположенные в баках *1* и *3*, соединены со смещающими конденсаторами в баках *4* и *5* элегазовым токопроводом. Размеры выключателя показаны на рисунке.

Глава четырнадцатая

РАЗЪЕДИНИТЕЛИ, ВЫКЛЮЧАТЕЛИ НАГРУЗКИ, ПЛАВКИЕ ПРЕДОХРАНИТЕЛИ

14.1. Разъединители

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1 кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта. Помимо этого основного назначения разъединители используют также для других целей, поскольку их конструкция это позволяет, а именно: 1) для отключения и включения ненагруженных силовых трансформаторов небольшой мощ-

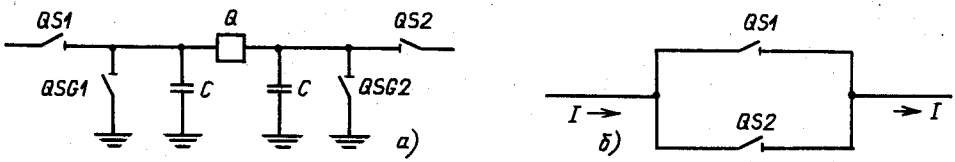


Рис. 14.1. Схемы, поясняющие использование разъединителей:
а – при изоляции выключателя для ремонта; *б* – при переключении присоединений

ности и линий ограниченной длины при строго установленных условиях; 2) для переключений присоединений РУ с одной системы сборных шин на другую без перерыва тока; 3) для заземления отключенных и изолированных участков системы с помощью вспомогательных ножей, предусматриваемых для этой цели.

Разъединители имеют относительно простую конструкцию. Обязательным является наличие в положении «отключено» видимого разрыва в воздухе, создающего уверенность в том, что рассматриваемый участок действительно отключен и изолирован от смежных частей. Разъединители снабжают приводами – ручными или электродвигательными – для неавтоматического управления. Стоимость разъединителя значительно ниже стоимости выключателя, требования к уходу и ремонту также ниже.

Поясним условия работы разъединителей на следующих примерах. Для подготовки выключателя для ремонта он должен быть отключен и изолирован от смежных частей, находящихся под напряжением, с помощью двух разъединителей *QS1* и *QS2* (рис. 14.1, *а*). При этом разъединители отключают емкостный ток, значение которого определяется напряжением сети и емкостью вводов выключателя. Этот ток мал, и на контактах разъединителей не возникают дуговые разряды. После отключения разъединителей выключатель *Q*, подлежащий ремонту, должен быть заземлен с обеих сторон с помощью дополнительных ножей *QSG1* и *QSG2*.

Переключение присоединений РУ под током с помощью разъединителей производят при обязательном условии – наличии параллельных ветвей с малым сопротивлением. Так, например, при наличии двух параллельных ветвей с разъединителями *QS1* и *QS2* (рис. 14.1, *б*) один из разъединителей может быть безопасно разомкнут под током, если разъединитель второй ветви включен. При отключении разъединителя ток смещается из одной ветви в другую. При этом на контактах дуги не образуются.

Преимущественное применение получили трехполюсные разъединители с общим управлением полюсами. Последние могут быть связаны между собой механически, электрически или пневматически.

Разъединители для внутренней установки. Эти разъединители выполняют обычно вертикально-рубящего типа с ножами, поворачивающимися в вертикальной плоскости, перпендикулярной основанию.

Трехполюсный разъединитель типа РВР – внутренней установки, рубящий (рис. 14.2) – имеет два опорных изолятора *1* на полюс, установленных на основании *2* из профильной стали. Третий – тяговый изолятор *3* служит для приведения в движение главных ножей *4*. Разъединители снабжены дополнительными ножами *5* для заземления – одним или двумя на каждый полюс. Для управления главными ножами служат вал *6* и система рычагов каждого полюса. Ведущие рычаги укреплены на валу и соединены шарнирно с тяговыми изоляторами. Последние соединены с ножами. Вал приводится во вращение с помощью привода. При этом главные ножи поворачиваются на угол около 60°. Заземляющие ножи *5* каждой стороны укреплены на особых валах *7*

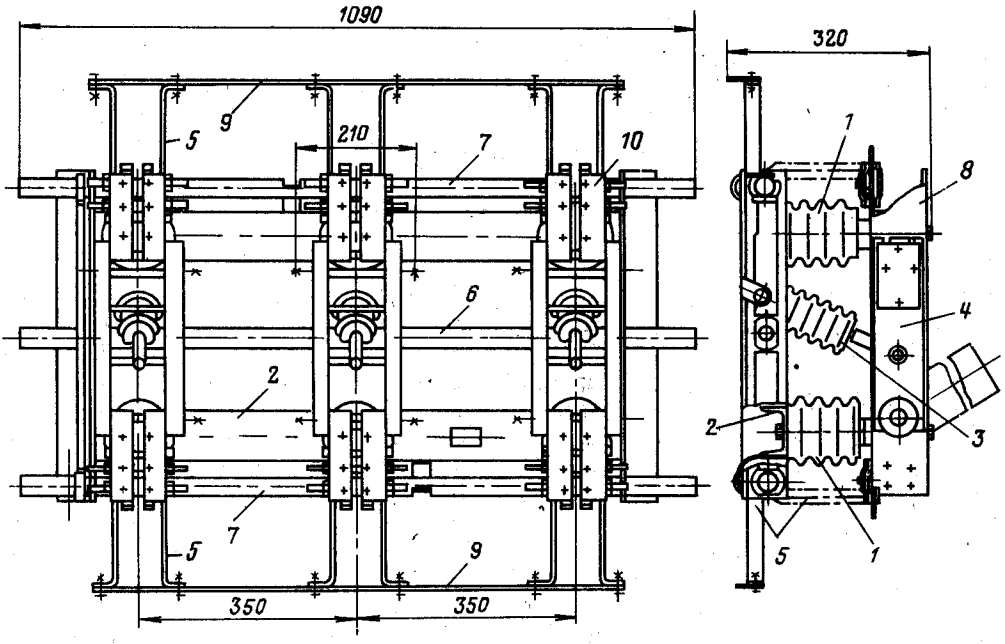


Рис. 14.2. Трехполюсный разъединитель типа РВР 10 кВ, 2000 А с двумя комплектами заземляющих ножей

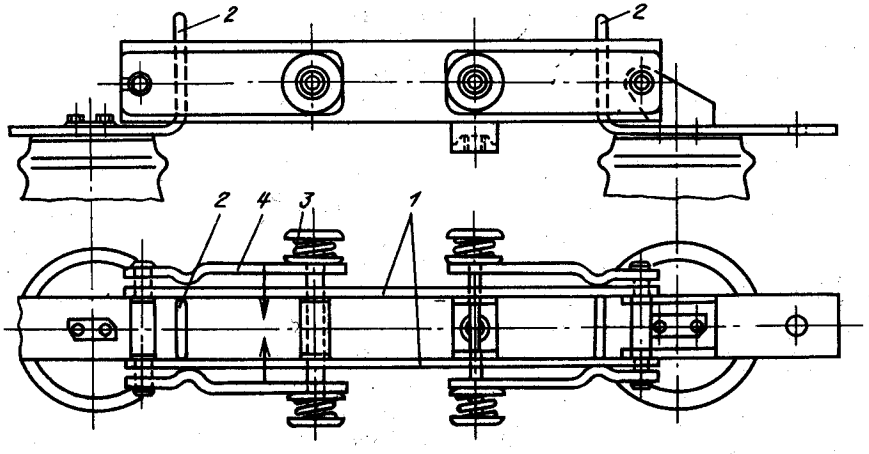


Рис. 14.3. Контактная система разъединителя типа РВР 10 кВ, 1000 А

и соединены между собой медной шиной *9*. Для управления заземляющими ножами необходимы особые приводы.

Токоведущие части разъединителя (зажимы *8* для присоединения шин, контакты, ножи) выполняют в соответствии с номинальным током разъединителя. Чем больше последний, тем больше сечение ножей. У разъединителей с номинальным током до 1000 А включительно (рис. 14.3) ножи состоят из двух медных полос *1* прямоугольного сечения, охватывающих контактную стойку *2*. Боковые поверхности стойки

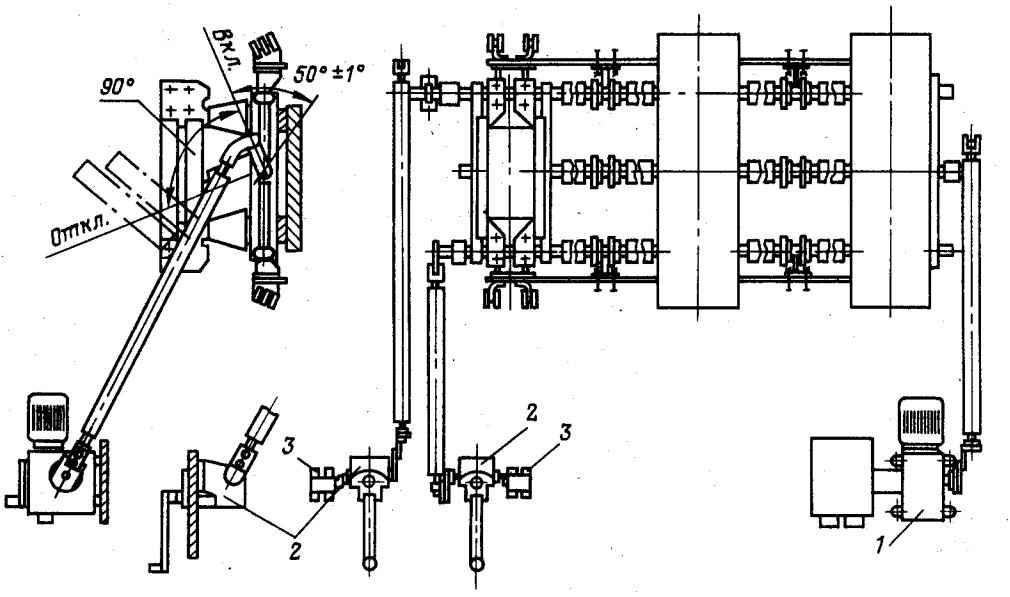


Рис. 14.4. Установка трехполюсного разъединителя типа РВР с заземляющими ножами

имеют цилиндрическую форму и образуют с пластинами ножа линейные контакты. Давление в контакте создается пружинами *3*, насаженными на стержень. Давление на ножи передается через стальные пластины *4* с выступами. При КЗ и резком увеличении тока пластины ножа притягиваются друг к другу, увеличивая давление в контакте. Стальные пластины увеличивают магнитную индукцию и создают дополнительное давление в контактах. Такого рода магнитными замками снабжают большую часть разъединителей.

У разъединителей с номинальным током свыше 1000 А главные ножи состоят из двух и четырех частей коробчатого сечения (рис. 14.2). Контактные поверхности покрывают слоем серебра толщиной 20 мкм. Предусматривают также магнитные замки.

Для управления главными и заземляющими ножами предусматривают приводы, устройство которых зависит от номинального тока разъединителя. Ручной привод представляет собой систему рычагов или зубчатых передач, с помощью которых человек может повернуть вал разъединителя. Чем больше номинальный ток разъединителя, тем больше силы трения в контактах. Соответственно должен быть рассчитан механизм привода.

Разъединители с номинальным током 4000 А и выше снабжают приводами с червячной передачей, управляемыми вручную или с помощью электродвигателя. Для заземляющих ножей имеются отдельные приводы, обычно рычажные. Последние блокируют с приводами главных ножей, чтобы исключить возможность включения заземляющих ножей при включенных главных ножах, а также возможность включения главных ножей при включенных заземляющих ножах. На рис. 14.4 показана установка трехполюсного разъединителя 10 кВ, 2000 А с двумя комплектами заземляющих ножей. Привод главных ножей *1* – электродвигательный, а приводы заземляющих ножей *2* – червячные. У всех приводов предусмотрены блок-контакты *3* для сигнализации положения и блокировки.

Разъединители для наружной установки. В СССР наибольшее распространение получили разъединители горизонтально-поворотного типа с ножами, вра-

щающимися в горизонтальной плоскости, параллельной основанию. Их изготовляют для напряжений от 35 до 500 кВ включительно.

Разъединитель типа РНД – наружный, двухколонковый (рис. 14.5) – имеет две колонны изоляторов *1* на полюс, установленные вертикально в подшипниках на стальной раме *2* и связанные между собой системой рычагов *3*. При повороте изоляторов поворачиваются и ножи *4*, укрепленные на головках изоляторов. Зажимы *5* для присоединения проводников к разъединителю укреплены на головках изоляторов шарнирно и соединены с ножами гибкими лентами *6*. При вращении изоляторов они не поворачиваются. Контакты разъединителя *7* находятся в месте стыка ножей. Они состоят из ряда пластин, укрепленных на одном ноже, и «лопатки» – на другом ноже. Давление в контактах создается пружинами. Ножи разъединителя приспособлены для работы в зимнее время при гололеде. Они состоят из двух пластин, соединенных шарнирно (на рисунке не показаны). В процессе отключения нож «ломается» и разрушает лед, образовавшийся на контактах. Разъединители снабжены ножами для заземления *8* – одним или двумя на полюс. В отключенном положении ножи расположены горизонтально у основания разъединителя. При включении они поворачиваются в вертикальной плоскости на угол 90°. При этом контакт на конце заземляющего ножа соединяется с особым контактом *9* на главном ноже.

Полюсы трехполюсного разъединителя связаны между собой рычажной системой *10* и управляются с помощью общего привода *11*. Средний полюс является ведущим, крайние полюсы – ведомыми. Заземляющие ножи имеют отдельные приводы, блокированные с приводами главных ножей.

Отключающая способность разъединителей. Под отключающей способностью разъединителя следует понимать его способность отключать ток порядка нескольких ампер или нескольких десятков ампер при определенных условиях.

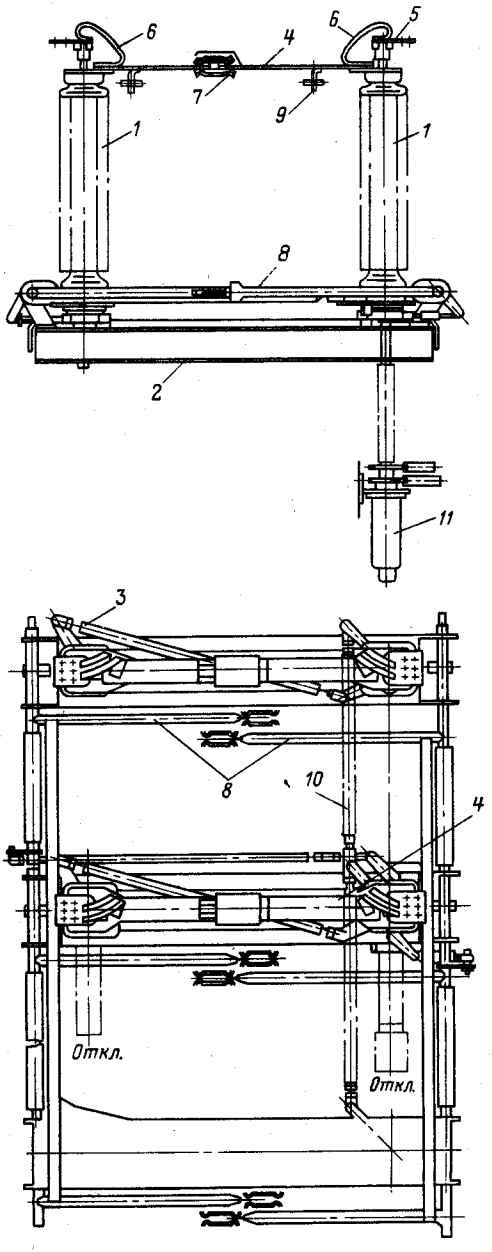


Рис. 14.5. Трехполюсный разъединитель для наружной установки типа РНД 110 кВ, 2000 А

Процесс отключения цепи разъединителем протекает следующим образом. При размыкании разъединителя на разрывах

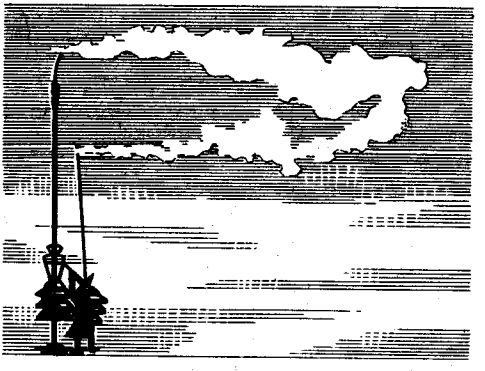


Рис. 14.6. Свободная дуга на контактах разъединителя

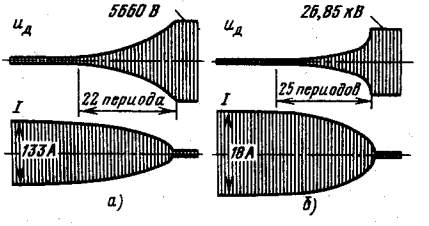


Рис. 14.7. Осциллограммы тока и напряжения на контактах разъединителя:
а – размыкание кольцевой линии 33 кВ с током 133 А, длительность дуги 22 периода; *б* – отключение ненагруженного трансформатора с током 18 А, длительность дуги 25 периодов

образуются дуги. Под действием магнитного поля и выделяющегося тепла они поднимаются и вытягиваются в виде петель (рис. 14.6). Такие дуги принято называть свободными или открытыми. Вследствие слабой деионизации дуговой столб сохраняет свою проводимость в моменты перехода тока через нулевое значение и дуга горит в течение десятков периодов. По мере удлинения дуги ее сопротивление и напряжение на разрыве увеличиваются, а ток уменьшается (рис. 14.7). При определенной длине дуги, называемой критической, напряжение сети оказывается недостаточным для ее поддержания, ток спадает до нуля, а напряжение на разрыве восстанавливается до напряжения сети. Вследствие сильного демпфирования восстанавливающееся

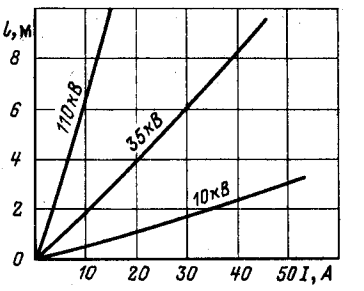


Рис. 14.8. Зависимость максимального вылета дуги на контактах разъединителя от тока и напряжения

напряжение не содержит составляющих высокой частоты, характерных для выключателей, снабженных гасительными камерами.

Опытами установлено, что свободная дуга переменного тока в воздухе угасает, если имеется достаточное пространство, чтобы она могла достигнуть критической длины и если расстояние между контактами разъединителя достаточно, чтобы исключить ее повторное зажигание. Максимальный вылет дуги, т. е. наибольшее расстояние от средней точки прямой, соединяющей контакты разъединителя, до точки наибольшего удаления дуги, зависит от напряжения сети и отключаемого тока. На рис. 14.8 показана эта зависимость [14.1] применительно к отключению индуктивного и активного токов.

Отключение разъединителем даже относительно небольших токов, в особенности емкостных, связано с опасностью переброса дуги на соседние фазы и на заземленные части, что недопустимо. По мере увеличения напряжения и отключаемого тока эта опасность увеличивается. Правила технической эксплуатации электроустановок (ПТЭ) разрешают операции включения и отключения электрических цепей разъединителями при строго определенных условиях. Так, например, разрешается включение и отключение разъединителями измерительных трансформаторов напряжения. При напряжениях до 10 кВ разрешается включать и отключать

разъединителями наружной установки нагрузочный ток до 15 А. При более высоких напряжениях значения допускаемых отключаемых токов ставятся в зависимость от расстояний между полюсами. В табл. 14.1 указаны допускаемые ПТЭ токи отключения для наиболее распространенных разъединителей серии РНД.

Отделители и короткозамыкатели. Отделитель представляет собой обычный трехполюсный разъединитель, снабженный приводом для автоматического управления и способный по команде соответствующего автоматического устройства совершать операции отключения участков цепи, предварительно отключенных выключателями.

Короткозамыкатель представляет собой однополюсный или двухполюсный (в зависимости от рабочего заземления сети) разъединитель, снабженный пружинным приводом для автоматического включения и предназначенный для соединений провода (проводов) трехфазной системы с землей по ручной команде или от релейной защиты.

Поясним назначение отделителей и короткозамыкателей на следующем примере. К одиночной линии 35—220 кВ (рис. 14.9) присоединены два понижающих трансформатора через разъединители *QS* или выключатели нагрузки, но без силовых выключателей в целях экономии средств. В случае повреждения одного из трансформаторов он должен быть отключен вместе с линией линейным выключателем *Q*, расположенным

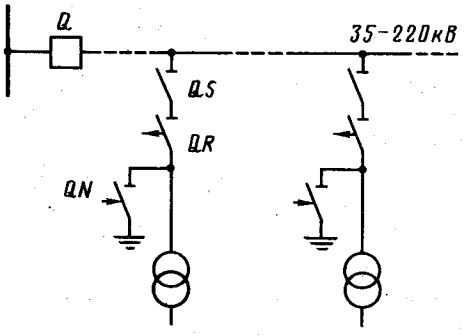


Рис. 14.9. Схема, поясняющая назначение отделителей и короткозамыкателей

на значительном расстоянии. Релейная защита, установленная в начале линии, может не сработать при внутреннем повреждении трансформатора, если ток мал. Срабатывает более чувствительная защита трансформатора (дифференциальная, газовая). Она подает команду на включение короткозамыкателя *QN*. В эффективно-заземленных сетях достаточно иметь однополюсный короткозамыкатель; в незаземленных и компенсированных сетях необходимо иметь двухполюсный короткозамыкатель. При срабатывании короткозамыкателя ток резко увеличивается и линейная защита отключает линию вместе с трансформаторами. После отключения линии срабатывает отделитель *QR* и изолирует поврежденный трансформатор от сети. Линия включается повторно (автоматически), и электроснабжение потребителей, присоединенных к другим трансформаторам, восстанавливается. Поврежденный трансформатор выводится в ремонт.

Таблица 14.1. **Наибольшие токи намагничивания трансформаторов и зарядные токи линий, допускаемые к отключению в наружных распределительных устройствах разъединителями горизонтального типа**

Номинальное напряжение, кВ	Расстояние между полюсами, м	Ток намагничивания, А	Зарядный ток линий, А
20—35	1	2,3	1,0
	2	11,0	3,5
110	2,5	8,0	3,0
	3,5	14,5	5,0
150	3,0	2,3	—
	6,0	17,0	—
220	5,0	8,0	—
	6,8	17,0	—

Отделители серии ОД (двухколонковые) отличаются от разъединителей серии РНД только устройством привода. Они снабжены пружинными приводами, действующими при подаче соответствующей команды на отключение. Включение производится вручную. Время отключения составляет 0,5—1 с.

Короткозамыкатель (рис. 14.10) имеет один опорный изолятор *1*, на головке которого установлены неподвижный контакт *2* и зажим *3* для присоединения провода. Заземляющий нож *4* укреплен на валу *5* и при включении поворачивается на угол 60°. Короткозамыкатель снабжен пружинным приводом,

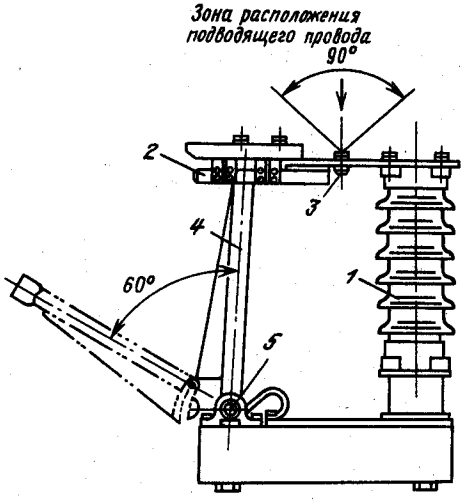


Рис. 14.10. Короткозамыкатель 35 кВ открытого типа

действующим на включение. Отключение производится вручную. Контактная система и привод короткозамыкателя рассчитаны на включение на КЗ. Время срабатывания составляет 0,4 с.

Недостатком описанных конструкций отделителей и короткозамыкателей является относительно большое время срабатывания, вследствие чего перерыв в подаче электроэнергии получается значительным. Опыт эксплуатации показал, что эти аппараты недостаточно надежны при неблагоприятной погоде. В зимнее время при морозе и гололеде имели место отказы. Взамен отделителей и короткозамыкателей 110 и 220 кВ открытого типа разработаны соответствующие аппараты, в которых контактная система расположена в камере, заполненной элегазом. Время срабатывания составляет 0,15 с.

В качестве быстродействующих отделителей 110–220 кВ используют выключатели нагрузки с камерами, заполненными элегазом (§ 14.2).

Номинальные характеристики. Номинальными параметрами разъединителей являются: номинальное напряжение, номинальный ток, номинальный ток динамической стойкости и номинальный ток термической стойкости. Отключающую способность разъединителей заводы-изготовители не указывают, поскольку она зависит от многих условий, в частности от расстояний между полюсами и до заземленных частей, которые выбирают проектирующие организации.

Отделители имеют те же параметры, что и разъединители; дополнительно указывается номинальное время срабатывания.

Номинальными параметрами короткозамыкателей являются номинальное напряжение и номинальный ток включения – мгновенное значение $i_{вкл}$ и действующее значение периодической составляющей $I_{вкл}$. Эти величины должны быть сопоставлены с соответствующими расчетными значениями $i_{уд}$ и $I_{п0}$. Дополнительно указывается полное время включения.

14.2. Выключатели нагрузки

Выключатель нагрузки представляет собой трехполюсный коммутационный аппарат переменного тока для напряжения свыше 1 кВ, рассчитанный на отключение рабочего тока, порядка номинального, и снабженный приводом для неавтоматического или автоматического управления. Выключатели нагрузки не предназначены для отключения тока КЗ, но включающая их способность соответствует электродинамической стойкости при КЗ.

Выключатели нагрузки применяют в присоединениях силовых трансформаторов на стороне высшего напряжения вместо силовых выключателей, если это возможно по условиям работы электроустановки. Поскольку они не рассчитаны на отключение тока КЗ, функции автоматического отключения трансформаторов в случае их повреждения возлагают на плавкие предохранители либо на выключатели, принадлежащие предшествующим звеньям системы, например на линейные выключатели, расположенные ближе к источнику энергии (рис. 14.9). В связи с совершенствованием конструкций выключателей нагрузки область их применения расширяется.

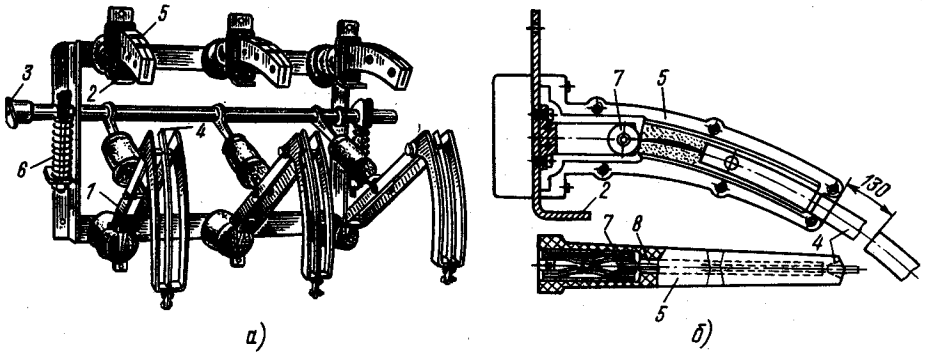


Рис. 14.11. Выключатель нагрузки с гасительными устройствами газогенерирующего типа: *а* – общий вид выключателя; *б* – гасительная камера

Ниже приведено описание наиболее распространенных конструкций выключателей нагрузки.

Выключатели нагрузки с гасительными устройствами газогенерирующего типа. Отечественные аппаратные заводы выпускают выключатели нагрузки этого вида для номинальных напряжений 6 и 10 кВ (рис. 14.11). Как видно из рисунка, здесь использованы элементы трехполюсного разъединителя для внутренней установки. На опорных изоляторах разъединителя укреплены гасительные камеры *5*. К ножам разъединителя *1* прикреплены вспомогательные ножи *4*. Изменен также привод разъединителя, чтобы обеспечить необходимую скорость движения ножей при включении и отключении, не зависящую от оператора.

Для этого предусмотрены пружины *6*, которые натягиваются при повороте вала *3* разъединителя, а при освобождении передают свою энергию подвижным частям аппарата.

В положении «включено» вспомогательные ножи входят в гасительные камеры. Контакты разъединителя *2* и скользящие контакты гасительных камер *7* замкнуты. Бóльшая часть тока проходит через контакты разъединителя. В процессе отключения (рис. 14.11, *б*) сначала размыкаются контакты разъединителя; при этом ток смещается через вспомогательные ножи *4* в гасительные камеры. Несколько позднее размыкаются контакты в камере. Зажигаются дуги, которые гасятся в потоке газов – продуктов разложения вкладышей *8* из органического стекла. В положении «отключено» вспомогательные ножи находятся вне гасительных камер; при этом обеспечиваются достаточные изоляционные разрывы. Наибольший ток отключения выключателя типа ВН (активный или индуктивный, но не емкостный) равен 800 А при номинальном напряжении 6 кВ и 400 А при напряжении 10 кВ, номинальные продолжительные токи в 2 раза меньше и соответствуют рабочим токам разъединителей.

Выключатели нагрузки для генераторов. Мощные генераторы *G* соединяют в блоки с повышающими трансформаторами *T1* и присоединяют к сборным шинам станции через силовые выключатели *Q* (рис. 14.12). Для электроснабжения системы собственных нужд блока предусматривают понижающий трансформатор *T2*, присоединенный к токопроводу на участке между генератором и повышающим трансформатором. Чтобы обеспечить энергией систему собственных нужд блока при его пуске, предусматривают выключатель нагрузки *QW* у генератора с номинальным напряжением порядка 24 кВ, номиначальным током 20–30 кА и током электродинамической стойкости 200–300 кА (амплитудное значение). Наличие выключателя нагрузки упрощает

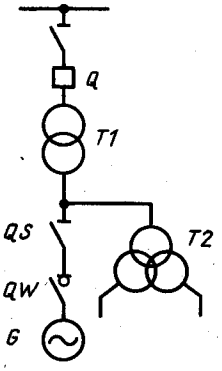


Рис. 14.12. Схема блочного агрегата генератор – трансформатор с выключателем на стороне высшего напряжения и выключателем нагрузки у генератора

эксплуатацию и повышает надежность работы станции (§ 24.1).

Выключатели нагрузки с указанными номинальными параметрами изготовляет ПО «Электроаппарат». Они входят в состав аппаратного генераторного комплекса (КАГ), включающего в себя выключатель нагрузки с гасительным устройством сжатого воздуха, разъединитель с заземляющими ножами, а также измерительные трансформаторы тока и напряжения. Перечисленные аппараты встроены в комплектный токопровод генератора. При номинальном токе свыше 12,5 кА предусматривается водяное охлаждение основных элементов аппаратного комплекса [14.4].

14.3. Плавкие предохранители

Плавкий предохранитель представляет собой однополюсный коммутационный аппарат, предназначенный для защиты электрических цепей от сверхтоков; действие его основано на плавлении током металлической вставки небольшого сечения и гашении образовавшейся дуги. Ценными свойствами плавких предохранителей являются: а) простота устройства и, следовательно, низкая стоимость; б) исключительно быстрое отключение цепи при КЗ; в) способность предохранителей некоторых типов ограничивать ток КЗ. Следует, однако, указать, что: а) характеристики предохранителей таковы, что они не могут быть использованы для защиты цепей при перегрузках; б) избирательность отключения участков цепи при защите ее предохранителями может быть обеспечена только в радиальных сетях; в) автоматическое повторное включение цепи после ее отключения предохранителем возможно только при применении предохранителей многократного действия более сложной конструкции; г) отключение цепей плавкими предохранителями связано обычно с перенапряжениями; д) возможны однополюсные отключения и последующая ненормальная работа участков системы. Поэтому в электроустановках свыше 1 кВ предохранители имеют ограниченное применение; их используют в основном для защиты силовых трансформаторов, измерительных трансформаторов напряжения и статических конденсаторов.

Плавкий предохранитель состоит из следующих основных частей: изолирующего основания или металлического основания с изоляторами, контактной системы с зажимами для присоединения проводников, патрона с плавкой вставкой. Большинство предохранителей имеет указатели срабатывания той или иной конструкции.

Предохранители характеризуют номинальным напряжением, номинальным током и номинальным током отключения. Следует различать номинальный ток плавкой вставки и номинальный ток предохранителя (контактной системы и патрона). Последний равен номинальному току наибольшей из предназначенных к нему вставок. Для предохранителей переменного тока с номинальным напряжением от 3 до 220 кВ включительно установлены следующие значения номинальных токов:

Номинальные токи предохранителей, А	8; 10; 20; 32; 40; 50; 80; 160; 200; 320; 400
Номинальные токи плавких вставок, А	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 32; 40; 50; 80; 160; 200; 320; 400
Номинальные токи отключения, кА . . .	2,5; 3,2; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40

Таблица 14.2. **Наибольшие допустимые температуры частей предохранителей**

Наименование частей	Наибольшая температура, °С
Токоведущие части, кроме находящихся внутри патрона	105
Патрон из керамического изоляционного материала в наиболее нагретой точке поверхности	155
Патрон из органического изоляционного материала в наиболее нагретой точке поверхности	100

Под номинальным током отключения следует понимать наибольшее допускаемое действующее значение периодической составляющей тока КЗ, отключаемого предохранителем при определенных условиях. Отечественные аппаратные заводы выпускают плавкие предохранители для напряжений до 110 кВ включительно.

Наибольшая температура частей предохранителя, заряженного любой из предназначенных для него плавких вставок, не должна превышать значений, указанных в табл. 14.2 при температуре воздуха +40 °С.

Защитные характеристики представляют собой зависимости времени плавления $t_{пл}$ или времени отключения цепи $t_{от}$ от соответствующих значений тока, неизменного во времени (рис. 14.13). Интервалы времени установлены в пределах от 0,01 с до 1 ч. Защитные характеристики предохранителей необходимы для координации их действия с действием других предохранителей и выключателей. Они могут быть получены только при испытании и сообщаются заводами-изготовителями по запросам. Как видно из рисунка, по мере увеличения номинального тока плавкой вставки характеристики смещаются вправо. Значение тока, при котором плавкая вставка предохранителя плавится в течение 1 ч, должно быть более 130 % и менее 200 % номинального тока вставки.

Коммутационная способность предохранителей. Предохранитель должен отключать при наибольшем рабочем напряжении любой ток в пределах от тока, плавящего вставку в течение 1 ч, до номинального тока отключения независимо от момента начала КЗ, т. е. при любой асимметрии тока. При этом не должны иметь место разрушения патрона или повреждения частей предохранителя.

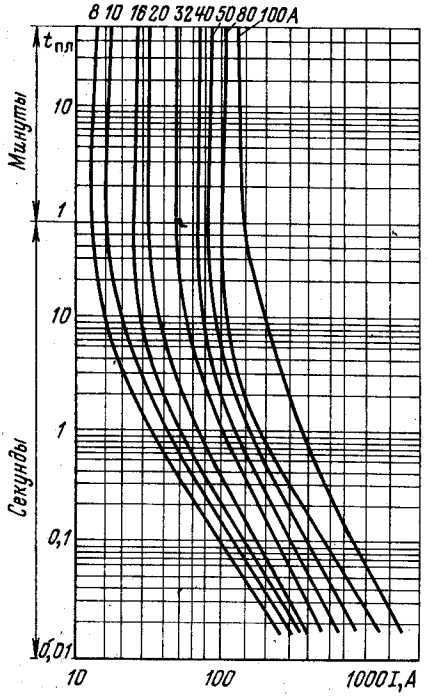


Рис. 14.13. Примерный вид защитных характеристик плавких предохранителей

Газогенерирующие плавкие предохранители (их называют также стреляющими предохранителями) предназначены для наружной установки в устройствах 35 и 110 кВ. На рис. 14.14 показан патрон предохранителя типа ПВТ-35 (предохранитель выхлопной для защиты силовых трансформаторов и линий напряжением 35 кВ). В корпус патрона *1* помещены трубки *2* и *3* из винипласта, соединенные между собой стальным патрубком *4*, а также плавкая вставка *5*, прикрепленная одним концом к токоведущему стержню *6*, а вторым – к гибкому проводнику *7* с наконечником *8*.

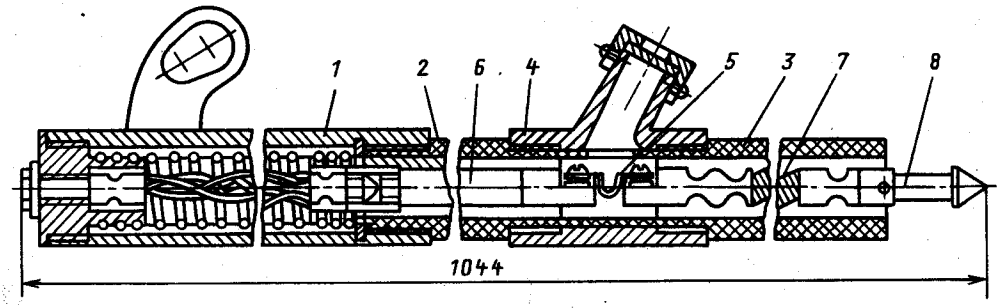


Рис. 14.14. Патрон газогенерирующего плавкого предохранителя типа ПВТ-35

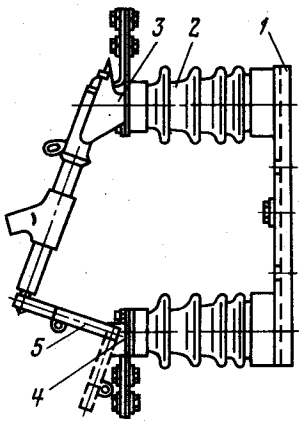


Рис. 14.15. Газогенерирующий плавкий предохранитель типа ПВТ-35

Патрон устанавливается на основании предохранителя (рис. 14.15), состоящем из цоколя *1*, двух опорных изоляторов *2* с головками – верхней *3* и нижней *4* с зажимами для крепления проводников. На нижней головке укреплен контактный нож *5*, снабженный пружиной и сцепленный с наконечником патрона. При перегорании плавкой вставки контактный нож освобождается и, откидываясь под действием пружины, тянет за собой гибкий проводник. Под действием дуги стенки винипластовых трубок выделяют газ, давление в патроне повышается и дуга гасится в потоке газа, вытекающего из патрона через нижнее отверстие, а также через клапан бокового отверстия патрубка. Срабатывание предохранителя сопровождается звуковым эффектом, похожим на ружейный выстрел. Гибкий проводник выбрасывается из патрона. Между контактным ножом и концом трубки образуется воздушный промежуток, обеспечивающий изоляцию в месте разрыва. Номинальный ток отключения предохранителя типа ПВТ-35 составляет 3,2 кА.

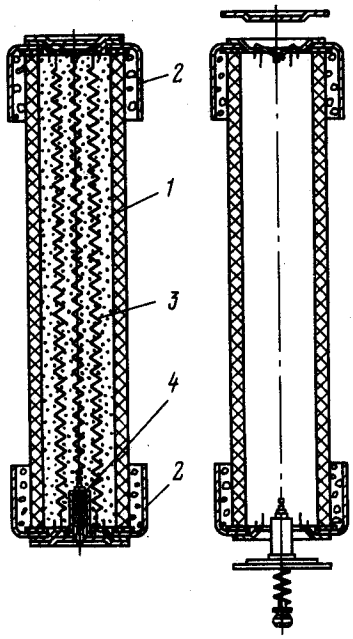


Рис. 14.16. Патрон кварцевого предохранителя типа ПКТ-10

Кварцевые предохранители изготовляют для напряжений 6, 10 и 35 кВ для внутренней и наружной установки. Они относятся к группе токоограничивающих предохранителей.

Патрон предохранителя типа ПКТ для напряжений 3–35 кВ (рис. 14.16)

представляет собой фарфоровую или стеклянную трубку *1*, плотно закрытую металлическими колпачками *2*. Внутри трубки помещена плавкая вставка *3* в виде одной или нескольких параллельно включенных тонких медных проволок. В нижнем колпачке предусмотрен указатель срабатывания предохранителя *4*. Патрон заполнен мелким кварцевым песком.

Длина проволок и, следовательно, длина патрона определяются номинальным напряжением. Поскольку градиент восстанавливающейся электрической прочности промежутка в кварцевом песке относительно невелик, длина проволоки должна быть велика. Чтобы поместить ее в патроне, приходится навивать проволоку винтообразно.

Характеристики тугоплавких вставок из меди (температура плавления 1080 °С) могут быть улучшены напайкой капель олова или свинца, температура плавления которых значительно ниже (соответственно 200 и 327 °С). При расплавлении металла напайки он растворяет в себе медь, вследствие чего вставка быстро разрушается при температуре значительно более низкой, чем температура плавления основного материала вставки.

Свойства материала, наполняющего патрон токоограничивающего предохранителя, существенно влияет на работу последнего. Наполнитель должен удовлетворять следующим требованиям: а) отводить тепло от плавкой вставки в нормальном рабочем режиме; б) не выделять газа под действием высокой температуры дуги; в) обладать достаточной электрической прочностью после разрыва цепи. Как показал опыт, этим требованиям в наибольшей мере отвечает кварцевый песок.

Процесс отключения цепи токоограничивающим предохранителем при КЗ протекает следующим образом. При большом токе тонкая проволока плавится и испаряется в течение долей полупериода почти одновременно по всей длине. Зажигается дуга. Вследствие высокой температуры газа в канале дуги образуется местное давление (давление в патроне практически не повышается).

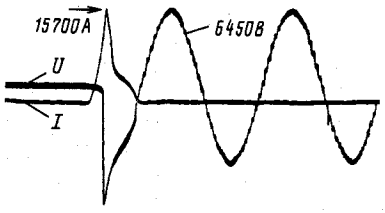


Рис. 14.17. Осциллограммы тока и напряжения при отключении предохранителем типа ПКТ тока 20 кА при напряжении 6 кВ

Ионизованные частички металла выбрасываются в радиальном направлении в зазоры между песчинками кварца. Здесь они быстро охлаждаются и деионизуются. Сопротивление дуги увеличивается настолько быстро, что ток резко снижается, не достигнув своего максимального значения, а напряжение на дуговом промежутке повышается (рис. 14.17). Как видно из осциллограммы, напряжение у зажимов предохранителя превышает напряжение сети вследствие появления ЭДС самоиндукции, направленной согласно с напряжением сети. Коммутационные перенапряжения, возникающие при отключении цепи плавкими предохранителями, не должны превышать следующих значений:

Номинальное напряжение, кВ	3	6	10	20	35
Наибольшее допустимое перенапряжение по отношению к земле, кВ	16	26	40	82	126

Для ограничения перенапряжений принимают различные меры: применяют вставки ступенчатого сечения по длине, что затягивает процесс их плавления и удлинения дуги; параллельно основным рабочим вставкам включают вспомогательные вставки с искровым промежутком. В последнем случае при расплавлении рабочих вставок и резком повышении напряжения пробивается искровой промежуток вспомогательной вставки, которая также сгорает. Максимальное напряжение при этом уменьшается.

Токоограничивающая способность кварцевых предохранителей характеризу-

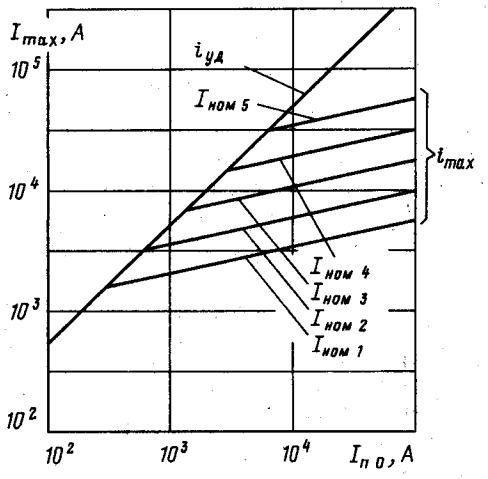


Рис. 14.18. Характеристики токоограничения кварцевых предохранителей

ется зависимостью наибольшего мгновенного значения пропускаемого предохранителем тока от периодической составляющей тока КЗ. Характер этой зависимости показан на рис. 14.18. Наклонная прямая $i_{уд}$ дает значение ударного тока, соответствующего току $I_{п0}$ при отношении $X/R = 15{,}7$ ($T_а = 0{,}05$ с). Наклонные прямые, обозначенные i_{max}, определяют наибольшие мгновенные значения тока, пропускаемого предохранителями с номинальными токами плавких вставок $I_{ном1}$, $I_{ном2}$, $I_{ном3}$ и т. д. Как видно из рисунка, ограничение тока имеет место при отключаемом токе $I_{п0}$, превышающем некоторое минимальное значение, зависящее от номинального тока вставки. Чем меньше последний, тем заметнее токоограничивающее действие предохранителя.

Кварцевые предохранители для защиты измерительных трансформаторов напряжения типа ПКН имеют неограниченную отключающую способность и могут быть установлены в РУ 6, 10, 35 кВ станций, подстанций большой мощности. Они отличаются от обычных кварцевых предохранителей типа ПК материалом плавкой вставки, изготовляемой из константановой проволоки с четырехступенчатым сечением. При КЗ плавление проволоки происходит ступенями. При этом сопротивление четвертой ступени (относительно большого сечения) служит в основном для ограничения тока КЗ до значений, соответствующих номинальному току отключения предохранителей типа ПК.

Выбор плавких предохранителей. При выборе плавких предохранителей руководствуются следующими условиями.

1) Номинальное напряжение предохранителя должно соответствовать номинальному напряжению установки.

2) Номинальный ток вставки должен быть выбран так, чтобы она не расплавлялась в утяжеленном режиме, когда рабочий ток имеет наибольшее значение. Вставка не должна также плавиться в переходных режимах, например при включении силового трансформатора, когда броски намагничивающего тока достигают 8 – 10-кратного значения номинального тока трансформатора. У измерительных трансформаторов напряжения бросок намагничивающего тока достигает $150I_{ном}$. Наконец, номинальный ток вставки должен быть выбран так, чтобы обеспечить избирательность отключения при КЗ.

3) Номинальный ток отключения предохранителя не должен быть меньше периодической составляющей тока КЗ (действующего значения за первый период), т. е.

$$I_{откл.\,ном} \geqslant I_{п0}. \qquad (14.1)$$

4) Значение наибольшего мгновенного тока, пропускаемого токоограничивающими предохранителями, не должно превышать допустимых токов аппаратов в защищаемой части сети.

Глава пятнадцатая

КОММУТАЦИОННЫЕ АППАРАТЫ ДО 1 КВ

15.1. Автоматические выключатели

Автоматические выключатели переменного и постоянного тока представляют собой силовые выключатели с встроенными релейными устройствами прямого действия, получившими название расцепителей.

Наибольшее применение в распределительных сетях промышленных предприятий и системах собственных нужд электростанций получили автоматические выключатели серии А-3700 для напряжений до 660 В переменного тока и до 440 В постоянного тока с номинальным током от 160 до 630 А. Эти выключатели выполняют двух типов, а именно: а) токоограничивающие с электромагнитными расцепителями мгновенного действия; б) селективные с расцепителями, характеристики времени срабатывания которых имеют зависимую и независимую от тока части. Зависимая часть характеристики обеспечивает защиту при перегрузках, независимая часть – при КЗ. Уставки тока и времени могут быть изменены в определенных пределах. Время срабатывания выключателя при перегрузках от 5 до 100 с. Время срабатывания при КЗ от 0,1 до 0,4 с.

Обмотку электромагнита расцепителя максимального тока включают в цепь главного тока непосредственно, с помощью шунта или трансформатора тока. При срабатывании расцепитель действует на механизм свободного расцепления и освобождает подвижную часть выключателя.

В качестве дугогасительных устройств в автоматических выключателях переменного и постоянного тока применение получили: 1) лабиринтно-щелевые камеры из инертных, в отношении выделения газа, материалов, сходные с гасительными устройствами электромагнитных выключателей, но более простой конструкции; 2) камеры с стальными пластинами, в которых дуга делится на ряд коротких дуг, перемещающихся вдоль пластин под действием электродинамических сил и сил взаимодействия тока с магнитной массой. Независимо от типа гасительного устройства основными факторами деионизации дугового промежутка являются: а) увеличение длины дуги; б) быстрое ее перемещение в щелях; в) тесное соприкосновение дуги с относительно холодными керамическими стенками камеры, металлическими пластинами.

В камерах всех типов, в особенности на большие токи отключения, предусмотрены пламегасительные решетки над гасительным устройством. Они состоят из ряда коротких металлических пластин с узкими щелями между ними. Такая решетка ограничивает выброс пламени из камеры.

Автоматические выключатели с номинальным током до 630 А имеют одну пару контактов, являющихся одновременно главными и дугогасительными. В выключателях с номинальным током свыше 630 А главные и дугогасительные контакты разделены.

Автоматические выключатели снабжают ручным и электромеханическими приводами для дистанционного управления.

Устройство автоматического выключателя переменного тока типа А-3700 с номинальным напряжением 660 В и номинальным током 160 А показано на рис. 15.1. Корпус выключателя изготовлен из прочной пластмассы. Между полюсами предусмотрены изолирующие перегородки. Основные части выключателя обозначены цифрами: *1* – неподвижный и *2* – подвижный контакты с напаянными металлокерамическими накладками; *3* – стальные пластины с вырезами; *4* – пламегаситель; *5* – рукоятка для ручного управления; *6* – трансформаторы тока; *7* – якорь расцепителя мгновенного действия; *8* – сердечник; *9* – отключающая рейка; *10* – катушка независимого расцепителя; *11* – ручка

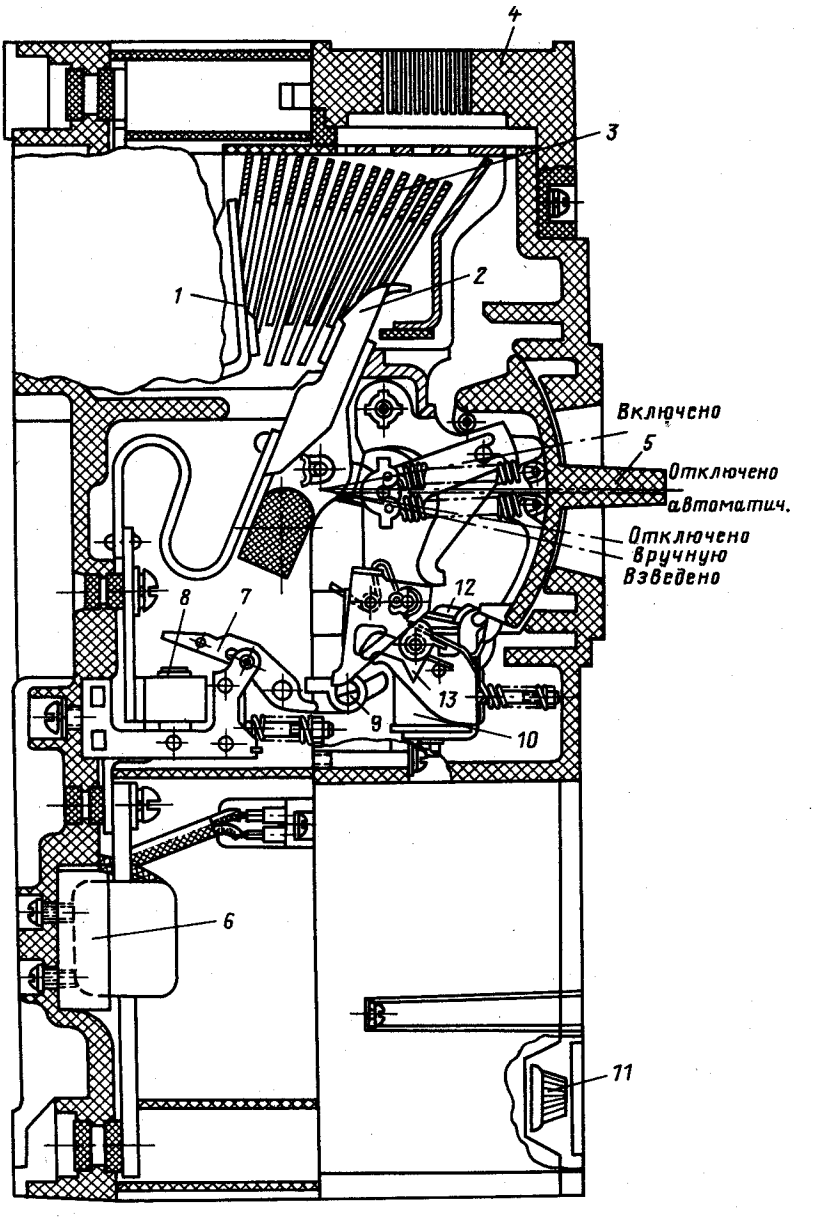


Рис. 15.1. Автоматический выключатель переменного тока типа А3700 660 В, 160 А

для регулирования уставок; *12* – независимый расцепитель; *13* – боек.

Нормирование коммутационной способности автоматических выключателей. Коммутационная способность автоматических выключателей переменного тока заводы-изготовители характеризуют номинальным током отключения (действующим значением периодической составляющей тока) к моменту размыкания контактов $I_{\text{откл. ном}}$, номинальным током включения (мгновенным значением) $i_{\text{вкл. ном}}$ и номинальным значением постоянной времени апериодической

составляющей $T_{а.ном}$. Автоматический выключатель должен надежно включать и отключать цепь с соответствующими значениями тока КЗ при номинальном напряжении, номинальном цикле операций О–П–ВО–П–ВО и при номинальном значении постоянной времени апериодической составляющей тока. При выборе выключателя перечисленные номинальные параметры подлежат сопоставлению с соответствующими расчетными величинами применительно к рассматриваемой цепи, вычисленными без учета сопротивления выключателя и сопротивления дуги в месте замыкания. Таким образом, должны быть соблюдены следующие условия:

$$I_{откл.ном} \geqslant I_{пт};$$
$$i_{вкл.ном} \geqslant i_{уд}; \qquad (15.1)$$
$$T_{а.ном} \geqslant T_{а}.$$

При выборе автоматических выключателей до 1 кВ следует учитывать условия их работы. Сети 380–660 В питаются через понижающие трансформаторы, мощность которых не превышает 2500 кВ·А в промышленных предприятиях и 1000 кВ·А на электростанциях. Вследствие значительной удаленности точки КЗ от генераторов периодическая составляющая тока практически не затухает. Поэтому расчетный ток $I_{пт}$ может быть, без заметной погрешности, заменен током $I_{п0}$. Постоянная времени апериодической составляющей тока КЗ мала вследствие значительного активного сопротивления. Поэтому ударный коэффициент близок к единице.

Номинальные значения постоянной времени апериодической составляющей тока находятся в пределах от 0,005 до 0,015 с.

Коммутационную способность автоматических выключателей постоянного тока заводы-изготовители характеризуют номинальным током отключения $I_{откл.ном}$, равным ему номинальным током включения $I_{вкл.ном}$ и номинальным значением постоянной времени $T_{а.ном}$. При выборе выключателя номинальные токи отключения и включения сопоставляют с установившимся током КЗ цепи $I_{у}$ независимо от момента размыкания контактов. Номинальное значение постоянной времени сопоставляют с соответствующим расчетным значением

$$I_{откл.ном} = I_{вкл.ном} \geqslant I_{у};$$
$$T_{а.ном} \geqslant T_{а}. \qquad (15.2)$$

Расчетные значения тока и постоянной времени цепи должны быть определены без учета сопротивления выключателя и сопротивления дуги в месте КЗ. Номинальные значения постоянной времени указываются в информационных материалах заводов-изготовителей.

Заводы-изготовители гарантируют электродинамическую и термическую стойкость автоматических выключателей с расцепителями максимального тока во всем диапазоне токов, вплоть до номинальных токов включения и отключения.

15.2. Электромагнитные контакторы и пускатели

Электромагнитные контакторы предназначены для включений и отключений приемников энергии в нормальных режимах, в основном для управления электродвигателями переменного и постоянного тока. В отличие от автоматических выключателей контакторы не имеют расцепителей, реагирующих на изменение тока и отключающих электрическую цепь при перегрузках и КЗ.

Контакторы рассчитаны на частые включения и отключения – до нескольких тысяч операций в час. Они обладают высоким механическим и коммутационным ресурсом. Коммутационная способность контакторов невелика. Она обычно не превышает 10-кратного значения номинального тока. Электродинамическая и термическая стойкость контакторов не нормируется.

В соответствии с ГОСТ 11206–77* для характеристики коммутационной способности контакторов переменного тока установлены четыре категории применения: $АС_1$, $АС_2$, $АС_3$ и $АС_4$. Для контакторов постоянного тока установ-

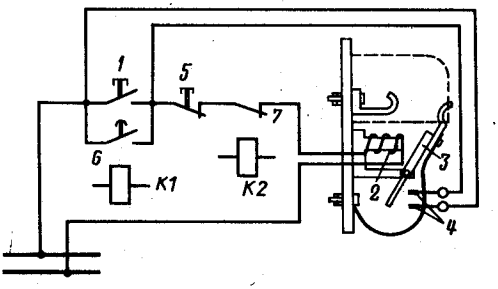


Рис. 15.2. Схема управления контактором переменного тока

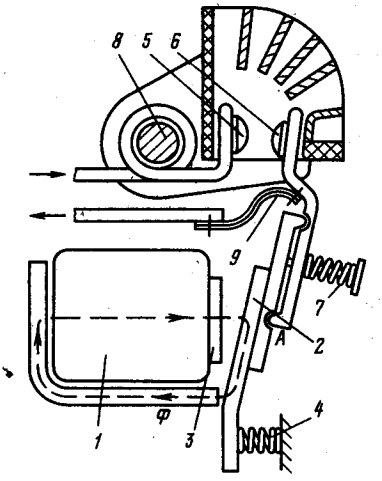


Рис. 15.3. Контактор постоянного тока рычажно-поворотного типа

лены три категории применения: $ДС_1$, $ДС_2$ и $ДС_3$. Каждая категория характеризуется относительными значениями коммутируемых токов, соответствующими напряжениями, коэффициентом мощности (для цепей переменного тока) и постоянной времени (для цепей постоянного тока). Так, например, контакторы категории $АС_1$ предназначены для включения и отключения печей сопротивления, неиндуктивной или слабо индуктивной нагрузки. Контакторы $АС_2$ предназначены для пуска электродвигателей с фазным ротором, для торможения противотоком. Контакторы $АС_3$ предназначены для пуска электродвигателей с короткозамкнутым ротором, отключения вращающихся электродвигателей. Контакторы $АС_4$ предназначены для наиболее тяжелых условий работы, а именно: для пуска электродвигателей с короткозамкнутым ротором, отключения неподвижных или медленно вращающихся электродвигателей, для торможения противотоком.

Контакторы переменного тока выполняют трехполюсными, контакторы постоянного тока – однополюсными и двухполюсными. Контактная система рассчитана на номинальный ток в продолжительном, прерывисто-продолжительном или повторно-кратковременном режимах, а также на соответствующее число включений и отключений. Особое внимание уделяют устранению вибрации контактов при включении, поскольку вибрация контактов резко увеличивает их износ.

Контакторы управляются дистанционно с помощью приводных электромагнитов. Последние служат для включения контактора и для удержания подвижной части в положении «включено». Схема управления контактора приведена на рис. 15.2. При нажатии кнопки *1* «включить» возбуждается приводной электромагнит *2*. Якорь *3* притягивается и контактор включается. При этом замыкаются блок-контакты *4*, шунтирующие контакты кнопки «включить», и контактор удерживается в положении «включено» приводным электромагнитом. Последний рассчитывают на работу в продолжительном режиме. Чтобы отключить контактор, необходимо нажать кнопку *5* «отключить». При этом размыкается цепь приводного электромагнита и подвижная часть контактора отходит от неподвижной под действием возвратной и контактных пружин, а также массы подвижной части. Контактор может быть также включен автоматически через контакты *6* реле *К1*, а также отключен автоматически через контакты *7* реле *К2*.

На рис. 15.3 приведена конструктивная схема контактора постоянного тока рычажно-поворотного типа. Подвижная система показана в положении «отключено». Приводной электромагнит обесточен, главные контакты *5*, *6* разомкну-

ты. При замыкании цепи приводного электромагнита *1* якорь *2* притягивается к сердечнику *3*, преодолевая противодействие возвратной пружины *4*, и главные контакты *5*, *6* замыкаются. Соприкосновение их происходит раньше, чем якорь электромагнита полностью притягивается к полюсному наконечнику. По мере дальнейшего движения якоря подвижный контакт поворачивается около точки *A*. При этом давление в контактах увеличивается вследствие дополнительного сжатия контактной пружины *7*.

Для гашения дуги, образующейся на контактах в процессе отключения, предусмотрена дугогасительная камера с электромагнитом *8*. Под действием поперечного магнитного поля последовательно включенной катушки дуга удлиняется, втягивается в щели дугогасительной камеры и гаснет. Гибкая связь *9* из медной фольги или тонкой проволоки обеспечивает свободное перемещение подвижного контакта в процессе включения и отключения. Конструктивная схема рис. 15.3 получила применение для контакторов постоянного и переменного тока, в особенности для контакторов, предназначенных для тяжелых режимов работы.

Другой распространенный тип контакторов – прямоходовой. Соответствующая конструктивная схема применительно к контактору переменного тока приведена на рис. 15.4. Для включения контактора необходимо замкнуть цепь приводного электромагнита *1*. Якорь *2* притянется к сердечнику и контакты *3*, *4* замкнутся. Для отключения контактора приводной электромагнит должен быть обесточен. Возвратная пружина *5* поднимет контактную траверсу. На контактах образуются дуги, которые втягиваются в зазоры между металлическими пластинами *6* и гаснут.

Магнитную систему контакторов переменного тока набирают из тонких изолированных друг от друга стальных пластинок. Магнитный поток изменяется синусоидально, а сила притяжения якоря, пропорциональная квадрату магнитного потока, пульсирует с двойной частотой, не изменяя своего направления, от

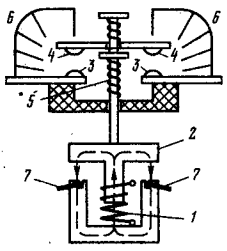


Рис. 15.4. Контактор переменного тока прямоходового типа

0 до P_{max}. В этих условиях якорь электромагнита под действием возвратной пружины будет дважды в течение каждого периода отрываться от сердечника и вновь притягиваться. Вибрация якоря сопровождается шумом и приводит к износу магнитной системы. Для устранения вибрации полюсы электромагнитов переменного тока снабжают короткозамкнутыми витками *7*, в которых индуктируется ЭДС, появляются токи и соответствующие магнитные потоки, сдвинутые по фазе по отношению к основному потоку на угол, близкий к 90°. При таком устройстве сила притяжения якоря пульсирует от некоторого минимального значения, превышающего силу сопротивления возвратной пружины, до максимального значения P_{max}. Таким образом вибрация якоря может быть устранена.

Магнитные пускатели. Такое название получили трехполюсные контакторы переменного тока с пристроенными в фазах тепловыми реле для защиты электродвигателей от перегрузки недопустимой продолжительности. В магнитных пускателях предусматривается также нулевая защита, предотвращающая самопроизвольное включение пускателя при восстановлении исчезнувшего напряжения. Магнитные пускатели предназначены для работы в категории применения $АС_3$.

Электрическая схема магнитного пускателя и его конструкция показаны на рис. 15.5. При нажатии кнопки «пуск» *BCC* подается питание в катушку пускателя *YAT* через размыкающиеся

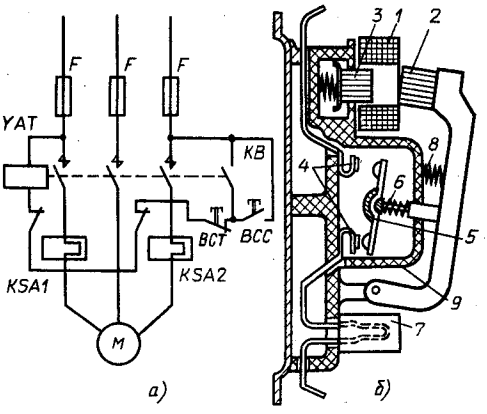


Рис. 15.5. Магнитный пускатель:
а – электрическая схема; *б* – конструкция

контакты тепловых реле *KSA1* и *KSA2* и кнопку «стоп» *BCT*. Якорь *2* электромагнита *1* притягивается к сердечнику *3*. При этом неподвижные контакты *4* замыкаются подвижным контактным мостиком *5*. Нажатие в контактах обеспечивается пружиной *6*. Одновременно замыкаются блок-контакты *KB*, шунтирующие кнопку «пуск» *BCC*. При перегрузке электродвигателя срабатывают оба или одно тепловое реле *7*, цепь катушки размыкается контактами *KSA1* и *KSA2*. При этом якорь *2* больше не удерживается сердечником и под действием собственной массы и пружины *8* подвижная система переходит в отключенное положение. Двукратный разрыв в каждой фазе и закрытая камера *9* обеспечивают гашение дуги без особых устройств. Точно так же происходит отключение пускателя при нажатии кнопки «стоп» *BCT*. Для защиты электродвигателя от КЗ в цепь включены плавкие предохранители *F*.

Выбор контакторов и магнитных пускателей производится в соответствии со сказанным выше по номинальному напряжению, номинальному току и категории применения. Проверки на электродинамическую и термическую стойкость не требуется.

15.3. Неавтоматические выключатели

Назначение неавтоматических выключателей переменного и постоянного тока до 1 кВ: 1) изолировать отдельные части установки, участки сети от напряжения для безопасного ремонта; 2) включать и отключать электрические цепи в нормальных режимах при рабочих токах, не превышающих 0,2 – 1,0 номинального тока выключателя (в зависимости от конструкции).

Операции включения и отключения выполняются только вручную с помощью простейших рычажных приводов. Неавтоматические выключатели не участвуют в защите цепей при перегрузках и КЗ. Дугогасительные устройства, как правило, отсутствуют.

Выключатели рубящего типа, получившие название рубильников, выполняют для напряжений до 660 В переменного тока (двухполюсными и трехполюсными) и до 440 В постоянного тока (двухполюсными и однополюсными). Номинальные продолжительные токи находятся в пределах от 100 до 5000 А, в некоторых случаях и выше. Номинальный ток отключения обычно меньше номинального. Исключение составляют рубильники, снабженные простейшими дугогасительными устройствами. Отключающая способность таких рубильников равна номинальному току. Электродинамическая и термическая стойкость рубильников зависит от номинального тока. С увеличением последнего стойкость при КЗ увеличивается.

Рубильники обычно снабжают линейными контактами с пружинами, обеспечивающими продолжительную работу без чрезмерного повышения температуры. Токоведущая система рубильника не защищена от случайного прикосновения. Поэтому их устанавливают так, чтобы металлическая панель распределительного щита защищала оператора от прикосновения к токоведущим частям и ожогов дугой, образующейся на контактах при отключении. Рукоятку управления выносят на лицевую сторону панели (рис. 15.6).

Пакетные выключатели и переключатели. Выключатели этого типа состоят из ряда пакетов, связанных общим валом (рис. 15.7). Неподвижные клиновидные контакты расположены парами

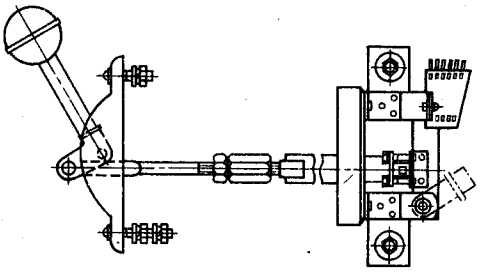


Рис. 15.6. Рубильник с рычажным приводом

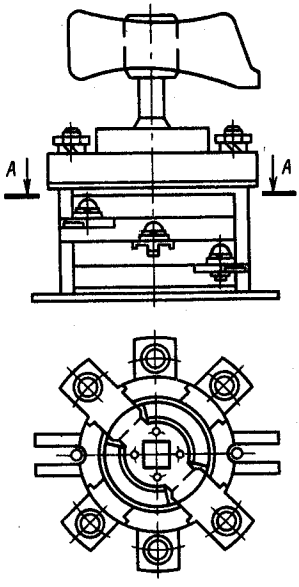


Рис. 15.7. Пакетный выключатель типа ПВМ

по окружности пакета. Они могут быть установлены в любом из четырех положений. Подвижные контакты каждого пакета в виде ножей укреплены на валу. Последний приводится во вращение с помощью рукоятки, вынесенной на лицевую сторону щита. При повороте рукоятки сначала натягиваются пружины, затем освобождается фиксирующая шайба и подвижные контакты поворачиваются на 90°. Происходит включение. Благодаря заводной пружине скорость движения контактов не зависит от оператора.

Выключатели могут быть собраны из нескольких (от двух до семи) пакетов с различным числом полюсов, коммутационных положений и с подвижными контактами различной конфигурации. В результате можно получить разнообразные схемы выключателя. Пакетные выключатели получили широкое применение вследствие компактности и простоты. Их изготовляют для напряжений до 380 В переменного тока и 220 В постоянного тока с номинальным током от 10 до 400 А.

Разновидностью пакетных выключателей являются пакетно-кулачковые выключатели и переключатели типа ПКП. Они имеют более надежную контактную систему и простейшие дугогасительные устройства. Их изготовляют для напряжений до 660 В, с номинальным током от 10 до 160 А и номинальным током отключения от 90 до 570 А.

15.4. Плавкие предохранители

В установках переменного и постоянного тока с напряжением до 1 кВ плавкие предохранители применяют для защиты линий, электродвигателей и других приемников электроэнергии. Предохранители изготовляют для следующих номинальных напряжений и токов (ГОСТ 17242–86):

Напряжение переменного тока, В	36, 220, 380, 660
Напряжение постоянного тока, В	24, 110, 220, 440
Номинальные токи основания предохранителя, А	6, 10, 16, 25, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 800, 1000
Номинальные токи плавких вставок, А . .	От 2 до 1000 А согласно с нормальным рядом токов

Для предохранителей до 1 кВ установлены следующие понятия: а) максимальный ток неплавления и б) минимальный ток плавления. При токах, не превышающих значение максимального тока неплавления, предохранитель не

Рис. 15.8. Патрон плавкого предохранителя типа ПР

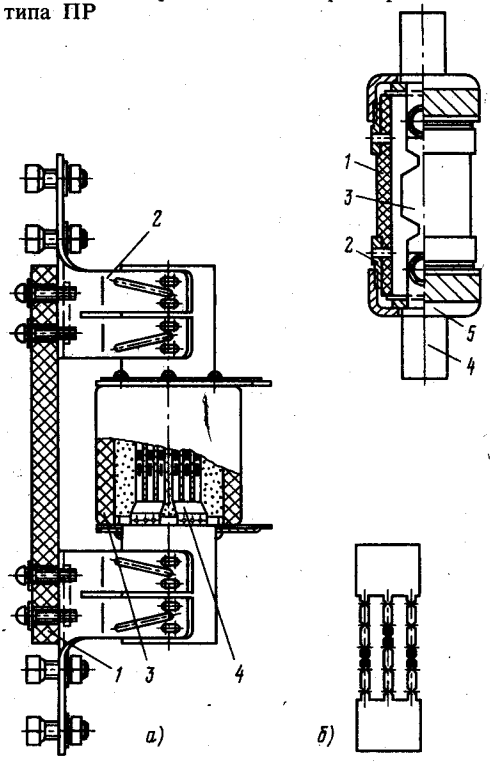


Рис. 15.9. Кварцевый предохранитель типа ПН-2 (*а*) и плавкая вставка (*б*)

должен плавиться в течение времени, указанного в табл. 15.1, а при токах, равных или превышающих минимальный ток плавления, предохранители должны отключать электрическую цепь в течение указанного времени.

Отключающая способность плавких предохранителей определяется номинальным током отключения, представляющим собой при переменном токе наибольшее действующее значение периодической составляющей тока КЗ, а при постоянном токе – наибольшее установившееся значение тока КЗ. Предохранители должны отключать электрическую цепь при токах в пределах от минимального тока плавления до номинального тока отключения и значениях восстанавливающегося напряжения основной частоты на полюсе предохранителя, коэффициенте мощности или постоянной времени T_a, указанных в табл. 15.2.

Таблица 15.1. **Характеристики плавких предохранителей до 1 кВ**

Номинальный ток плавкой вставки, А	Отношение максимального тока неплавления к номинальному току	Отношение минимального тока плавления к номинальному току	Время плавления, ч
До 4	1,5	2,1	1
От 4 до 10	1,5	1,9	1
От 10 до 25	1,4	1,75	1
От 25 до 63	1,3	1,6	2
От 160 до 400	1,3	1,6	3
От 400 до 1000	1,3	1,6	4

Таблица 15.2. **Характеристики отключающей способности плавких предохранителей до 1 кВ**

Значение тока КЗ, кА	Коэффициент мощности	T_a, мс	Восстанавливающееся напряжение, % номинального
До 10	0,3–0,5	15	110
От 10 до 20	0,2–0,3	15	110
Свыше 20	0,1–0,2	10	110

Время плавления и отключения токов, указанных в таблице, должно соответствовать защитным (времятоковым) характеристикам предохранителей, сообщаемым заводами-изготовителями. Защитные характеристики плавких вставок изображаются двумя кривыми, ограничивающими зону разброса значений тока и времени, полученных при испытании.

Конструкции плавких предохранителей. Предохранители типа ПР (предохранитель разборный) – газогенерирующие, закрытые, без выхлопа газа – предназначены для внутренней установки в устройствах до 1 кВ. Предохранители этого типа (рис. 15.8) имеют патрон *1*, выполненный из фибры с напрессованными латунными кольцами *2* по концам. Внутри патрона помещена плавкая вставка *3* в виде тонкой цинковой пластины с V-образными вырезами, присоединенная болтами к контактам *4*. Патрон плотно закрыт с обеих сторон латунными крышками *5*, на-

винченными на кольца. При соответствующем токе вставка плавится в суженном сечении и зажигается дуга. Под действием последней фибра выделяет газ, содержащий около 40% водорода. Давление в патроне повышается до нескольких мегапаскалей. Гашение дуги происходит в турбулентном потоке газа приблизительно так же, как в масляном выключателе без дугогасительных камер. Предохранители типа ПР изготовляют с номинальным током до 1000 А. Номинальные токи отключения при напряжении 500 В лежат в пределах от 7 до 20 кА в зависимости от размеров патрона.

Кварцевые предохранители типа ПН (рис. 15.9, *а*) относятся к токоограничивающим предохранителям. Как видно из рисунка, предохранитель состоит из изолирующего основания *1*, на котором укреплены стойки *2* с зажимами для присоединения проводников, фарфорового патрона *3*, заполненного кварцевым песком, и плавкой вставки *4*. Устройство последней показано на рис. 15.9, *б*. Принцип гашения дуги в предохранителях типа ПН такой же, как в кварцевых предохранителях ПК (см. § 14.3).

Глава шестнадцатая

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ

16.1. Основные понятия и определения

Измерительным трансформатором напряжения называют трансформатор, предназначенный для преобразования напряжения до значения, удобного для измерения, и выполненный так, что вторичное напряжение трансформатора, увеличенное в $K_{ном}$ раз, соответствует с требуемой точностью первичному напряжению (при изменении последнего в определенных пределах) как по модулю, так и по фазе. Множитель $K_{ном}$ представляет собой номинальный коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Применение трансформаторов напряжения обеспечивает безопасность для людей, соприкасающихся с измерительными приборами и реле, поскольку цепи высшего и низшего напряжения разделены, позволяет унифицировать конструкции измерительных приборов, обмоток реле для номинального напряжения 100 В, что упрощает производство и снижает стоимость.

Номинальный коэффициент трансформации равен отношению номинальных первичного и вторичного напряжений:

$$K_{ном} = \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}}. \qquad (16.1)$$

В отличие от силовых трансформаторов номинальный коэффициент трансформации трансформатора напряжения несколько отличается от отношения чисел витков $n = w_1/w_2$ (подробнее — см. § 16.2).

Номинальные первичные напряжения трансформаторов стандартизованы в соответствии со шкалой номинальных линейных напряжений сетей. Исключение составляют однофазные трансформаторы, предназначенные для включения в звезду с заземленной нейтралью первичной обмотки, для которых в качестве номинальных первичных напряжений приняты фазные напряжения сетей, например

$$35\,000/\sqrt{3} \text{ или } 220\,000/\sqrt{3} \text{ В}.$$

Номинальные вторичные напряжения основных вторичных обмоток трансформаторов напряжения установлены равными 100 или $100/\sqrt{3}$ В. Номинальные напряжения дополнительных обмоток указаны ниже.

Напряжение U_1, измеряемое с помощью трансформатора напряжения, определяют умножением вторичного напряжения U_2 на номинальный коэффициент трансформации:

$$U_1 = U_2 K_{ном}. \qquad (16.2)$$

Шкалы измерительных приборов, предназначенных для присоединения к трансформатору напряжения с номинальным коэффициентом трансформации $K_{ном}$, надписывают в значениях первичного напряжения, т. е. $U_2 K_{ном}$.

Погрешности трансформаторов напряжения. Вторичное напряжение трансформатора, увеличенное в $K_{ном}$ раз (16.2), несколько отличается от первичного напряжения как по модулю, так и по фазе вследствие потерь мощности в трансформаторе. Разность этих напряжений, отнесенная к первичному напряжению, представляет собой погрешность в напряжении:

$$f = \frac{U_2 K_{ном} - U_1}{U_1}. \qquad (16.3)$$

Погрешность в напряжении положительна, если $U_2 K_{ном} > U_1$. Погрешность трансформатора может быть выражена в процентах. Для этого в выражение (16.3) следует ввести множитель 100.

Угол δ между векторами первичного и вторичного напряжений представляет собой угловую погрешность трансформатора. Последнюю считают положительной, если вектор вторичного напряжения опережает вектор первичного напряжения. Угловую погрешность принято выражать в минутах.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения – условное понятие, а именно: полная (кажущаяся) мощность внешней вторичной цепи, В·А, найденная в предположении, что напряжение у вторичных зажимов равно номинальному:

$$S_2 = \frac{U_{2ном}^2}{Z},$$

где $Z = \sqrt{R^2 + X^2}$ – полное (кажущееся) сопротивление внешней цепи, присоединенной к вторичным зажимам, Ом.

Вместе со значением S_2 должен быть указан коэффициент мощности цепи. Эти две величины S_2 и $\cos\varphi_2$ полностью определяют сопротивление внешней цепи и, следовательно, вторичную нагрузку трансформатора. Так, например, если нагрузка трансформатора указана равной 20 В·А при $\cos\varphi_2 = 0{,}8$, это означает, что кажущееся сопротивление внешней цепи $Z = U_{2ном}^2/S_2 = 100^2/20 = 500$ Ом, активное сопротивление $R = Z\cos\varphi_2 = 500 \cdot 0{,}8 = 400$ Ом, индуктивное сопротивление $X = Z\sin\varphi_2 = 500 \cdot 0{,}6 = 300$ Ом.

По мере увеличения числа приборов, присоединенных к трансформатору напряжения, сопротивление вторичной цепи уменьшается (поскольку приборы включены параллельно), однако нагрузка трансформатора увеличивается.

Под номинальной нагрузкой трансформатора напряжения понимают наибольшую нагрузку, при которой погрешности не выходят за допустимые пределы, установленные для трансформаторов рассматриваемого класса.

Классы точности трансформаторов напряжения. В соответствии со значением допустимой погрешности при определенных условиях работы трансформаторы напряжения разделены на четыре класса точности (табл. 16.1). Наименование класса соответствует наибольшей допустимой погрешности в напряжении, выраженной в процентах. Пределы погрешности в напряжении и угле отнесены к частоте 50 Гц, первичному напряжению в пределах от 0,8 до 1,2 номинального, нагрузке в пределах от 0,25 до 1,0 номинальной и коэффициенту мощности 0,8.

Таблица 16.1. **Пределы погрешностей трансформаторов напряжения (ГОСТ 1983–77*)**

Наименование класса точности	Наибольшая погрешность в напряжении, %	Наибольшая угловая погрешность, мин
0,2	+0,2	10
0,5	+0,5	20
1	+1,0	40
3	+3,0	Не нормируется

Трансформаторы напряжения класса точности 0,2 применяют в качестве образцовых, а также для точных измерений в лабораториях. Трансформаторы, предназначенные для присоединения счетчиков, должны отвечать классу 0,5. Для присоединения щитовых измерительных приборов используют трансформаторы классов 1,0 и 3,0. Требования, предъявляемые к трансформаторам для релейной защиты, зависят от вида защиты. Здесь используют трансформаторы классов 0,5; 1,0 и 3,0.

16.2. Погрешности трансформаторов напряжения

Погрешности трансформатора напряжения зависят от размеров магнитопровода, магнитных свойств стали, конструкции обмотки, сечения проводов, а также от присоединенной нагрузки и первичного напряжения. Чтобы уменьшить погрешности трансформаторов напряжения, выбирают меньшую плотность тока в обмотках и меньшую магнитную индукцию в магнитопроводе по сравнению с соответствующими значениями для силовых трансформаторов. Магнитное рассеяние у трансформаторов напряжения значительно меньше, чем у силовых трансформаторов: напряжение КЗ составляет только 0,4–1,0 %.

Погрешности однофазных трансформаторов напряжения могут быть определены аналитически из схемы замещения трансформатора (рис. 16.1). Сопротивления вторичной обмотки трансформаторов X_2 и R_2, сопротивления внешней цепи X и R, вторичный ток I_2 и вторичное напряжение U_2 должны быть приведены к числу витков первичной обмотки согласно выражениям

$$X'_2 = X_2 n^2;\ R'_2 = R_2 n^2;\ X' = X n^2;$$
$$R' = R n^2;\ I'_2 = I_2/n;\ U'_2 = U_2 n,$$

где $n = w_1/w_2$.

Погрешности трансформатора напряжения при некотором напряжении $\underline{U}'_2$ и токе нагрузки $\underline{I}'_2$ могут быть определены по значениям падения напряжения от тока $\underline{I}'_2$ в сопротивлении $\underline{Z}'_2 = R'_2 + jX'_2$ и от тока $\underline{I}_1 = \underline{I}_0 + \underline{I}'_2$ в сопротивлении $\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1$, а именно:

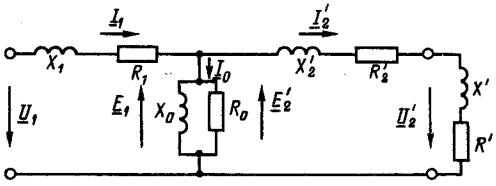


Рис. 16.1. Схема замещения трансформатора напряжения

$$\underline{U}_1 - \underline{U}'_2 = \underline{I}'_2\underline{Z}'_2 + \underline{I}_1\underline{Z}_1 = \\ = \underline{I}_0\underline{Z}_1 + \underline{I}'_2(\underline{Z}_1 + \underline{Z}'_2),$$

где $\underline{I}_0$ – намагничивающий ток, соответствующий первичному напряжению $\underline{U}_1$.

После подстановки комплексных выражений для сопротивлений и токов

$$\underline{I}'_2 = I'_{2a} - jI'_{2p};\ \underline{I}_0 = \underline{I}_{0a} - jI_{0p}$$

имеем:

$$\underline{U}_1 - \underline{U}'_2 = [I_{0a}R_1 + I_{0p}X_1 + \\ + I'_{2a}(R_1 + R'_2) + I'_{2p}(X_1 + X'_2)] + \\ + j[I_{0a}X_1 - I_{0p}R_1 + I'_{2a}(X_1 + X'_2) - \\ - I'_{2p}(R_1 + R'_2)]. \qquad (16.4)$$

Действительная часть этого комплекса, взятая с обратным знаком и отнесенная к напряжению U_1, равна погрешности в напряжении, соответственно мнимая часть – погрешности в угле:

$$\left.\begin{aligned} f &= -\frac{I_{0a}R_1 + I_{0p}X_1 + I'_{20}(R_1 + R'_2) + I'_{2p}(X_1 + X'_2)}{U_1}; \\ \delta &= -\frac{I_{0a}X_1 - I_{0p}R_1 + I'_{2a}(X_1 + X'_2) - I'_{2p}(R_1 + R'_2)}{U_1}. \end{aligned}\right\} \qquad (16.5)$$

Из выражений (16.5) следует, что погрешности трансформатора напряжения слагаются из двух частей. Первая составляющая (см. первые два члена) соответствует погрешности ненагруженного

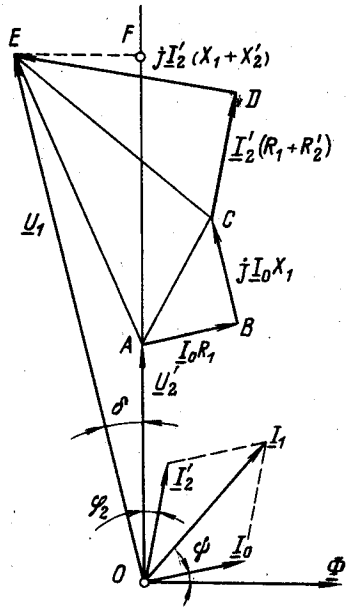


Рис. 16.2. Векторная диаграмма трансформатора напряжения

трансформатора. Вторая составляющая (см. третий и четвертый члены) определяется током нагрузки.

Погрешности могут быть также определены и наглядно представлены с помощью векторной диаграммы (рис. 16.2). Последняя не отличается от диаграммы силового трансформатора. Однако чтобы проследить зависимость погрешности от нагрузки, целесообразно выделить особо треугольники падения напряжений от тока намагничивания и тока нагрузки. Исходной величиной при построении векторной диаграммы является вектор вторичного напряжения $\underline{U}'_2$, направленный вертикально. Вектор вторичного тока $\underline{I}'_2$ сдвинут относительно вектора напряжения на угол φ_2. Вектор магнитного потока $\underline{\Phi}$ направлен по горизонтальной оси, если пренебречь угловым сдвигом между векторами вторичного напряжения и ЭДС. Вектор намагничивающего тока $\underline{I}_0$ опережает вектор магнитного потока на угол ψ. Треугольник ABC определяет падение напряжения в сопротивлении первичной обмотки от намагничивающего тока. Если трансформатор не нагружен, конец вектора $\underline{U}_1$ находится в точке C. Треугольник CDE определяет падение напряжения в сопротивлениях первичной и вторичной обмоток от тока нагрузки. Вектор OE представляет собой первичное напряжение нагруженного трансформатора.

Определим с помощью векторной диаграммы погрешность трансформатора напряжения, у которого отношение чисел витков равно номинальному коэффициенту трансформации. При этом условии погрешность в напряжении равна:

$$f = \frac{U_2K_{\text{ном}} - U_1}{U_1} = \frac{U_2n - U_1}{U_1} =$$

$$= \frac{|AO| - |EO|}{|EO|} \approx \frac{|FA|}{|EO|}.$$

Отрезок EO заменен его проекцией на вертикальную ось, что не вносит заметной ошибки, поскольку угол δ мал. Погрешность в напряжении отрицательна, так как $U_2n < U_1$.

При определении угловой погрешности угол δ в радианах можно принять равным его синусу, что не внесет заметной ошибки, поскольку угол δ мал, т. е.

$$\delta \approx \frac{|EF|}{|EO|}.$$

Угловая погрешность также отрицательна, поскольку вектор $\underline{U}'_2$ отстает от вектора $\underline{U}_1$.

Зависимость погрешности трансформатора напряжения от нагрузки легко проследить с помощью векторной диаграммы на рис. 16.3, соответствующей верхней части диаграммы рис. 16.2 и выполненной в большем масштабе. При $n = K_{\text{ном}}$ погрешность в напряжении должна быть отсчитана по вертикальной оси от точки A до точки F – проекции конца вектора $\underline{U}_1$ на эту ось. Поскольку напряжение $\underline{U}'_2$ меньше напряжения U_1, погрешность отрицательна. На диаграмме слева дана шкала, позволяющая определить погрешность в процентах.

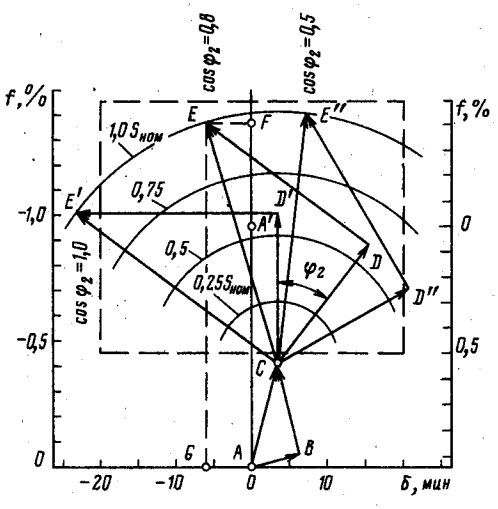


Рис. 16.3. Векторная диаграмма, поясняющая зависимость погрешности от нагрузки

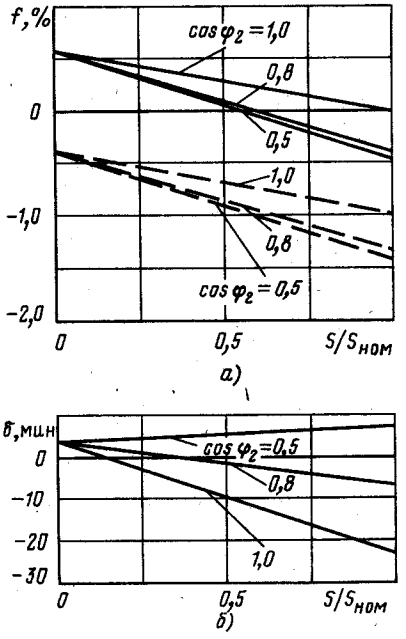


Рис. 16.4. Характеристики погрешностей трансформатора напряжения:
а – погрешность в напряжении; *б* – угловая погрешность

Угловая погрешность должна быть отсчитана по горизонтальной оси от точки A до точки G – проекции конца вектора $\underline{U}_1$ на эту ось. На диаграмме снизу дана шкала, позволяющая определить угловую погрешность в минутах.

Треугольник CDE соответствует номинальной нагрузке трансформатора с $\cos\varphi = 0{,}8$. При нагрузке, меньшей номинальной, стороны треугольника должны быть пропорционально уменьшены; при этом конец вектора $\underline{U}_1$ переместится по отрезку EC вниз. Соответственно уменьшится погрешность. На диаграмме показаны окружности, соответствующие нагрузкам, равным 1,0; 0,75; 0,5 и 0,25 номинальной.

При коэффициенте мощности, отличном от 0,8, треугольник CDE должен быть повернут вокруг точки C. На диаграмме показаны его положения для коэффициентов мощности 1,0 и 0,5. Соответственно изменяются погрешности.

Таким образом, по диаграмме легко проследить зависимости погрешности в напряжении от нагрузки при различных коэффициентах мощности. Эти зависимости показаны на рис. 16.4, *а* пунктирными линиями. Как видно из диаграммы, характеристики представляют собой наклонные прямые, проведенные из общей точки, соответствующей погрешности при холостом ходе. Наклон характеристик определяется коэффициентом мощности нагрузки и углом $\varphi_к$ из выражения

$$\operatorname{tg}\varphi_к = \frac{X_1 + X'_2}{R_1 + R'_2}.$$

При коэффициенте мощности, равном единице, наклон характеристики наименьший. Наибольший наклон характеристики имеет место при $\varphi_2 = \varphi_к$ (рассматривается только индуктивная нагрузка трансформатора).

Характеристики угловой погрешности (рис. 16.4, *б*) имеют также вид наклонных прямых. При холостом ходе угловая погрешность положительна. При $\varphi_2 = \varphi_к$ характеристика погрешности горизонтальна, т. е. погрешность не зависит от нагрузки. При $\varphi_2 < \varphi_к$ характеристика угловой погрешности имеет наклон вниз, а при $\varphi_2 > \varphi_к$ – наклон вверх.

Витковая коррекция трансформатора напряжения. Из выражений (16.5) следует, что при индуктивной и активной нагрузках и $K_{ном} = n$ погрешность в напряжении всегда отрицательна, т. е. вторичное напряжение несколько приуменьшено. Чтобы увеличить точность измерения, отношение чисел витков выбирают несколько меньшим номинального коэффициента трансформации. Для этого уменьшают число витков первичной обмотки по отношению к значению, соответствующему равенству $U_{1ном}/U_{2ном} = w_1/w_2$. Характеристики погрешности трансформатора перемещаются при этом вверх параллельно себе (сплошные линии на рис. 16.4, *а*). На угловую погрешность коррекция витков влияния не оказывает.

Векторная диаграмма трансформатора напряжения, выполненного с витковой коррекцией ($n < K_{ном}$), строится, как обычно. Сопротивления вторичной цепи должны быть приведены к числу витков первичной обмотки умножением на n^2, вторичный ток – делением на n и вторичное напряжение – умножением на n. Однако отсчет погрешности в напряжении должен теперь производиться не от конца вектора $\underline{U}'_2 = \underline{U}_2 n$ (точка A на рис. 16.3), а от точки A', соответствующей концу вектора $\underline{U}_2 K_{ном} > \underline{U}'_2$. Расстояние между точками A и A' соответствует витковой коррекции

$$\Delta f = \frac{U_2 (K_{ном} - n)}{U_1}. \qquad (16.6)$$

На диаграмме рис. 16.3 справа дана шкала для отсчета погрешностей в напряжении в процентах с учетом витковой коррекции. На диаграмме показан также (пунктирными линиями) прямоугольник, определяющий зоны погрешностей, соответствующих классу точности 0,5. Как видно из диаграммы, конец вектора $\underline{U}_1$ (точка E) при изменении нагрузки в пределах от 0,25 $S_{2ном}$ до $S_{2ном}$ и $\cos\varphi = 0{,}8$ не выходит за пределы прямоугольника.

Зависимость погрешности от напряжения. Векторная диаграмма на рис. 16.3 построена для первичного напряжения, равного номинальному. При построении аналогичной диаграммы для первичного напряжения, отличного от номинального, следует принять во внимание следующее. При заданной нагрузке трансформатора вторичный ток, а также абсолютные значения падений напряжения в сопротивлениях трансформатора от тока нагрузки приблизительно пропорциональны первичному напряжению. Однако относительные значения падений напряжений (отнесенные к U_1) не зависят от первичного напряжения. Следовательно, размеры треугольников падений напряжения на диаграмме и шкалы погрешностей не изменятся, если изменить масштаб напряжения обратно пропорционально первичному напряжению. Так, например, если при $U_1 = U_{1ном}$ 1 мм соответствовал 1 В, то для построения диаграммы при $U_1 = 0{,}8U_{1ном}$ следует принять масштаб 1 мм = 0,8 В.

Треугольник холостого хода должен быть построен заново, поскольку при изменении первичного напряжения изменяются индукция в стали и намагничивающий ток. Активная и реактивная составляющие намагничивающего тока могут быть определены с помощью кривой намагничивания и кривой удельных потерь мощности в стали. Масштаб должен быть также изменен в соответствии со сказанным выше. В результате размеры, соотношение сторон и положение треугольника холостого хода окажутся иными. Соответственно переместится точка C. При первичном напряжении, меньшем номинального, треугольник ABC уменьшится и точка C переместится вниз и влево. При первичном напряжении, превышающем номинальное, точка C переместится вверх и вправо. Следовательно, изменяется и положение треугольника нагрузки, и погрешность трансформатора.

Поскольку составляющая погрешности, зависящая от намагничивающего тока, значительно меньше составляющей от тока нагрузки, изменение напряжения в широких пределах ниже номинального мало отражается на полной погрешности трансформатора напряжения. При увеличении напряжения выше но-

минального погрешность может сильно возрасти, если индукция, соответствующая номинальному напряжению, выбрана относительно высокой.

16.3. Напряжения, подлежащие измерению, и схемы включения трансформаторов

В трехфазной системе измерению подлежат: 1) линейные напряжения; 2) напряжения относительно земли; 3) напряжение нулевой последовательности, появляющееся при замыкании на землю. Линейные напряжения подводят к соответствующим обмоткам измерительных приборов и реле. Напряжения относительно земли и напряжение нулевой последовательности используют для релейной защиты, а также для сигнализации однофазных замыканий в сетях, где повреждения этого вида не подлежат автоматическому отключению и могут иметь место длительно (сети незаземленные и компенсированные). Для измерения перечисленных напряжений применяют однофазные и трехфазные трансформаторы напряжения, включаемые соответствующим образом.

Три однофазных трансформатора напряжения, включенные по схеме звезда с заземленной нейтралью высшего напряжения. Эта схема (рис. 16.5) получила широкое применение вследствие ее универсальности, в особенности в установках 35 кВ и выше. Обмотки однофазных трансформаторов могут быть изолированы на полное напряжение с одного конца. Второй конец обмоток подлежит заземлению. Это упрощает конструкцию трансформатора и снижает его стоимость. Схема позволяет измерить напряжения трех проводов относительно земли U_{A3}, U_{B3}, U_{C3}, а также три линейных напряжения U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}. Последние получаются как разности соответствующих напряжений относительно земли $U_{AB} = U_{A3} - U_{B3}$; $U_{BC} = U_{B3} - U_{C3}$; $U_{CA} = U_{C3} - U_{A3}$.

Напряжение нулевой последовательности может быть измерено с помощью дополнительных вторичных обмоток,

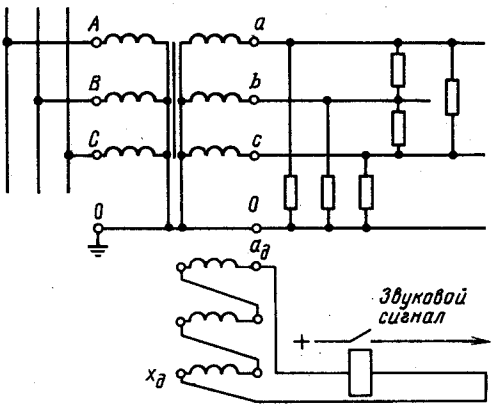


Рис. 16.5. Схема для измерения напряжений с помощью трех однофазных трансформаторов, включенных по схеме звезда с заземленной нейтралью

подлежащих включению в разомкнутый треугольник (рис. 16.5). При нормальном состоянии сети напряжение у зажимов $a_д x_д$ разомкнутого треугольника равно нулю, так как сумма трех фазных ЭДС, индуктируемых в дополнительных обмотках, равна нулю. При однофазном замыкании в сети у зажимов разомкнутого треугольника появляется напряжение, соответствующее тройному напряжению нулевой последовательности, значение которого зависит от системы рабочего заземления сети (относительное значение напряжения нулевой последовательности зависит от отношения результирующего напряжения нулевой последовательности к результирующему напряжению прямой последовательности до места замыкания). Число витков на фазу дополнительной обмотки выбирают с таким расчетом, чтобы при замыкании в сети напряжение у зажимов разомкнутого треугольника составляло около 100 В. Трансформаторы напряжения, предназначенные для незаземленных или компенсированных сетей, где напряжение нулевой последовательности достигает фазного напряжения сети, имеют дополнительные обмотки с номинальным напряжением 100/3 В (на фазу). Трансформаторы, предназначенные для эффективно-заземленных сетей, имеют

дополнительные обмотки с номинальным напряжением 100 В на фазу, поскольку ожидаемое напряжение нулевой последовательности здесь меньше.

Условия работы однофазных трансформаторов, включенных по схеме звезда с заземленной нейтралью высшего напряжения, неодинаковы в незаземленной или компенсированной сети и сети эффективно-заземленной. В первом случае при однофазном замыкании напряжения неповрежденных проводов относительно земли повышаются в пределе до линейного напряжения, причем такой режим может быть продолжительным. Трансформаторы, включенные между неповрежденными проводами и землей, оказываются под напряжением, превышающим номинальное в $\sqrt{3}$ раз. Соответственно увеличиваются индукция в магнитопроводе, ток намагничивания и выделение тепла. Во избежание нагревания, опасного для изоляции, такие трансформаторы выполняют с индукцией (соответствующей номинальному напряжению) ниже обычной.

В эффективно-заземленных сетях напряжения неповрежденных проводов относительно земли при однофазном замыкании не выходят за пределы 1,2 – 1,4 фазного напряжения сети, причем ненормальное состояние сети не может быть продолжительным, поскольку поврежденный участок подлежит автоматическому отключению. Поэтому трансформаторы не могут оказаться в условиях, описанных выше применительно к незаземленным или компенсированным сетям.

Погрешности при измерении линейных напряжений в рассматриваемой схеме определяются погрешностями двух трансформаторов:

$$\left.\begin{aligned} f_{AB} &= \frac{1}{2}(f_A + f_B) + \frac{\sqrt{3}}{6}(\delta_A - \delta_B); \\ \delta_{AB} &= \frac{1}{2}(\delta_A + \delta_B) + \frac{\sqrt{3}}{6}(f_A - f_B). \end{aligned}\right\} \quad (16.7)$$

Аналогично могут быть написаны выражения для погрешностей при измерении линейных напряжений U_{BC} и U_{CA}.

При симметричной нагрузке трансформаторов $f_A = f_B = f_C$ и $\delta_A = \delta_B = \delta_C$, следовательно, погрешность при измерении линейных напряжений равна погрешности однофазного трансформатора, например $f_{AB} = f_A = f_B$ и $\delta_{AB} = \delta_A = \delta_B$. При несимметричной нагрузке погрешность при измерении линейных напряжений может заметно отличаться от погрешности однофазного трансформатора. Для определения этой погрешности необходимо определить нагрузки и фазовые углы для каждого трансформатора, а также соответствующие погрешности в напряжении и угле. После этого могут быть определены погрешности f_{AB}, f_{BC}, f_{CA} и δ_{AB}, δ_{BC}, δ_{CA} с помощью выражений (16.7). Эта работа достаточно сложна.

Трехфазные трансформаторы напряжения получили применение в установках с номинальным напряжением до 20 кВ включительно. При этих напряжениях они заменяют описанные выше группы из трех однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, при меньшей стоимости.

Трехфазные трансформаторы имеют пятистержневые магнитопроводы броневого типа, обеспечивающие замыкание в них магнитных потоков нулевой последовательности, соответствующих системе напряжений и токов нулевой последовательности, возникающих при замыканиях на землю. С помощью трансформатора этого типа могут быть измерены напряжения проводов относительно земли, линейные напряжения и напряжение нулевой последовательности в незаземленных и компенсированных сетях. Основные обмотки трансформатора имеют группу соединений Y_0/Y_0-12 с заземленными нейтралями. Дополнительные обмотки соединены в разомкнутый треугольник. Схема на рис. 16.5 справедлива в рассматриваемом случае.

Погрешность трехфазных трансформаторов напряжения больше погрешности однофазных трансформаторов соответствующей конструкции вследствие несимметрии магнитной системы. При несимметричной нагрузке погрешность в соответствии со сказанным выше уве-

личивается еще больше. В периоды работы сети с замкнутым на землю проводом трансформатор находится продолжительно в анормальных условиях. Погрешность его резко увеличивается вследствие увеличения магнитной индукции. По указанным причинам присоединение счетчиков к трехфазному трансформатору напряжения не может быть рекомендовано. Для этой цели желательно иметь особую группу из двух однофазных трансформаторов, соединенных в неполный треугольник.

Два однофазных трансформатора напряжения, включенных в неполный треугольник. Эта схема (рис. 16.6, *а*) позволяет непосредственно измерить два линейных напряжения U_{AB} и U_{BC}. Она целесообразна во всех случаях, когда основную нагрузку трансформаторов составляют счетчики и ваттметры. Как известно, в трехфазной трехпроводной системе применяют счетчики и ваттметры с двумя измерительными системами. Токовые обмотки этих приборов принято присоединять к трансформаторам тока, включенным в фазы *A* и *C*. При этом обмотки напряжения должны быть присоединены к зажимам трансформаторов напряжения *ab* и *bc*.

Такое единообразие в присоединении измерительных приборов облегчает монтаж и проверку вторичных цепей и является общепринятым. Если к трансформаторам напряжения присоединены только счетчики и ваттметры, они нагружены одинаково. Векторы токов $\underline{I}_a$ и $\underline{I}_c$ сдвинуты на угол 60° (рис. 16.6, *б*). Нагрузки и соответствующие погрешности могут быть легко определены. Необходимость в третьем трансформаторе отпадает.

Рассматриваемая схема позволяет получить и третье линейное напряжение $\underline{U}_{CA} = -(\underline{U}_{AB} - \underline{U}_{BC})$. Однако при включении приборов к зажимам *ac* нагружаются оба трансформатора. При этом угловые сдвиги тока по отношению к соответствующим напряжениям неодинаковы, что вызывает увеличение погрешности. Поэтому присоединения приборов к зажимам *ac* следует избегать.

Номинальное первичное напряжение

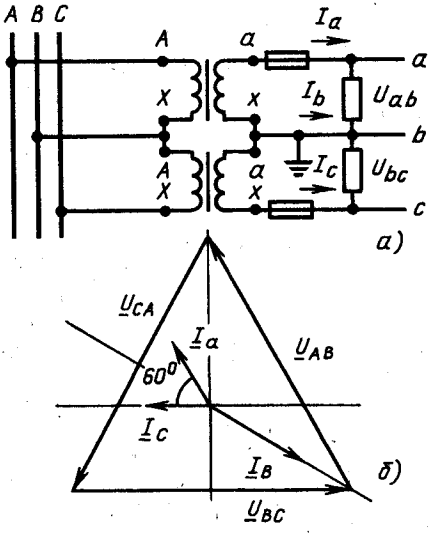


Рис. 16.6. Схема включения двух однофазных трансформаторов в неполный треугольник: *а* – схема; *б* – векторная диаграмма

трансформаторов должно соответствовать линейному напряжению сети, а вторичное напряжение должно равняться 100 В. Первичные обмотки должны быть изолированы на полное напряжение с обоих концов. Отечественные заводы выпускают трансформаторы напряжения рассматриваемого типа для номинальных напряжений до 35 кВ включительно.

Защитное заземление вторичных обмоток трансформаторов напряжения обеспечивает безопасность людей, соприкасающихся с приборами, в случае пробоя изоляции с обмотки высшего на обмотку низшего напряжения. При наличии нескольких электрически связанных обмоток достаточно заземлить одну из них, безразлично какую. В трехфазных схемах, как правило, заземляют нейтраль (рис. 16.5). При соединении однофазных трансформаторов в неполный треугольник (рис. 16.6) заземляют средний (фазный) провод. На работу измерительных приборов и реле защитное заземление не влияет.

Защита плавкими предохранителями. Для защиты трансформатора напряжения от коротких замыканий во вторич-

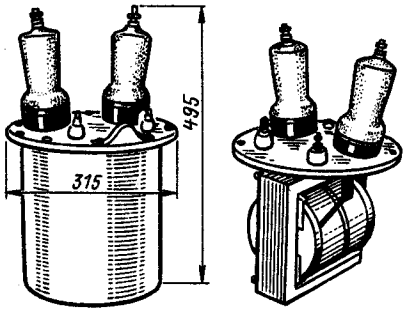


Рис. 16.7. Однофазный трансформатор напряжения типа НОМ-10

ных цепях предусматривают плавкие предохранители на стороне низшего напряжения в незаземленных проводах (рис. 16.6).

Трансформаторы напряжения до 35 кВ включительно снабжают также плавкими предохранителями со стороны высшего напряжения для защиты установки от повреждений трансформатора. Применение получили токоограничивающие предохранители с кварцем (см. § 14.3). Чем выше напряжение сети и чем больше ожидаемый ток КЗ, тем сложнее конструкция плавких предохранителей. Для напряжений 110 кВ и выше плавкие предохранители с необходимой отключающей способностью отсутствуют. При этих напряжениях ограничиваются установкой на стороне высшего напряжения разъединителей.

16.4. Конструкции трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения во многом похож на силовой трансформатор небольшой мощности для той же ступени напряжения. Однако имеются и отличия, вытекающие из назначения и условий работы этих аппаратов. Так, например, силовой трансформатор должен быть рассчитан на отвод значительного количества тепла, выделяющегося при работе. Это находит отражение в конструкции обмоток, количестве масла, устройстве кожуха и др. В трансформаторе напряжения количество выделяющейся энергии ничтожно мало. Поэтому требование отвода тепла не определяет конструкцию трансформатора напряжения. Основные задачи, которые должны быть решены при конструировании трансформатора напряжения, помимо точности измерения заключаются в создании надежной изоляции, способной противостоять перенапряжениям, обеспечении минимальных размеров и массы, безаварийной работы с минимальным уходом.

Трансформаторы для номинального напряжения 6—35 кВ до последнего времени выполняли с бумажной изоляцией, погруженной в масло. В качестве примера можно указать на трансформатор НОМ-10 (трансформатор напряжения однофазный масляный, 10 кВ, рис. 16.7). Он имеет значительные размеры и массу: его высота составляет 495 мм и масса 36 кг. По мере повышения напряжения размеры, масса и стоимость трансформаторов такой конструкции быстро увеличиваются. Чтобы устранить эти недостатки, необходимо изменить конструкцию трансформатора.

Известно, что при двухслойной изоляции, например из бумаги и масла, напряженность электрического поля распределяется обратно пропорционально диэлектрической проницаемости сред. Поскольку диэлектрическая проницаемость бумаги приблизительно в 2 раза больше диэлектрической проницаемости масла, твердая изоляция используется слабо. В новейших конструкциях принимают однородную изоляцию из бумаги, пропитанной маслом, похожую на изоляцию маслонаполненного кабеля. Масляные каналы устранены. Это позволило резко уменьшить изоляционные расстояния, размеры магнитопровода и кожуха. Изоляция вводов является продолжением изоляции обмотки и входит в фарфор изоляторов. Масло в изоляторах сообщается с маслом в кожухе. Воздушное пространство под крышкой отсутствует. Количество масла резко уменьшено.

На рис. 16.8, *а* показан внешний вид однофазного трансформатора типа НОМ-35-66, 35 000/100 В, предназначен-

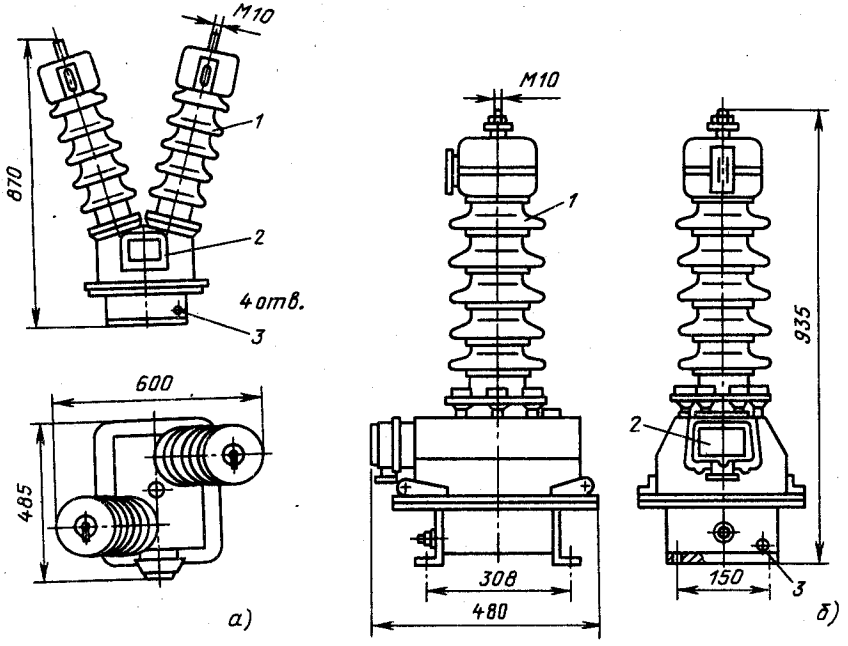


Рис. 16.8. Однофазные трансформаторы 35 кВ:
а – с двумя вводами типа НОМ-35-66; *б* – с одним вводом типа ЗНОМ-35; *1* – ввод первичной обмотки; *2* – коробка вводов вторичной обмотки; *3* – бак

ного для измерения линейного напряжения, а на рис. 16.8, *б* – трансформатора типа ЗНОМ-35, $\frac{35\,000}{\sqrt{3}}/\frac{100}{\sqrt{3}}/\frac{100}{3}$ В для измерения напряжения между проводом и землей. Трансформатор имеет один ввод, изолированный на полное напряжение. Конец обмотки присоединен к заземленному кожуху.

Трансформаторы напряжения 110 кВ и выше изготовляют каскадного типа. Они состоят из нескольких ступеней (трансформаторов), изолированных друг от друга (рис. 16.9, *а*). Число ступеней определяется номинальным напряжением из расчета приблизительно 50 кВ на каждую ступень. Каждый трансформатор каскада изолирован на $^1/_N$ часть

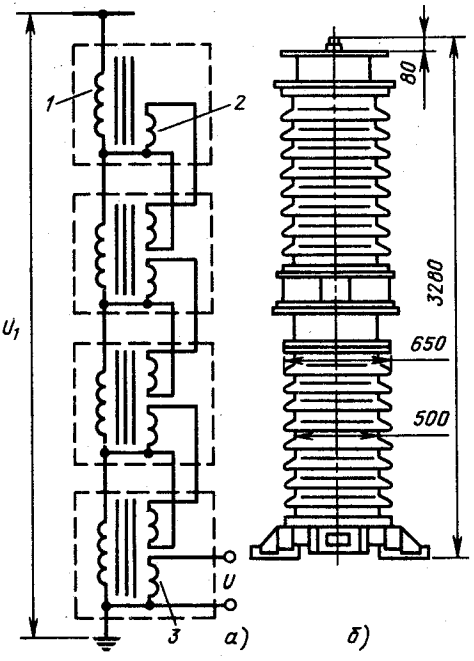


Рис. 16.9. Каскадный трансформатор напряжения типа НКФ-220:
а – схема соединений обмоток; *б* – внешний вид; *1* – первичная обмотка; *2* – связующие обмотки; *3* – вторичная обмотка

фазного напряжения сети, где N – число ступеней. Первичные обмотки *1* изолированы с одного конца и соединены последовательно. Начало первичной обмотки верхней ступени присоединяют к проводу, напряжение которого должно быть измерено. Конец первичной обмотки нижней ступени присоединяют к заземленному основанию. Концы первичных обмоток ступеней присоединены к соответствующим магнитопроводам. При таком исполнении напряжение между любыми соседними частями трансформатора не выходит за пределы $^1/_N$ фазного напряжения.

Чтобы обеспечить равномерное распределение напряжения мужду ступенями нагруженного каскада, предусмотрены связующие обмотки *2* – по две на каждой ступени, кроме верхней и нижней. Последние имеют по одной связующей обмотке. Связующие обмотки соседних ступеней включены встречно. Они участвуют в передаче мощности, получаемой из сети, ко вторичной обмотке *3*, расположенной на нижней ступени. Изоляция связующих обмоток неодинакова. Одна из них (в каждой ступени) изолирована так же, как первичная обмотка. Другая, расположенная ближе к магнитопроводу, имеет более слабую изоляцию.

Трансформаторы каскадного типа имеют меньшую массу и стоимость по сравнению с одноступенчатыми трансформаторами обычной конструкции, погрешность их больше погрешности одноступенчатых: каскадные трансформаторы соответствуют классам точности 1 и 3. Трансформаторные заводы выпускают каскадные трансформаторы для напряжений 110, 220, 330 и 500 кВ с числом ступеней, соответственно равным 2, 4, 6, 10. Трансформаторы ступеней помещают по два в фарфоровый кожух, наполненный маслом. На рис. 16.9, *б* показан внешний вид трансформатора напряжения типа НКФ-220.

16.5. Емкостные трансформаторы напряжения

Емкостные трансформаторы напряжения предназначены для измерения напряжения в установках 110 кВ и выше. При напряжении 500–1150 кВ они по экономическим показателям, надежности превосходят обычные электромагнитные трансформаторы напряжения [16.1] [1].

Емкостный трансформатор напряжения (ЕТН) состоит из емкостного делителя напряжения и присоединенного к нему электромагнитного согласующего устройства. Делитель напряжения состоит из двух конденсаторов, включенных последовательно. Они присоединяются одним концом к проводнику, напряжение которого подлежит измерению, а другим – к земле (рис. 16.10, *а*). Емкость конденсатора C_2 значительно больше емкости конденсатора C_1. Поэтому напряжение U_{C2} составляет небольшую часть напряжения U_1 – около 12 кВ.

Электромагнитное согласующее устройство состоит из реактора LR и понижающего трансформатора T специальной конструкции, к вторичным зажимам которого присоединена нагрузка Z – измерительные приборы и устройства релейной защиты. При отключенном согласующем устройстве напряжение U_{C20} на конденсаторе C_2 пропорционально фазному напряжению сети U_1:

$$U_{C20} = U_1 \frac{\dfrac{1}{\omega C_2}}{\dfrac{1}{\omega C_1} + \dfrac{1}{\omega C_2}} = U_1 \frac{C_1}{C_1 + C_2} = \frac{U_1}{k_д}, \qquad (16.8)$$

где $k_д = (C_1 + C_2)/C_1$ – коэффициент деления. Индекс $C20$ указывает, что рассматривается емкостный делитель при холостом ходе.

При включенном согласующем устройстве напряжение U_{C2} не пропорционально напряжению U_1, однако достаточная точность измерения может быть обеспечена, если сумма индуктивных сопротивлений реактора и обмоток трансформатора приблизительно равна

[1] Автор благодарит Д. Н. Булашевича за помощь в написании этого параграфа.

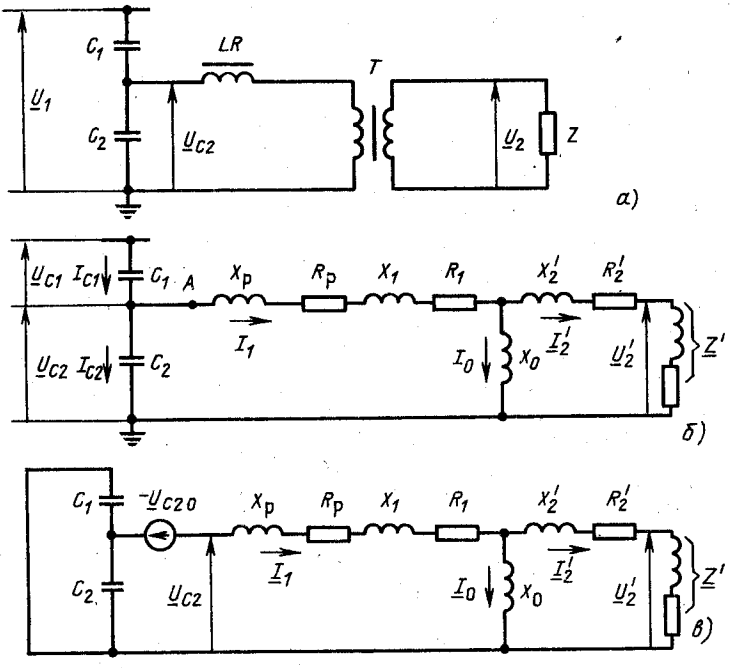


Рис. 16.10. Емкостный трансформатор напряжения:
а – принципиальная схема; *б* и *в* – схемы замещения

$$\omega(L_{\text{Р}} + L_1 + L'_2) \approx \frac{1}{\omega(C_1 + C_2)}. \qquad (16.9)$$

Измерительные устройства такого рода получили название настроенных устройств, так как индуктивность $L_\Sigma = L_{\text{Р}} + L_1 + L'_2$ настроена в резонанс с емкостями $C_1 + C_2$.

Схема замещения ЕТН приведена на рис. 16.10,*б*. Здесь $X_{\text{Р}}$, $R_{\text{Р}}$ – сопротивления реактора; X_1, X'_2, R_1, R'_2 – сопротивления обмоток трансформатора; X_0 – индуктивное сопротивление ветви намагничивания; $\underline{Z}'$ – сопротивление нагрузки. Потери мощности в конденсаторах приняты равными нулю. Чтобы выявить характеристики погрешностей ЕТН, воспользуемся методом наложения (теоремой Тевенена). Разорвем цепь в точке A и определим напряжение на разрыве. Оно равно $\underline{U}_{C20}$ (16.8). Включим в разрыв напряжение $-\underline{U}_{C20}$ и замкнем накоротко источник энергии с напряжением $\underline{U}_1$ (рис. 16.10,*в*). Эквивалентная схема ЕТН представляет собой теперь двухполюсник, к входным зажимам которого приложено напряжение $\underline{U}_{C20}$, пропорциональное $\underline{U}_1$.

Векторная диаграмма емкостного трансформатора напряжения приведена на рис. 16.11,*а*. Исходными величинами

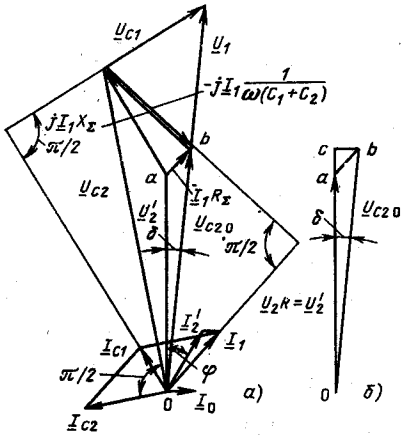


Рис. 16.11. Векторная диаграмма емкостного трансформатора напряжения

являются напряжение $\underline{U}'_2$ у вторичных зажимов трансформатора, ток нагрузки $\underline{I}'_2$ и фазовый угол φ. Вектор $\underline{U}'_2$ направлен по вертикали. Ток намагничивания может быть приближенно определен из выражения

$$\underline{I}_0 \approx -j\underline{U}'_2/X_0. \qquad (16.10)$$

Он отстает от вектора $\underline{U}'_2$ на угол $\pi/2$. Ток $\underline{I}_1 = \underline{I}'_2 + \underline{I}_0$. Напряжение $\underline{U}_{C2}$ на конденсаторе C_2 по схеме рис. 16.10, *в* определяется следующим образом:

$$\underline{U}_{C2} = \underline{U}'_2 + \underline{I}_1 [(R_P + R_1) + j(X_P + X_1)] + \\ + \underline{I}'_2 (R'_2 + jX'_2).$$

Принимая во внимание, что ток холостого хода много меньше номинального $I_0 \ll I'_{2ном}$ и, следовательно, $I_1 \approx I'_2$, последнее выражение можно упростить и представить следующим образом:

$$\underline{U}_{C2} \approx \underline{U}'_2 + \underline{I}_1 (R_\Sigma + jX_\Sigma), \qquad (16.11)$$

где $X_\Sigma = X_P + X_1 + X'_2$; $R_\Sigma = R_P + R_1 + R'_2$.

Вектор тока $\underline{I}_{C2} = j\underline{U}_{C2}\omega C_2$ опережает вектор $\underline{U}_{C2}$ на угол $\pi/2$. Ток $\underline{I}_{C1} = \underline{I}'_2 + \underline{I}_0 + \underline{I}_{C2}$.

Вектор $\underline{U}_{C1} = -j\underline{I}_{C1}/\omega C_1$ отстает от вектора $\underline{I}_{C1}$ на угол $\pi/2$. Первичное напряжение $\underline{U}_1$ равно сумме напряжений на емкостях C_1 и C_2:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_{C2} + \underline{U}_{C1}. \qquad (16.12)$$

Как видно из диаграммы, падение напряжения в емкостном сопротивлении $1/[\omega (C_1 + C_2)]$ компенсируется падением напряжения в индуктивном сопротивлении $X_\Sigma = \omega (L_P + L_1 + L'_2)$.

Параметр

$$K = \frac{X_\Sigma}{1/[\omega (C_1 + C_2)]} \qquad (16.13)$$

определяет степень компенсации. Он может быть больше или меньше единицы. Соответственно изменяются характеристики погрешностей измерительного устройства. Векторная диаграмма построена для случая полной компенсации ($K = 1$).

Погрешности ЕТН могут быть определены из векторной диаграммы (рис. 16.11, *б*) как отношение

$$\frac{U_2 k - U_{C20}}{U_{C20}} = \frac{U'_2 - U_{C20}}{U_{C20}} = \\ = \frac{Oa - Ob}{Ob}, \qquad (16.14)$$

где k – коэффициент трансформации электромагнитного согласующего устройства. Полная погрешность определяется вектором *ab*; активная часть его (отрезок *ac*) соответствует погрешности по напряжению; реактивная часть (отрезок *cb*) – угловой погрешности. Погрешности ЕТН зависят также от отклонения частоты от номинального значения, температуры воздуха, утечки по фарфоровой изоляции конденсаторов. Характеристики погрешностей в рабочем диапазоне близки к линейным функциям нагрузки.

Серьезным источником погрешностей ЕТН могут явиться феррорезонансные колебания напряжения (поскольку в схему ЕТН входит емкость делителя и нелинейная индуктивность трансформатора), для подавления которых применяют демпфирующие устройства (ДУ) различных типов.

На рис. 16.12 показаны расчетные характеристики погрешностей ЕТН как функции нагрузки $S/S_{ном}$ и параметра K для случая отстающего фазового угла при $\cos\varphi = 0{,}8$. Как видно из рисунка, при нагрузке $0{,}5S_{ном}$ и $K = 1$ погрешности измерительного устройства не выходят за пределы класса 0,5. При нагрузке $S_{ном}$ погрешности соответствуют классу 1,0. Завод-изготовитель может обеспечить любую степень компенсации в зависимости от предъявляемых требований.

Отечественные заводы изготовляют [16.2] емкостные трансформаторы напряжения типа НДЕ (трансформатор напряжения с делителем емкостным) для номинальных напряжений 500, 750 и 1150 кВ (рис. 16.13). Они состоят из унифицированных элементов, а именно:

конденсаторов с бумажной изоляцией, пропитанной маслом, с фарфоровыми покрышками;

трехобмоточных трансформаторов с

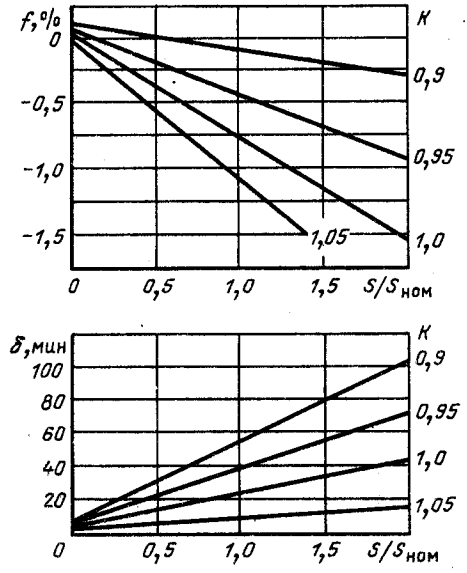


Рис. 16.12. Характеристики погрешностей емкостного трансформатора напряжения

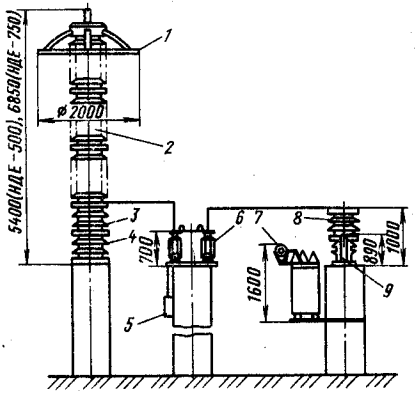


Рис. 16.13. Емкостные трансформаторы напряжения типов НДЕ-500 и НДЕ-750:
1 — экран; *2* — конденсатор C_1; *3* — конденсатор C_2; *4* — изолирующая подставка; *5* — привод разъединителя; *6* — разъединитель; *7* — электромагнитное устройство (трансформатор и реактор в общем кожухе); *8* — заградитель высокой частоты; *9* — вентильный разрядник

коэффициентами трансформации 12 000/(100$\sqrt{3}$) и 12 000/100 В, с ответвлениями для регулирования напряжения в широких пределах малыми ступенями;

реакторов с индуктивностью около 90 Гн, также с ответвлениями для регулирования.

Номинальная мощность НДЕ-500 и НДЕ-750 составляет 300 В·А в классе 0,5, 500 В·А в классе 1,0 и 1000 В·А в классе 3,0. Номинальная мощность НДЕ-1150 составляет 300 В·А в классе 1,0 и 600 В·А в классе 3,0.

Емкостные делители напряжения, как правило, одновременно используются в качестве конденсаторов связи высокочастотных (ВЧ) каналов по проводам воздушных линий для целей телемеханики, релейной защиты, противоаварийной автоматики и диспетчерской связи, что существенно повышает экономическую эффективность ЕТН. На рис. 16.14 показана воздушная линия электропередачи *1*, на одном конце которой установлен ЕТН *2*, а на другом — электромагнитный трансформатор напряжения *3* и конденсатор связи *4*. На обоих концах линии установлены ВЧ заградители *5*, препятствующие прохождению тока ВЧ каналов связи к оборудованию подстанций, предупреждая тем самым повышенное затухание передаваемых сигналов. Конденсатор связи или заменяющий его емкостный делитель служит для отделения слаботочных элементов каналов связи от линейного тракта, находящегося под высоким напряжением промышленной частоты. Емкостный делитель напряжения вместе с подключенным к нему со стороны земли «фильтром присоединения» *6* создает полосовой электрический фильтр для пропуска заданных частот данного тракта из общего используемого диапазона 30—600 кГц. Для предупреждения отсоса токов ВЧ через первичную обмотку промежуточного трансформатора ЕТН устанавливают широкополосный ВЧ заградитель *7*, рассчитанный на ток в несколько ампер.

На погрешности ЕТН этот заградитель (индуктивность его до 100 мГн), как и катушка «фильтра присоединения» (индуктивность до 10 мГн), влияния практически не оказывают из-за малых значений их сопротивлений при промышленной частоте. При напряжении 500 кВ и выше таким же образом обрабатываются, как правило, все фазы воздушной линии.

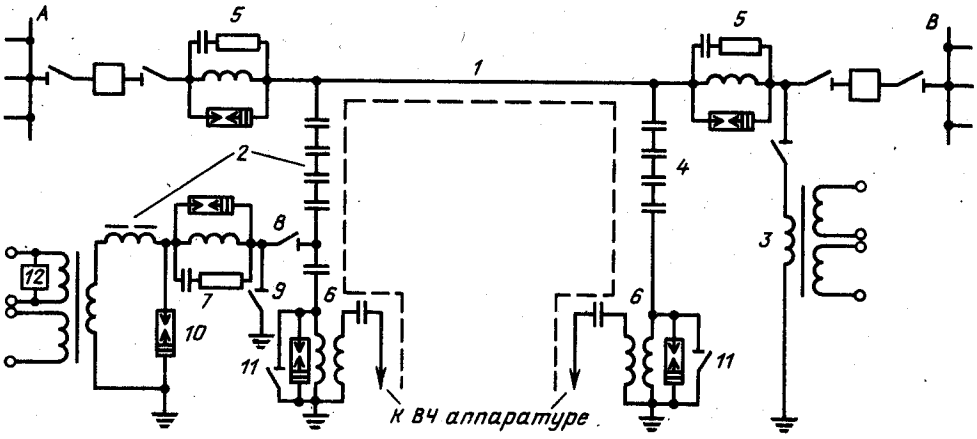


Рис. 16.14. Схема включения ЕТН типа НДЕ с использованием его делителя для канала высокочастотной связи по ВЛ. Пунктиром показано направление высокочастотного тракта

Схема включения ЕТН типа НДЕ ввиду раздельной установки делителя и электромагнитного устройства содержит разъединитель *8*, заземляющий нож *9* и вентильный разрядник *10*. Слаботочные цепи ВЧ связи выводятся из действия включением заземляющего ножа *11*, что не отражается на работе ЕТН. Для предупреждения феррорезонанса в НДЕ на вторичной обмотке устанавливается демпфирующее устройство *12*, обеспечивающее кратковременное бесконтактное включение активной («балластной») нагрузки для интенсивного подавления возникающих колебаний.

16.6. Выбор трансформаторов напряжения

При проектировании электрической установки выбирают типы трансформаторов напряжения в соответствии с измерительными приборами и реле, подлежащими присоединению к ним. Далее подсчитывают ожидаемую нагрузку трансформаторов и проверяют погрешности.

В нормальном режиме нагрузка трансформатора определяется потреблением присоединенных измерительных приборов и реле. По этой нагрузке и соответствующим заводским характеристикам можно судить, в каком классе и с какой погрешностью будет работать намеченный к установке трансформатор и, следовательно, о пригодности его для питания присоединенных приборов и реле. Как указано выше, для щитовых измерительных приборов допускают погрешности, соответствующие классам точности 1 и 3; для счетчиков — классу 0,5. Для большинства реле допускают погрешности 3—5%.

При определении вторичной нагрузки сопротивление проводов от трансформатора напряжения до приборов, установленных на щите управления, не учитывают, поскольку это сопротивление относительно мало и незначительно влияет на вторичный ток. Однако сопротивление проводов создает дополнительную потерю напряжения; напряжение у зажимов измерительных приборов уменьшается и погрешность измерения увеличивается. Согласно ПУЭ потеря напряжения в проводах к счетчикам не должна превышать 0,5%, а в проводах к щитовым измерительным приборам — 3%. Обычно потеря напряжения значительно меньше. При определении потерь напряжения в проводах учитывают только их активное сопротивление, поскольку индуктивное сопротивление относительно мало. Из условия механической прочности сечение проводов не должно быть меньше 1,5 мм^2 для медных проводов и 2,5 мм^2 — для алюминиевых.

Пример 16.1. Определить нагрузку и проверить погрешность трансформаторов напряжения в присоединении генератора 6 кВ, предназначенных для питания щитовых измерительных приборов и учета энергии. Определить также сечение вторичных проводов.

К трансформаторам должны быть присоединены измерительные приборы, приведенные ниже:

Наименование прибора	Потребление обмотки, В·А
Ваттметр Д-305	2
Варметр Д-305	2
Ваттметр регистрирующий Н-348	10
Варметр регистрирующий Н-348	10
Счетчик ватт-часов И-675	3
Счетчик вольт-ампер-часов реактивный И-673М	3
Вольтметр Э-378	2
Частотомер Э-371	3

Коэффициент мощности перечисленных приборов близок к единице. Расстояние от трансформаторов, установленных в РУ, до щита управления составляет 50 м. Вторичные провода алюминиевые.

Поскольку большая часть приборов имеет две обмотки напряжения, подлежащие присоединению к фазам *AB* и *BC*, целесообразно установить два однофазных трансформатора напряжения типа НОМ-6, 6000/100 В и включить их по схеме неполного треугольника (см. рис. 16.6).

Характеристики погрешности трансформаторов НОМ-6 приведены на рис. 16.15. Погрешности трансформаторов не выходят за пределы, установленные для класса 0,5, при нагрузке до 50 В·А. При нагрузке 75 В·А погрешность трансформаторов соответствует классу 1,0, а при нагрузке 200 В·А – классу 3. Предельная мощность трансформаторов 400 В·А.

Нагрузка может быть распределена между фазами *AB* и *BC* почти равномерно:

Приборы	Нагрузка, В·А, на фазы *AB*	*BC*
Ваттметр	2	2
Варметр	2	2
Ваттметр регистрирующий	10	10
Варметр регистрирующий	10	10
Счетчик ватт-часов	3	3
Счетчик вольт-ампер-часов реактивный	3	3
Вольтметр	2	—
Частотомер	—	3
Итого:	32	33

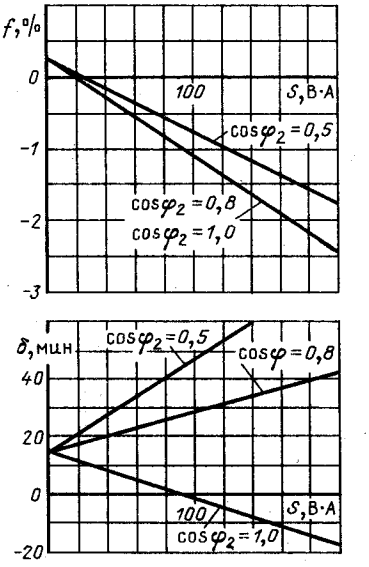


Рис. 16.15. Характеристики погрешностей трансформатора НОМ-6

Из характеристик погрешности трансформатора на рис. 16.15 видно, что при указанной нагрузке погрешность в напряжении составляет приблизительно $-0{,}1\,\%$. Угловая погрешность составляет $+10$ мин, что не выходит за пределы, установленные для класса точности 0,5.

Для определения потери напряжения в проводах определим соответствующие токи:

$$I_a = \frac{S_{ab}}{U_{ab}} = \frac{32}{100} = 0{,}32 \text{ А};$$

$$I_c = \frac{S_{bc}}{U_{bc}} = \frac{33}{100} = 0{,}33 \text{ А}.$$

Принимая для упрощения расчета $I_a = I_c = 0{,}325$ А, можно определить ток в среднем проводе. Как видно из векторной диаграммы (рис. 16.6), векторы токов $\underline{I}_a$ и $\underline{I}_c$ сдвинуты на угол 60°. Следовательно, ток $I_b = 0{,}325 \cdot \sqrt{3} = 0{,}562$ А.

Выбираем сечение проводов 2,5 мм². Потеря напряжения в проводе *a* и в обратном проводе *b* может быть определена:

$$\Delta U = I_a R + I_b R = R\,(I_a + I_b),$$

где $R = \frac{l\rho}{s} = \frac{50 \cdot 0{,}028}{2{,}5} = 0{,}56$ Ом – сопротивление проводов.

Следовательно, $\Delta U = 0{,}56(0{,}325 + 0{,}562) = 0{,}5$ В, или 0,5 %, что соответствует требованиям ПУЭ.

Глава семнадцатая

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА

17.1. Основные понятия и определения

Измерительным трансформатором тока называют трансформатор, предназначенный для преобразования тока до значения, удобного для измерения, и выполненный так, что вторичный ток, увеличенный в $K_{ном}$ раз, соответствует с требуемой точностью первичному току как по модулю, так и по фазе. Множитель $K_{ном}$ представляет собой номинальный коэффициент трансформации трансформатора тока.

Применение трансформаторов тока обеспечивает безопасность при работе с измерительными приборами и реле, поскольку цепи высшего и низшего напряжений разделены; позволяет унифицировать конструкции измерительных приборов для номинального вторичного тока 5 А (реже 1 или 2,5 А), что упрощает их производство и снижает стоимость.

Первичную обмотку трансформатора тока включают последовательно в цепь измеряемого тока. Она имеет небольшое число витков (вплоть до одного витка) и выполняется из проводника относительно большого сечения. Вторичная обмотка рассчитана на значительно меньший ток и соответственно имеет большее число витков. Токовые катушки измерительных приборов или реле подключают ко вторичной обмотке трансформатора тока последовательно. Поскольку сопротивление трансформатора тока вместе с присоединенными к нему приборами ничтожно мало, оно никак не влияет на значение первичного тока. Последний может изменяться в широких пределах: в нормальном режиме – от 0 до 1,2 – 1,3 номинального, а при КЗ может превысить номинальный в десятки раз. Выводы первичной обмотки обозначают буквами $Л_1$ и $Л_2$, вторичной – $И_1$ и $И_2$.

Под номинальным первичным током понимают ток, для которого предназначен трансформатор. Он принят в качестве базисной величины, к которой отнесены другие характерные параметры.

Стандартная шкала номинальных первичных токов содержит значения токов от 1 до 40 000 А.

Под номинальным вторичным током трансформатора тока понимают ток, для которого предназначены приборы, подлежащие присоединению к его вторичной обмотке.

Номинальный коэффициент трансформации трансформатора тока равен отношению номинального первичного тока к номинальному вторичному току

$$K_{ном} = I_{1ном}/I_{2ном}. \qquad (17.1)$$

Шкалы измерительных приборов, присоединяемых к трансформатору тока, надписывают в значениях первичного тока, т. е. $I_2K_{ном}$.

Отношение чисел витков вторичной и первичной обмоток $n = w_2/w_1$ выбирают несколько меньше номинального коэффициента трансформации, что позволяет компенсировать ток намагничивания и повысить точность измерения (подробнее – см. ниже).

Трансформаторы тока по своему назначению делятся на трансформаторы тока для измерений и трансформаторы тока для релейной защиты. В этой главе рассмотрены трансформаторы тока для измерений; использование трансформаторов тока для защиты относится к курсу релейной защиты.

Погрешности трансформатора тока. Вторичный ток трансформатора, увеличенный в $K_{ном}$ раз, отличается от первичного тока как по модулю, так и по фазе вследствие потерь мощности в трансформаторе. Разность этих значений, отнесенная к первичному току,

Таблица 17.1. **Пределы погрешностей трансформаторов тока (по ГОСТ 7746–78*)**

Класс точности	Условия работы		Предельные значения погрешности		
	$\frac{I_1}{I_{1ном}}$ 100, %	Пределы вторичной нагрузки при $\cos\varphi_2 = 0{,}8$, %	токовой, %	угловой	
				мин	рад
0,2	5 10 20 100–120	25–100	±0,75 ±0,50 ±0,35 ±0,20	±30 ±20 ±15 ±10	±0,9 ±0,6 ±0,45 ±0,3
0,5	5 10 20 100–120	25–100	±1,5 ±1,0 ±0,75 ±0,5	±90 ±60 ±45 ±30	±2,7 ±1,8 ±1,35 ±0,9
1,0	5 10 20 100–120	25–100	±3,0 ±2,0 ±1,5 ±1,0	±180 ±120 ±90 ±60	±5,4 ±3,6 ±2,7 ±1,8
3	50–120	50–100	+3,0	Не нормируется	
5	50–120	50–100	+5,0	То же	
10	50–120	50–100	+10	То же	

представляет собой токовую погрешность

$$f = \frac{I_2 K_{ном} - I_1}{I_1}. \qquad (17.2)$$

Погрешность может быть выражена в процентах. Ее считают положительной, если $I_2 K_{ном}$ превышает первичный ток.

Угол δ между векторами первичного и вторичного токов составляет угловую погрешность трансформатора тока. Ее считают положительной, если вектор вторичного тока опережает вектор первичного тока. Угловая погрешность может быть выражена в радианах или минутах.

Нагрузка трансформатора тока – это полное сопротивление внешней цепи $Z = \sqrt{R^2 + X^2}$, выраженное в омах. Сопротивления R и X слагаются из сопротивлений приборов, соединительных проводов и контактов. Вместе с сопротивлением Z должен быть указан коэффициент мощности $\cos\varphi_2$, где $\varphi_2 = \operatorname{arctg} X/R$. Нагрузку трансформатора тока можно характеризовать также полной мощностью, В·А, $S_2 = I_{2ном}^2 Z$ при номинальном вторичном токе и коэффициенте мощности. Эти две величины S_2 и $\cos\varphi_2$ определяют сопротивление вторичной цепи. Так, например, если нагрузка трансформатора указана равной 20 В·А при $\cos\varphi_2 = 0{,}8$, это означает, что полное сопротивление внешней цепи $Z = 20/5^2 = 0{,}8$ Ом; активное сопротивление $R = Z\cos\varphi_2 = 0{,}8 \times$ $\times 0{,}8 = 0{,}64$ Ом; индуктивное сопротивление $X = Z\sin\varphi_2 = 0{,}8 \cdot 0{,}6 = 0{,}48$ Ом. По мере увеличения числа последовательно включенных приборов нагрузка трансформатора растет, т. е. увеличиваются значения Z и S_2.

Под номинальной вторичной нагрузкой трансформатора тока понимают нагрузку, при которой погрешности не выходят за пределы, установленные для трансформаторов рассматриваемого класса точности.

Классы точности. Измерительные трансформаторы тока разделены на шесть классов точности в соответствии с предельными погрешностями при определенных условиях работы в соответствии с табл. 17.1.

Как видно из таблицы, класс точности соответствует предельной токовой погрешности при первичном токе, равном 100–120% номинального. Трансформаторы тока, предназначенные для

лабораторных измерений, должны отвечать классу точности 0,2; трансформаторы, предназначенные для присоединения счетчиков,– классу 0,5; для присоединения щитовых приборов, могут быть использованы трансформаторы классов 1 и 3.

17.2. Погрешности трансформаторов тока

Для трансформатора тока, как для любого трансформатора, справедливо равенство

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_{2n} + \underline{I}_0, \qquad (17.3)$$

где $\underline{I}_0$ – ток намагничивания.

Из этого выражения следует, что погрешности трансформатора тока определяются током намагничивания. Последний зависит от конструкции трансформатора и магнитных свойств стали магнитопровода. При заданной конструкции трансформатора его погрешности зависят от первичного тока и нагрузки.

Для определения погрешности трансформатора тока необходимы следующие данные: коэффициент $K_{ном}$ и n, сопротивления вторичной обмотки X_2 и R_2, сопротивления нагрузки X и R, характеристика намагничивания стали. Сопротивления, ток и напряжение вторичной цепи должны быть приведены к числу витков вторичной обмотки следующим образом:

$$X'_2 = X_2/n^2;\ R'_2 = R_2/n^2;\ X' = X/n^2;$$
$$R' = R/n^2;\ I'_2 = I_2 n;\ U'_2 = U_2/n.$$

На основании перечисленных данных может быть составлена схема замещения, аналогичная схеме замещения трансформатора напряжения (см. рис. 16.1), и построена векторная диаграмма (рис. 17.1).

В основу векторной диаграммы положен вектор приведенного вторичного тока $\underline{I}'_2$, направленный по вертикальной оси. Векторы $\underline{I}'_2R'$ и $j\underline{I}'_2X'$ представляют собой падения напряжения от вторичного тока $\underline{I}'_2$ в активном и индуктивном сопротивлениях внешней цепи,

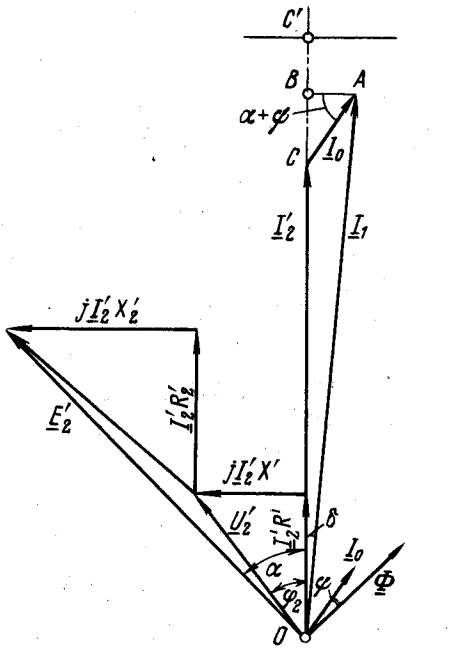


Рис. 17.1. Векторная диаграмма трансформатора тока

$\underline{U}'_2$ – напряжение у зажимов вторичной обмотки. Добавляя к вектору напряжения $\underline{U}'_2$ векторы падений напряжения в активном и индуктивном сопротивлениях вторичной обмотки, получаем вектор вторичной ЭДС $\underline{E}'_2$. Последняя наводится магнитным потоком $\underline{\Phi}$, сдвинутым по фазе на 90° и образуемым в результате совместного действия МДС первичной обмотки $\underline{F}_1 = \underline{I}_1 w_1$ и МДС вторичной обмотки $\underline{F}_2 = \underline{I}_2 w_2$. Результирующая МДС $\underline{F}_0$, равная $\underline{I}_0 w_1$, может быть представлена как разность

$$\underline{F}_0 = \underline{F}_1 - \underline{F}_2$$

или

$$\underline{I}_0 w_1 = \underline{I}_1 w_1 - \underline{I}_2 w_2 = \underline{I}_1 w_1 - \underline{I}'_2 w_1,$$

откуда $\underline{I}_1 = \underline{I}'_2 + \underline{I}_0$.

Ток намагничивания $\underline{I}_0$ сдвинут по фазе относительно магнитного потока на угол ψ, определяемый потерями мощности от вихревых токов и перемагничивания. Ток намагничивания при заданном значении E_2 может быть определен с помощью кривой намагничива-

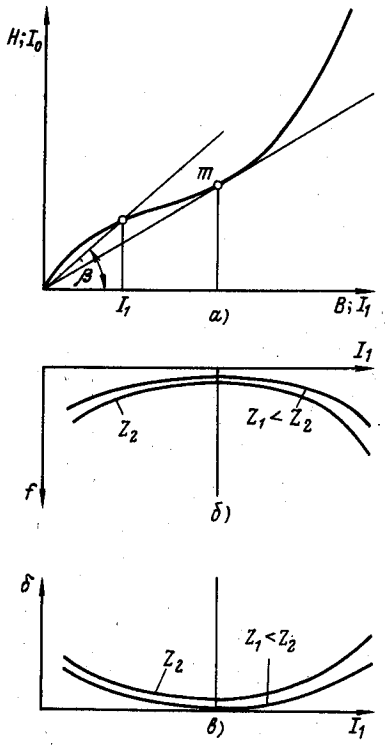


Рис. 17.2. Зависимости погрешностей трансформатора тока без витковой коррекции от первичного тока и нагрузки:
а – магнитная характеристика стали; *б* – характеристики токовой погрешности; *в* – характеристики угловой погрешности

ния $E_2(I_0)$. Геометрическое суммирование токов $\underline{I}_0$ и $\underline{I}'_2$ дает вектор первичного тока $\underline{I}_1$.

Определим с помощью векторной диаграммы погрешности трансформатора тока, у которого отношение чисел витков равно номинальному коэффициенту трансформации. При этом условии токовая погрешность, %, в соответствии с выражением (17.2) может быть представлена следующим образом:

$$f = \frac{I_2 n - I_1}{I_1} 100 = \frac{OC - OA}{OA} 100 \approx \frac{CB}{OA} 100$$

или

$$f = \frac{I_0}{I_1} \sin(\alpha + \psi)\, 100. \qquad (17.4)$$

При определении угловой погрешности трансформатора тока угол δ, рад, ввиду малости можно принять равным его синусу, т. е.

$$\delta \approx \frac{AB}{OA} = \frac{I_0}{I_1} \cos(\alpha + \psi). \qquad (17.5)$$

Из выражений (17.4) и (17.5) видно, что погрешности зависят от отношения I_0/I_1. Ток намагничивания в свою очередь зависит от первичного тока и нагрузки.

Зависимость погрешностей трансформатора тока от первичного тока можно проследить с помощью кривой намагничивания $B(H)$ (рис. 17.2, *а*), поскольку при заданной нагрузке индукция B в магнитопроводе приблизительно пропорциональна первичному току, а напряженность магнитного поля H пропорциональна току намагничивания. При некотором токе I_1 погрешности пропорциональны тангенсу угла β наклона секущей, проведенной из начала координат к точке, соответствующей току I_1. Как видно из рис. 17.2, *б*, кривые токовой и угловой погрешности имеют U-образную форму. Наименьшие погрешности получаются при первичном токе, соответствующем максимуму магнитной проницаемости (точка *m*), при индукции (амплитудное значение) 0,6–0,8 Тл. Поскольку индукция, соответствующая номинальному первичному току, значительно меньше этих значений, то наименьшие погрешности имеют место при первичном токе, превышающем номинальный в несколько раз. В области еще больших токов, что имеет место при КЗ, магнитопровод насыщается и погрешности трансформатора резко увеличиваются.

Зависимость погрешностей трансформатора тока от нагрузки. Наименьшие погрешности имеют место при замкнутой накоротко вторичной обмотке ($Z = 0$). При включении приборов нагрузка увеличивается, что ведет к возрастанию ЭДС и, следовательно, индукции и тока намагничивания. Таким образом, увеличение нагрузки приводит к возрастанию погрешностей, что видно из рис. 17.2, *б* и *в*. В пределе при размыкании вторичной цепи ($Z = \infty$) результирующая МДС становится равной МДС

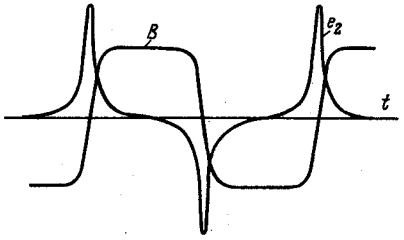


Рис. 17.3. Осциллограммы магнитной индукции B и ЭДС трансформатора e_2 при разомкнутой вторичной обмотке

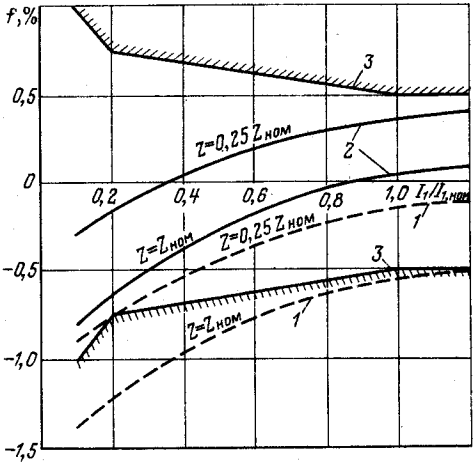


Рис. 17.4. Характеристики токовой погрешности трансформатора тока в зависимости от первичного тока:
1 – без витковой коррекции; *2* – с витковой коррекцией; *3* – нормированные пределы токовой погрешности для трансформатора класса точности 0,5

первичной обмотки, т. е. она резко увеличивается. Магнитная индукция, а вместе с ней и потери мощности в магнитопроводе возрастают по сравнению с их нормальными значениями. Кривая индукции вследствие насыщения стали магнитопровода имеет вид трапеции (рис. 17.3), а ЭДС у зажимов вторичной обмотки становится остроконечной. Пики напряжения могут достигать нескольких тысяч вольт, что представляет опасность для людей и для изоляции аппарата. Поэтому работу трансформатора тока с разомкнутой вторичной обмоткой не допускают.

Увеличение угла сдвига φ_2 между током и напряжением во вторичной обмотке (угол φ_2 близок к углу α) приводит, как это следует из выражений (17.4) и (17.5), к увеличению токовой и уменьшению угловой погрешностей.

Витковая коррекция. Нагрузка трансформатора тока представляет собой, как правило, активно-индуктивное сопротивление. Из векторной диаграммы (рис. 17.1) видно, что при $n = K_{ном}$ токовая погрешность всегда отрицательна, т. е. приведенный вторичный ток меньше первичного тока. Чтобы увеличить точность измерений, принято при конструировании и изготовлении трансформатора тока выбирать отношение чисел витков несколько меньшим номинального коэффициента трансформации, что достигается уменьшением числа витков вторичной обмотки по отношению к значению, соответствующему равенству $I_{1ном}/I_{2ном} = w_2/w_1$.

Векторная диаграмма трансформатора, выполненного с витковой коррекцией, строится так же, как указано выше. Однако отсчет токовой погрешности должен производиться не от конца вектора $\underline{I}'_2 = \underline{I}_2 n$ (точка C на рис. 17.1), а от точки C', соответствующей концу вектора $\underline{I}_2 K_{ном} > \underline{I}'_2$. Расстояние между точками C и C' соответствует витковой коррекции

$$\Delta f = \frac{I_2 (K_{ном} - n)}{I_1}.$$

В результате характеристики токовых погрешностей трансформатора с витковой коррекцией (кривые *2* на рис. 17.4) расположены выше характеристик, соответствующих условию $n = K_{ном}$ (кривые *1*), причем в зависимости от первичного тока и вторичной нагрузки токовая погрешность может оказаться как положительной, так и отрицательной. Погрешности трансформатора рассматриваемого класса точности не должны выходить за пределы ломаной линии, состоящей из отрезков, проведенных через точки предельных погрешностей, соответствующих этому классу. Кривые *3* (рис. 17.4) соответству-

ют нормированным пределам токовой погрешности для трансформаторов класса точности 0,5. Поправку на число витков выбирают так, чтобы характеристики токовых погрешностей не выходили за установленные пределы (табл. 17.1).

На угловую погрешность витковая коррекция влияния не оказывает.

Зависимость погрешностей трансформатора тока от конструктивных параметров. Решающее влияние на характеристики трансформатора тока имеют размеры магнитопровода и магнитные свойства стали. Для выяснения этих зависимостей преобразуем выражения для погрешностей (17.4) и (17.5). Из закона полного тока можно определить намагничивающий ток, А:

$$I_0 = \frac{Hl}{w_1} = \frac{B}{\mu\mu_0}\frac{l}{w_1},$$

где H – напряженность магнитного поля, А/м; l – средняя длина линии магнитной индукции, м; B – магнитная индукция, Тл; μ – относительная магнитная проницаемость стали; μ_0 – магнитная постоянная, Гн/м.

Индукция связана с ЭДС зависимостью

$$E_2 = 2\pi f w_2 s_м B,$$

где $s_м$ – площадь поперечного сечения магнитопровода, м^2.

Пренебрегая сопротивлением вторичной обмотки трансформатора, ЭДС можно представить как

$$E_2 \approx I_2 Z = I_1 \frac{w_1}{w_2} Z.$$

В соответствии с этими уравнениями зависимости (17.4) и (17.5) для токовой и угловой погрешностей приводятся к виду

$$f \approx \frac{Zl}{2\pi\mu_0\mu s_м w_2^2}\sin(\alpha + \psi)\,100; \qquad (17.6)$$

$$\delta \approx \frac{Zl}{2\pi f\mu_0\mu s_м w_2^2}\cos(\alpha + \psi). \qquad (17.7)$$

Из этих выражений следует, что токовая и угловая погрешности трансформатора тока при прочих равных условиях уменьшаются при увеличении сечения магнитопровода и при уменьшении средней длины линии магнитной индукции. По мере увеличения сечения магнитопровода индукция уменьшается, минимум погрешности смещается в область большего тока и характеристика погрешности становится более пологой. Сечение магнитопровода из стали среднего качества выбирают таким образом, чтобы индукция (амплитудное значение), соответствующая наибольшему первичному току и номинальной нагрузке трансформатора, не превышала 0,08 – 0,1 Тл.

Для изготовления трансформаторов тока используют тонколистовую сталь. Наибольшее применение получила анизотропная холоднокатаная сталь марок 3413 и 3414. Эта сталь поступает на завод-изготовитель в виде рулонов, листов или резаной ленты и имеет с одной стороны электроизоляционное термостойкое покрытие толщиной не более 5 мкм. Магнитопроводы подвергаются на заводе специальному отжигу для восстановления структуры, которая может быть частично нарушена при транспортировке и обработке.

Из выражений (17.6) и (17.7) видно также, что погрешности трансформатора тока обратно пропорциональны квадрату числа витков вторичной и, следовательно, первичной обмотки. Увеличение числа витков вторичной обмотки позволяет уменьшить индукцию и намагничивающий ток или при сохранении той же индукции уменьшить сечение магнитопровода. Однако увеличение числа витков первичной обмотки связано с понижением электродинамической и термической стойкости трансформатора тока. Поэтому к многовитковым первичным обмоткам прибегают лишь в тех случаях, когда необходимая степень точности не может быть получена при одном витке (подробнее – см. § 17.4).

17.3. Компенсированные трансформаторы тока

Компенсированным трансформатором тока называется трансформатор, характеристики погрешности которого

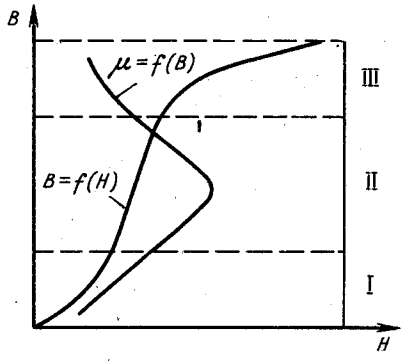
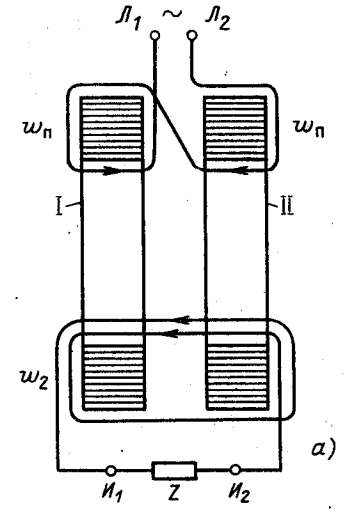


Рис. 17.5. Магнитные характеристики стали

улучшены специальными способами. Большая часть способов компенсации погрешностей трансформаторов тока основана на свойстве ферромагнитных материалов изменять свою магнитную проницаемость с изменением индукции. Из рис. 17.5 видно, что наиболее благоприятной является зона *II*, где кривая намагничивания $B(H)$ почти прямолинейна, а магнитная проницаемость высока. Искусственное перемещение рабочей зоны трансформатора тока в зону *II* достигается подмагничиванием магнитопровода вспомогательными обмотками или полем рассеяния. Подмагничивание магнитопровода позволяет снизить погрешности трансформатора тока или, при сохранении тех же погрешностей, уменьшить размеры и массу трансформатора.

Компенсированные трансформаторы тока относятся в основном к классам точности 0,2 и 0,5. Исключение составляет компенсированный трансформатор тока нулевой последовательности для защиты генератора от замыканий на землю в незаземленных и компенсированных сетях, т. е. в условиях, когда ток замыкания на землю мал.

Трансформатор тока с подмагничиванием от постороннего источника энергии имеет магнитную систему, состоящую из двух одинаковых магнитопроводов (рис. 17.6, *а*), которые охватываются общей вторичной обмоткой с числом витков w_2. Кроме того, на каждый магнитопровод накладывают вспомогательную обмотку для подмагничивания с числом витков $w_п$. Обмотки для подмагничивания включены между собой встречно и подключены к постороннему источнику переменного тока. Они создают в магнитопроводе одинаковые магнитные потоки, которые наводят в частях вторичной обмотки одинаковые, но противоположно направленные ЭДС. По-



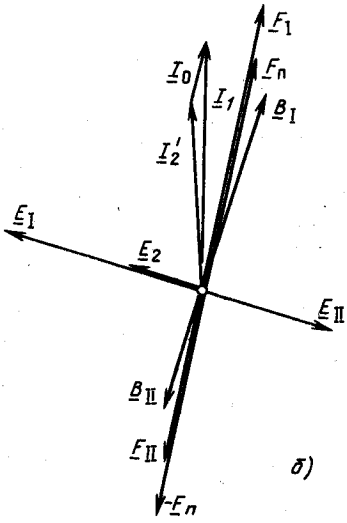


Рис. 17.6. Трансформатор тока с подмагничиванием от постороннего источника энергии:
а – схема магнитопровода и расположение вторичных обмоток; *б* – векторная диаграмма

следние взаимно компенсируются, поэтому вспомогательные обмотки не влияют на вторичный ток трансформатора.

Магнитодвижущие силы обмоток магнитопроводов *I* и *II* равны соответственно

$$\underline{F}_{\mathrm{I}} = \underline{I}_1 w_1 - \underline{I}_2 w_2 + \underline{I}_{\mathrm{п}} w_{\mathrm{п}} = \\ = \underline{I}_0 w_1 + \underline{I}_{\mathrm{п}} w_{\mathrm{п}} = \underline{F}_0 + \underline{F}_{\mathrm{п}};$$

$$\underline{F}_{\mathrm{II}} = \underline{I}_1 w_1 - \underline{I}_2 w_2 - \underline{I}_{\mathrm{п}} w_{\mathrm{п}} = \\ = \underline{I}_0 w_1 - \underline{I}_{\mathrm{п}} w_{\mathrm{п}} = \underline{F}_0 - \underline{F}_{\mathrm{п}},$$

где $\underline{I}_{\mathrm{п}}$ – ток подмагничивания; $\underline{F}_{\mathrm{п}}$ – МДС подмагничивания.

Ток подмагничивания подбирают таким образом, чтобы МДС $\underline{F}_{\mathrm{I}}$ и $\underline{F}_{\mathrm{II}}$ создавали в магнитопроводах индукции, соответствующие зоне больших магнитных проницаемостей стали (рис. 17.7). Поскольку магнитная индукция B_0, соответствующая МДС $F_0 = I_0 w_1$, в нормальном режиме мала, то МДС F_{I} и F_{II} близки по модулю и противоположны по фазе, как и соответствующие им ЭДС E_{I} и E_{II} (рис. 17.6, *б*), а ток подмагничивания практически совпадает по фазе с током I_0. Результирующая ЭДС

$$\underline{E}_0 = \underline{E}_{\mathrm{I}} + \underline{E}_{\mathrm{II}}.$$

Для получения такой же ЭДС и соответствующей ей индукции B_0 в трансформаторе тока без подмагничивания потребовалась бы в соответствии с характеристикой намагничивания значительно большая МДС F'_0. Поэтому погрешности компенсированного трансформатора тока меньше, чем у некомпенсированного, а характеристики погрешностей более пологи.

К недостаткам рассматриваемого метода компенсации следует отнести сложность конструкции трансформатора тока и необходимость в особом источнике энергии. В отечественной практике подмагничивание от постороннего источника применяют только для трансформаторов тока нулевой последовательности, предназначенных для защиты генераторов от замыканий на корпус. За рубежом применяют подмагничивание током тройной частоты для повышения точности одновитковых трансформаторов тока, встроенных в масляные выключатели.

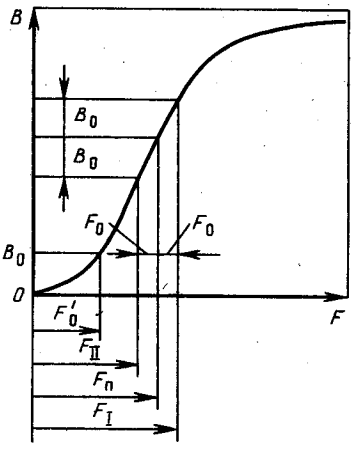


Рис. 17.7. Магнитная характеристика трансформатора тока с подмагничиванием

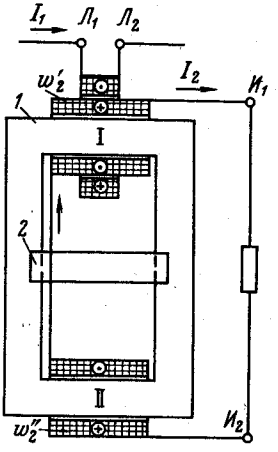


Рис. 17.8. Трансформатор тока с самоподмагничиванием полем рассеяния

Самоподмагничивание полем рассеяния, метод МЭИ [17.1], применяется в многовитковых трансформаторах тока с номинальным напряжением до 10 кВ. Прямоугольный магнитопровод *1* такого трансформатора (рис. 17.8) снабжен магнитным шунтом *2*, показанным условно в виде перемычки между ярмами (в действительности магнитный шунт

выполняют в виде П-образной скобы, набранной из нескольких стальных листов). Вторичная обмотка разделена на две неравные части с числом витков w_2' и w_2'', которые размещены на стержнях *I* и *II*; МДС этих обмоток равны соответственно

$$\underline{F}_{\text{I}} = \underline{I}_1 w_1 - \underline{I}_2 w_2';$$
$$\underline{F}_{\text{II}} = -\underline{I}_2 w_2''.$$

Магнитодвижущие силы $\underline{F}_{\text{I}}$ и $\underline{F}_{\text{II}}$ находятся приблизительно в противофазе аналогично трансформатору тока с двумя магнитопроводами. Следовательно, потоки рассеяния $\Phi'_{\text{рас}}$ и $\Phi''_{\text{рас}}$, создаваемые этими МДС, также противоположны по фазе. В результате происходит противонамагничивание стержней *I* и *II* до индукций, соответствующих области большой магнитной проницаемости стали. В то же время результирующая МДС $\underline{F}_0 = \underline{F}_{\text{I}} + \underline{F}_{\text{II}}$ относительно мала. Сечение магнитного шунта и соотношение между числами витков вторичной обмотки подбирают так, чтобы получить наименьшую погрешность при первичном токе, близком к номинальному. При токах, превышающих номинальное значение, шунт насыщается и мало влияет на работу трансформатора.

17.4. Электродинамическая и термическая стойкость трансформаторов тока

Трансформатор тока, как всякий аппарат, включаемый в цепь последовательно, должен быть электродинамически и термически стойким.

Электродинамическая стойкость. В трансформаторах тока имеют место внутренние электродинамические силы от взаимодействия токов в элементах обмоток, главным образом первичной, и внешние силы от взаимодействия токов разноименных фаз.

Многовитковые трансформаторы тока, у которых первичная обмотка выполнена в виде катушки или в виде нескольких петель удлиненной формы, подвержены в основном действию внутренних электродинамических сил. В одновитковых трансформаторах, где первичная обмотка представляет собой прямолинейный проводник, внутренние силы практически отсутствуют и электродинамическая стойкость определяется внешними силами.

Электродинамическую стойкость трансформаторов тока характеризуют током динамической стойкости $i_{\text{дин}}$ или отношением этого тока к амплитуде номинального первичного тока, т. е. кратностью

$$K_{\text{дин}} = i_{\text{дин}}/(\sqrt{2}\, I_{1\text{ном}}).$$

Кроме того, для трансформаторов тока внутренней установки, подверженных внешним электродинамическим силам вследствие относительно небольших расстояний между фазами, заводы-изготовители указывают наибольшее допустимое расстояние от вывода первичной обмотки до ближайшего опорного изолятора при минимальном расстоянии между фазами.

Условие электродинамической стойкости трансформатора тока выражается следующим образом:

$$\left.\begin{array}{r} i_{\text{дин}} \geqslant i_{\text{уд}} \\ \text{или} \qquad \sqrt{2}\, I_{1\text{ном}} K_{\text{дин}} \geqslant i_{\text{уд}}. \end{array}\right\} \qquad (17.8)$$

Условие термической стойкости трансформатора тока имеет вид

$$\left.\begin{array}{r} I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geqslant B \\ \text{или} \qquad (K_{\text{тер}} I_{1\text{ном}})^2\, t_{\text{тер}} \geqslant B, \end{array}\right\} \qquad (17.9)$$

где B – интеграл Джоуля; $K_{\text{тер}} = I_{\text{тер}}/I_{1\text{ном}}$ – кратность тока термической стойкости.

17.5. Конструкции трансформаторов тока

Различают две основные группы измерительных трансформаторов тока: одновитковые и многовитковые.

Одновитковые трансформаторы наиболее просты в изготовлении. Однако при одном витке первичной обмотки и применении стали среднего качества

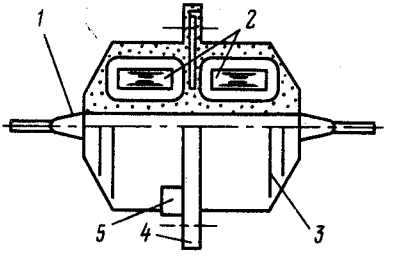


Рис. 17.9. Стержневой трансформатор тока типа ТПОЛ-10

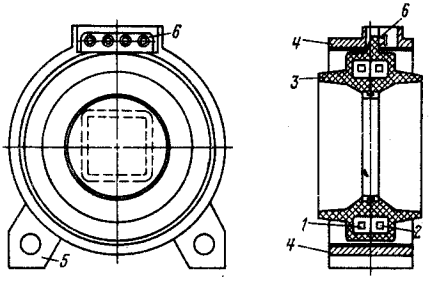


Рис. 17.10. Шинный трансформатор тока типа ТШЛ-20

МДС обмотки недостаточна для трансформаторов класса 0,5, если первичный ток менее 400–600 А. Одновитковые трансформаторы с меньшим номинальным током, например встроенного типа, относятся к классам 1 и 3. Применение получили три характерные конструкции одновитковых трансформаторов: стержневые, шинные и встроенные.

Стержневые трансформаторы тока изготовляют для номинальных напряжений до 35 кВ и номинальных первичных токов от 400 до 1500 А. В качестве примера на рис. 17.9 показан стержневой трансформатор типа ТПОЛ (П – проходной, О – одновитковый, Л – литая изоляция) для номинального напряжения 10 кВ. Первичной обмоткой служит прямолинейный стержень *1* с зажимами на концах. На стержень поверх изоляции надеты два кольцевых магнитопровода *2* со вторичными обмотками. Таким образом, два трансформатора объединены в общую конструкцию. Магнитопроводы вместе с первичной и вторичными обмотками залиты эпоксидным компаундом и образуют монолитный блок *3* в виде проходного изолятора. Блок снабжен фланцем *4* из силумина с отверстиями для крепежных болтов. Зажимы вторичных обмоток *5* расположены на боковом приливе изоляционного блока.

Диаметры магнитопроводов одинаковы для всех трансформаторов этой серии, а высота зависит от назначения трансформатора и первичного номинального тока.

Шинные трансформаторы тока изготовляют для номинальных напряжений до 20 кВ и номинальных первичных токов до 24 000 А. При таких больших токах целесообразно упростить конструкцию трансформатора, используя в качестве первичной обмотки шину или пакет шин соответствующего присоединения. При этом устраняются зажимы первичной обмотки с контактными соединениями. Вследствие большого номинального первичного тока шинные трансформаторы можно выполнить в классе 0,5, не прибегая к компенсации погрешностей. Металлическая арматура шинных трансформаторов должна быть выполнена из немагнитного материала во избежание чрезмерного нагревания вихревыми токами. В качестве примера на рис. 17.10 показан шинный трансформатор типа ТШЛ-20 (Ш – шинный, Л – литая изоляция) для напряжения 20 кВ. Магнитопроводы *1* и *2* со вторичными обмотками залиты эпоксидным компаундом и образуют изоляционный блок *3*. Блок соединяется с основанием *4*, имеющим приливы *5* для крепления трансформатора. Проходное отверстие (окно) с размерами от 200×200 до 250×250 мм^2 рассчитано на установку двух шин корытного сечения. Зажимы *6* вторичных обмоток расположены над блоком.

Встроенные трансформаторы тока устанавливают на вводах 35 кВ и выше масляных баковых выключателей и силовых трансформаторов. На рис. 17.11 показан магнитопровод с вторичной обмоткой встроенного трансформатора

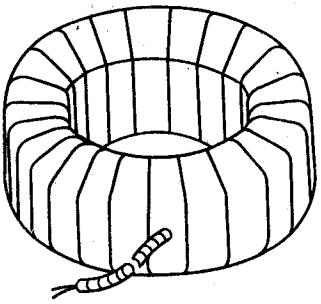


Рис. 17.11. Магнитопровод с вторичной обмоткой встроенного трансформатора тока, предназначенного для масляного выключателя У-110

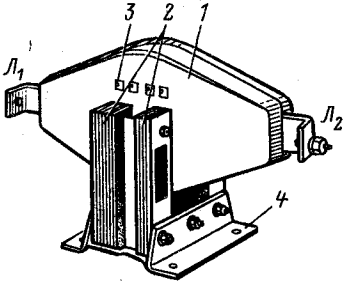


Рис. 17.12. Петлевой трансформатор тока типа ТПЛ-10

тока, предназначенного для масляного выключателя типа У-110 (два трансформатора на каждый ввод). Токоведущие стержни вводов с их изоляцией служат первичными обмотками для встроенных трансформаторов. Поэтому они дешевы и не требуют особого места для установки.

Вторичные обмотки встроенных трансформаторов выполняют с ответвлениями, позволяющими подобрать число витков и, следовательно, коэффициент трансформации в соответствии с рабочим током цепи. Обычно вторичные обмотки имеют четыре ответвления, причем основные выводы (полное число витков) соответствуют номинальному току выключателя. При работе трансформатора тока на ответвлении с неполным числом витков вторичной обмотки и, следовательно, с первичным током меньше номинального погрешность его увеличивается вследствие уменьшения МДС первичной обмотки.

Погрешности встроенных трансформаторов тока при прочих равных условиях больше погрешностей стержневых и шинных трансформаторов, так как из-за значительного диаметра кольцевого магнитопровода, определяемого диаметром ввода, длина его и, следовательно, сопротивление магнитной цепи оказываются весьма большими.

Многовитковые трансформаторы тока изготовляют для всей шкалы номинальных напряжений и для токов до 1000 – 1500 А, т. е. применительно к условиям, когда необходимая точность не может быть обеспечена при одном первичном витке. Наличие нескольких витков в первичной обмотке усложняет конструкцию трансформатора, так как приходится учитывать внутренние электродинамические силы при КЗ и значительные витковые напряжения при волновых процессах с крутым фронтом волны. Вид изоляции и конструкцию обмоток выбирают в соответствии с номинальным напряжением.

Для напряжений 6 – 10 кВ изготовляют *катушечные и петлевые* трансформаторы тока с эпоксидной изоляцией. В качестве примера на рис. 17.12 показан внешний вид трансформатора тока типа ТПЛ-1 (П – петлевой, Л – литая изоляция) для напряжения 10 кВ. Здесь *1* – литой блок, охватывающий первичную и вторичную обмотки; *2* – магнитопроводы; *3* – зажимы вторичных обмоток; *4* – основание с отверстиями для болтов.

Для напряжений 35 – 750 кВ изготовляют трансформаторы тока наружной установки с масляным заполнением типа ТФН (Ф – фарфоровая изоляция, Н – наружная установка).

На рис. 17.13 показаны магнитопроводы и обмотки трансформатора тока типа ТФН. Кольцевые магнитопроводы *1 – 3* выполнены из ленточной стали. На них навиты вторичные обмотки. Первичная обмотка *4* из многожильного провода проходит через отверстия магнитопроводов. Концы ее выведены наверх. Такую своеобразную кон-

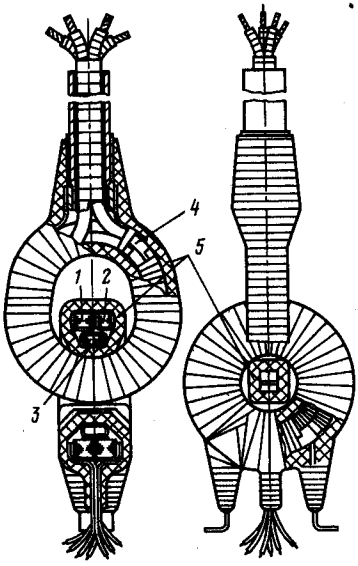


Рис. 17.13. Магнитопроводы и обмотки трансформатора тока типа ТФН

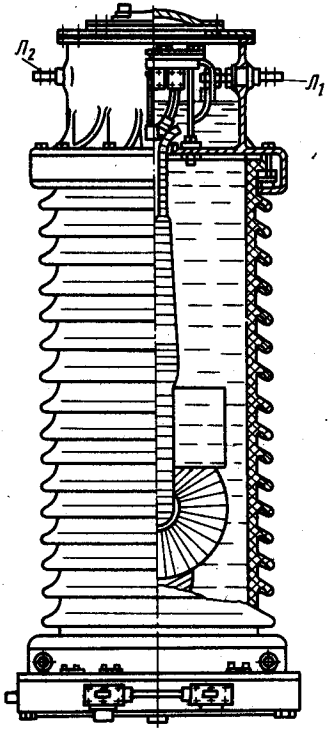
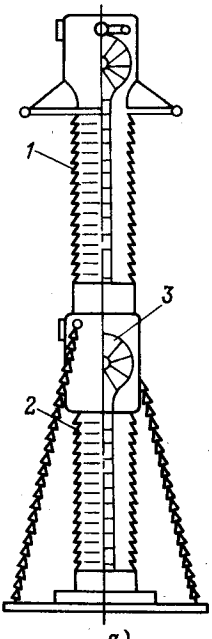


Рис. 17.14. Трансформатор тока типа ТФН-220 220 кВ, 1200 А

Рис. 17.15. Каскадный трансформатор тока 750 кВ:
а – внешний вид;
б – схема соединения обмоток



струкцию называют звеньевой или восьмерочной. Первичная обмотка состоит из двух секций, которые с помощью переключателя могут быть соединены последовательно или параллельно, благодаря чему первичный номинальный ток и, следовательно, коэффициент трансформации можно изменять в отношении 1:2. Изоляция *5* первичной обмотки, а также магнитопроводов с вторичными обмотками выполнена из кабельной бумаги. Магнитопроводы и обмотки трансформаторов тока типа ТФН заключены в фарфоровый полый изолятор, заполненный маслом (рис. 17.14).

Трансформаторы тока 330–750 кВ выполняют каскадного типа. Они состоят из двух ступеней – верхней *1* и нижней *2*, каждая из которых является конструктивно самостоятельным элементом, аналогичным трансформатору тока типа ТФН, и рассчитана на половину номинального напряжения (рис. 17.15, *а*). Ко вторичной обмотке

верхней ступени присоединяется первичная обмотка *3* трансформатора нижней ступени, имеющего четыре-пять вторичных обмоток. Таким образом, в каскадном трансформаторе тока применены две последовательные трансформации (рис. 17.15, *б*). Это приводит к некоторому увеличению погрешностей.

17.6. Выбор трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока при проектировании РУ заключается в выборе типа трансформатора, определении ожидаемой нагрузки и сопоставлении ее с номинальной, проверке на электродинамическую и термическую стойкость.

При выборе номинального первичного тока следует исходить из значения рабочего тока утяжеленного режима соответствующего присоединения. В присоединениях с относительно небольшими рабочими токами и большими токами КЗ приходится выбирать трансформаторы тока с номинальным первичным током, значительно превосходящим рабочий ток присоединения, чтобы обеспечить электродинамическую и термическую стойкость трансформатора. В этих случаях погрешности трансформаторов получаются относительно большими.

Класс точности намечают в соответствии с назначением трансформатора тока. Как известно из предыдущего, погрешности трансформатора тока зависят от его нагрузки. Заводы-изготовители указывают не только номинальную вторичную нагрузку, при которой погрешности не выходят за пределы, соответствующие высшему классу точности, но также нагрузки, соответствующие низшим классам точности с бо́льшими погрешностями. Чтобы убедиться в том, что погрешности трансформатора не выходят за пределы намеченного класса, следует сопоставить расчетную нагрузку с нагрузкой, указанной заводом для требуемого класса точности.

Поскольку индуктивное сопротивление вторичных цепей мало, можно ограничиться подсчетом только активных сопротивлений. Расчетная нагрузка складывается из сопротивления последовательно включенных приборов, соединительных проводов и контактов. Обычно сопротивление контактов принимают равным 0,1 Ом.

В качестве соединительных проводников применяют контрольные кабели. Их сопротивление зависит от материала и сечения жил, длины трассы и схемы включения измерительных приборов. Кабели с медными жилами ($\rho = 0{,}0175$ Ом $\cdot$ мм^2/м) применяют во вторичных цепях мощных электростанций с высшим напряжением 220 кВ и выше. Во вторичных цепях остальных электроустановок используют кабели с алюминиевыми жилами ($\rho = 0{,}028$ Ом $\cdot$ мм^2/м). По условию механической прочности сечение медных жил должно быть не менее 1,5 мм^2, а алюминиевых жил — не менее 2,5 мм^2. Если в число подключаемых измерительных приборов входят счетчики, предназначенные для денежных расчетов, то минимальные сечения жил увеличивают до 2,5 мм^2 для медных жил и до 4 мм^2 для алюминиевых жил. Сечения проводников выбирают в соответствии с требованиями точности измерения, но не менее минимального сечения, удовлетворяющего требованию механической прочности.

Пример 17.1. Выбрать трансформаторы тока для измерительных приборов, подлежащие установке в присоединении трансформатора собственных нужд (СН) станции на стороне низшего напряжения. Номинальные мощность трансформатора СН 10 МВ$\cdot$А, коэффициент трансформации 10,5/6,3 кВ.

К трансформаторам тока должны быть присоединены амперметр, ваттметр и счетчик активной энергии. Расстояние от трансформаторов тока до измерительных приборов составляет 40 м. Сеть 6 кВ СН не заземлена. Максимальный рабочий ток в цепи трансформатора СН равен его номинальному току, поскольку перегрузка трансформаторов СН не допускается

$$I_{\text{ном}} = \frac{10\,000}{\sqrt{3}\cdot 6{,}3} = 917 \text{ А}.$$

Ударный ток КЗ $i_{\text{уд}} = 26{,}6$ кА.

Интеграл Джоуля $B = 110$ кА$^2\cdot$с.

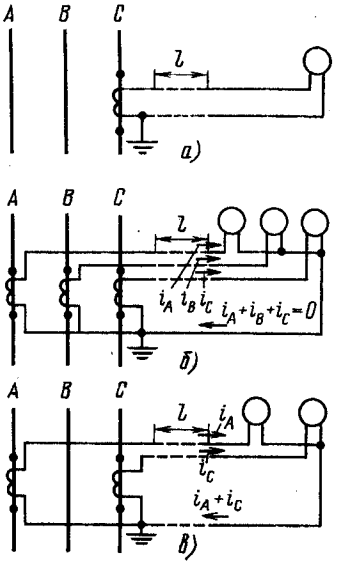


Рис. 17.16. Схемы присоединения измерительных приборов к трансформаторам тока: *а* – для измерения тока в одной фазе; *б* – для измерения тока в трех фазах; *в* – для измерения тока в двух фазах

В рассматриваемых условиях подходящими являются трансформаторы тока типа ТПОЛМ, 10 кВ, 1000/5 А с двумя магнитопроводами для измерительных приборов и релейной защиты. Номинальная нагрузка магнитопровода класса 0,5 равна 0,6 Ом. Кратность электродинамической стойкости $K_{дин} = 155$; кратность термической стойкости $K_{тер} = 65$, $t_{тер} = 1$ с.

Проверим трансформаторы тока на электродинамическую и термическую стойкость

$$\sqrt{2} I_{1ном} K_{дин} \geqslant i_{уд};$$

$$\sqrt{2} \cdot 1 \cdot 155 = 219 > 26{,}6 \text{ кА};$$

$$(I_{1ном} K_{тер})^2 t_{тер} \geqslant B;$$

$$(1 \cdot 65 \cdot 1)^2 = 422 > 110 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

В незаземленных сетях достаточно иметь трансформаторы тока в двух фазах, например, *А* и *С* в соответствии с рис. 17.16, *в*. Определим нагрузку на трансформаторы тока от измерительных приборов:

	Потребление обмотки, В·А	Нагрузка, В·А, фазы *А*	*С*
Амперметр	0,1	0,1	–
Ваттметр	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной энергии	2,5	2,5	2,5
	Итого	3,1	3,0

Наибольшая нагрузка приходится на трансформатор фазы *А*. Она составляет 3,1 В·А, или $3{,}1/5^2 = 0{,}124$ Ом.

Определим сопротивление проводов из алюминия с удельным сопротивлением $\rho = 0{,}028$ Ом·мм²/м, сечением 6 мм² и длиной 40 м:

$$R = \frac{\rho l \sqrt{3}}{s} = \frac{0{,}028 \cdot 40 \cdot \sqrt{3}}{6} = 0{,}32 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление вторичной цепи

$$R = R_и + R_к + R_п = 0{,}124 + 0{,}1 + 0{,}32 = 0{,}544 \text{ Ом}$$

при номинальном сопротивлении 0,6 Ом. Таким образом, выбранный трансформатор отвечает всем требованиям.

Глава восемнадцатая

ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИЕ РЕАКТОРЫ

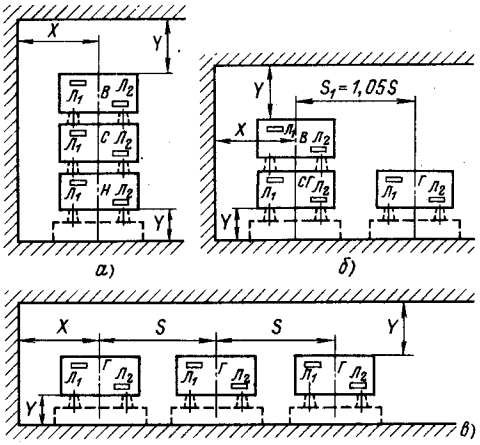
18.1. Конструкции реакторов

Отечественные аппаратные заводы изготовляют бетонные реакторы, т. е. реакторы с сухой изоляцией и бетонным каркасом для номинальных напряжений от 6 до 35 кВ и номинальных токов от 400 до 4000 А для внутренней и наружной установки.

Трехфазный токоограничивающий реактор состоит из трех катушек без стальных сердечников, следовательно, с линейной вольт-амперной характеристикой в широких пределах изменения тока – от номинального до тока КЗ, превышающего номинальный в 10–20 раз. Активное сопротивление катушек относительно мало.

Рис. 18.1. Трехфазный бетонный реактор 10 кВ, 630 А с вертикальным расположением фаз

Рис. 18.2. Минимальные расстояния от реакторов до ферромагнитных конструкций



Обмотки реакторов выполняют из многожильного провода – медного или алюминиевого. Провод имеет наружную изоляцию, а также изоляцию жил для уменьшения дополнительных потерь от вихревых токов.

Обмотку реакторов с номинальным током 630 А и выше выполняют из нескольких параллельных ветвей. При намотке провода применяют транспозицию ветвей, что обеспечивает равномерное распределение в них токов как в продолжительном рабочем режиме, так и при КЗ.

Чтобы придать обмотке необходимую механическую прочность, ее заливают в особой форме раствором цемента. После затвердевания цемента его просушивают и окрашивают во избежание проникновения влаги. Катушки устанавливают на фарфоровых изоляторах (рис. 18.1).

Фазы бетонных реакторов могут быть установлены вертикально (рис. 18.2, *а*), ступенчато (рис. 18.2, *б*) или горизонтально (в ряд или треугольником, рис. 18.2, *в*). Заводы-изготовители указывают минимальные расстояния S и S_1 между осями фаз реакторов, исходя из условий электродинамической стойкости трехфазного комплекта. Способ установки реакторов выбирают в соответствии с размерами и массой катушек, а также конструкцией РУ. Выводы катушек реакторов на рис. 18.2–18.4 обозначены $Л_1$ и $Л_2$.

Наряду с реакторами описанной конструкции, называемыми одинарными, применение получили также сдвоенные реакторы, в основном в качестве линейных. В отличие от одинарного сдвоенный реактор имеет две катушки на фазу, намотанные в одном направлении и включенные согласно, и три зажима – один средний и два крайних. Средним зажимом реактор присоединяют к источнику энергии. За номинальный ток сдвоенного реактора принимают номинальный ток катушки. Средний зажим рассчитан на двойной номинальный ток.

При установке реакторов в помещениях необходимо обеспечить защиту окружающих ферромагнитных конструк-

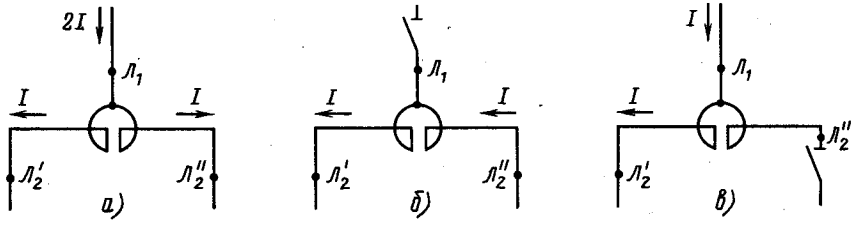


Рис. 18.3. Характерные режимы сдвоенных реакторов: *а* – сквозной; *б* – продольный; *в* – одноцепной

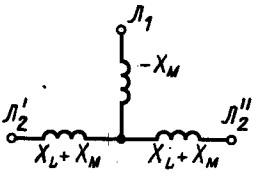


Рис. 18.4. Схема замещения сдвоенного реактора

ций (колонн, балок, арматуры железобетонных стен и перекрытий) от чрезмерного нагревания индуктированными токами. С этой целью заводы-изготовители указывают минимальные расстояния X и Y от соответствующих ферромагнитных конструкций (рис. 18.2).

Потери мощности в реакторах относительно малы. Однако обмотки реакторов нагреваются. Выделяющееся тепло отводится в окружающую среду. Сечение проводов обмотки выбирают с таким расчетом, чтобы температура обмотки в наиболее нагретых точках не превышала допустимую температуру для примененной изоляции. При внутренней установке реакторов необходимо обеспечить вентиляцию помещения. В особо тяжелых условиях применяют принудительное охлаждение с помощью вентиляторов.

При КЗ температура обмотки резко увеличивается. Допустимая максимальная температура обмотки при КЗ определяется материалом провода и видом изоляции.

18.2. Индуктивное сопротивление реактора

В каждой фазе трехфазного реактора индуктируется не только ЭДС самоиндукции, вызванная током в этой фазе, но также и ЭДС взаимоиндукции, вызванная токами в двух соседних фазах. Активные сопротивления R и индуктивность L одинаковы во всех трех фазах. Однако взаимные индуктивности M_{AB}, M_{BC} и M_{CA} обычно неодинаковы вследствие несимметричного расположения фаз. Падения напряжения в фазах реактора могут быть определены из следующих выражений:

$$\left.\begin{aligned}\Delta\underline{U}_A &= (R+j\omega L)\underline{I}_A + j\omega M_{AB}\underline{I}_B + j\omega M_{AC}\underline{I}_C;\\ \Delta\underline{U}_B &= (R+j\omega L)\underline{I}_B + j\omega M_{BC}\underline{I}_C + j\omega M_{BA}\underline{I}_A;\\ \Delta\underline{U}_C &= (R+j\omega L)\underline{I}_C + j\omega M_{CA}\underline{I}_A + j\omega M_{CB}\underline{I}_B.\end{aligned}\right\} \quad (18.1)$$

Если допустить для упрощения анализа, что фазы расположены симметрично, что является исключением из общего правила, то $M_{AB} = M_{BC} = M_{CA} = M$ и выражения (18.1) принимают следующий простой вид:

$$\left.\begin{aligned}\Delta\underline{U}_A &= [R + j\omega(L-M)]\,\underline{I}_A;\\ \Delta\underline{U}_B &= [R + j\omega(L-M)]\,\underline{I}_B;\\ \Delta\underline{U}_C &= [R + j\omega(L-M)]\,\underline{I}_C.\end{aligned}\right\} \quad (18.2)$$

Разность $L - M = L'$ можно рассматривать как эквивалентную индуктивность одной фазы. Очевидно, при несимметричном расположении фаз эквивалентные индуктивности и, следовательно, падения напряжения несколько отличны.

Заводы-изготовители указывают в качестве основной характеристики реактора его номинальное индуктивное сопротивление $X_{ном} = \omega L'$, Ом, зависящее от числа витков и относительных размеров катушек, а также от их взаимного положения и расстояний. В соответствии со сказанным выше L' представляет собой эквивалентную индуктивность катушки трехфазного реактора:

$$\Delta U = X_{ном} I, \quad (18.3)$$

или в долях номинального фазного напряжения сети

$$\Delta U_* = \frac{X_{ном} I \sqrt{3}}{U_{ном}}. \quad (18.4)$$

Активным сопротивлением реактора обычно пренебрегают вследствие его небольшого значения.

Катушки сдвоенного реактора обладают индуктивностью L и взаимной индуктивностью M (в пределах фазы). Последняя составляет приблизительно 0,4–0,6 индуктивности L. Отношение $k = M/L$ называют коэффициентом связи, который всегда меньше единицы. Заводы-изготовители указывают

номинальное индуктивное сопротивление сдвоенных реакторов $X_{ном} = \omega L'$, Ом, и коэффициент связи (L' – эквивалентная индуктивность катушки, т. е. с учетом взаимной индуктивности фаз; знак штрих в дальнейшем опущен).

Падения напряжения в катушках сдвоенного реактора зависят от значений токов в ветвях и их направления. Если токи I_1 и I_2 в ветвях направлены противоположно, падения напряжения могут быть определены из следующих выражений:

$$\Delta U_1 = I_1 \omega L - I_2 \omega M;$$

$$\Delta U_2 = I_2 \omega L - I_1 \omega M.$$

В практике эксплуатации стремятся к равномерной нагрузке ветвей в целях уменьшения падений напряжения. Такой режим (рис. 18.3, *а*) называют сквозным. Принимая во внимание, что индуктивность L' незначительно отличается от L падения напряжения в ветвях оказываются равными:

$$\Delta U = \omega (L - M) I = \omega L (1 - k) I = X_{ном} (1 - k) I, \quad (18.5)$$

или в долях номинального напряжения сети

$$\Delta U_* = \frac{X_{ном} (1 - k) I \sqrt{3}}{U_{ном}}. \quad (18.6)$$

Из приведенных выражений следует, что в сквозном режиме падение напряжения в катушках сдвоенного реактора меньше падения напряжения в одинарном реакторе с тем же сопротивлением и тем же номинальным током. Чем больше коэффициент связи, тем меньше падение напряжения. При $k = 0{,}5$ падение напряжения составляет только половину падения в одинарном реакторе. В этом заключается основное преимущество сдвоенных реакторов.

Если токи в ветвях сдвоенного реактора равны и направлены согласно (такой режим называют продольным, рис. 18.3, *б*), падение напряжения в реакторе

$$\Delta U = 2\omega (L + M) I = 2\omega L (1 + k) I = 2 X_{ном} (1 + k) I, \quad (18.7)$$

или в долях номинального фазного напряжения сети

$$\Delta U_* = \frac{2\sqrt{3}\, X_{ном} (1 + k) I}{U_{ном}}. \quad (18.8)$$

Сопротивление реактора в рассматриваемом режиме относительно велико. При коэффициенте связи $k = 0{,}5$ падение напряжения $\Delta U = 3 X_{ном} I$.

Если нагружена только одна катушка сдвоенного реактора (такой режим называют одноцепным, рис. 18.3, *в*), падение напряжения в нем равно падению напряжения в одинарном реакторе с тем же номинальным сопротивлением и определяется выражениями (18.4), (18.5). В смежной катушке, в которой тока нет, индуктируется ЭДС

$$E_M = \omega M I = X_{ном} k I. \quad (18.9)$$

Пока ток невелик, E_M мало заметно. Однако при КЗ в ветви *1* напряжение у зажима *2* может превысить номинальное напряжение сети:

$$U_{2к} = U_{0к} + E_M = X_{ном} (1 + k) I_к, \quad (18.10)$$

где $U_{0к}$ – напряжение у среднего зажима при КЗ.

В долях номинального фазного напряжения сети

$$U_{2к*} = \frac{\sqrt{3}\, X_{ном} (1 + k) I_к}{U_{ном}}. \quad (18.11)$$

Так, при $X_{ном} = 0{,}4$ Ом, эквивалентном сопротивлении системы $X_с = 0{,}05$ Ом, $k = 0{,}5$ и $U_{ном} = 10$ кВ имеем при трехфазном коротком замыкании

$$I_к = \frac{1{,}05 U_{ном}}{\sqrt{3} (X_{ном} + X_с)} = \frac{1{,}05 \cdot 10}{\sqrt{3} (0{,}4 + 0{,}05)} = 13{,}5 \text{ кА};$$

$$U_{2к*} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0{,}4 (1 + 0{,}5)\, 13{,}5}{10} = 1{,}4.$$

Во избежание чрезмерного повышения напряжения на зажимах сдвоенных реакторов при КЗ коэффициент связи выбирают не выше 0,6. Следует также принять во внимание, что с увеличением коэффициента связи увеличиваются силы взаимодействия между катушками реактора при КЗ.

Выражения (18.3), (18.5) и (18.7) соответствуют схеме замещения сдвоенного реактора, приведенной на рис. 18.4.

18.3. Электродинамическая и термическая стойкость реакторов

При КЗ токи в катушках реактора могут увеличиться в 10—20 раз по сравнению с номинальным током. При этом возникают значительные электродинамические силы от взаимодействия проводников в пределах каждой катушки, а также от взаимодействия катушек.

Как известно, сила взаимодействия двух контуров с токами I_1 и I_2 может быть определена из выражения

$$F_x = I_1 I_2 \frac{\partial M}{\partial x}, \qquad (18.12)$$

где M — взаимная индуктивность контуров; ∂x — перемещение контура в направлении действия силы. Последняя направлена всегда так, чтобы увеличить энергию магнитного поля системы.

На рис. 18.5 показано распределение внутренних электродинамических сил в многослойной цилиндрической катушке одинарного реактора. Как видно из рисунка, осевые составляющие сил симметричны относительно горизонтальной плоскости $A-A$. Наибольшего значения они достигают в верхнем и нижнем горизонтальных слоях. Эти силы стремятся сжать катушку вдоль оси. Радиальные составляющие сил направлены наружу, кроме сил, приложенных к виткам, наиболее удаленным от оси. Максимального значения они достигают в витках, расположенных ближе к оси реактора и плоскости симметрии $A-A$. Внутренние электродинамические силы катушек воспринимаются обмоткой и каркасом, которые должны быть соответствующим образом рассчитаны.

Силы взаимодействия катушек трехфазного реактора зависят от числа витков, относительных размеров катушек, а также от их взаимного положения и направления токов. Если катушки трехфазного реактора намотаны одинаково и оси их совпадают (см. рис. 18.2, *а*), то при двухфазном и трехфазном КЗ сила, приложенная к верхней фазе, направлена вверх. При этом изоляторы работают на растяжение, что нежелательно. Поэтому в трехфазных реакторах с вертикальным расположением фаз изменяют направление намотки средней фазы с тем, чтобы изменить направление силы, приложенной к верхней фазе, на обратное.

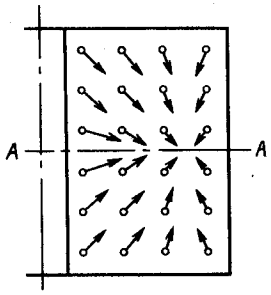


Рис. 18.5. Распределение внутренних электродинамических сил в одинарном реакторе

Если оси катушек параллельны, например при горизонтальном расположении фаз (см. рис. 18.2, *в*), производная $\partial M/\partial x$ относительно мала и силы взаимодействия катушек значительно меньше, чем при вертикальном расположении. Направление намотки катушек не влияет на электродинамическую стойкость трехфазного комплекта, так как силы взаимодействия направлены всегда перпендикулярно осям катушек.

В сдвоенных реакторах особенно велики силы взаимодействия между катушками в пределах каждой фазы, поскольку они тесно примыкают друг к другу. При противоположно направленных токах электродинамические силы стремятся оттолкнуть катушки друг от друга. Продолжительный сквозной режим не представляет опасности для реактора, поскольку токи невелики. Однако сквозной режим при КЗ чрезвычайно опасен и должен быть исключен во избежание повреждения реактора, не рассчитанного на работу в этих условиях. С этой целью линии, присоединенные к катушкам сдвоенного реактора, не должны быть включены параллельно на приемном конце. Если токи в ка-

тушках направлены согласно (продольный режим), электродинамические силы стремятся сблизить их между собой. Такой режим не опасен, поскольку каркас работает на сжатие. Если ток КЗ имеется только в одной ветви реактора (одноцепный режим), его электродинамическая стойкость соответствует стойкости одинарного реактора с соответствующими параметрами.

Заводы-изготовители характеризуют электродинамическую стойкость реакторов номинальным током электродинамической стойкости (мгновенное значение полного тока) $i_{дин}$, соответствующим максимальному допустимому ударному току КЗ. При этом заводы указывают тип реактора и расположение фаз. При горизонтальной установке приводятся также минимальные расстояния между осями катушек.

Термическую стойкость реакторов заводы-изготовители характеризуют номинальным током термической стойкости $I_{тер}$ (действующее значение синусоидального тока с постоянной амплитудой) и номинальной продолжительностью его действия $t_{тер}$.

При проверке реактора на электродинамическую и термическую стойкость должны быть соблюдены неравенства:

$$i_{дин} \geqslant i_{уд} \qquad (18.13)$$

и

$$I^2_{тер} t_{тер} \geqslant B. \qquad (18.14)$$

Реактор, стойкий динамически, обычно обладает достаточной стойкостью и в термическом отношении.

Глава девятнадцатая

РАСЧЕТНЫЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ ВЫБОРА АППАРАТОВ И ПРОВОДНИКОВ

19.1. Расчетные рабочие токи

Для выбора аппаратов и проводников РУ необходимо определить по заданной схеме рабочие продолжительные токи, а также расчетные токи КЗ в отдельных присоединениях. Расчетные величины сопоставляют с соответствующими номинальными параметрами аппаратов и проводников, выбираемых по каталогам и справочникам.

Различают рабочие токи нормального режима, а также рабочие токи утяжеленного режима. Под *нормальным режимом* установки или ее части понимают режим, при котором все присоединения находятся в работе или в состоянии рабочей готовности. Под *утяжеленным режимом* понимают ремонтный или послеаварийный период работы, при котором рабочий ток присоединений превышает ток нормального режима. Такие условия возникают, например, при вынужденном отключении одной из параллельных линий, при перегрузке трансформаторов, при снижении напряжения генераторов (до 5 %) и в других случаях. Возможность увеличения рабочих токов в указанных условиях должна быть учтена при выборе аппаратов и проводников.

Токи нормального и утяжеленного режимов в отдельных присоединениях РУ не одинаковы. Так, например, в присоединениях блочных агрегатов (рис. 19.1) продолжительный ток нормального режима $I_{раб.норм}$ равен номинальному току блока, а ток утяжеленного режима $I_{раб.ут}$ не превышает 1,05 $I_{раб.норм}$, т. е. он определяется допустимой перегрузкой генераторов. В присоединениях воздушных линий расчетный ток нормального режима равен наибольшему рабочему току линии при включенных параллельных линиях. Ток утяжеленного режима зависит от схемы сети. Так, например, при двух параллельных линиях он превышает ток нормального режима в 2 раза (линии *W1*, *W2* на рис. 19.1). В сложных схемах эти токи могут быть опре-

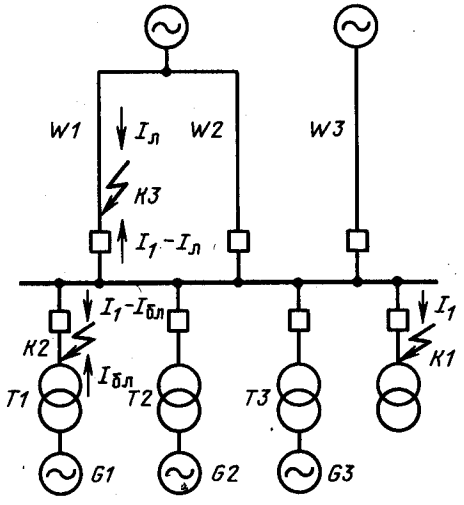


Рис. 19.1. Схема станции с блочными агрегатами к определению расчетных токов КЗ в присоединениях

делены только приближенно. Однако в РУ 35 кВ и выше нет необходимости в определении рабочих токов утяжеленного режима для каждой линии, поскольку в целях однообразия выключатели и другие аппараты принято выбирать одинаковыми во всех присоединениях. Поэтому достаточно определить рабочий ток утяжеленного режима для наиболее нагруженного присоединения.

Рабочие токи сборных шин станций и подстанций зависят от рабочих токов присоединений, их взаимного положения в РУ, от вида сборных шин (одиночные, двойные), а также от режима установки. Они могут быть определены приближенно.

19.2. Расчетные токи короткого замыкания

Определение расчетных токов КЗ необходимо для выбора выключателей по коммутационной способности, проверки аппаратов и проводников на электродинамическую и термическую стойкость.

Расчетный вид короткого замыкания. Известно, что в незаземленных и компенсированных сетях начальный ток КЗ имеет наибольшее значение при трехфазном КЗ. Начальный ток двухфазного КЗ составляет $\sqrt{3}/2$ тока трехфазного КЗ (имеется в виду замыкание, удаленное от генераторов). Поэтому при выборе выключателей по коммутационной способности, а также при проверке аппаратов на электродинамическую стойкость в качестве расчетного вида замыкания принимают трехфазное КЗ.

В эффективно-заземленных сетях ток однофазного КЗ может превышать ток трехфазного КЗ. Поэтому при выборе выключателей по коммутационной способности следует сопоставить расчетные токи при трехфазном и однофазном КЗ и ориентироваться на большее значение.

При проверке аппаратов и токопроводов на электродинамическую стойкость следует согласно ПУЭ (§ 1.4.5) ориентироваться на трехфазное КЗ. Случай однофазного КЗ может быть исключен из рассмотрения, так как электродинамические силы при этом малы, поскольку расстояние от поврежденного проводника до проводника заземляющей системы велико (§ 6.3).

При вычислении интеграла Джоуля не уточняют вид замыкания и независимо от вида рабочего заземления сети ориентируются на случай трехфазного КЗ. Расчетная продолжительность замыкания или время отключения поврежденного присоединения слагается из времени срабатывания релейной защиты и времени отключения выключателя. При повреждении любого присоединения должна сработать основная защита с наименьшим временем и только в случае отказа срабатывает резервная защита с бóльшим временем. Учитывая малую вероятность отказа защиты, при вычислении интеграла Джоуля принято ориентироваться на время срабатывания основной защиты. Исключение составляют аппараты и проводники присоединений генераторов мощностью 60 МВт и выше, для которых расчетное время, учитывая особые требования надежности этих присоединений, принимают равным 4 с.

Расчетный ток короткого замыкания. Под расчетным током короткого замыкания понимают наибольший ток КЗ, действию которого могут подвергнуться аппараты и проводники рассматриваемого РУ. В отдельных присоединениях РУ аппараты и проводники подвержены действию неодинаковых токов. В наиболее тяжелых условиях находятся аппараты в тупиковых присоединениях, т. е. в присоединениях без источников энергии или с источниками энергии малой мощности, например в присоединениях трансформаторов собственных нужд (рис. 19.1, точка *К1*) или в присоединениях шиносоединительных выключателей. Во всех других присоединениях токи КЗ меньше. Так, например, в присоединениях блочных агрегатов (рис. 19.1, точка *К2*) аппараты и проводники подвержены действию тока $I_1 - I_{бл}$, где $I_{бл}$ – ток, притекающий от блочного агрегата. В присоединениях линий (рис. 19.1, точка *К3*) аппараты и проводники подвержены действию тока $I_1 - I_л$, где $I_л$ – ток, притекающий по линии.

В целях однообразия аппараты и проводники РУ 35 кВ и выше выбирают по наиболее тяжелым условиям, т. е. по току КЗ в тупиковых присоединениях, что упрощает расчет. В РУ 6–10 кВ теплофикационных станций рассчитывают наибольшие токи КЗ для каждого присоединения.

19.3. Выбор неизолированных проводников

В нормальном режиме плотность тока в проводниках должна приблизительно соответствовать экономической плотности тока $J_{эк}$, рекомендованной ПУЭ (табл. 19.1). Поэтому сечение проводника выбирают в соответствии с выражением:

$$s \approx s_{эк} = \frac{I_{раб.норм}}{J_{эк}} \qquad (19.1)$$

при условии, что другие требования не вынуждают увеличивать сечение проводника.

Таблица 19.1. **Рекомендуемые плотности тока для воздушных и кабельных линий, а также для шин и проводов РУ**

Наименование проводника	Плотность тока, А/мм², при значениях T_{max}, ч		
	1000–3000	3000–5000	5000–8760
Провода воздушных линий и шины РУ:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной изоляцией с жилами из:			
меди	3,0	2,5	2,0
алюминия	1,6	1,4	1,2

Исключение из этого требования составляют проводники сборных шин, не подлежащие выбору по экономической плотности тока в связи с неопределенностью в распределении рабочего тока, режима работы и трудоемкостью в определении экономического эффекта.

В утяжеленном режиме температура проводников не должна выходить за пределы, установленные для продолжительного режима. Это условие выполняется, если

$$I_{ном} \geqslant I_{раб.ут}, \qquad (19.2)$$

где $I_{ном}$ – допустимый ток (табличное значение).

При КЗ температура проводников не должна выходить за пределы, установленные для такого режима. Это условие может быть представлено следующим неравенством:

$$(sC)^2 \geqslant B, \qquad (19.3)$$

где B – интеграл Джоуля; C – параметр, значения которого указаны в § 5.2.

Согласно ПУЭ расчет проводников на термическую стойкость не является обязательным для участков, защищенных токоограничивающими предохранителями, проводников к измерительным трансформаторам напряжения, а также к отдельным маломощным приемникам энергии при условии, что КЗ не может вызвать взрыва и поврежденные проводники могут быть быстро заменены.

Шины, провода и токопроводы должны обладать достаточной механической

Таблица 19.2. **Допустимые перегрузки кабельных линий в нормальных условиях**

Место прокладки кабеля	Предшествующая нагрузка в долях номинальной	Допустимые перегрузки в течение времени, ч		
		0,5	1,0	3,0
В земле	0,6	1,35	1,3	1,15
	0,8	1,2	1,15	1,1
В воздухе	0,6	1,25	1,15	1,1
	0,8	1,15	1,1	1,05
В трубах (в земле)	0,6	1,2	1,1	1,1
	0,8	1,1	1,05	1,0

Таблица 19.3. **Допустимые перегрузки кабельных линий в аварийных условиях**

Место прокладки кабеля	Предшествующая нагрузка в долях номинальной	Допустимые перегрузки в течение времени, ч		
		1,0	3,0	6,0
В земле	0,6	1,5	1,35	1,25
	0,8	1,35	1,25	1,2
В воздухе	0,6	1,35	1,25	1,25
	0,8	1,3	1,25	1,25
В трубах (в земле)	0,6	1,3	1,2	1,15
	0,8	1,2	1,15	1,1

прочностью, чтобы противостоять электродинамическим силам при КЗ (см. гл. 7), нагрузкам от собственного веса и веса ответвлений; в наружных устройствах также действию ветра и гололеда.

В РУ 110 кВ и выше число проводов в фазе и их сечение должны быть выбраны так, чтобы избежать коронирования и радиопомех.

19.4. Выбор кабелей 6—10 кВ

Здесь рассматривается выбор кабелей в сетях 6—10 кВ, присоединенных к сборным шинам станций типа ТЭЦ или к сборным шинам подстанций. Кабели выбирают, исходя из следующих условий:

1) изоляция кабелей должна соответствовать номинальному напряжению сети;

2) в нормальном режиме плотность тока в жилах должна приблизительно соответствовать экономической плотности тока, рекомендованной ПУЭ (табл. 19.1) при условии, что другие требования не вынуждают увеличивать сечение жил кабелей;

3) в нормальном и утяжеленном режимах кабели 6—10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией допускают временные перегрузки, которые не должны выходить за пределы, указанные в табл. 19.2 и 19.3.

Кабельные линии 6—10 кВ с рабочим током свыше 250—300 А выполняют из нескольких кабелей, включенных параллельно. Согласно ПУЭ (§ 1.4.17) пучок кабелей подлежит проверке на термическую стойкость по току КЗ в конце линии (за пучком).

Глава двадцатая

СИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ И КОМПЕНСАТОРЫ

20.1. Общие сведения

Мощности электрических систем, электростанций и агрегатов непрерывно увеличиваются. Экономически это целесообразно, так как при этом уменьшаются капиталовложения и издержки производства электрической энергии. В настоящее время в СССР мощность наиболее крупного паротурбинного агрегата с частотой вращения 3000 об/мин достигла 1200 МВт, а с частотой вращения 1500 об/мин — 1000 МВт. Мощность наиболее крупного гидроагрегата — 640 МВт, проектируется гидроагрегат мощностью 1000 МВт.

Изготовление паротурбинных генераторов такой большой мощности оказалось возможным только за счет значительного увеличения плотности тока в обмотках статора и ротора и коренного изменения системы охлаждения. Воздух

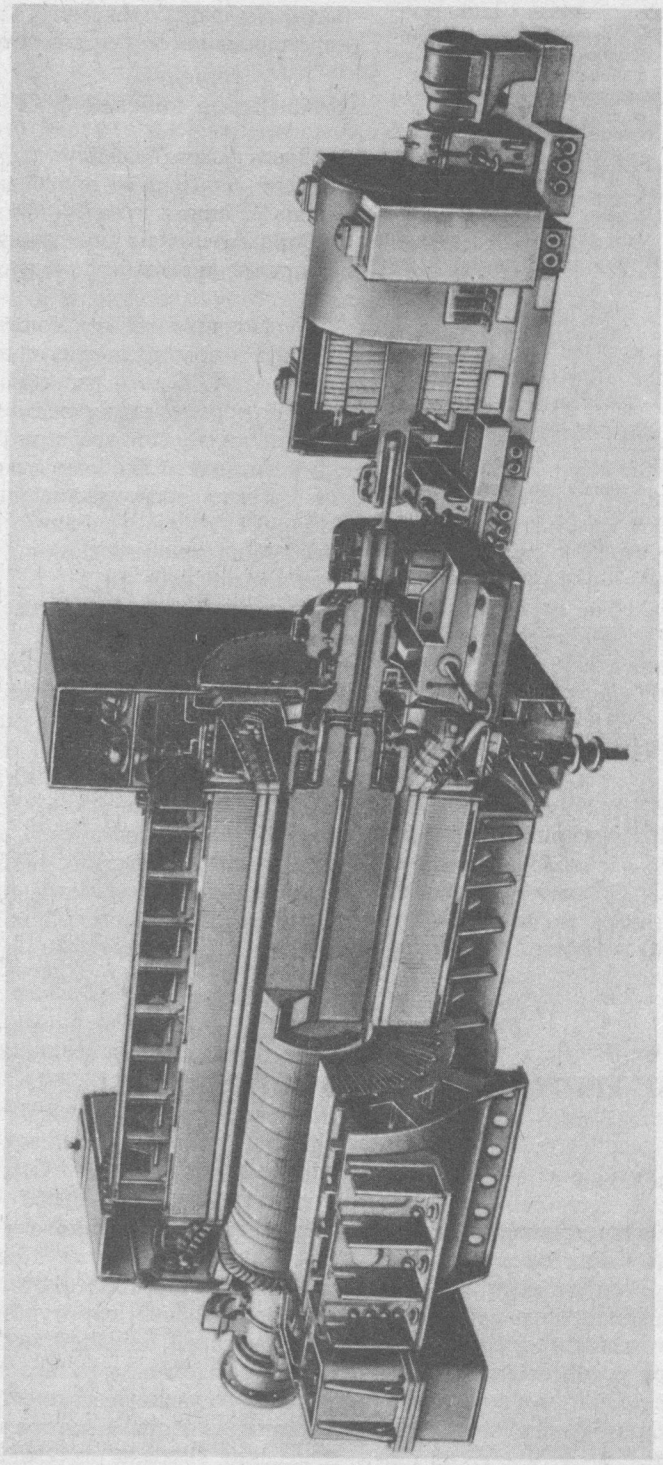


Рис. 20.1. Турбогенератор типа ТВВ-500-2 мощностью 500 МВт с непосредственным охлаждением обмотки ротора водородом и обмотки статора водой

заменен водородом и водой, обладающими лучшей теплоотводящей способностью. Прежняя поверхностная система охлаждения заменена внутрипроводниковой, при которой охлаждающая среда циркулирует через внутренние полости проводников обмотки статора и ротора.

Увеличение плотности тока в обмотках статора и ротора привело к увеличению индуктивных сопротивлений генераторов и постоянных времени обмоток, а увеличение номинальной мощности – к уменьшению механической постоянной времени. В связи с этим возросли требования к системе регулирования частоты вращения турбин и системе возбуждения генераторов в отношении обеспечения статической и динамической устойчивости машин. Прежняя система возбуждения от генератора постоянного тока, посаженного на вал агрегата, оказалась неудовлетворительной. Применение получили более совершенные системы: тиристорная, бесщеточная и ряд других.

Таким образом, в течение относительно короткого времени произошло значительное изменение конструкции генераторов и их характеристик. Это в свою очередь оказало влияние на электрические схемы станций, распределительные устройства, методы управления и пр.

20.2. Турбогенераторы

Турбогенератор представляет собой быстроходную горизонтальную электрическую машину (рис. 20.1) с неподвижным статором и вращающимся цилиндрическим неявнополюсным ротором. Большая частота вращения турбогенераторов обусловлена тем, что с ее повышением возрастает экономичность работы паровых турбин и уменьшаются габариты турбин и генераторов. В соответствии с частотой переменного тока 50 Гц отечественная промышленность изготовляет в основном двухполюсные турбогенераторы с номинальной частотой вращения 3000 об/мин. Для атомных электростанций (АЭС) ввиду низких параметров пара целесообразно применение более тихоходных, четырехполюсных турбогенераторов с номинальной частотой вращения 1500 об/мин. В последнее время на АЭС с блоками мощностью 1000 МВт выявилась возможность создания быстроходных турбин с частотой вращения 3000 об/мин и соответственно использования двухполюсных турбогенераторов. Вышесказанное позволило ввести стандартную шкалу номинальных мощностей турбогенераторов: 2,5; 4; 6; 12; 32; 63; 110; 160; 220; 320; 500; 800; 1000; 1200; 1600; 2000 МВт (ГОСТ 533–85Е).

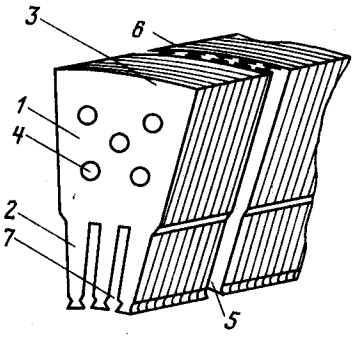


Рис. 20.2. Сегментный пакет статора турбогенератора:
1 – сегмент; *2* – зубец сегмента; *3* – спинка сегмента; *4* – аксиальный вентиляционный канал; *5* – радиальный вентиляционный канал; *6* – распорка; *7* – паз статора

Статор турбогенератора имеет стальной корпус, который с торцов закрыт сварными щитами. Корпус турбогенератора с водородным охлаждением должен быть газонепроницаемым и механически прочным. Сердечник статора состоит из отдельных пакетов (рис. 20.2), собранных с целью уменьшения вихревых токов из изолированных лаком листов стали толщиной 0,5 мм и имеющих форму сегмента. В машинах небольшой мощности используется горячекатаная сталь, а в генераторах мощностью более 100 МВт – холоднокатаная электротехническая сталь. Последняя имеет повышенную магнитную проницаемость и пониженные удельные потери. Применение холоднокатаной стали позволяет также значительно уменьшить размеры сердечника и соответственно уменьшить

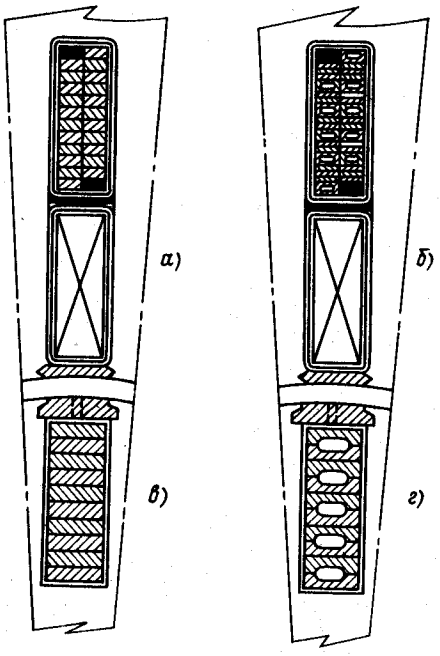


Рис. 20.3. Схематический разрез пазов турбогенератора:
а – паз статора при косвенном охлаждении; *б* – паз статора при непосредственном охлаждении; *в* – паз ротора при косвенном охлаждении; *г* – паз ротора при непосредственном охлаждении

расход меди для обмотки. Для охлаждения стали статора пакеты имеют аксиальные каналы и отделены друг от друга радиальными вентиляционными каналами. В пазах сердечника статора расположена обмотка статора (рис. 20.3, *а* и *б*). В современных турбогенераторах для статора применяют двухслойную петлевую обмотку с укороченным шагом, которая состоит из верхних и нижних стержней (рис. 20.3), соединяемых в лобовых частях пайкой. Чтобы уменьшить явление поверхностного эффекта, стержни набирают из проводников небольшого сечения. В турбогенераторах с поверхностным воздушным и водородным охлаждением эти проводники имеют сплошное сечение (рис. 20.3, *а*), а в турбогенераторах с непосредственным охлаждением обмотки статора водородом или водой стержни набирают из проводников сплошного сечения и полых проводников, внутри которых циркулирует водород или вода (рис. 20.3, *б*). Элементарные проводники обычно выполняют из электротехнической меди и изолируют друг от друга двойным тонким асбестовым или стекловолокнистым покрытием. Для изоляции стержней друг от друга и от корпуса используют непрерывную, так называемую компаундированную изоляцию класса В. В настоящее время применяют новые сорта более тонкой термореактивной изоляции класса В, обладающей повышенными механическими и термическими свойствами.

Ротор турбогенератора устанавливают на двух подшипниках скольжения, которые имеют принудительную смазку маслом под давлением от масляной системы турбины. В материале ротора ввиду большой частоты вращения возникают значительные механические напряжения. Поэтому роторы крупных турбогенераторов (рис. 20.4) изготов-

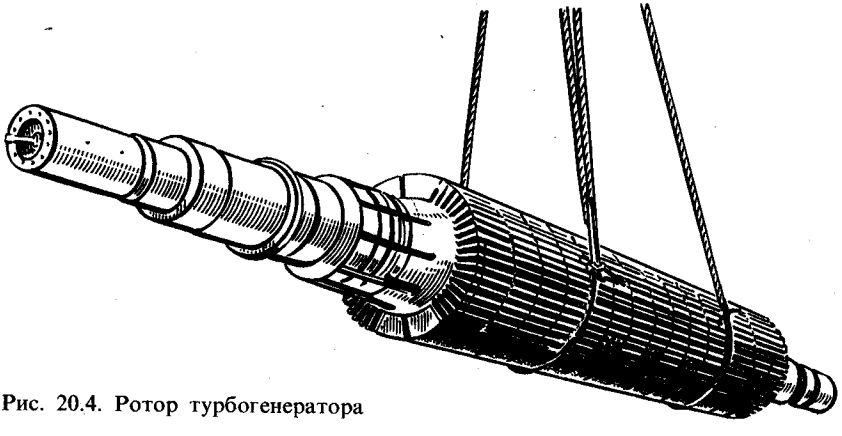


Рис. 20.4. Ротор турбогенератора

ляют из цельной поковки высоколегированной стали, обладающей высокими механическими (и магнитными) свойствами, а роторы турбогенераторов малой мощности – из углеродистой стали. На поверхности бочки ротора фрезеруют пазы, в которые укладывают обмотку возбуждения. Пазы закрывают клиньями (рис. 20.3, *в* и *г*) из высокопрочных, немагнитных (для уменьшения потока рассеяния ротора) материалов: немагнитной стали, бронзы, дюралюминия. Лобовые части обмотки ротора удерживаются от смещения бандажными кольцами (каппами). В последних возникают еще бóльшие механические напряжения, чем в теле ротора, так как диаметр бандажного кольца больше диаметра ротора. Кроме того, в кольцах возникают вихревые токи, которые могут создать опасные нагревы. В связи с этим у крупных турбогенераторов бандажные кольца выполняют из немагнитной высокопрочной (аустенитной) стали, или титана. Место посадки бандажных колец на ротор защищено изоляцией, которая препятствует замыканию через бандаж токов, возникающих в бочке ротора при несимметричных и асинхронных режимах работы генератора. Для обмотки ротора небольших турбогенераторов используют электролитическую медь, а крупных турбогенераторов – медь с присадкой серебра (0,03 – 0,1 %), так как в чистой меди под действием больших центробежных сил и термических напряжений, возникающих при повышенных нагревах, частых пусках и остановах, появляются остаточные деформации, которые могут привести к разрушению обмотки. Стержни обмотки ротора набирают из отдельных проводников. В турбогенераторах с поверхностным охлаждением обмотки ротора проводники имеют сплошное сечение (рис. 20.3, *в*), а при непосредственном охлаждении обмотки ротора водородом или водой применяют проводники профильных сечений (рис. 20.3, *г*); такие проводники образуют вентиляционные каналы, по которым циркулирует охлаждающая среда. Для изоляции обмотки ротора применяют миканит, а в последнее время – и материалы с повышенными механическими и термическими свойствами – стекло, термореактивные лаки и эпоксидные смолы.

Обмотка ротора с помощью токопровода соединяется с контактными кольцами (в машинах с бесщеточной системой возбуждения кольца отсутствуют). Их изготовляют из износоустойчивой стали. В крупных машинах ввиду больших токов возбуждения и необходимости размещения большого количества щеток применяют сдвоенные кольца со специальным воздушным охлаждением, а для уменьшения потерь на трение – кольца с уменьшенным диаметром.

Конструкция четырехполюсных турбогенераторов аналогична двухполюсным. Однако по сравнению с двухполюсными у равновеликих по мощности четырехполюсных турбогенераторов меньше окружная скорость на поверхности ротора и соответственно меньше механические напряжения в роторе, так как при уменьшении частоты вращения в 2 раза диаметр увеличивается лишь в $\sqrt{2}$ раз, что видно из следующего выражения, определяющего зависимость между мощностью S, диаметром D_1 и частотой вращения n:

$$S \sim D_1^2 n.$$

Однако увеличение диаметра влечет за собой увеличение массы и соответственно трудозатрат; увеличение удельных расходов меди и изоляции; усложнение транспортировки; уменьшение КПД (на 0,1 – 0,3 %) и др.

20.3. Гидрогенераторы

Гидрогенераторы относятся к числу тихоходных электрических машин. Их номинальная частота вращения ниже частоты вращения турбогенераторов и в отличие от последних может иметь различные значения – от нескольких десятков до нескольких сотен оборотов в минуту, так как частота вращения гидротурбин зависит от напора и расхода воды в створе реки.

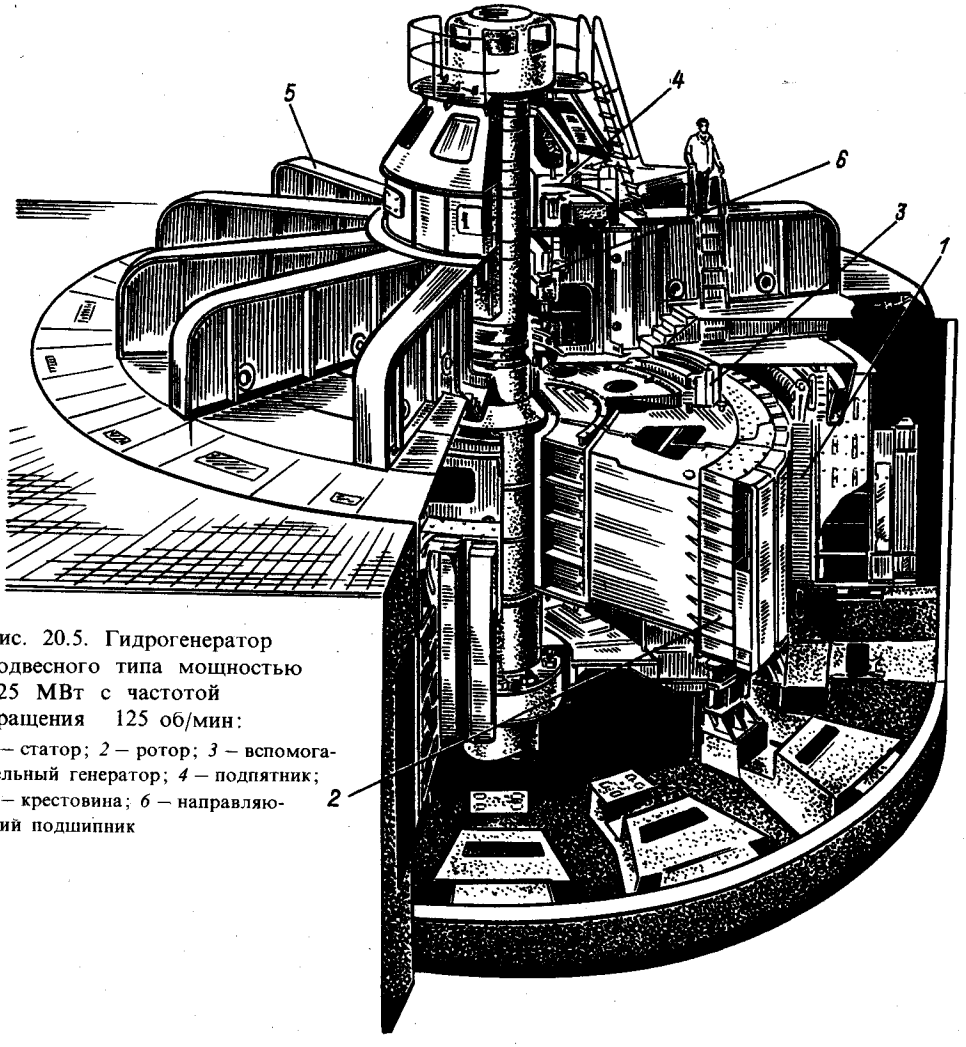


Рис. 20.5. Гидрогенератор подвесного типа мощностью 225 МВт с частотой вращения 125 об/мин:
1 – статор; *2* – ротор; *3* – вспомогательный генератор; *4* – подпятник; *5* – крестовина; *6* – направляющий подшипник

В зависимости от расположения вала гидрогенераторы делят на вертикальные и горизонтальные. Гидрогенераторы средней и большой мощности имеют вертикальное исполнение, а гидрогенераторы небольшой мощности – горизонтальное.

Вертикальные гидрогенераторы (рис. 20.5) имеют один опорный подшипник (подпятник), общий для всего гидроагрегата турбина – генератор. Подпятник воспринимает большую нагрузку, определяемую силой тяжести ротора генератора и рабочего колеса турбины, а также вертикальной составляющей реакции воды, и передает ее крестовине, которая называется в этом случае опорной. Радиальные усилия, действующие на ротор, воспринимают два направляющих подшипника. Они же обеспечивают вертикальное положение ротора. В зависимости от расположения подпятника различают гидрогенераторы подвесного и зонтичного типов. В гидрогенераторе подвесного типа (рис. 20.6, *а*) подпятник находится над ротором, в верхней опорной крестовине, а в гидрогенераторе зонтичного типа (рис. 20.6, *б*) – под ротором, в нижней опорной крестовине. Подвесное исполнение гидрогенератора

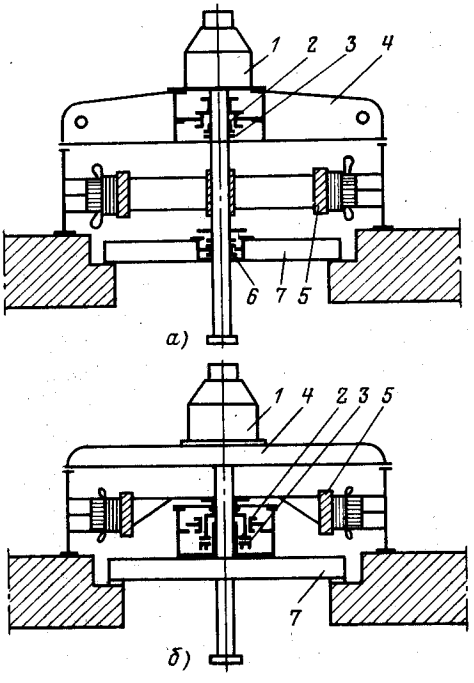


Рис. 20.6. Принципиальные схемы конструкции гидрогенераторов:
а – подвесной тип; *б* – зонтичный тип; *1* – возбудитель; *2* – верхний направляющий подшипник; *3* – подпятник; *4* – верхняя крестовина; *5* – ротор; *6* – нижний направляющий подшипник; *7* – нижняя крестовина

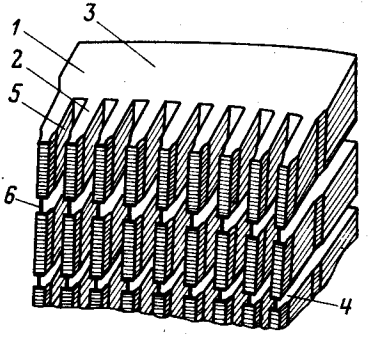


Рис. 20.7. Сегментный пакет сердечника статора гидрогенератора:
1 – сегмент; *2* – зубец сегмента; *3* – спинка сегмента; *4* – радиальный канал; *5* – паз статора; *6* – распорка

обеспечивает более высокую механическую устойчивость машины и более свободный доступ к подпятнику и другим частям агрегата, а зонтичное исполнение позволяет уменьшить массу агрегата, снизить его высоту и соответственно высоту всего здания гидроэлектростанции. Границы применения генераторов подвесного и зонтичного типов в основном определяются их мощностью и частотой вращения. При больших диаметрах статора и нагрузках на пяту, что имеет место в мощных тихоходных гидрогенераторах, целесообразно зонтичное исполнение, которое позволяет значительно сократить размеры опорной крестовины и выполнить ее из удобно транспортируемых частей.

Корпус статора гидрогенератора выполняют сварным из листовой стали, причем при наружном диаметре корпуса более 4 м по условиям перевозки корпус и сердечник статора выполняют разъемными, в виде нескольких секторов. Как и у турбогенераторов, сердечник гидрогенератора состоит из отдельных пакетов (рис. 20.7), которые для небольших генераторов собирают из листов горячекатаной стали, а для крупных генераторов – из листов холоднокатаной стали. Пакеты разделяются вентиляционными радиальными каналами.

В гидрогенераторах небольшой мощности обмотку статора обычно выполняют катушечной, а в крупных гидрогенераторах применяют стержневую обмотку, состоящую из отдельных элементарных проводников, как и в турбогенераторах (см. рис. 20.3, *а*). Для изоляции статорной обмотки в последнее время применяют термореактивные изоляционные материалы.

Ввиду большой разницы в частотах вращения гидрогенераторов и турбогенераторов существует принципиальное различие и в конструкции их роторов. Гидрогенераторы имеют явнополюсный ротор (рис. 20.8), который представляет собой своеобразное колесо большого диаметра, состоящее из внутренней части – остова, насаживаемого с помощью втулки на вал, и наружной части – обода, собранного из штампованных сегментов. На ободе располагают полюсы с обмоткой возбуждения. Чем меньше частота вращения гидрогенератора, тем большее число полюсов и

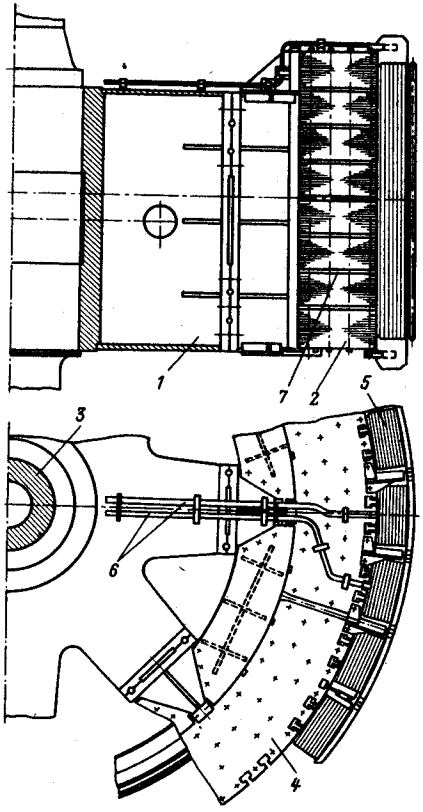


Рис. 20.8. Ротор гидрогенератора со спицевым остовом:
1 – остов; *2* – обод; *3* – вал; *4* – сегмент обода; *5* – полюс с катушкой обмотки возбуждения; *6* – токопровод, соединяющий обмотку возбуждения с контактными кольцами; *7* – вентиляционный радиальный канал

катушек необходимо разместить на ободе. Поэтому у тихоходных гидрогенераторов диаметры роторов значительно больше, чем у быстроходных. Увеличение мощности гидрогенератора при неизменной частоте вращения также приводит к увеличению его диаметра. При больших диаметрах ротора в ободе возникают значительные механические напряжения, особенно при угонной частоте вращения, которая превышает номинальную в 2–3 раза и имеет место при сбросе нагрузки в случае отказа системы регулирования. Это может вызвать вибрацию и смещение центра масс ротора. Для устранения опасных смещений применяют горячую насадку обода на остов ротора.

Полюс ротора состоит из стального сердечника, собранного из отдельных пластин листовой стали или выполненного массивным из стальной поковки, и катушки обмотки возбуждения, намотанной из неизолированных медных проводников прямоугольного сечения. В крупных гидрогенераторах кроме проводников сплошного сечения используют полые проводники с целью непосредственного охлаждения ротора водой или воздухом. Большинство гидрогенераторов имеют демпферную обмотку, которую выполняют из медных или латунных стержней, уложенных в полузакрытые пазы на наконечниках полюсов ротора. По торцам ротора стержни соединяют между собой медными или латунными сегментами. В качестве межвитковой изоляции обычно используют изоляцию класса В, а для изоляции катушки от сердечника – асбест и микафолий. В крупных гидрогенераторах в качестве межвитковой изоляции применяют новые сорта термореактивной изоляции.

Контактные кольца роторов гидрогенераторов выполняют из стали. В крупных гидрогенераторах каждое кольцо состоит из двух полуколец.

Для гидрогенераторов гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) характерны частые пуски для работы в генераторном (турбинном) или двигательном (насосном) режиме, частые остановы и переводы из одного режима в другой с изменением направления вращения. Переменный режим работы этих гидрогенераторов-двигателей (ГД) существенно влияет на конструкцию полюсов ротора и пусковой обмотки, обмотки статора, подпятника и направляющего подшипника, системы вентиляции. В ГД полюсы ротора имеют массивные сердечники, соединенные по торцам башмаков мощными перемычками. Массивные башмаки с перемычками образуют пусковую обмотку. По техническим условиям ГД должны выдержать 20 тыс. пусков. Поэтому кроме конструктивных мер, снижающих пуско-

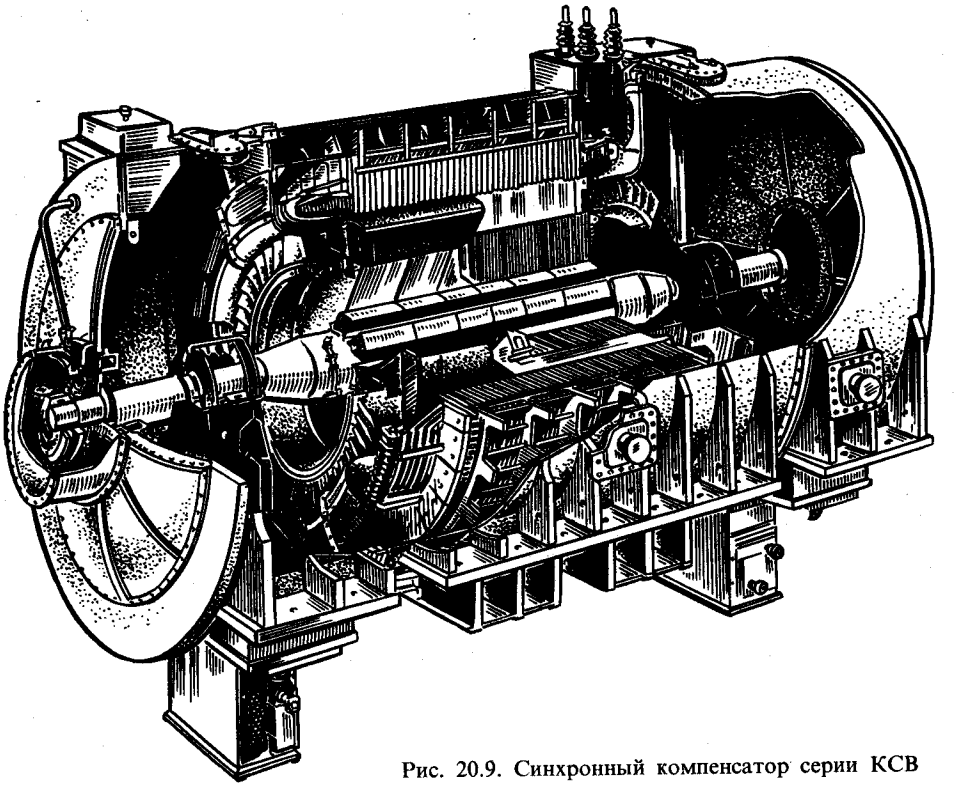


Рис. 20.9. Синхронный компенсатор серии КСВ

вые токи, принимают меры по повышению термоусталостной прочности материала для сердечника полюсов ротора. С этой целью применяют сталь с добавкой молибдена, хрома, никеля. Обмотка статора ГД имеет усиленное крепление как в пазовой, так и лобовой части, а для снижения пусковых токов число витков обмотки статора увеличено. Необходимость вращения ГД в обоих направлениях предъявляет особые требования к конструкции подпятника (поверхность сегментов которого покрывают фторопластом) и направляющего подшипника.

20.4. Синхронные компенсаторы

Синхронный компенсатор представляет собой ненагруженный синхронный двигатель, который в зависимости от значения тока возбуждения и его направления либо вырабатывает (в режиме перевозбуждения), либо потребляет (в режиме недовозбуждения) реактивную мощность. Особенностью синхронных компенсаторов является возможность работы как с положительным, так и с отрицательным возбуждением.

Синхронные компенсаторы обычно выполняют с явнополюсным ротором (рис. 20.9, 20.10); конструктивно они аналогичны гидрогенераторам, только у всех синхронных компенсаторов вал расположен горизонтально. При таком исполнении уменьшаются масса, размеры и стоимость компенсатора; упрощаются его монтаж и ремонт (для монтажа и ремонта синхронной машины с вертикальным валом требуется кран большой грузоподъемности); фундамент оказывается проще и дешевле.

С целью повышения устойчивости параллельной работы синхронных компенсаторов их выполняют со значительным моментом инерции. Поэтому валы синхронных компенсаторов, несмотря на малый вращающий момент (нагрузка

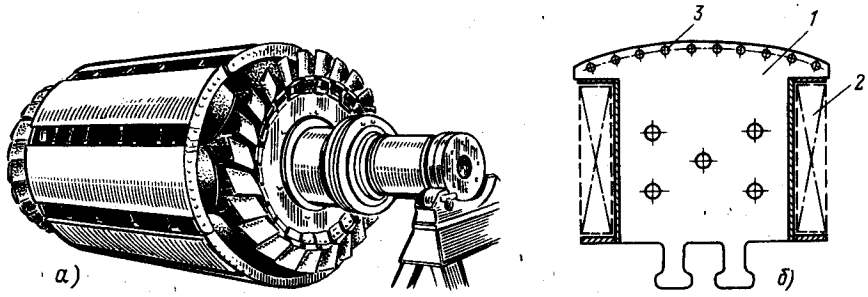


Рис. 20.10. Ротор синхронного компенсатора серии КСВ:
а – внешний вид ротора; *б* – разрез полюса ротора; *1* – сердечник; *2* – катушка обмотки возбуждения; *3* – демпферная (пусковая) обмотка

на валу отсутствует), имеют значительные размеры. Для повышения механической прочности валы выполняют коваными.

В настоящее время отечественная промышленность изготовляет синхронные компенсаторы на 750 и 1000 об/мин с номинальными мощностями (при опережающем токе): 10, 16, 25, 32, 50, 100, 160, 320 МВ·А. При указанных частотах вращения синхронные компенсаторы в явнополюсном исполнении имеют меньшую стоимость и меньшие потери энергии, чем в неявнополюсном исполнении, поэтому последние не нашли широкого применения. Для облегчения пуска явнополюсного синхронного компенсатора его выполняют с пусковой обмоткой. Последняя состоит из стержней, изготовленных из сплавов с повышенным активным сопротивлением – латуни, алюминиевой бронзы и других, позволяющих получить достаточно большой пусковой момент (см. гл. 21). Стержни уложены в полузакрытые пазы на полюсах ротора (рис. 20.10, *б*). На торцах полюсов стержни замыкают накоротко медными или латунными сегментами, а сегменты соседних полюсов объединяют электрически в общие короткозамыкающие кольца. Сечение стержней и сегментов выбирают, исходя из значений пусковых токов и длительности пуска.

При работе синхронного компенсатора в режиме потребления реактивной мощности имеет место более глубокое проникновение потоков рассеяния лобовых частей обмотки статора в торцевую зону сердечника статора. Это увеличивает потери мощности и соответственно нагрев не только торцевой зоны сердечника статора, но и нажимных плит, кронштейнов, бандажных колец и др. Поэтому у синхронных компенсаторов, которые рассчитаны на потребление реактивной мощности более 50 % номинальной, нажимные плиты, кронштейны, бандажные кольца и другие конструктивные элементы выполняют из немагнитных материалов.

20.5. Системы охлаждения

Полная номинальная мощность генератора, кВ·А, определяется следующим выражением:

$$S_{\text{ном}} = K_1 A_1 B_\delta D_1^2 l_\delta n, \qquad (20.1)$$

где A_1 – линейная плотность тока статора в номинальном режиме, А/м; B_δ – магнитная индукция в воздушном зазоре, Тл; D_1 – диаметр статора, м; l_δ – длина активной части генератора, определяемая длиной магнитопровода статора, м; n – номинальная частота вращения, об/мин; K_1 – коэффициент пропорциональности.

При заданной частоте вращения и индукции в воздушном зазоре $B_\delta \approx \approx 0{,}8 \div 1{,}0$ Тл, ограниченной насыщением в зубцовом слое, основными факторами, влияющими на увеличение мощности генератора, являются как геометрические размеры D_1 и l_δ, так и линейные

плотности тока статора и ротора. Первоначально мощности и размеры генераторов были относительно невелики и повышение единичной мощности достигалось главным образом путем увеличения геометрических размеров машин. Электромагнитные нагрузки при этом изменялись незначительно. Однако при заданной частоте вращения машины увеличение диаметра статора и соответственно диаметра ротора приводит к росту механических напряжений в теле ротора турбогенератора и в ободе ротора гидрогенератора. Поэтому предельно возможные диаметры ротора синхронных машин определяются механической прочностью материала, используемого для изготовления тела ротора или обода. Вследствие разницы номинальных частот вращения турбо- и гидрогенераторов предельные диаметры ротора первых существенно меньше, чем вторых. Повышение качества литья стальных поковок и использование титановых сплавов для бандажных колец позволило довести предельный диаметр двухполюсного ротора турбогенератора до 1350 мм, а четырехполюсного – до 2300 мм. Длина бочки ротора турбогенератора также ограничена; она определяется статическим прогибом ротора и его вибрационными характеристиками. Для устранения опасных вибраций турбогенератора необходимо, чтобы отношение длины активной части машины к диаметру ротора не превышало 5,5 – 6,5. Поэтому длина активной части двухполюсного турбогенератора пока не может превышать 7 – 8 м.

Из сказанного ясно, что увеличение мощности турбогенератора за счет дальнейшего увеличения диаметра и длины ротора в ближайшее время мало вероятно; оно возможно лишь за счет увеличения линейной плотности тока ротора и статора. Линейная плотность тока ротора прямо пропорциональна линейной плотности тока статора:

$$A_2 = K_2 A_1, \qquad (20.2)$$

где K_2 – коэффициент пропорциональности, обычно несколько превышающий единицу.

Линейная плотность тока ротора определяется выражением

$$A_2 = J_2 \frac{\sum s}{\pi D_2}, \qquad (20.3)$$

где $\sum s$ – сумма поперечных сечений проводников обмотки возбуждения во всех пазах ротора, мм^2; J_2 – плотность тока в обмотке ротора, А/мм^2; D_2 – диаметр ротора, м.

У турбогенераторов поперечное сечение пазов ротора и, следовательно, суммарное сечение проводников обмотки возбуждения при ограниченном диаметре ротора не могут быть увеличены. Ограниченные размеры статора также не позволяют увеличить суммарное сечение его проводников. Следовательно, увеличение линейной плотности тока как ротора, так и статора возможно лишь за счет повышения плотности тока в обмотках. Увеличение мощности гидрогенераторов также возможно лишь путем увеличения линейной плотности тока статора и ротора. Это приводит к повышенному нагреву обмоток и необходимости применения более интенсивных систем охлаждения, но позволяет (см. ниже) создать современные крупные турбо- и гидрогенераторы. Путем дальнейшего совершенствования систем охлаждения мощность машин может быть значительно увеличена (до 2000 – 3000 МВт). Однако увеличение мощности генераторов лишь за счет совершенствования систем охлаждения вряд ли возможно. Поэтому в будущем увеличение единичной мощности генераторов предполагается осуществить за счет отказа от традиционных конструкций генераторов и перехода к генераторам со сверхпроводящими обмотками (криогенные генераторы), к магнитогидродинамическим (МГД) генераторам прямого преобразования тепловой энергии в электрическую и др.

Система охлаждения предназначена для отвода выделяемого в машине тепла с целью поддержания температуры меди обмоток, а также стали статора и ротора в допустимых пределах. При

использовании изоляции класса В предельные допустимые температуры зависят от системы охлаждения (косвенная или непосредственная), давления водорода и других причин и составляют для обмотки ротора 100 – 130 °С (при измерении методом сопротивления), для обмотки статора 120 – 140 °С (при измерении методом термопреобразователей сопротивления) и для активной стали 120 °С (при измерении методом термопреобразователей сопротивления).

Все системы охлаждения можно подразделить на косвенные (или поверхностные) и непосредственные (или внутрипроводниковые). Некоторые машины выполняют со смешанной системой охлаждения. В качестве охлаждающих сред используют воздух, водород, воду и масло.

Косвенные системы охлаждения

При косвенной системе охлаждения газ (воздух или водород) циркулирует в зазоре между ротором и статором, а также в вентиляционных каналах сердечника статора. Поэтому тепло, выделяемое в проводниках обмоток ротора и статора, поглощается охлаждающим газом лишь после того, как оно пройдет через пазовую изоляцию и сталь ротора или статора. При этом в изоляции, активной стали и на поверхности каналов имеют место перепады температур, сумма которых θ равна превышению температуры меди обмотки над температурой охлаждающей среды: $\vartheta - \vartheta_0$. Наибольшие допустимые потери мощности в машине и соответственно ее номинальная мощность пропорциональны допустимому превышению температур. При косвенной системе охлаждения основная доля превышения температур приходится на изоляцию, поэтому номинальная мощность генератора заданных размеров в значительной мере ограничена тепловыми характеристиками изоляции.

Косвенная воздушная система охлаждения может быть проточной и замкнутой. При проточной системе воздух, пройдя очистительные фильтры, поступает в закрытую машину, охлаждает ее и затем выбрасывается наружу. Такая вентиляция применяется только для генераторов небольшой мощности, так как с воздухом, несмотря на наличие фильтров, в машину попадает и пыль. Для более крупных генераторов, требующих большого количества воздуха, во избежание их загрязнения применяют замкнутую вентиляцию, при которой в машине циркулирует одно и то же количество воздуха; нагретый воздух охлаждается в воздухоохладителях и снова поступает к активным частям машины. Отсутствие притока воздуха извне облегчает ликвидацию пожара в машине. Косвенная воздушная система применяется для охлаждения большинства гидрогенераторов, турбогенераторов мощностью до 12 МВт включительно и синхронных компенсаторов мощностью до 16 МВ·А включительно.

Косвенная водородная система охлаждения может быть только замкнутой. Увеличение мощности генераторов в единице требует такого повышения электромагнитных нагрузок, при которых воздух не обеспечивает необходимый отвод тепла. Поэтому в системах охлаждения крупных турбогенераторов и синхронных компенсаторов воздух был заменен водородом. Большие размеры гидрогенераторов усложняют создание надежных уплотнений, поэтому для охлаждения гидрогенераторов водород не применяется.

По сравнению с воздухом водород обладает рядом преимуществ: он имеет в 7 раз большую теплопроводность, в 14 раз меньшую плотность и в 1,44 раза больший коэффициент теплоотдачи с поверхности. Более эффективное охлаждение нагретых поверхностей водородом позволяет при тех же размерах увеличить мощность турбогенераторов на 15 – 20 % и синхронных компенсаторов на 30 %, а при одной и той же мощности машины в единице сберечь 15 – 30 % активных материалов. При повышении давления водорода его теплопроводность остается неизменной, а теплоотдача с поверхности растет, благодаря чему уменьшается превышение тем-

пературы на поверхности. Это позволяет увеличить превышение температур в изоляции и стали, а следовательно, и мощность генератора в единице. За счет меньшей плотности водорода по сравнению с воздухом в машине с водородным охлаждением снижены потери на трение ротора о водород и потери на вентиляцию, в результате чего КПД машины на 0,7–1% выше. Изоляция машин с водородным охлаждением оказывается более долговечной, так как исключается образование озона, оказывающего разрушающее воздействие на изоляцию. Водород не поддерживает горения, поэтому уменьшается опасность развития пожара в генераторах.

Водородное охлаждение создает также и ряд трудностей, обусловленных возможностью образования взрывоопасной смеси при определенном содержании водорода и кислорода и наличии высокой температуры. Для устранения опасности взрыва содержание водорода должно быть более 70%; обычно оно равно 97–99%. Кроме того, во избежание проникновения воздуха внутрь машины давление водорода должно быть выше атмосферного – не менее 0,103–0,107 МПа. Корпус машины должен быть механически более прочным, чем при воздушном охлаждении, а также газонепроницаемым; это повышает требования к качеству сварки.

При косвенной системе охлаждения, даже в случае использования среды с высокими охлаждающими свойствами, такой как водород, повышение мощности генераторов ограничено превышениями температуры в изоляции и стали. Поэтому в настоящее время косвенное водородное охлаждение имеют турбогенераторы мощностью лишь от 32 до 110 МВт и синхронные компенсаторы мощностью 32 МВ·А и более.

Непосредственные системы охлаждения

При таких системах охлаждающая среда непосредственно соприкасается с медью обмоток (рис. 20.3, *б* и *г*), благодаря чему основная часть тепла, выделяемого в меди, отводится непосредственно к охлаждающей среде, минуя изоляцию и сталь. При этом имеют место только две составляющие превышения температуры: превышение между поверхностью проводников и охлаждающей средой и превышение в охлаждающей среде. Следовательно, при непосредственном охлаждении теплоотводящие свойства среды могут быть использованы более эффективно, чем при косвенном охлаждении. Лишь небольшая часть тепла отводится через изоляцию и сталь. Поэтому при непосредственной системе охлаждения номинальная мощность генератора определяется в основном перепадом тепла с поверхности проводника, а не в изоляции.

В непосредственных системах охлаждения в качестве охлаждающей среды используют водород, воду и масло. Большая эффективность непосредственного охлаждения обмоток позволила при тех же размерах генератора лучше использовать активные материалы: увеличить плотность тока в обмотках и соответственно мощность генератора более чем в 3 раза. Отечественная промышленность изготовляет несколько серий турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток – ТВФ, ТГВ, Т3В, ТВМ. У турбогенераторов серии ТВФ статор имеет косвенное, а ротор непосредственное водородное охлаждение (смешанная система); у генераторов серии ТГВ для статора и ротора применяется непосредственное водородное охлаждение; турбогенераторы серии Т3В имеют непосредственное водяное охлаждение обмоток ротора и статора и сердечника статора; у турбогенераторов серии ТВМ сердечник и обмотка статора имеют непосредственное охлаждение маслом, а обмотка ротора – непосредственное охлаждение водой. Разработана и изготовляется единая унифицированная серия турбогенераторов ТВВ с непосредственным водяным охлаждением обмоток статора и непосредственным водородным охлаждением ротора и сердечника статора. В крупных гидрогенераторах применяют непосредственное охлаждение обмоток статора и ротора воздухом и водой.

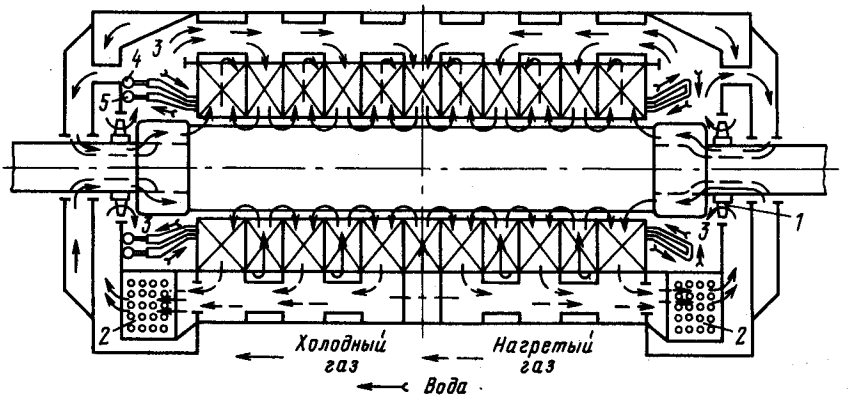


Рис. 20.11. Многоструйная радиальная система непосредственного охлаждения сердечника статора и обмотки ротора водородом и аксиальная система непосредственного охлаждения обмотки статора водой:
1 – осевой вентилятор; *2* – водяной газоохладитель; *3* – камера высокого давления; *4* – коллектор холодной жидкости; *5* – коллектор нагретой жидкости

При непосредственном водородном охлаждении с целью повышения эффективности охлаждения давление водорода доведено до 0,3 – 0,5 МПа. Для охлаждения ротора турбогенераторов в отечественной практике применяют аксиальную и многоструйную радиальную системы охлаждения (последняя выполнена по принципу самовентиляции), а для охлаждения обмотки статора применяют только аксиальную систему. Охлаждение активной стали статора производят либо с использованием одноструйной (радиальной вытяжной), либо одновременно и аксиальной, и одноструйной систем охлаждения. Недостатком аксиальной системы вентиляции, при которой водород проходит или вдоль всей обмотки, или вдоль ее половины, является резкая неравномерность нагрева обмотки по длине, а также необходимость в высоконапорном компрессоре, использование которого приводит к усложнению конструкции машины и увеличению расхода энергии на охлаждение, т. е. к снижению общего КПД машины.

На рис. 20.11 показана принципиальная схема вентиляции турбогенератора серии ТВВ, имеющего многоструйное радиальное непосредственное охлаждение сердечника статора и обмотки ротора водородом и аксиальное непосредственное охлаждение обмотки статора водой. Для осуществления многоструйного непосредственного охлаждения обмотки ротора в их пазовой части имеются выфрезерованные косые встречно направленные вентиляционные каналы (рис. 20.12). Холодный газ после газоохладителей поступает в радиальные каналы сердечника статора, охлаждая активную сталь статора, а затем, пройдя через зазор машины, по косым вентиляционным каналам попадает в обмотку ротора и выходит обратно в зазор с противоположной стороны катушки. Захват водорода из зазора машины и выброс его в зазор осуществляется системой специальных отверстий (заборников), просверленных в пазовых клиньях. Циркуляция газов в каналах ротора осуществляется за счет напора, создаваемого вращением ротора. Забор и выброс газа секционирован по длине. Зона впуска газа в ротор совпадает с зоной выхода газа из радиальных вентиляционных каналов статора, а зона выпуска газа в зазор – с зоной входа газа в каналы статора. В лобовых частях проводники обмотки ротора полые. Благодаря этому внутри витков образуются аксиальные вентиляционные каналы, куда вентиляторами через пространство под бандажом подается водо-

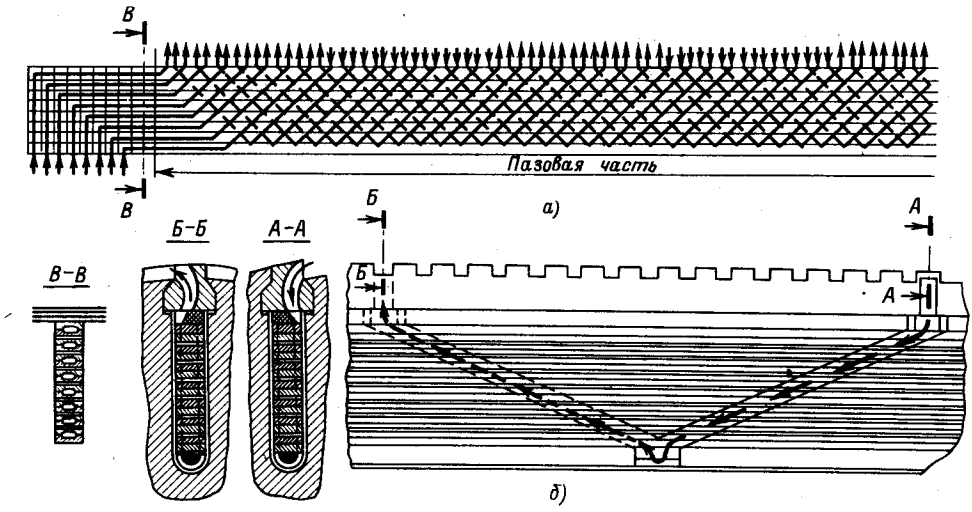


Рис. 20.12. Устройство для многоструйного непосредственного охлаждения ротора турбогенератора:
а – схема охлаждения; *б* – разрез паза

род. По торцам ротора расположены вентиляторы осевого типа с направляющими аппаратами, которые нагнетают нагретый газ в газоохладители, расположенные либо горизонтально между сердечником и корпусом статора, либо вертикально по торцам машины.

По сравнению с аксиальной системой многоструйная система охлаждения создает бóльшую равномерность нагрева и позволяет иметь короткие участки охлаждения, которые не зависят от общей длины ротора.

При непосредственном масляном охлаждении благодаря высоким изолирующим свойствам трансформаторного масла возможно использование для обмотки статора более дешевой бумажной изоляции. Кроме того, хорошие изоляционные свойства масла облегчают подвод и отвод его из обмотки. Однако масляное охлаждение имеет и недостатки: движение масла вследствие его вязкости носит ламинарный характер, что снижает эффективность теплоотдачи с поверхности; для создания требуемой скорости движения масла необходимо большое давление, что сопряжено с дополнительными затратами энергии; масло является горючей средой; по сравнению с водой оно обладает меньшей теплоотводящей способностью.

Применение масла для охлаждения обмоток генератора наиболее целесообразно при номинальных напряжениях 35 кВ и выше.

При таких напряжениях можно отказаться от повышающих трансформаторов и подключать генераторы непосредственно к шинам РУ повышенного напряжения, а также уменьшить токи и соответственно сечение обмотки статора.

В настоящее время отечественная промышленность выпускает турбогенераторы типа ТВМ, в которых сердечник статора вместе с обмоткой помещен в заполненный маслом стеклотекстолитовый цилиндр, а ротор находится под небольшим вакуумом. Холодное масло из внешней системы поступает в камеру лобовых соединений, а затем попадает в аксиальные каналы сердечника и обмотки статора и охлаждает их. Нагретое масло выходит с противоположного конца машины через камеру лобовых соединений и поступает в маслоохладители, откуда вновь насоса-

ми нагнетается в машину. Обмотка ротора имеет непосредственное охлаждение водой.

Непосредственное водяное охлаждение благодаря высокой теплоемкости и небольшой вязкости воды наиболее эффективно. Кроме того, вода негорюча. На электрических станциях для охлаждения генераторов обычно используют отработанный конденсат турбин либо дистиллированную воду, которые обладают достаточно высокими изолирующими свойствами.

В турбогенераторах с непосредственным охлаждением обмоток статора и ротора водой подвод охлаждающего конденсата к обмотке статора и его отвод осуществляют со стороны турбины в зоне головок лобовых частей с помощью фторопластовых шлангов, обладающих хорошей механической и электрической прочностью и необходимой эластичностью. Для непосредственного охлаждения обмотки ротора конденсат поступает через центральное отверстие вала машины (со стороны контактных колец), а оттуда по радиальным трубкам направляется в лобовые части обмотки. Сердечник статора также охлаждается конденсатом.

Непосредственное охлаждение водой обмоток статора и ротора гидрогенераторов также весьма целесообразно. С одной стороны, это позволяет уменьшить расход активных материалов, так как за счет больших габаритов гидрогенераторов удельный расход материалов на 1 кВ·А их мощности в среднем в 5 раз выше, чем у турбогенераторов. С другой стороны, это позволяет уменьшить диаметр и повысить предельную мощность гидроагрегата.

20.6. Системы возбуждения

Система возбуждения предназначена для питания обмотки возбуждения синхронной машины постоянным током и соответствующего регулирования тока возбуждения.

Систему возбуждения принято характеризовать номинальным напряжением возбуждения $U_{f\text{ном}}$ на выводах обмотки возбуждения и номинальным током $I_{f\text{ном}}$ в обмотке возбуждения, которые соответствуют номинальному режиму работы электрической машины; номинальной мощностью возбуждения $P_{f\text{ном}} = U_{f\text{ном}} I_{f\text{ном}}$, которая обычно составляет 0,2 – 0,6 % номинальной мощности машины; форсировочной способностью (кратностью форсировки); быстродействием системы возбуждения во время аварий в энергосистеме и быстротой развозбуждения генератора в случаях его повреждений.

Выбор номинального напряжения возбуждения определяется: мощностью возбуждения; предельными токами, которые могут быть пропущены через контактные кольца и щетки; предельными напряжениями, при которых возбудители работают надежно, и т. д. Номинальное напряжение возбуждения современных генераторов составляет 80 – 600 В.

Нижний предел относится к генераторам мощностью несколько мегаватт, верхний – к генераторам большой мощности.

Номинальный ток возбуждения также зависит от мощности генератора.

Для генераторов небольшой мощности он составляет несколько десятков или сотен ампер, а для генераторов мощностью более 200 МВт достигает 2000 – 8000 А.

Под форсировочной способностью по напряжению понимают отношение наибольшего установившегося напряжения (потолка) $U_{f\text{п.у}}$ возбудителя (присоединенного к обмотке возбуждения генератора) к номинальному напряжению возбудителя $U_{f\text{ном}}$, а под форсировочной способностью по току понимают отношение предельного (наибольшего допускаемого по нагреву обмотки ротора) тока возбуждения $I_{f\text{п}}$, обеспечиваемого возбудителем в режиме форсировки, к номинальному току возбуждения $I_{f\text{ном}}$.

Быстродействие системы возбуждения в процессе форсировки напряжения при авариях в энергосистемах характеризуют номинальной скоростью нарастания напряжения возбуди-

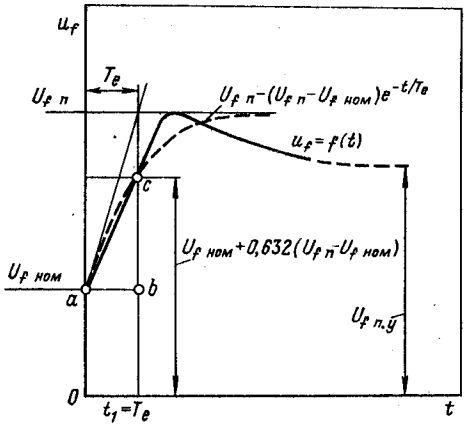


Рис. 20.13. Определение номинальной скорости нарастания напряжения возбудителя

теля, 1/с, которая определяется по формуле:

$$v = 0{,}632\,\frac{U_{fп} - U_{fном}}{U_{fном}t_1}, \qquad (20.4)$$

где $U_{fп}$ – предельное напряжение возбудителя (для электромашинных возбудителей $U_{fп} = U_{fп.у}$, для выпрямительных систем $U_{fп} > U_{fп.у}$); t_1 – время, в течение которого напряжение возбудителя возрастает до значения $U_f = U_{fном} + 0{,}632\,(U_{fп} - U_{fном})$.

Для систем возбуждения, у которых кривая $u_f = f(t)$ может быть представлена экспонентой $u_f = U_{fп} - (U_{fп} - U_{fном})\exp(-1/T_e)$, время $t_1 = T_e$ (рис. 20.13). Постоянная времени подъема напряжения возбудителя T_e определяется параметрами возбудителя, кратностью форсировки и быстродействием автоматического регулятора возбуждения, а при электромашинной системе возбуждения также и частотой вращения возбудителя. Скорость нарастания напряжения тем выше, чем больше потолок возбуждения и чем меньше постоянная времени T_e.

К системе возбуждения синхронных машин предъявляются высокие требования. Она должна обеспечивать: надежное питание обмотки возбуждения в нормальных и аварийных режимах; устойчивое регулирование тока возбуждения при изменении нагрузки генератора от нуля до номинальной; потолочное возбуждение в течение определенного времени, необходимого для восстановления режима после ликвидации аварии. Кроме того, она должна быть достаточно быстродействующей и иметь кратность форсировки по напряжению не менее 2,0 (часто ее увеличивают до 3–4 и более).

Кратность форсировки по напряжению и соответственно предельное напряжение возбудителя ограничиваются испытательным напряжением изоляции обмотки ротора, а при наличии коллекторного возбудителя – и опасностью появления кругового огня на коллекторных пластинах. Предельный ток возбуждения и длительность работы с таким током ограничиваются допустимым нагревом ротора и зависят от типа системы охлаждения.

Номинальная скорость нарастания напряжения возбуждения должна быть не менее 2 1/с, а для генераторов, к которым предъявляются повышенные требования в отношении устойчивости, она может быть значительно выше (более 7–9 1/с).

В зависимости от источника энергии, используемого для возбуждения синхронной машины, все системы возбуждения можно подразделить на три основные группы:

1) системы возбуждения, в которых источником энергии является генератор постоянного тока (возбудитель);

2) системы возбуждения, в которых источником энергии является генератор переменного тока (возбудитель). Переменный ток этого генератора преобразуется в постоянный ток с помощью полупроводниковых управляемых или неуправляемых выпрямителей;

3) системы возбуждения, в которых используется энергия самой возбуждаемой машины (самовозбуждение). Эта энергия преобразуется с помощью специальных трансформаторов и полупроводниковых выпрямителей.

Системы возбуждения первой группы являются независимыми от напряжения возбуждаемой машины, если возбудитель приводится во вращение от ее вала или от электродвигателя, который

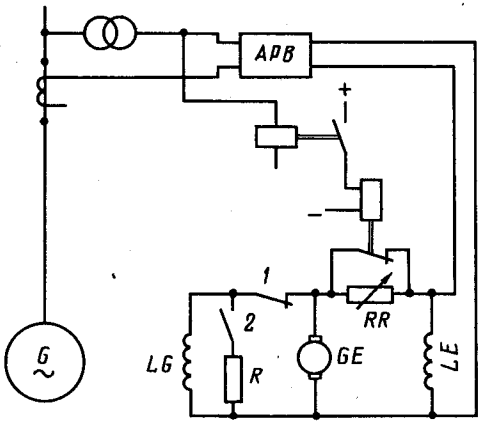


Рис. 20.14. Электромашинная система возбуждения с генератором постоянного тока, работающим по схеме самовозбуждения: *GE* – возбудитель; *LG* – обмотка возбуждения генератора; *LE* – обмотка возбуждения возбудителя; *RR* – шунтовой реостат; *АРВ* – автоматический регулятор возбуждения; *R* – разрядный резистор

подключен к вспомогательному генератору, расположенному на одном валу с возбуждаемой машиной. Вторая система также является независимой, а третья – зависимой от напряжения возбуждаемой машины.

Электромашинные системы возбуждения с возбудителем постоянного тока

Здесь возбудителем служит генератор постоянного тока, который в зависимости от схемы питания его обмотки возбуждения работает или по схеме самовозбуждения (рис. 20.14), или по схеме независимого возбуждения. В последнем случае устанавливают вторую машину постоянного тока – подвозбудитель. Для возбуждения синхронных генераторов большее распространение получила схема с самовозбуждением возбудителя как более простая и обеспечивающая большую надежность в эксплуатации. Регулирование тока возбуждения генератора осуществляет автоматический регулятор возбуждения путем изменения тока возбуждения возбудителя.

Электромашинную систему возбуждения, в которой возбудитель непосредственно сочленен с валом возбуждаемой машины, принято называть прямой, а электромашинную систему возбуждения, в которой привод возбудителя осуществляется от электродвигателя (независимо от источника его питания), – косвенной.

При прямом возбуждении (рис. 20.15, *а*) возбудитель приводится во вращение непосредственно от вала генератора. Такая система возбуждения имеет ряд достоинств: ввиду большой инерции агрегата турбина – генератор частота вращения возбудителя при КЗ практически остается неизменной; система содержит небольшое количество оборудования и поэтому обладает достаточной надежностью и небольшой стоимостью. Однако ремонт и ревизия возбудителя возможны только при остановленном генераторе. Кроме того, эта система возбуждения не может быть использована для возбуждения мощных генераторов. По условиям надежной коммутации и механической прочности коллектора предельная мощность электромашинных возбудителей постоянного тока при частоте вращения 750 об/мин составляет 2500 – 3600 кВт, а при частоте 3000 об/мин снижается до 300 – 500 кВт, что соответствует мощности возбуждения турбогенератора 110 – 160 МВт. Предельная мощность тихоходных возбудителей ограничена размерами возбудителя и скоростью нарастания напряжения.

По указанным причинам нельзя создать мощные возбудители, предназначенные для непосредственного соединения с валом крупных быстроходных турбогенераторов и тихоходных гидрогенераторов. Поэтому прямая электромашинная система возбуждения нашла применение только для турбо- и гидрогенераторов небольшой мощности.

При косвенном возбуждении возбудитель приводится во вращение двигателем, который может быть подключен или к вспомогательному синхронному генератору, установленному вместе со своим возбудителем на общем валу с генератором (рис. 20.15, *б*), или к шинам

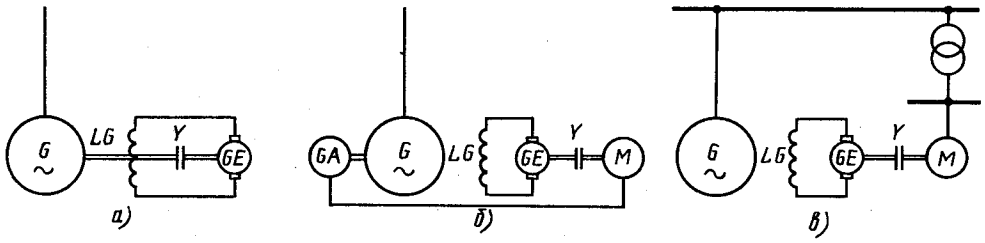


Рис. 20.15. Электромашинная система возбуждения с возбудителем постоянного тока: *а* – независимое прямое возбуждение; *б* – независимое косвенное возбуждение; *в* – зависимое косвенное возбуждение; *M* – двигатель; *GA* – вспомогательный генератор; *Y* – соединительная муфта

системы СН (рис. 20.15, *в*). В первом случае систему часто называют независимой, во втором – зависимой. Установка отдельного двигателя позволяет выбрать рациональную частоту вращения возбудителя, при которой может быть изготовлен возбудитель требуемой мощности и размеров. Однако такая система возбуждения сложнее прямой системы, поэтому обладает меньшей надежностью, а при присоединении электродвигателя к шинам СН она оказывается чувствительной к изменениям напряжения во внешней сети. При кратковременных снижениях напряжения (продолжительность определяется временем отключения места повреждения) возможно поддержать частоту вращения и соответственно напряжение возбудителя в нужных пределах путем установки маховика, повышающего механическую постоянную времени агрегата двигатель – возбудитель. Косвенная независимая система возбуждения применена в основном только для тихоходных гидрогенераторов небольшой мощности, а косвенная зависимая система возбуждения с маховиком – для возбуждения синхронных компенсаторов, капсульных генераторов, а также для резервного возбуждения генераторов.

Электромашинная система возбуждения с возбудителем постоянного тока характеризуется большими постоянными времени T_e (0,3 – 0,6 с), небольшими потолками по напряжению (не более $2U_{fном}$) и соответственно небольшими скоростями подъема возбуждения. Учитывая также указанные ранее недостатки, в настоящее время ее заменяют более совершенными системами, которые приводятся ниже.

Системы возбуждения с возбудителем переменного тока и полупроводниковыми выпрямителями

Система возбуждения с возбудителем повышенной частоты и неподвижными полупроводниковыми выпрямителями. Эту систему обычно называют «высокочастотной», так как для уменьшения размеров возбудителя и магнитных усилителей системы регулирования возбудитель переменного тока выполняют высокочастотным (обычно 500 Гц). Высокочастотная система (рис. 20.16) была установлена на некоторых турбогенераторах мощностью 160 – 320 МВт. По своему быстродействию она эквивалентна электромашинной системе возбуждения. Поэтому в дальнейшем предполагается замена этой системы более быстродействующими системами (см. ниже).

Система возбуждения с возбудителем 50 Гц и статическими выпрямителями (статическая тиристорная система независимого возбуждения). В этой системе возбуждения (рис. 20.17) группа статических выпрямителей преобразует переменный ток возбудителя *GE* с частотой 50 Гц в постоянный. Возбудителем является синхронный генератор, расположенный на одном валу с возбуждаемым генератором (независимое возбуждение). Статическая выпрямительная установка состоит из управляемых полупроводниковых кремниевых выпрямителей – тиристоров.

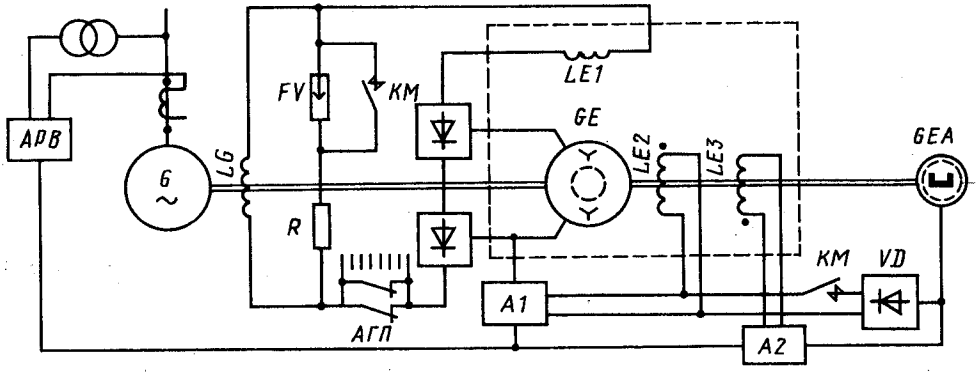


Рис. 20.16. Высокочастотная система возбуждения:
FV – разрядник; *R* – разрядный резистор; АГП – автомат гашения поля; *KM* – контакты контактора; *LG* – обмотка возбуждения генератора; *LE* – обмотка возбуждения возбудителя; *GEA* – подвозбудитель; *A* – магнитный усилитель

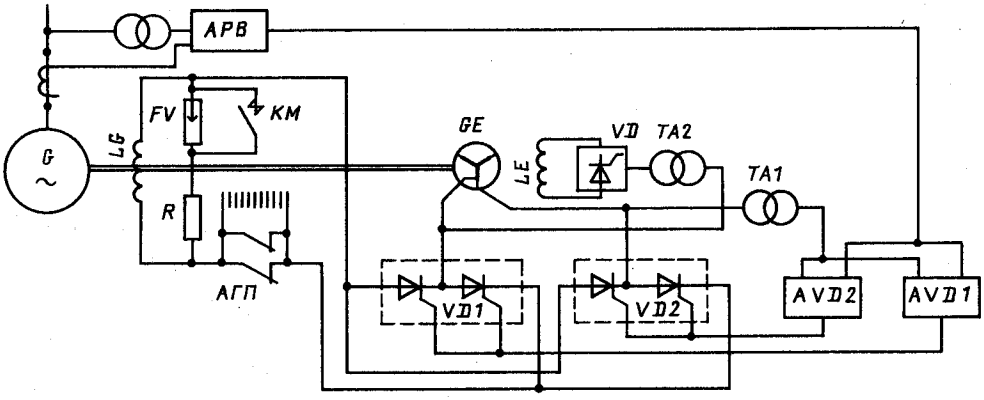


Рис. 20.17. Статическая тиристорная система независимого возбуждения:
TA1 – трансформатор, питающий системы управления вентилями рабочей группы *AVD1* и форсировочной группы *AVD2*; *TA2* – трансформатор самовозбуждения возбудителя; *VD* – вентили системы возбуждения возбудителя

Если необходимы небольшие потолки возбуждения (порядка $2U_{f\text{ном}}$), возможно применение одной группы тиристоров. В системах возбуждения с высокими потолками возбуждения (более $2U_{f\text{ном}}$) и одной группой тиристоров после коммутации тока с одного вентиля на другой возникает большой скачок напряжения на погасшем тиристоре. Это увеличивает вероятность пробоя тиристоров, искривляет форму кривой выпрямленного напряжения и создает перенапряжения в обмотке ротора. Поэтому при высоких потолках возбуждения обычно применяют две группы тиристоров – рабочую *VD1* и форсировочную *VD2*. Обе группы соединяют параллельно по трехфазной мостовой схеме. За счет коммутации тиристора одной группы на тиристор другой группы обратное напряжение тиристоров рабочей группы уменьшается. Рабочая группа тиристоров обеспечивает основное возбуждение генератора в нормальном режиме, форсировочная группа – форсировку и гашение поля генератора в аварийных режимах, поэтому в нормальном режиме она работает с небольшими токами (20–30 % номинального тока ротора); при форсировке

форсировочная группа (полностью либо частично) открывается и обеспечивает весь ток форсировки, а рабочая группа тиристоров запирается более высоким напряжением форсировочной группы.

Для питания двух групп тиристоров обмотку каждой фазы возбудителя выполняют из двух частей: части низкого напряжения, сечение проводников которой рассчитано на длительное прохождение рабочего тока, и части высокого напряжения, сечение проводников которой рассчитано на кратковременное прохождение тока форсировки. К первой подключены тиристоры рабочей группы, а ко второй – форсировочной группы.

Независимая система возбуждения с возбудителем переменного тока и статическими преобразователями обладает высоким быстродействием ($v \approx 50$ 1/с), так как она имеет высокие потолки возбуждения (до $4U_{f\text{ном}}$) и, вследствие безынерционности тиристоров, малые постоянные времени ($T_e < 0{,}02$ с). Кроме того, система позволяет производить замену вышедших из строя тиристоров без останова генератора и осуществлять гашение поля генератора путем перевода тиристоров в инверторный режим (см. § 20.7). К недостаткам этой системы возбуждения следует отнести наличие возбудителя переменного тока, который усложняет эксплуатацию и увеличивает стоимость всей системы возбуждения (по сравнению с системой самовозбуждения, рассмотренной ниже), а также наличие скользящих контактов (в ней сохраняются контактные кольца и щетки ротора). Эта система целесообразна для возбуждения гидро- и турбогенераторов мощностью 250–300 МВт и более, если генераторы работают на длинные линии электропередачи или расположены вблизи потребителей, у которых вследствие работы дуговых печей, прокатных станов резко колеблется напряжение.

Система возбуждения с возбудителем 50 Гц и вращающимися выпрямителями (бесщеточная система). В этой системе (рис. 20.18, *а*) в качестве возбудителя *GE* используется синхронный генератор частотой 50 Гц особой конструкции: его обмотка возбуждения *LE* расположена на неподвижном статоре, а трехфазная обмотка переменного тока – на вращающемся роторе. Обмотка *LE* получает питание через выпрямители *VDE* от подвозбудителя *GEA* индукторного типа с постоянными магнитами. Переменный ток трехфазной обмотки якоря возбудителя выпрямляется с помощью вращающихся с той же частотой вращения выпрямителей, в качестве которых используют неуправляемые полупроводниковые (кремниевые) выпрямители – диоды и управляемые – тиристоры. На рис. 20.18, *б* показана бесщеточная система с тиристорами *VD*, которые смонтированы на дисках $Д_1$, расположенных на валу между возбудителем и соединительной муфтой *Y*. В том же месте на других дисках $Д_2$ расположены делители напряжения, выравнивающие распределение напряжения на тиристорах, и плавкие предохранители, отключающие пробитые тиристоры. Количество тиристоров выбрано с таким расчетом, чтобы при выходе из работы части их (около 20%) оставшиеся в работе могли обеспечить возбуждение в режиме форсировки. Поскольку обмотка переменного тока возбудителя, тиристоры и обмотка возбуждения генератора вращаются с одной частотой вращения,

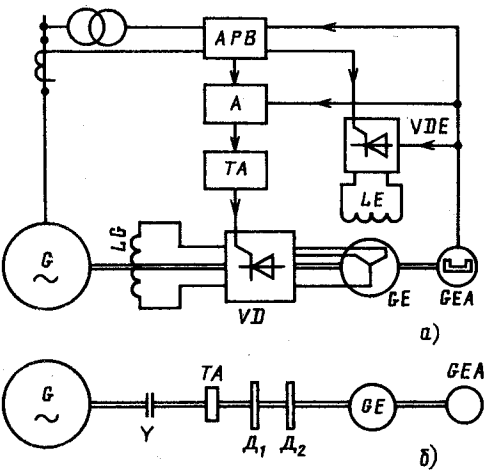


Рис. 20.18. Бесщеточная система возбуждения:
а – принципиальная схема; *б* – схема взаимного расположения основного оборудования

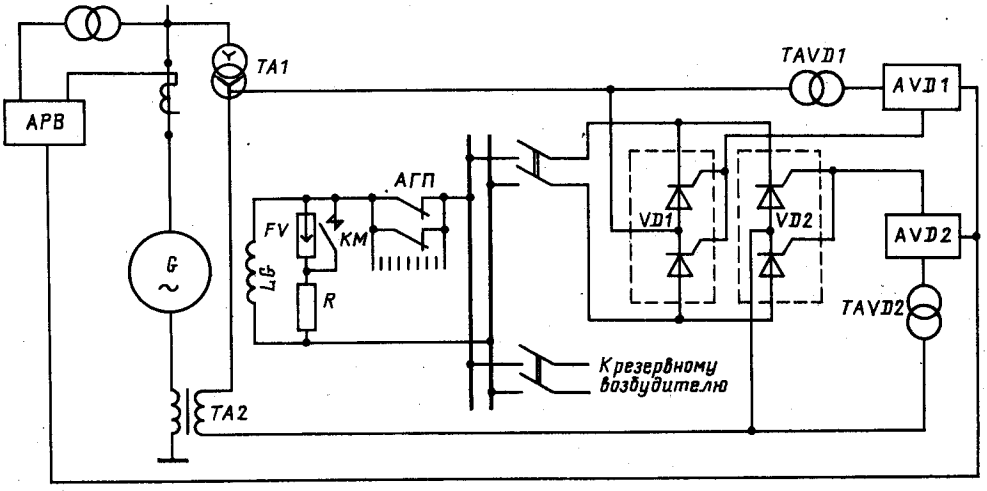


Рис. 20.19. Статическая тиристорная система возбуждения

то их можно соединить между собой жестким токопроводом без применения контактных колец и щеток. Регулирование тока возбуждения возбуждаемой машины осуществляется от АРВ путем воздействия на тиристоры через импульсное устройство *А* и вращающийся трансформатор *ТА*.

Достоинством бесщеточной системы возбуждения является отсутствие коллекторов, контактных колец и щеток, благодаря чему значительно повышается надежность ее работы и облегчается эксплуатация. Недостатком этой системы возбуждения является необходимость останова машины для подключения резервного возбуждения и замены вышедших из строя выпрямителей и перегоревших предохранителей.

Бесщеточная система используется для возбуждения синхронных компенсаторов мощностью 50 МВ · А и более и турбогенераторов мощностью 800 МВт и более.

Системы самовозбуждения со статическими выпрямителями

Эти системы являются быстродействующими. На рис. 20.19 показана одна из таких систем – статическая тиристорная система самовозбуждения. В последней использованы тиристоры, на которые подается напряжение от статора генератора через специальный выпрямительный трансформатор *TA1*, подключенный к выводам обмотки статора, и последовательный трансформатор *TA2*, первичная обмотка которого включена последовательно в цепь статора со стороны нулевых выводов генератора. Применяются также схемы только с выпрямительным трансформатором. Выпрямительная установка состоит из двух групп тиристоров: рабочей группы *VD1*, которая обеспечивает основное возбуждение в нормальном режиме, и форсировочной группы *VD2*, которая обеспечивает возбуждение синхронной машины при форсировке. Рабочие тиристоры подключены к низковольтной части обмотки выпрямительного трансформатора, а форсировочные – через последовательный трансформатор – к высоковольтной части обмотки выпрямительного трансформатора. Управление тиристорами осуществляется от систем управления *AVD1* и *AVD2* через трансформаторы собственных нужд *TAVD1* и *TAVD2*. Начальное возбуждение генератор получает от резервного возбудителя.

Достоинством схемы только с выпрямительным трансформатором является ее простота. Однако при КЗ вбли-

зи генератора напряжение на его выводах снижается, что приводит к снижению напряжения на тиристорах. Последовательный трансформатор обеспечивает более надежное возбуждение при близких КЗ. Наличие только статических элементов обусловливает высокую надежность систем самовозбуждения. Система без последовательного трансформатора применяется для возбуждения турбогенераторов мощностью до 220 МВт и гидрогенераторов до 300 МВт включительно; система с выпрямительным и последовательным трансформаторами – для турбогенераторов мощностью 320–800 МВт и гидрогенераторов мощностью до 400 МВт.

20.7. Автоматическое гашение магнитного поля синхронных генераторов и компенсаторов

После внезапного отключения генератора или компенсатора необходимо его развозбудить, т. е. погасить магнитное поле. При КЗ внутри генератора или компенсатора, а также на выводах машины быстрое автоматическое гашение поля позволяет уменьшить размеры повреждения обмотки и активной стали.

Гашение магнитного поля генераторов и компенсаторов, как было указано в § 13.1, осуществляется с помощью специальных устройств – автоматов гашения поля (АГП), которые вводятся в действие от релейной защиты. Процесс гашения поля можно считать законченным, если амплитуда ЭДС статора снизилась до значения, не превышающего 500 В; при этом происходит естественное погасание дуги переменного тока в месте повреждения машины. Амплитуда ЭДС статора, обусловленная остаточным намагничиванием ротора, примерно равна 300 В. Время, в течение которого ЭДС, создаваемая током возбуждения, снизится до $500 - 300 = 200$ В, называется временем гашения поля.

К устройствам АГП предъявляют ряд требований: время гашения поля должно быть возможно меньшим; при действии АГП напряжение на обмотке возбуждения не должно превосходить допустимое напряжение.

Существует несколько способов гашения поля. До недавнего времени широко применялась схема с переключением обмотки возбуждения синхронной машины на разрядный резистор R (см. рис. 20.14) с помощью контактов *2* автомата гашения поля. В нормальном режиме работы машины ее обмотка возбуждения подключена к возбудителю через контакты *1*. При подаче импульса на отключение АГП сначала замыкаются контакты *2*, а затем размыкаются контакты *1*, благодаря чему исключается разрыв цепи обмотки возбуждения и устраняется опасность возникновения больших перенапряжений на этой обмотке. Электромагнитная энергия, запасенная в обмотке возбуждения, выделяется главным образом в разрядном резисторе. При описанном способе гашения поля время гашения составляет несколько секунд.

В настоящее время широко используются автоматы гашения поля ЛПО «Электросила», рассмотренные в § 13.1. При использовании этих автоматов гашение поля протекает в 4–6 раз быстрее, чем с помощью разрядного резистора. В системах возбуждения с тиристорами возможно гашение поля путем перевода их в инверторный режим, при котором энергия, накопленная в обмотке возбуждения, отдается возбудителю (рис. 20.17) или выпрямительному трансформатору (рис. 20.19). При этом процесс гашения поля оказывается аналогичным процессу гашения с помощью дугогасительной решетки. Разница состоит лишь в том, что перевод тиристоров в инверторный режим происходит почти мгновенно, без разрыва цепи возбуждения. При наличии двух групп тиристоров в инверторный режим переводится форсировочная группа тиристоров (а рабочая отключается), так как более высокое напряжение тиристоров форсировочной группы позволяет быстрее погасить магнитное поле. Поскольку напряжение форсировочной

группы выбирают равным предельному напряжению возбуждения, которое составляет не более $(2 \div 4)\, U_{f\,\text{ном}}$, что меньше наибольшего допустимого напряжения, то время гашения магнитного поля в этом случае несколько больше, чем при использовании дугогасительной решетки.

20.8. Основные параметры современных синхронных генераторов

К основным параметрам синхронных машин принято относить: синхронное индуктивное сопротивление по продольной оси X_d; переходное индуктивное сопротивление по продольной оси X'_d; сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси X''_d; электромагнитные постоянные времени затухания апериодической составляющей тока статора T_a, свободной переходной и свободной сверхпереходной составляющих токов машины T'_d и T''_d; механическую постоянную времени T_J. Сопротивления обычно выражают в относительных единицах, а постоянные времени – в секундах.

Синхронное индуктивное сопротивление по продольной оси X_d пропорционально линейной плотности тока и полюсному делению τ и обратно пропорционально магнитной индукции в зазоре B_δ и размеру зазора δ. Чем больше зазор, тем меньше магнитная проводимость и сопротивление X_d. При увеличении зазора в машине для создания требуемой индукции необходимо соответствующее увеличение намагничивающей силы обмотки возбуждения. Это в конечном счете приводит к увеличению плотности тока в обмотке возбуждения и применению более интенсивного охлаждения. Поэтому с точки зрения удешевления конструкции синхронной машины выгодно иметь небольшой зазор и, следовательно, большие значения X_d. Однако с точки зрения статической устойчивости параллельной работы генератора с энергосистемой большие значения X_d нежелательны, так как с увеличением X_d снижается предел статической устойчивости машины:

$$P_{max} = \frac{E_q U_c}{X_d + X_c}, \qquad (20.5)$$

где P_{max} – наибольшая мощность генератора, при которой он устойчиво работает в системе (см. § 20.10); U_c – напряжение на шинах системы; X_c – сопротивление сети.

Чрезмерно большие значения X_d, соответствующие малым зазорам, нежелательны также из-за ухудшения условий вентиляции.

Крупные генераторы рассчитаны на большие линейные плотности тока. Однако увеличение последних при неизменных B_δ (индукция в зазоре не может быть увеличена из-за насыщения зубцов), δ и τ приводит к возрастанию X_d. Для снижения X_d приходится увеличивать зазор. Тем не менее у крупных машин линейная плотность тока оказывается увеличенной больше, чем зазор, поэтому индуктивное сопротивление X_d таких машин больше.

Переходное и сверхпереходное индуктивные сопротивления определяются потоками рассеяния обмоток статора и возбуждения, а сверхпереходное сопротивление также и потоками рассеяния демпферной обмотки [20.2]. У крупных машин из-за больших значений линейной плотности тока потоки рассеяния увеличены, поэтому для этих машин характерны повышенные значения сопротивлений X'_d и X''_d. Это приводит к уменьшению относительных значений переходного и сверхпереходного токов КЗ. Кроме того, увеличение этих сопротивлений приводит к снижению динамической устойчивости крупных машин.

У крупных машин за счет увеличения единичной мощности при незначительном увеличении размеров машины и применения интенсивных систем охлаждения имеет место некоторое увеличение постоянных времени T_a, T'_d и T''_d.

Механическая постоянная времени T_J синхронной машины, которая во многом определяет ее динамическую устойчивость, пропорциональна моменту инерции J, квадрату номинальной часто-

ты вращения и обратно пропорциональна номинальной мощности машины (см. § 21.5). При увеличении мощности генераторов механическая постоянная времени снижается, так как момент инерции при этом остается практически постоянным. Поэтому с ростом мощности генераторов усложняется задача обеспечения их статической и динамической устойчивости параллельной работы и, как следствие, повышаются требования к регуляторам турбин (в отношении чувствительности) и к системам возбуждения генераторов (в отношении скорости подъема возбуждения при форсировке).

20.9. Включение синхронных генераторов и компенсаторов на параллельную работу

Включение синхронных машин в сеть на параллельную работу производят либо способом точной синхронизации, либо способом грубой синхронизации, который для генераторов обычно называют способом самосинхронизации, а для синхронных компенсаторов и двигателей асинхронным пуском. Иногда для синхронных машин применяют также частотный пуск, а для генераторов и несинхронное включение.

Способ точной синхронизации

Этот способ используют при включении в сеть синхронных генераторов. Он состоит в том, что генератор сначала разворачивают турбиной до частоты вращения, близкой к синхронной, а затем возбуждают и при определенных условиях включают в сеть. Условиями, необходимыми для включения машины, являются: 1) равенство напряжений включаемого генератора и работающего генератора или сети; 2) совпадение фаз этих напряжений; 3) равенство частот включаемого генератора и работающего генератора или сети. Первое условие обеспечивается путем регулирования тока возбуждения машины, а для выполнения второго и третьего условий необходимо изменение вращающего момента на ее валу, что достигается изменением количества пара или воды, пропускаемых через турбину.

Выполнение условий точной синхронизации может быть осуществлено вручную или автоматически. При ручной синхронизации все операции по регулированию возбуждения и подгонке частоты выполняет дежурный персонал, а при автоматической синхронизации – автоматические стройства. Применяется также ручная синхронизация с автоматическим контролем синхронизма, который запрещает включение выключателя синхронизируемой машины при несоблюдении условий синхронизации. При точной ручной синхронизации напряжения и часто́ты контролируют по установленным на щите управления двум вольтметрам и двум частотомерам, а сдвиг по фазе напряжений – по синхроноскопу; последний позволяет не только уловить момент совпадения фаз напряжений, но также определить, вращается ли включаемый генератор быстрее или медленнее, чем работающие. Указанные приборы объединяют в так называемую «колонку синхронизации». Вольтметр и частотомер, относящиеся к синхронизируемому генератору, подключают к его трансформатору напряжения, а вольтметр и частотомер, относящиеся к работающим генераторам (или сети), обычно подключают к трансформатору напряжения сборных шин станции. Синхроноскоп подключают одновременно к обоим трансформаторам напряжения.

При соблюдении всех вышеуказанных условий разность напряжений генератора и сети равна нулю, поэтому уравнительного тока между включенным и другими генераторами не возникает. Точной ручной синхронизации свойственны следующие недостатки: 1) сложность процесса включения из-за необходимости подгонки напряжения по модулю и фазе, а также частоты генератора; 2) большая длительность включения – от нескольких минут в нормальном режиме до нескольких десятков минут при авариях в системе, сопро-

вождающихся изменением частоты и напряжения, когда особенно важно обеспечить быстрое включение генератора в сеть; 3) возможность механических повреждений генератора и первичного двигателя при включении агрегата с большим углом опережения.

Способ самосинхронизации

Он исключает необходимость точной подгонки частоты и фазы напряжения включаемой синхронной машины. Последнюю разворачивают до частоты вращения, незначительно отличающейся от синхронной (с точностью до нескольких процентов), и невозбужденной включают в сеть. При этом обмотку возбуждения замыкают на разрядный резистор, используемый при гашении поля (см. рис. 20.14), либо на специально предусмотренный для этой цели резистор (см. рис. 20.16 и др.), либо на якорь возбудителя, чтобы избежать появления в обмотке возбуждения напряжений, опасных для ее изоляции. После включения генератора в сеть подается импульс на включение АГП и машина возбуждается.

В момент включения невозбужденной синхронной машины в сеть имеет место бросок тока статора и снижение напряжения в сети [20.3]. Однако ток и соответствующая электродинамическая сила (она пропорциональна квадрату тока) меньше, чем при КЗ на выводах генератора. Это объясняется тем, что ток статора в момент включения определяется только напряжением сети U_c (так как генератор не возбужден и его ЭДС равна нулю), которое меньше ЭДС нормального режима, и суммарными сопротивлениями $X''_{d\Sigma}$ и $X''_{q\Sigma}$, которые больше соответствующих сопротивлений генератора X''_d и X''_q за счет сопротивлений сети. Кроме того, при самосинхронизации затухание свободных периодических составляющих тока происходит быстрее, чем при КЗ, так как в первом случае ротор замкнут на разрядный резистор. Поэтому даже ошибочное включение машины в сеть с большим скольжением, когда продолжительность действия повышенных токов достаточно велика, не представляет опасности.

Испытания показали, что обмотка статора в механическом отношении не реагирует на первый пик тока включения; деформация достигает наибольшего значения только спустя несколько периодов после включения. Учитывая также быстрое затухание свободной сверхпереходной составляющей тока статора, можно при оценке допустимости самосинхронизации начальное значение периодической составляющей тока $I_{п0}$ и напряжение U на выводах генератора определять по переходному сопротивлению:

$$I_{п0} = \frac{U_c}{X'_{d\Sigma}} = \frac{U_c}{X'_d + X_c} \qquad (20.6)$$

и

$$U = I_{п0} X'_d. \qquad (20.7)$$

Электродинамические силы, воздействующие при самосинхронизации на обмотку статора неявнополюсных машин, больше, чем явнополюсных, так как неявнополюсные машины имеют относительно большие полюсные деления, большие вылеты лобовых соединений обмотки статора и меньшие индуктивные сопротивления (определяющие начальное значение тока включения), чем явнополюсные машины.

Магнитный поток, создаваемый током статора, наводит в роторе ток, вследствие чего в машине возникает соответствующий магнитный поток ротора. Взаимодействие указанных магнитных потоков приводит к созданию электромагнитного вращающего момента. Наибольшую опасность для машины представляет знакопеременный вращающий момент, возникающий в первые периоды времени после включения невозбужденной машины в сеть. Наибольшее значение этого момента равно:

$$m_{0max} \approx 2 \frac{U_c^2}{X''_{d\Sigma}} \left(1 - \frac{X''_{d\Sigma}}{X''_{q\Sigma}}\right), \qquad (20.8)$$

т. е. оно тем меньше, чем больше сопротивление сети X_c и чем меньше разница между $X''_{d\Sigma}$ и $X''_{q\Sigma}$. Поэтому турбо-

генераторы с массивным ротором и явнополюсные машины с демпферными обмотками по обеим осям на роторе подвергаются меньшему воздействию знакопеременных моментов вращения, чем явнополюсные машины без демпферных обмоток. В общем случае $X_c \neq 0$, поэтому в момент включения невозбужденной синхронной машины в сеть она подвергается меньшему воздействию вращающих моментов, чем при трехфазном КЗ, в то время как в случае ошибочного включения возбужденной машины в сеть вращающие моменты могут в несколько раз превышать моменты при трехфазном КЗ.

Моменты, возникающие в машине при самосинхронизации, с одной стороны воспринимаются конструктивными элементами, которые крепят активную сталь к корпусу и корпус статора к фундаменту, а с другой – передаются на вал первичного двигателя. Момент, воспринимаемый первичным двигателем, приближенно равен отношению его момента инерции к моменту инерции всего агрегата. Это отношение у гидрогенераторов меньше, чем у турбогенераторов, и составляет 0,05 – 0,1.

В установившемся асинхронном режиме при постоянном скольжении машины момент состоит из знакопеременных составляющих, изменяющихся с двойной частотой скольжения, и постоянных составляющих. Знакопеременные составляющие момента оказывают влияние на вхождение машины в синхронизм только при малых скольжениях ($s \leqslant 1{,}0\,\%$), а при больших скольжениях работа, обусловленная этими составляющими, практически равна нулю. При синхронной частоте вращения ($s = 0$) эти составляющие превращаются в реактивную составляющую вращающего момента, обусловленную явнополюсностью машины ($X_{d\Sigma} \neq X_{q\Sigma}$):

$$m_{\text{р}} = U_{\text{c}}^2 \frac{X_{d\Sigma} - X_{q\Sigma}}{2X_{d\Sigma}X_{q\Sigma}} \sin 2\delta_0, \quad (20.9)$$

где δ_0 – фаза включения.

Постоянная составляющая момента определяет средний асинхронный вращающий момент

$$m_{\text{ac}} = \frac{U_{\text{c}}^2}{2}\left[\frac{X_{d\Sigma} - X'_{d\Sigma}}{X_{d\Sigma}X'_{d\Sigma}} \frac{sT'_{d\Sigma}}{1 + (sT'_{d\Sigma})^2} + \right.$$
$$+ \frac{X'_{d\Sigma} - X''_{d\Sigma}}{X'_{d\Sigma}X''_{d\Sigma}} \frac{sT''_{d\Sigma}}{1 + (sT''_{d\Sigma})^2} +$$
$$\left. + \frac{X_{q\Sigma} - X''_{q\Sigma}}{X_{q\Sigma}X''_{q\Sigma}} \frac{sT''_{q\Sigma}}{1 + (sT''_{q\Sigma})^2}\right], \quad (20.10)$$

который оказывает основное влияние на процесс вхождения генератора в синхронизм; при синхронной частоте вращения этот момент становится равным нулю. Чем больше средний асинхронный вращающий момент, тем легче машина, включаемая в сеть с некоторым скольжением, приближается к синхронной частоте вращения. Далее за счет реактивного момента и синхронного момента, обусловленного возбуждением,

$$m_{\text{синх}} = \frac{E_q U_{\text{c}}}{X_{d\Sigma}} \sin\delta, \quad (20.11)$$

где δ – угол между векторами $\underline{E}_q$ и $\underline{U}_{\text{c}}$, машина втягивается в синхронизм.

Наибольший асинхронный момент воздействует на турбогенераторы, имеющие массивный ротор, а наименьший – на гидрогенераторы без демпферных обмоток (см. § 20.12). Турбогенераторы даже при включении с большими скольжениями (15 – 20 %) входят в синхронизм за 2 – 3 с.

Преимуществами метода самосинхронизации являются: значительное упрощение операции включения, которое позволяет применить несложную систему автоматизации процесса; быстрое включение машины в сеть, что особенно важно при аварии в системе; возможность включения машин во время глубоких снижений напряжения и частоты сети, имеющих место при авариях в системе; отсутствие опасности повреждения машины.

Понижение напряжения, возникающее при включении невозбужденной машины в сеть, может быть значительным, если мощность включаемой машины соизмерима с мощностью системы или превосходит ее. Тем не менее этот факт не может служить препятствием для включения машин методом само-

синхронизации, так как напряжение быстро восстанавливается (примерно через 1–2 с).

В настоящее время для машин мощностью до 3000 кВт включительно самосинхронизация является основным способом включения на параллельную работу. Возможность использования этого способа для включения машин мощностью более 3000 кВт ограничена допускаемым значением электродинамических сил в обмотке статора.

Включение машин с косвенным охлаждением методом самосинхронизации рекомендуется в тех случаях, когда переходная составляющая тока статора в момент включения не превосходит 3,5-кратного значения номинального тока статора. Этому условию удовлетворяют практически все гидрогенераторы и турбогенераторы с косвенным охлаждением, работающие по схеме блока с повышающими трансформаторами. Включение методом самосинхронизации генераторов с непосредственным охлаждением обмоток допускается только в аварийных условиях. При работе нескольких генераторов на шины генераторного напряжения способ самосинхронизации не всегда применим; он допускается только в тех случаях, когда выполняется требование: $I_{п0} \leqslant 3{,}5I_{ном}$.

В аварийных случаях методом самосинхронизации допускается включать все машины независимо от кратности тока включения и способа их охлаждения.

Асинхронный пуск синхронных компенсаторов

Этот пуск аналогичен пуску синхронных электродвигателей (см. гл. 21), а отсутствие механической нагрузки на валу синхронных компенсаторов облегчает процесс пуска.

Прямой (асинхронный) пуск синхронных компенсаторов применяют только тогда, когда напряжение на их выводах не превышает 0,6 номинального. В противном случае пусковые токи превышают допускаемые по условиям нагрева.

При применении пусковых реакторов сопротивление последних выбирают таким, чтобы пусковой ток синхронного компенсатора не превышал 2,5-кратного значения номинального тока, а напряжение на шинах подстанции было не менее 0,85 номинального. Напряжение на синхронном компенсаторе при этом должно обеспечивать начальный асинхронный момент не ниже 1,4–1,8 момента сопротивления, обусловленного трением в подшипниках. Обычно при реакторном пуске синхронного компенсатора пусковой ток составляет примерно 1,8–2,5 номинального, а напряжение на синхронном компенсаторе не превышает 0,4 номинального.

Частотный пуск

При частотном пуске обмотку статора пускаемой синхронной машины соединяют электрически со статором другой синхронной машины, частота вращения которой может плавно изменяться от нуля до синхронной. Ее мощность должна составлять не менее 30–50% мощности пускаемой электрической машины.

Частотный пуск выполняют в следующей последовательности. Пускаемую и развертываемую электрические машины подключают к отдельной системе шин (непосредственно или через трансформатор) и при неподвижном состоянии машин их возбуждают от посторонних источников или от резервного возбудителя. У развертываемой электрической машины устанавливают номинальный ток возбуждения, а у пускаемой – такой, чтобы ЭДС холостого хода при синхронной частоте вращения была примерно в 2 раза меньше номинального напряжения. Это обеспечивает образование в пускаемой машине наибольшего возможного электромагнитного момента. Затем постепенно увеличивают частоту вращения развертываемой электрической машины и, следовательно, частоту напряжения, подводимого к пускаемой электрической машине. Электромагнитный момент, возникающий при этом в пускаемой машине, начинает плавно ускорять ее

ротор. При достижении обеими машинами номинальной частоты вращения их обмотки возбуждения переключают на собственное (рабочее) возбуждение, после чего обе машины могут быть включены в сеть методом точной синхронизации. Для предотвращения перегрева обмотки возбуждения частотный пуск должен быть начат сразу же после подачи возбуждения (так как при неподвижном состоянии отсутствует вентиляция). Он обычно продолжается около 3 мин.

Частотный пуск нашел применение для включения синхронных компенсаторов и реже – синхронных генераторов.

20.10. Нормальные режимы работы синхронных генераторов и компенсаторов

Нагрузка синхронных генераторов изменяется в соответствии с графиками нагрузки электростанций. При этом реактивную мощность генератора изменяют путем изменения тока возбуждения, а активную мощность – изменением количества энергоносителя (пара или воды), пропускаемого через турбину. Скорость увеличения нагрузки турбогенератора ограничена. Она определяется временем, необходимым для постепенного нагрева турбины. Обычно это время составляет несколько часов. Гидравлическая турбина не ограничивает скорость подъема нагрузки, поэтому набор нагрузки гидрогенератора производится в течение нескольких минут.

Номинальный режим работы генератора характеризуется номинальными параметрами: активной нагрузкой $P_{ном}$, напряжением $U_{ном}$, коэффициентом мощности $\cos\varphi_{ном}$, частотой $f_{ном}$ и температурой охлаждающего газа на входе ϑ_0. Работа с номинальными параметрами может продолжаться как угодно длительно. При этом температура обмоток статора и ротора и стали статора не выходит за допустимые пределы (см. § 20.5).

Известно [20.4], что активная и реактивная мощности машины, отн. ед., соответственно равны:

$$P = \frac{E_q U}{X_d}\sin\delta + \frac{U^2}{2}\frac{X_d - X_q}{X_d X_q}\sin 2\delta; \tag{20.12}$$

$$Q = \frac{E_q U}{X_d}\cos\delta + \frac{U^2}{2}\frac{X_d - X_q}{X_d X_q}\cos 2\delta - \frac{U^2}{2}\frac{X_d + X_q}{X_d X_q}. \tag{20.13}$$

Для неявнополюсных машин

$$P = \frac{E_q U}{X_d}\sin\delta; \tag{20.14}$$

$$Q = \frac{E_q U}{X_d}\cos\delta - \frac{U^2}{X_d}. \tag{20.15}$$

Для упрощения анализа режимов работы генераторов здесь рассмотрена неявнополюсная машина. Кроме того, напряжение U предполагается неизменным по амплитуде. Из векторной диаграммы на рис. 20.20, *а* следует, что активная мощность P пропорциональна площади треугольника A_1OC:

$$F_1 = \frac{1}{2}OC \cdot A_1B_1 = \frac{1}{2}UE_q\sin\delta = P\frac{X_d}{2}. \tag{20.16}$$

При неизменном напряжении U активная мощность пропорциональна также и высоте A_1B_1 треугольника A_1OC:

$$A_1B_1 = I_1X_d\cos\varphi_1 = IU\cos\varphi_1\frac{X_d}{U} = \frac{PX_d}{U}, \tag{20.17}$$

а реактивная мощность пропорциональна отрезку $B_1C = E_q\cos\delta - U$, так как

$$B_1C = I_1X_d\sin\varphi = IU\sin\varphi\frac{X_d}{U} = Q\frac{X_d}{U}. \tag{20.18}$$

Работа генератора при разных активных нагрузках и постоянных значениях тока возбуждения и напряжения

Регулирование активной мощности, развиваемой генератором, производят путем изменения количества пара или воды, пропускаемой через турбину. При этом увеличивается вращающий момент турбины и появляется избыточный момент, под действием которого ротор ускоряется и соответственно увеличива-

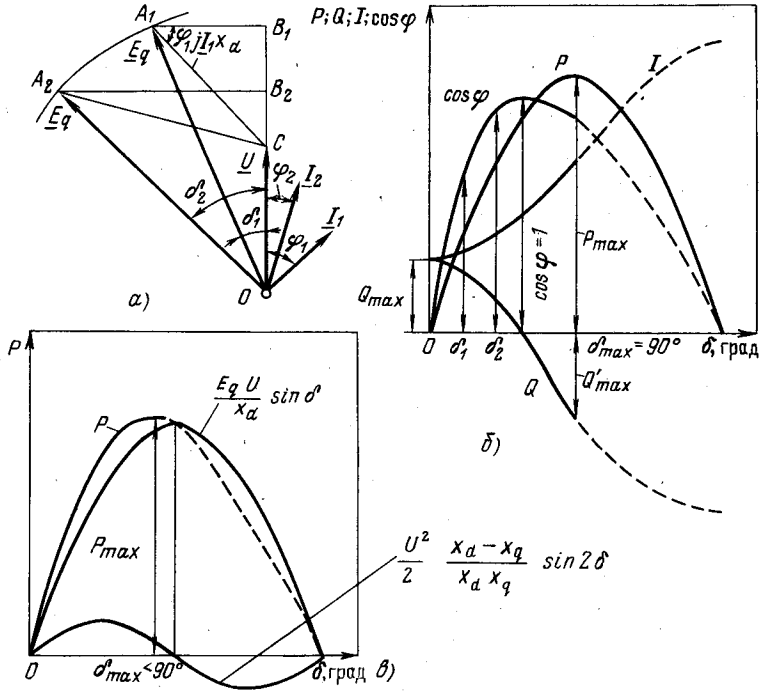


Рис. 20.20. Работа генератора при разных активных нагрузках:
а – векторная диаграмма неявнополюсного генератора; *б* – кривые зависимостей активной и реактивной мощностей, тока статора и коэффициента мощности неявнополюсного генератора от угла δ; *в* – кривые зависимости активной мощности явнополюсного генератора от угла δ

ется угол δ. Это происходит до тех пор, пока мощность, развиваемая турбиной, не уравновесится электромагнитной мощностью генератора. При уменьшении пропуска энергоносителя через турбину угол δ уменьшается.

Так как здесь предполагается, что изменение активной нагрузки машины происходит при неизменном токе возбуждения, а следовательно, и при постоянстве ЭДС $\underline{E}_q$, то векторная диаграмма на рис. 20.20, *а* изменяется таким образом, что конец вектора $\underline{E}_q$ описывает окружность. При увеличении нагрузки угол δ возрастает от δ_1 до δ_2. При этом $A_2B_2 > A_1B_1$, поэтому $P_2 > P_1$. На рис. 20.20, *б* приведены угловые характеристики машины, т. е. зависимости активной мощности P, реактивной мощности Q, тока статора I, коэффициента мощности cos φ от угла δ. Кривые показывают, что если угол δ возрастает, оставаясь меньше его наибольшего значения δ_{max}, то активная мощность и ток статора возрастают, а реактивная мощность уменьшается. Коэффициент мощности cos φ сначала возрастает, а потом уменьшается.

Если генератор работает с углами δ, близкими к δ_{max}, то при незначительном уменьшении напряжения и электромагнитного момента появится избыточный момент, под действием которого ротор начнет ускоряться, а угол δ увеличиваться. При углах $\delta > \delta_{max}$ имеет место дальнейшее уменьшение тормозящего момента генератора $\left(\frac{\partial P}{\partial \delta} < 0\right)$ и соответственно увеличение угла δ. Это приводит к выпадению машины из синхронизма. Устойчивая работа генератора возможна только в том случае, когда увеличение угла сопро-

вождается увеличением тормозящего момента генератора, т. е. при $\frac{\partial P}{\partial \delta} > 0$, что имеет место при работе генератора на восходящей части характеристики $P = f(\delta)$, для которой $\delta < \delta_{max}$. Наибольший угол δ_{max} соответствует максимальной мощности P_{max}, называемой пределом статической устойчивости. Для турбогенераторов $\delta_{max} = 90°$, а для гидрогенераторов, как это видно из рис. 20.20, *в*, он несколько меньше 90° за счет реактивного электромагнитного момента, обусловленного неравенством X_d и X_q. Каждому возбуждению машины соответствует вполне определенный предел статической устойчивости P_{max}. Для турбогенераторов он равен

$$P_{max} = \frac{E_q U}{X_d}, \qquad (20.19)$$

а для гидрогенераторов за счет реактивного момента он несколько больше чем $E_q U/X_d$, что видно из рис. 20.20, *в*. Для устойчивой работы генератора необходимо, чтобы продолжительная мощность P была меньше P_{max}; при этом $\delta < \delta_{max}$. Чем больше ток возбуждения, тем больше P_{max} и соответственно тем больше возможная по условию устойчивой работы генератора наибольшая продолжительная нагрузка. При работе генератора с номинальным током возбуждения его наибольшая продолжительная активная мощность равна номинальной.

Как видно из выражения (20.15), при $\cos\delta = U/E_q$ реактивная мощность турбогенератора равна нулю. С небольшими погрешностями это условие справедливо и для гидрогенератора. Чем меньше ток возбуждения, тем меньше E_q и, следовательно, тем меньше угол δ, при котором $Q = 0$.

При $\cos\delta = U/E_q$ генератор работает с малыми углами δ и выдает реактивную мощность в сеть, что соответствует нормальному режиму работы; при этом $\cos\varphi < 1$. В таком режиме генератор работает устойчиво. Наибольшая выдаваемая реактивная мощность при работе генератора с током возбуждения I_f имеет место, если генератор не несет активной нагрузки, т. е. при $\delta = 0$. Как для турбогенераторов, так и для гидрогенераторов она равна:

$$Q_{max} = \frac{E_q U}{X_d} - \frac{U^2}{X_d}. \qquad (20.20)$$

При $\cos\delta < U/E_q$ генератор потребляет реактивную мощность и работает менее устойчиво, так как углы δ велики. Предельная мощность, потребляемая генератором, соответствует $\delta = 90°$ и для генераторов обоих типов составляет

$$Q'_{max} = -\frac{U^2}{X_d}. \qquad (20.21)$$

Если работа генератора в режиме потребления реактивной мощности допустима (см. ниже), то при этом необходим быстродействующий автоматический регулятор возбуждения, а потребляемая реактивная мощность не должна превышать Q_{max}.

Из вышеизложенного следует, что для обеспечения устойчивой работы генератора, когда он должен выдавать в сеть не только активную, но и реактивную мощность, одновременно с увеличением активной мощности необходимо увеличивать и ток возбуждения генератора.

Работа генератора при разных токах возбуждения и постоянных значениях активной нагрузки и напряжения

Уменьшение тока возбуждения, как видно из выражений (20.12) и (20.14), сопровождается уменьшением тормозящего момента генератора. Однако угол δ мгновенно не может изменяться. Поэтому на векторной диаграмме рис. 20.21, *а* треугольник A_1OC превращается в треугольник меньшей площади. Количество же пара, пропускаемого через турбину, остается прежним, поэтому на валу агрегата турбина–генератор возникает избыточный вращающий момент, под действием которого ротор ускоряется и угол δ увеличивается. При увеличении угла δ активная мощность

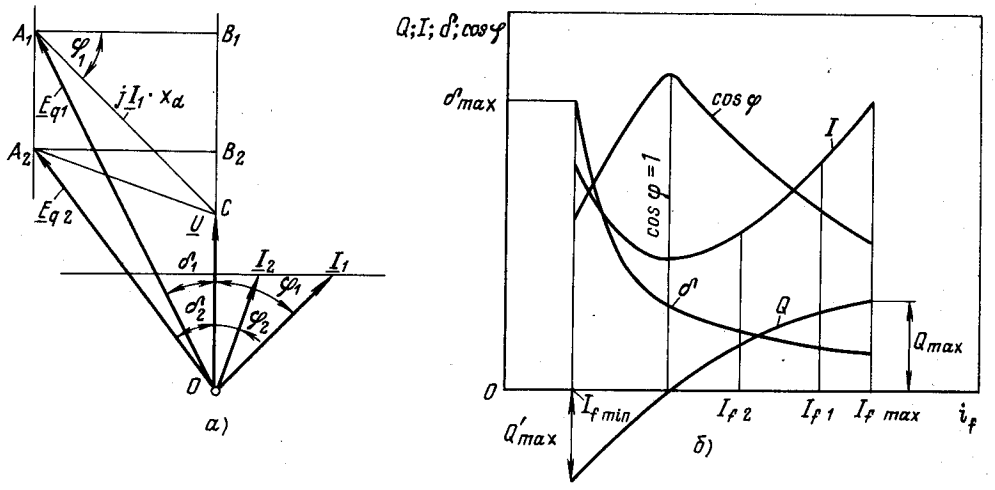


Рис. 20.21. Работа генератора при разных токах возбуждения:
а – векторная диаграмма; *б* – кривые зависимостей реактивной мощности, тока статора, коэффициента мощности и угла δ от тока возбуждения неявнополюсного генератора.

и соответственно тормозящий момент увеличиваются, а избыточный момент уменьшается до тех пор, пока не наступит равновесие между активной мощностью генератора и мощностью, развиваемой турбиной, которая осталась неизменной. Таким образом, вектор $\vec{OA}_1$ с уменьшением тока возбуждения уменьшается и займет положение $\vec{OA}_2$, при котором $A_2B_2 = A_1B_1$. При увеличении тока возбуждения угол δ, наоборот, уменьшается. Очевидно, при любом изменении тока возбуждения конец вектора ЭДС в установившемся режиме будет находиться на прямой, параллельной вектору напряжения $\underline{U}$ и проходящей через точку A_1.

Полученные с помощью векторной диаграммы и соответствующих выражений зависимости реактивной мощности Q, тока статора I, коэффициента мощности $\cos\varphi$ и угла δ от тока возбуждения I_f приведены на рис. 20.21, *б*.

Из выражений (20.13) и (20.15) видно, что реактивная мощность равна нулю и соответственно $\cos\varphi = 1$ при $I_f = E_q = U/\cos\delta$. Чем больше активная нагрузка генератора, тем больше угол δ и ток возбуждения, при которых имеет место $Q = 0$.

При $I_f = E_q > U/\cos\delta$ генератор выдает реактивную мощность в сеть ($Q > 0$ и $\cos\varphi < 1$), что соответствует нормальному режиму работы генератора. Этот режим характеризуется небольшими значениями угла δ. Чем больше ток возбуждения, тем больше выдаваемая реактивная мощность и ток статора и тем меньше $\cos\varphi$. Наибольший продолжительный ток возбуждения не должен превышать номинальный (по условиям допускаемого нагрева ротора).

При $I_f = E_q < U/\cos\delta$ имеет место режим недовозбуждения, генератор потребляет реактивную мощность из сети. Чем меньше ток возбуждения, тем большую реактивную мощность потребляет генератор из сети, тем больше ток статора и угол δ и тем меньше $\cos\varphi$. Наименьший ток возбуждения, при котором генератор может устойчиво работать с активной мощностью P (это имеет место, если $\delta = \delta_{max} \approx 90°$),

$$I_{f\,min} = \frac{PX_d}{U}. \qquad (20.22)$$

Чем меньше активная нагрузка генератора, тем с меньшим током возбуждения и соответственно с большим потреблением реактивной мощности он может работать. Предельный наименьший ток, который имеет место при

отсутствии активной нагрузки, равен нулю. В этом случае, как следует из выражений (20.13) и (20.15), наибольшая потребляемая реактивная мощность определяется выражением (20.21).

Если работа генератора в режиме недовозбуждения допустима (см. ниже), то необходимо, чтобы ток возбуждения был больше $I_{f\,min}$. Кроме того, как отмечалось ранее, устойчивая работа генератора в этом режиме возможна только при наличии быстродействующего АРВ.

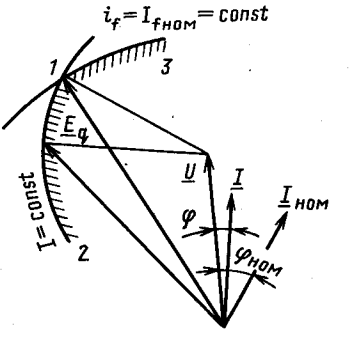


Рис. 20.22. Допустимые режимы работы генератора:
1 – 2 – область работы генератора с активной нагрузкой, большей номинальной, и номинальным током статора; *1 – 3* – области работы генератора с реактивной нагрузкой, большей номинальной, и номинальным током возбуждения

Работа генератора при нагрузках, токах, коэффициентах мощности и напряжениях, отличных от номинальных

Синхронные генераторы могут работать с нагрузкой, токами ротора и статора и коэффициентом мощности, отличными от номинальных (рис. 20.22).

Работа генератора с активной нагрузкой, превышающей номинальную, возможна (область *1 – 2*), если турбина допускает продолжительные перегрузки. В этом режиме КПД снижается, поэтому такой режим целесообразен только в период максимума нагрузки или при аварийном отключении части генераторов в энергосистемах. Так как ток статора, исходя из допустимого нагрева обмотки, не должен превышать номинальный, то полная мощность генератора должна быть равна номинальной ($S = S_{ном}$), а реактивная мощность снижена за счет уменьшения тока возбуждения. Это соответствует увеличению коэффициента мощности ($\cos\varphi > \cos\varphi_{ном}$) и приводит к уменьшению запаса статической устойчивости, поэтому устойчивая работа генератора возможна только при наличии быстродействующего АРВ.

Возможна также работа генератора с реактивной мощностью, превышающей номинальную, при токе возбуждения, равном номинальному (область *1 – 3*), за счет снижения активной нагрузки генератора. В этом режиме $\cos\varphi < \cos\varphi_{ном}$, а мощность статора недоиспользована: $S < S_{ном}$. Такой режим допустим для генераторов, но неэкономичен, так как при этом снижается вырабатываемая активная мощность. Гидрогенераторы могут работать со сколь угодно малыми активными нагрузками; в пределе она может быть равна нулю. Турбогенераторы не могут работать с активной нагрузкой ниже наименьшей допустимой, определяемой условиями охлаждения турбины (см. § 20.11). Поэтому этот режим чаще используют для гидрогенераторов в период маловодья.

В последнее время начинает использоваться режим работы генераторов с недовозбуждением с целью потребления реактивной мощности из сети (см. § 20.11). В этом режиме возникает опасность перегрева бандажных колец лобовых частей обмотки статора и торцевых щитов корпуса генератора (особенно у крупных машин, имеющих большие плотности токов в обмотках) из-за увеличения результирующей магнитной индукции в этой зоне за счет сложения магнитных полей рассеяния лобовых частей статора и ротора. Поэтому возможность такого продолжительного режима должна быть доказана экспериментально.

На практике возможны отклонения напряжения от номинального за счет увеличения или сброса нагрузки, нару-

шения нормального режима работы энергосистемы, изменения электрической схемы и ряда других причин. По ГОСТ 533–85Е все генераторы должны развивать номинальную полную мощность $S_{ном}$ при отклонениях напряжения до $\pm 5\%$ и частоты до $\pm 2{,}5\%$ номинальных значений. Допускается также продолжительная работа генераторов при отклонениях напряжения до $\pm 10\%$ номинального. Учитывая, что потери мощности в стали сердечника статора, определяемые потерями от намагничивания, пропорциональны квадрату напряжения, при повышении напряжения свыше 105 до 110% ток статора уменьшают, чтобы сохранить температуру статора в допустимых пределах. При снижении напряжения до 95% и ниже продолжительный ток статора не должен превышать 105% номинального.

Работа синхронных компенсаторов при разных токах возбуждения

Синхронный компенсатор не имеет нагрузки на валу и поэтому потребляет из сети незначительную активную мощность, необходимую для покрытия электромагнитных и механических потерь. Вследствие этого, как видно из выражения (20.12), угол δ очень мал.

Обычно в период максимальных нагрузок в системе синхронные компенсаторы вырабатывают реактивную мощность. В период минимальных нагрузок за счет емкостной проводимости линий электропередачи в системе может оказаться избыток реактивной мощности и, как следствие, недопустимо повысится напряжение. Поэтому в это время синхронные компенсаторы работают как потребители реактивной мощности. Так как у компенсаторов $X_{*d} \approx 1{,}5 \div 2{,}2$, то их наибольшая потребляемая мощность при $I_f = 0$, которая определяется выражением (20.21), составляет 50–65% номинальной мощности. Однако потребляемая реактивная мощность может быть увеличена за счет подачи отрицательного возбуждения ($I_f < 0$). Предельная потребляемой реактивная мощность при отрицательном возбуждении определяется условиями устойчивой работы компенсатора и равна $Q = -U^2/X_{*q}$.

Синхронное сопротивление по поперечной оси X_{*q} составляет 1,1–1,3, т. е. меньше сопротивления по продольной оси X_{*d}, поэтому потребляемая реактивная мощность при отрицательном возбуждении может быть увеличена примерно до 80% номинальной мощности. Наибольший отрицательный ток возбуждения зависит от параметров синхронного компенсатора и составляет 0,55–0,95 тока холостого хода. В режиме с отрицательным возбуждением компенсатор работает неустойчиво. Устойчивость работы компенсатора в этом режиме обеспечивают либо за счет применения быстродействующей системы возбуждения и быстродействующих регуляторов возбуждения, реагирующих на скорость изменения угла, т. е. на $d\delta/dt$, либо путем подачи в обмотку возбуждения знакопеременного возбуждения. Таким образом, особенностью возбуждения синхронных компенсаторов является возможность работы как с положительным, так и с отрицательным возбуждением.

20.11. Использование турбо- и гидрогенераторов в режиме синхронного компенсатора

Турбо- и гидрогенераторы могут работать в режиме синхронного компенсатора. Обычно гидрогенераторы используют как компенсаторы в период маловодья, а турбогенераторы – при продолжительном ремонте турбин или при низких технико-экономических показателях агрегатов, а в последнее время – в часы наименьших нагрузок энергосистем. Генераторы чаще работают в режиме перевозбужденного синхронного компенсатора с выдачей реактивной мощности в сеть, когда потребители находятся вблизи электростанции. В таком режиме генераторы могут работать неограниченное время. В часы наименьших нагрузок, а также в тех случаях, когда электростанция связана с потребителями длинными линиями электропередачи,

возникает необходимость использования генераторов в режиме недовозбужденного синхронного компенсатора (при токах возбуждения меньше тока холостого хода) с потреблением реактивной мощности из сети. Возможность продолжительного использования генераторов в таком режиме должна быть доказана для каждого отдельного случая (см. § 20.10).

Турбогенератор может работать в режиме синхронного компенсатора вместе с турбиной и без нее. Однако в первом случае создаются опасные перегревы лопаток трубины. Для их устранения, а также для уменьшения активной мощности, потребляемой из сети, целесообразно отсоединять генератор от турбины путем расцепления соединительной муфты. При необходимости создания в системе вращающегося резерва, а также при чередовании работы агрегата в режиме генератора и режиме синхронного компенсатора генератор оставляют соединенным с турбиной. В этом случае охлаждение лопаток турбины производят путем пропуска небольшого количества пара, определяющего наименьшую допустимую активную мощность (ее обычно называют техническим минимумом), с которой может длительно работать турбина и соответственно турбогенератор. Эта мощность зависит от типа и мощности турбины и примерно равна 10—20% ее номинальной мощности.

Вертикальные гидрогенераторы из-за особенностей своей конструкции работают в режиме синхронного компенсатора только совместно с турбиной. Для уменьшения активной мощности, потребляемой из сети, необходимо, чтобы лопатки турбины вращались не в воде, а в воздухе (опасности перегрева лопаток в таком режиме не возникает). Воду из камеры гидротурбины отжимают сжатым воздухом. С этой целью на гидроэлектростанциях предусматривают специальную установку со сжатым воздухом. В течение всего периода работы гидрогенератора в режиме синхронного компенсатора в камере поддерживается избыточное давление.

Пуск агрегата, работающего в режиме синхронного компенсатора совместно с турбиной, производят так же, как и при работе в режиме генератора — путем подачи воды или пара в турбину. После включения генератора в сеть количество воды или пара, поступающего в турбину, уменьшают до допустимого значения и генератор переходит в режим синхронного компенсатора. В некоторых случаях может быть использован метод асинхронного пуска генератора от сети (см. гл. 21).

При использовании турбогенератора для работы в режиме синхронного компенсатора без турбины может быть применен асинхронный пуск непосредственно от сети или путем частотного пуска от специально выделенного для этой цели турбогенератора.

20.12. Анормальные режимы работы синхронных генераторов

К анормальным режимам работы генераторов относятся: работа с токами статора и ротора больше номинальных (перегрузка), асинхронный режим, несимметричный режим и ряд других.

Перегрузки генераторов

Кратковременная перегрузка по току статора и ротора синхронного генератора обычно бывает вызвана внешними короткими замыканиями, выпадением машины из синхронизма, пуском двигателей, форсировкой возбуждения и другими причинами. Работа генератора с токами статора и ротора больше номинальных опасна прежде всего из-за повышения температуры обмоток машины выше допустимой, а в некоторых случаях (при коротких замыканиях) — и возможностью механических повреждений. Эта опасность тем больше, чем больше кратность и продолжительность перегрузки. Поэтому допускается только кратковременная перегрузка генераторов, значение которой зависит не только от ее продолжительности, но и от типа системы охлаждения [20.6, 20.7]. Машины

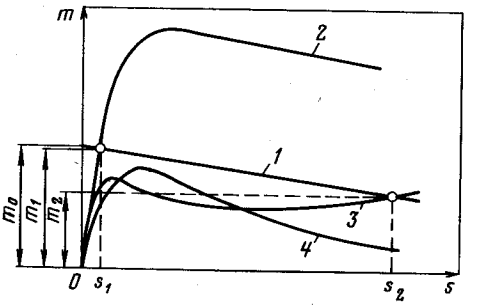


Рис. 20.23. Характеристики турбины и асинхронных моментов генераторов:
1 – характеристика регулирования турбины; *2* – асинхронный момент турбогенератора; *3* – то же гидрогенератора с демпферными контурами; *4* – асинхронный момент гидрогенератора без демпферных контуров

с непосредственным охлаждением обмоток более чувствительны к деформации обмоток при их нагревании, поэтому они допускают меньшие перегрузки, чем машины с косвенным охлаждением.

Асинхронный режим работы генераторов

Такой режим возникает при потере возбуждения генератора вследствие повреждений в системе возбуждения или ошибочных отключений автомата гашения поля, а также при выпадении машины из синхронизма в результате коротких замыканий в сети. Ниже рассматривается режим, обусловленный потерей возбуждения.

С уменьшением тока возбуждения уменьшается, как это видно из выражений (20.12) и (20.14), тормозящий электромагнитный момент генератора; при некотором значении тока возбуждения этот момент оказывается меньше вращающего момента турбины и генератор выпадает из синхронизма. За счет избыточного вращающего момента ротор ускоряется. Магнитное поле статора, вращающееся в пространстве с синхронной частотой вращения, пересекает ротор и наводит в теле ротора, в демпферных обмотках и в обмотке возбуждения (если она замкнута) токи с частотой скольжения. Эти токи создают тормозящий асинхронный момент, и генератор начинает выдавать активную мощность в сеть. Частота вращения ротора увеличивается до тех пор, пока асинхронный момент не станет равным вращающему моменту турбины. Так как регулятор турбины при увеличении частоты вращения действует на уменьшение количества пара или воды, пропускаемой через турбину, то с увеличением частоты вращения вращающий момент турбины уменьшается от m_0 до m_1 и m_2, определяемых точками пересечения характеристики регулирования турбины (кривая *1* на рис. 20.23) с характеристиками асинхронных моментов генераторов (кривые *2* и *3*). При этом активная мощность, развиваемая генераторами, также уменьшается от $P_0 \sim m_0$ до $P_1 \sim m_1$ и $P_2 \sim m_2$.

Скольжение s, с которым работает генератор в асинхронном режиме, определяет потери мощности в роторе и его нагрев (большему скольжению соответствуют большие потери и нагрев ротора, см. гл. 21). Чем больше максимальный асинхронный момент и круче кривая асинхронного момента, тем с большей мощностью и при меньшем скольжении он работает. В асинхронном режиме генератор потребляет из сети большую реактивную мощность для намагничивания. Поэтому напряжение на выводах генератора и в сети снижается. Потребляемый реактивный ток зависит от индуктивных сопротивлений генераторов X_d и X_q и скольжения s, с которым работает генератор: чем больше X_d и X_q и меньше s, тем меньше потребляемый реактивный ток.

Гидрогенераторы без демпферных обмоток имеют небольшой максимальный асинхронный момент и пологую характеристику асинхронного момента (кривая *4*), поэтому в асинхронном режиме их частота вращения значительно возрастает, а нагрузка уменьшается почти до нуля. Гидрогенераторы с демпферными обмотками имеют больший максимальный асинхронный момент и более крутую характеристику асинхронного момента, чем гидрогенераторы без демпферных обмоток (кривая *3*). Однако скольжение генератора при этом достаточно велико (3 – 5 %), поэтому возникает опасность перегрева демпферной обмот-

ки. Кроме того, у гидрогенераторов индуктивные сопротивления X_d и X_q меньше, чем у турбогенераторов, поэтому, даже работая без активной нагрузки, они потребляют из сети значительный реактивный ток (он часто превышает номинальный ток статора, так как обычно $X_{*q} < 1$). В связи со сказанным работа гидрогенераторов без демпферных обмоток в асинхронном режиме недопустима, а гидрогенераторов с демпферными обмотками допустима только в течение нескольких секунд, необходимых для быстрого восстановления возбуждения.

Турбогенераторы имеют более благоприятную характеристику асинхронного момента, чем гидрогенераторы (кривая *2*). Они могут работать с большой активной нагрузкой при малых скольжениях ($s < 1\%$). В отличие от гидрогенераторов у турбогенераторов $X_{*q} = X_{*d} > 1$, а скольжение s при асинхронном режиме невелико (рис. 20.23), поэтому турбогенераторы потребляют меньший реактивный ток и напряжение в сети снижается значительно меньше; соответственно меньше потери мощности в роторе. Однако продолжительный асинхронный режим со значительной активной нагрузкой может оказаться опасным и для турбогенераторов, так как увеличенный реактивный ток статора может вызвать повышенный нагрев как самой обмотки статора, так и крайних пакетов стали статора. Кроме того, токи, наводимые в роторе, имеют повышенную частоту и в большей степени вытесняются на поверхность ротора. В связи с этим увеличивается нагрев ротора, особенно его торцов, где замыкаются наведенные токи. Поэтому продолжительность такого режима ограничена. Для турбогенераторов малой и средней мощности (до 100 МВт) с косвенной системой охлаждения и с непосредственным охлаждением обмотки ротора допустимая продолжительность асинхронного режима составляет не более 30 мин при работе с активной нагрузкой 50 – 70 % номинальной. При этом ток статора не должен превышать допустимых значений [20.5, 20.6]. Турбогенераторы с непосредственным охлаждением имеют большие значения сверхпереходных и переходных сопротивлений и соответственно меньшие значения среднего асинхронного момента (20.10), поэтому при асинхронном режиме они работают с повышенными скольжением и током статора. Вместе с тем из-за больших плотностей тока в обмотках продолжительность их допустимых перегрузок весьма ограничена. Кроме того, в асинхронном режиме имеет место повышенный нагрев поверхности бочки ротора и торцевой зоны статора вследствие менее интенсивного их охлаждения, чем обмотки. Поэтому для турбогенераторов с непосредственным охлаждением рекомендуется работа с нагрузкой не более 60 % номинальной в течение 3 – 4 мин, необходимых для ресинхронизации [20.8].

Несимметричные режимы работы генераторов

Такие режимы могут быть вызваны обрывами и отключениями одной фазы линии, отключением одной из фаз трансформаторной группы, однофазной нагрузкой в виде электротяги и плавильных печей и др. Возникающие при несимметричном режиме токи обратной последовательности создают дополнительный нагрев обмотки статора. Магнитное поле обратной последовательности, вращаясь относительно ротора с двойной синхронной частотой вращения, наводят в обмотке возбуждения, в демпферных контурах, а также в теле ротора и его торцевой контактной зоне (клин, зуб, бандаж) токи частотой 100 Гц. Эти токи создают дополнительный нагрев соответствующих частей ротора. Кроме того, магнитное поле обратной последовательности создает знакопеременный момент, который вызывает механические напряжения и вибрации машины.

Тепловое действие токов двойной частоты наиболее опасно для турбогенераторов, так как их ротор выполняется из цельной поковки и имеет большую поверхность, поэтому эти токи могут быть значительными. Ввиду повышен-

ной частоты токи вытесняются на поверхность тела ротора и замыкаются через пазовые клинья и бандажные кольца. Поэтому наибольший нагрев происходит в торцевых зонах ротора [20.9]. Дополнительный нагрев обмотки ротора представляет опасность для ее изоляции. Дополнительные механические напряжения в турбогенераторах незначительны и практически не влияют на их механическую прочность.

В гидрогенераторах вследствие отсутствия массивных частей на роторе токи двойной частоты и соответственно нагрев ротора меньше, чем в турбогенераторах. Обычно эти токи приводят к повышенному нагреву демпферной обмотки. Дополнительные механические напряжения и вибрации у гидрогенераторов [20.10] больше, чем у турбогенераторов.

При работе генератора в продолжительном несимметричном режиме ток наиболее нагруженной фазы статора, по условию допустимого нагрева обмотки, не должен превышать номинального. Кроме того, температура наиболее нагретых частей ротора, а также механические напряжения и вибрации генератора не должны превышать допустимых значений. Обычно предельные допустимые значения тока обратной последовательности для турбогенераторов определяются допустимым нагревом торцевой контактной зоны ротора, а для гидрогенераторов – допустимым нагревом демпферной системы и обмотки возбуждения, а также вибрациями конструктивных частей и обмотки статора. В соответствии со сказанным выше наибольшая разность токов в фазах статора при продолжительном несимметричном режиме не должна превышать 15–20% для гидрогенераторов с косвенной системой охлаждения и 10% для гидрогенераторов с непосредственной системой охлаждения и для турбогенераторов всех типов. При этом ток обратной последовательности примерно равен: для гидрогенераторов с косвенной системой охлаждения 7,5–10% тока прямой последовательности, а для гидрогенераторов с непосредственной системой охлаждения и турбогенераторов всех типов – 5–7%.

При несимметричных КЗ в сети допустимая продолжительность замыкания t не должна превышать значения, определяемого из формулы

$$I_{2*}^2 t \leqslant \frac{B_{тер}}{I_{ном}^2}, \qquad (20.23)$$

где I_{2*} – ток обратной последовательности в долях номинального; $I_{ном}$ – номинальный ток генератора, А; B – интеграл Джоуля, $А^2 \cdot с$.

Значение $B_{тер}/I_{ном}^2$ принимается равным для гидрогенераторов с косвенным охлаждением 45 с; для турбогенераторов с косвенным охлаждением – 30 с; для турбогенераторов с косвенным охлаждением статора и с непосредственным охлаждением ротора – 15 с; для гидро- и турбогенераторов мощностью до 800 МВт с непосредственным охлаждением ротора и статора – 8 с; для турбогенераторов мощностью свыше 800 МВт с непосредственным охлаждением статора и ротора – 6 с.

Глава двадцать первая
ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛИ

21.1. Общие сведения

На различных промышленных предприятиях, в том числе и на электростанциях, для приведения в движение рабочих машин широко используются электродвигатели. Они потребляют значительную часть электроэнергии, вырабатываемой на электростанциях. Надежность и экономичность работы основного и вспомогательного оборудования любого промышленного предприятия во многом зависят от правильного выбора типа и мощности электродвигателей,

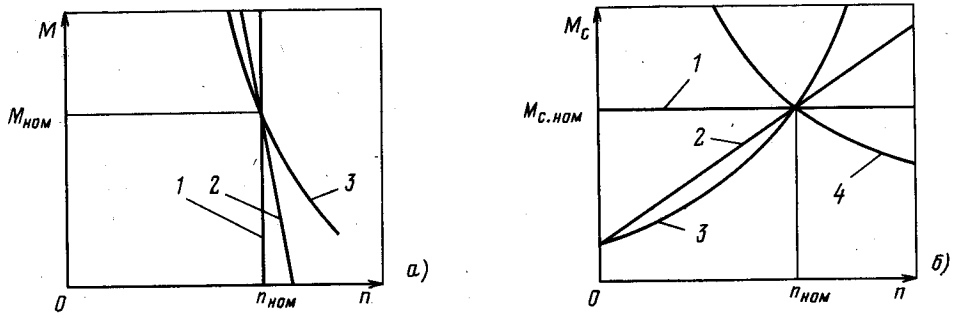


Рис. 21.1. Механические характеристики: *а* – электродвигателей; *б* – рабочих машин

их систем управления и защиты, а также схем электроснабжения. При решении указанных вопросов должны быть учтены не только нормальные условия работы электродвигателей, но и различные анормальные режимы, которые могут возникнуть в процессе их эксплуатации.

Ниже рассматриваются основные характеристики электродвигателей, а также дается анализ работы электродвигателей в переходных режимах (при пусках, выбегах, самозапусках) и некоторых особых условиях.

Любой электродвигатель является частью машинного агрегата, поэтому механические свойства электродвигателей и рабочих машин должны соответствовать друг другу. Эти свойства определяются их механическими характеристиками, т. е. зависимостями вращающего момента электродвигателя и момента сопротивления рабочей машины от частоты вращения.

Различают следующие типы механических характеристик электродвигателей:

абсолютно жесткую механическую характеристику, при которой частота вращения электродвигателя n не изменяется с изменением момента M (прямая *1* на рис. 21.1, *а*). Такую характеристику имеют синхронные электродвигатели;

жесткую механическую характеристику. В этом случае частота вращения электродвигателя незначительно уменьшается с увеличением момента (кривая *2* на рис. 21.1, *а*). Такой характеристикой обладают электродвигатели постоянного тока параллельного возбуждения и асинхронные электродвигатели, если они работают со скольжением, не превышающим критическое;

мягкую механическую характеристику, при которой частота вращения электродвигателя значительно уменьшается с увеличением момента (кривая *3* на рис. 21.1, *а*). Такой характеристикой обладают электродвигатели постоянного тока последовательного возбуждения, особенно в зоне малых моментов.

Механические характеристики рабочих машин обычно делят на четыре типа:

не зависящую от частоты вращения механическую характеристику, при которой момент сопротивления $M_с$ практически не изменяется с изменением частоты вращения (прямая *1* на рис. 21.1, *б*). Такую характеристику имеют подъемные краны, лебедки, шнеки, углеразмольные мельницы, транспортеры с постоянной массой передаваемого материала и т. д.;

линейно-возрастающую механическую характеристику. В этом случае момент сопротивления пропорционален частоте вращения (прямая *2* на рис. 21.1, *б*). Такой характеристикой обладает, например, генератор постоянного тока независимого возбуждения, если сопротивление нагрузки остается неизменным;

нелинейно-возрастающую механическую характеристику, при которой момент сопротивления пропорционален частоте вращения во второй или более высокой степени (кривая *3* на

рис. 21.1, *б*). Рабочие машины, у которых момент сопротивления пропорционален квадрату частоты вращения, часто называют машинами с вентиляторным моментом. К таким машинам относятся вентиляторы, лопастные насосы при отсутствии статического напора (см. гл. 26) и т. д.;

нелинейно-спадающую механическую характеристику (кривая *4* на рис. 21.1, *б*). В этом случае момент сопротивления обратно пропорционален частоте вращения, а мощность, потребляемая рабочей машиной, остается постоянной. Такую характеристику имеют металлообрабатывающие станки, некоторые рабочие машины в металлургической промышленности и т. п.

В общем виде механическая характеристика большинства рабочих машин может быть выражена формулой

$$M_c = M_{c0} + (M_{c.ном} - M_{c0})\left(\frac{n}{n_{ном}}\right)^{\alpha}, \quad (21.1)$$

где M_{c0} – начальный момент сопротивления машины, т. е. момент сил трения в движущихся частях (без учета момента трения покоя); $M_{c.ном}$ – момент сопротивления при номинальной частоте вращения; α – коэффициент, характеризующий изменение момента сопротивления с изменением частоты вращения.

Для рабочих машин с постоянным моментом сопротивления $\alpha = 0$, для машин с линейно-возрастающей характеристикой $\alpha = 1$, для машин с вентиляторным моментом сопротивления $\alpha = 2$ и для машин с нелинейно-спадающей характеристикой $\alpha = -1$. Наибольшее распространение получили машины с вентиляторным моментом сопротивления. Такие машины имеют $M_{c0} = (0{,}1 \div 0{,}2) \times M_{c.ном}$, поэтому в расчетах часто принимают $M_{c0} = 0{,}15\ M_{c.ном}$.

21.2. Асинхронные электродвигатели

Наибольшее применение в электроприводе нашли асинхронные электродвигатели, так как они сравнительно просты в конструктивном отношении и надежны в работе, имеют относительно небольшие габариты и стоимость, обладают сравнительно высоким КПД, не требуют дополнительных агрегатов или преобразователей переменного тока в постоянный (как этого требуют синхронные двигатели и двигатели постоянного тока), отличаются простотой управления.

Эксплуатационные свойства асинхронных электродвигателей определяются не только их механическими характеристиками, но и зависимостями тока статора и коэффициента мощности от скольжения, а также рядом параметров, таких как кратность максимального момента, кратность пускового тока, кратность пускового момента, критическое скольжение и др. Эти характеристики и параметры неодинаковы у асинхронных электродвигателей с фазным ротором (или с простой беличьей клеткой) и у короткозамкнутых электродвигателей с глубоким пазом (или с двойной беличьей клеткой), поэтому ниже они рассмотрены отдельно.

Характеристики и параметры электродвигателей с фазным ротором и простой беличьей клеткой на роторе. При аналитическом исследовании характеристик асинхронных электродвигателей обычно принимают ряд допущений: считают не зависящими от насыщения стали сопротивления рассеяния обмоток статора и ротора, а также сопротивление намагничивания электродвигателя; пренебрегают добавочными потерями от потоков рассеяния и гармоническими составляющими вращающего момента независимо от причины возникновения последних. А у электродвигателей с фазным ротором и с простой беличьей клеткой на роторе часто пренебрегают также изменением параметров обмотки ротора с изменением скольжения. При указанных допущениях все характеристики электродвигателей с фазным ротором и с простой беличьей клеткой на роторе могут быть получены из Т-образной эквивалентной схемы замещения, которая представлена на рис. 21.2. Здесь и далее приняты следующие обозначения: U_1 – фазное напряжение на выводах статора (напряжение сети); R_1 и X_1 – активное сопротивление и индуктивное сопротивление рас-

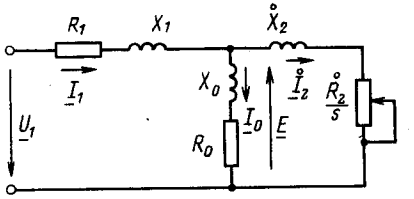


Рис. 21.2. Схема замещения асинхронного электродвигателя

сеяния обмотки статора; $\mathring{R}_2$ и $\mathring{X}_2$ – активное сопротивление и индуктивное сопротивление рассеяния ротора, приведенные к обмотке статора; R_0 – активное сопротивление ветви намагничивания, определяемое потерями от гистерезиса и вихревых токов; X_0 – индуктивное сопротивление ветви намагничивания, соответствующее основному магнитному потоку электродвигателя; I_1, I_0 и $\mathring{I}_2$ – соответственно ток статора, ток намагничивания и приведенный к обмотке статора ток ротора; E – ЭДС электродвигателя, определяемая его основным магнитным потоком; $s = (\omega_0 - \omega)/\omega_0$ – скольжение электродвигателя; ω – угловая скорость ротора; $\omega_0 = 2\pi f_1/p$ – синхронная угловая скорость ротора; f_1 – частота тока статора; p – число пар полюсов электрической машины.

В соответствии со схемой замещения электродвигателя электромагнитная мощность, передаваемая от статора к ротору, потери мощности в обмотке ротора и полная механическая мощность, развиваемая электродвигателем, определяются выражениями

$$P_{эм} = 3\mathring{I}_2^2 \frac{\mathring{R}_2}{s}; \qquad (21.2)$$

$$\Delta P_2 = 3\mathring{I}_2^2 \mathring{R}_2; \qquad (21.3)$$

$$P_2 = P_{эм} - \Delta P_2 = 3\mathring{I}_2^2 \mathring{R}_2 \frac{1-s}{s}. \qquad (21.4)$$

Ток статора (в комплексной форме)

$$\underline{I}_1 = \frac{\underline{U}_1}{\underline{Z}_1 + \dfrac{\mathring{\underline{Z}}_2 \underline{Z}_0}{\mathring{\underline{Z}}_2 + \underline{Z}_0}}, \qquad (21.5)$$

где

$$\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1; \quad \mathring{\underline{Z}}_2 = \frac{\mathring{R}_2}{s} + j\mathring{X}_2;$$

$$\underline{Z}_0 = R_0 + jX_0,$$

и приведенный к обмотке статора ток ротора (также в комплексной форме)

$$\mathring{\underline{I}}_2 = \underline{I}_1 \frac{\underline{Z}_0}{\mathring{\underline{Z}}_2 + \underline{Z}_0}. \qquad (21.6)$$

Из (21.6) и (21.5) можно получить следующее выражение для приведенного тока ротора:

$$\mathring{\underline{I}}_2 = \frac{\underline{U}_1}{\underline{Z}_1 + \underline{C}_1 \mathring{\underline{Z}}_2}, \qquad (21.7)$$

где

$$\underline{C}_1 = \frac{\underline{Z}_0 + \underline{Z}_1}{\underline{Z}_0} = 1 + \underline{Z}_1/\underline{Z}_0. \qquad (21.8)$$

Обычно активные сопротивления R_1 и R_0 значительно меньше индуктивного сопротивления X_0, поэтому с достаточной точностью можно считать

$$\underline{C}_1 \approx 1 + \frac{X_1}{X_0} = c_1. \qquad (21.8а)$$

При этом приведенный ток ротора

$$\mathring{\underline{I}}_2 = \frac{\underline{U}_1}{\underline{Z}_1 + c_1 \mathring{\underline{Z}}_2} \qquad (21.7а)$$

и его действующее значение

$$\mathring{I}_2 = \frac{U_1}{\sqrt{\left(R_1 + c_1 \dfrac{\mathring{R}_2}{s}\right)^2 + (X_1 + c_1 \mathring{X}_2)^2}}. \qquad (21.9)$$

После подстановки (21.9) в (21.2) выражение для электромагнитной мощности принимает вид

$$P_{эм} = \frac{3U_1^2 \dfrac{\mathring{R}_2}{s}}{\left(R_1 + c_1 \dfrac{\mathring{R}_2}{s}\right)^2 + (X_1 + c_1 \mathring{X}_2)^2}.$$

Электромагнитный момент асинхронной машины

$$M_{эм} = \frac{P_{эм}}{\omega_0} =$$

$$= \frac{3U_1^2 \frac{\mathring{R}_2}{s}}{\omega_0 \left[\left(R_1 + c_1 \frac{\mathring{R}_2}{s} \right)^2 + (X_1 + c_1 \mathring{X}_2)^2 \right]}. \quad (21.10)$$

Выражение (21.10) показывает, что даже при постоянстве параметров асинхронной машины ее электромагнитный момент является сложной функцией скольжения. Если определить первую производную $dM_{эм}/ds$ и приравнять ее нулю, то найдем критическое скольжение

$$s_{кр} = \pm \frac{c_1 \mathring{R}_2}{\sqrt{R_1^2 + (X_1 + c_1 \mathring{X}_2)^2}}, \quad (21.11)$$

при котором электромагнитный момент оказывается максимальным:

$$M_{эм max} = \frac{3U_1^2}{2\omega_0 c_1 \left[R_1 \pm \sqrt{R_1^2 + (X_1 + c_1 \mathring{X}_2)^2} \right]}. \quad (21.12)$$

Знак плюс в выражениях (21.11) и (21.12) соответствует работе асинхронной машины в режиме электродвигателя (или электромагнитного тормоза, если $s_{кр} > 1$), а знак минус – в режиме генератора.

Активное сопротивление R_1 обычно значительно меньше индуктивного сопротивления $(X_1 + c_1 \mathring{X}_2)$, определяющего приведенный ток ротора. Поэтому вместо (21.11) и (21.12) можно использовать более простые соотношения:

$$s_{кр} \approx \pm \frac{c_1 \mathring{R}_2}{X_1 + c_1 \mathring{X}_2} \quad (21.11а)$$

и

$$M_{эм max} = \frac{3U_1^2}{2\omega_0 c_1 \left[R_1 \pm (X_1 + c_1 \mathring{X}_2) \right]} \approx$$

$$\approx \pm \frac{3U_1^2}{2\omega_0 c_1 (X_1 + c_1 \mathring{X}_2)}. \quad (21.12а)$$

Полученные выражения показывают, что максимальный электромагнитный момент асинхронной машины пропорционален квадрату подведенного напряжения и не зависит от активного сопротивления ротора, а критическое скольжение пропорционально этому сопротивлению и не зависит от напряжения.

Вращающий момент асинхронного электродвигателя (полезный момент на валу) M меньше электромагнитного момента $M_{эм}$ из-за наличия момента механических потерь $\Delta M_{мех}$:

$$M = M_{эм} - \Delta M_{мех}.$$

Обычно вращающий и электромагнитный моменты выражают в долях соответствующих номинальных моментов. При этом кратности моментов $M/M_{ном}$ и $M_{эм}/M_{эм.ном}$ связаны соотношением:

$$\frac{M}{M_{ном}} = \underset{*}{M} = \frac{M_{эм}}{M_{эм.ном}} \frac{1 - \frac{\Delta M_{мех}}{M_{эм}}}{1 - \frac{\Delta M_{мех.ном}}{M_{эм.ном}}}, \quad (21.13)$$

где $\Delta M_{мех.ном}$ – момент механических потерь при номинальном режиме работы электродвигателя.

Поскольку момент механических потерь нагруженного электродвигателя значительно меньше электромагнитного момента, в соответствии с (21.13) при любом скольжении электродвигателя допустимо принимать кратность момента на валу равной кратности электромагнитного момента. Поэтому из (21.10) – (21.12) можно получить следующее выражение:

$$\underset{*}{M} = \frac{M}{M_{ном}} = \frac{2b_{max} \left(1 + \frac{s_{кр} R_1}{c_1 \mathring{R}_2} \right)}{\frac{s}{s_{кр}} + \frac{s_{кр}}{s} + 2 \frac{s_{кр} R_1}{c_1 \mathring{R}_2}}, \quad (21.14)$$

где

$$b_{max} = \frac{M_{max}}{M_{ном}}. \quad (21.15)$$

Последнее отношение, называемое кратностью максимального момента, является важным параметром электродвигателя, так как характеризует его перегрузочную способность. Оптимальные значения кратности максимального момента асинхронных электродвигателей нормированы. В зависимости от типа электродвигателя, его номинальной мощности, частоты вращения и назначения они составляют 1,7 – 3,4.

Выражение (21.14) называют уточненным уравнением механической характеристики асинхронной машины. Построенная по нему механическая характеристика асинхронного электродвигателя показана на рис. 21.3.

Если значения активных сопротивлений обмоток статора и ротора электродвигателя неизвестны, то при отсутствии в цепи ротора добавочных сопротивлений можно принять $R_1/(c_1R_2) \approx 1$. Тогда

$$\underset{*}{M} \approx \frac{2b_{max}(1 + s_{кр})}{\frac{s}{s_{кр}} + \frac{s_{кр}}{s} + 2s_{кр}}. \qquad (21.16)$$

Для крупных асинхронных электродвигателей часто используют еще более простое выражение механической характеристики:

$$\underset{*}{M} \approx \frac{2b_{max}}{\frac{s}{s_{кр}} + \frac{s_{кр}}{s}}. \qquad (21.17)$$

Часть механической характеристики электродвигателя, соответствующая скольжениям $0 \leqslant s \leqslant s_{кр}$, называется областью статической устойчивости электрической машины, так как только в этой области возможно продолжительное существование установившегося режима ее работы. Рабочая область характеристики меньше области статической устойчивости. Ей соответствуют скольжения $0 \leqslant s \leqslant s_{ном}$, причем номинальное скольжение $s_{ном}$ обычно в 4–5 раз меньше критического.

В рабочей области механическая характеристика электродвигателей практически линейна. Если скольжение двигателя близко к номинальному, то можно принимать

$$\underset{*}{M} \approx \frac{s}{s_{ном}}.$$

Характерным и важным параметром асинхронных электродвигателей является кратность пускового момента, которая представляет собой отношение пускового момента, развиваемого двигателем при номинальном напряжении на его зажимах, к номинальному моменту двигателя. Выражение для кратности пускового момента можно получить из уравнения механической характеристики электродвигателя при подстановке в него $s = 1$. Так, из уравнения (21.17) следует

$$\underset{*}{M}_{п} = \frac{2b_{max}s_{кр}}{1 + s_{кр}^2}. \qquad (21.18)$$

При отсутствии в цепи ротора добавочных сопротивлений $s_{кр}^2 \ll 1$, поэтому

$$\underset{*}{M}_{п} \approx 2b_{max}s_{кр}. \qquad (21.18а)$$

Кратность пускового момента обычно лежит в пределах $1 \leqslant \underset{*}{M}_{п} \leqslant 2$, причем меньшие значения имеют тихоходные электродвигатели.

Другим важным параметром асинхронных электродвигателей является кратность пускового тока, представляющая собой отношение пускового тока двигателя при номинальном напряжении на его зажимах к номинальному току:

$$\underset{*}{I}_{п} = \frac{I_{п}}{I_{ном}} = \frac{U_{1ном}}{Z_{к}I_{ном}} = \frac{1}{\underset{*}{Z}_{к}}, \qquad (21.19)$$

где $Z_к$ – сопротивление короткого замыкания электродвигателя, т. е. его сопротивление при неподвижном роторе.

Кратность пускового тока электродвигателей обычно указывается заводом-изготовителем. Для асинхронных электродвигателей с простой беличьей клеткой на роторе она составляет 4–7, возрастая с увеличением номинальной мощности электродвигателей и их частоты вращения.

На характеристики и основные параметры асинхронных электродвигателей

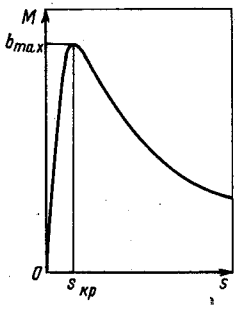


Рис. 21.3. Механическая характеристика асинхронного электродвигателя

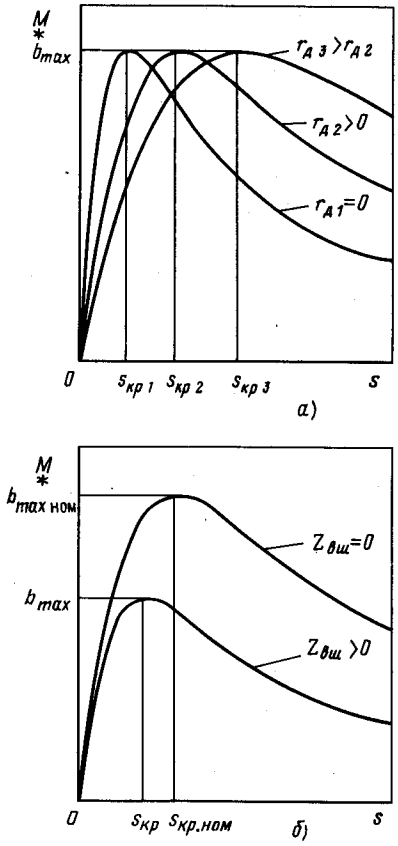


Рис. 21.4. Механические характеристики асинхронного электродвигателя при разных значениях сопротивления:
а – активного, включенного в цепь ротора; *б* – внешнего в цепи статора

существенное влияние оказывают включенные резисторы или другие элементы, обладающие сопротивлением. При включении в цепь ротора электродвигателя резистора, имеющего сопротивление $R_д$, как показывают выражения (21.12) и (21.11), максимальный момент остается неизменным, а критическое скольжение увеличивается в $(R_2 + R_д)/R_2 = n$ раз (рис. 21.4, *а*); увеличиваются также кратность пускового момента и рабочее скольжение двигателя. Возможность видоизменять механические характеристики электродвигателей с фазным ротором путем введения в ротор регулируемого резистора широко используют для увеличения пускового момента и регулирования частоты вращения таких электродвигателей.

Обычно асинхронные электродвигатели связаны с источниками электроэнергии не непосредственно, а с помощью трансформаторов, реакторов, кабелей и других элементов. Это приводит к тому, что даже при постоянстве напряжения на шинах источников электроэнергии напряжение на зажимах электродвигателей оказывается зависящим от их скольжения, так как изменение последнего приводит к значительному изменению сопротивления электродвигателей (см. ниже). Чтобы упростить анализ работы двигателей в этих условиях, целесообразно исходить не из действительного напряжения на их зажимах, а из напряжения на шинах источника, рассматривая при этом составляющие внешнего сопротивления $R_{вш}$ и $X_{вш}$ как части активного сопротивления и индуктивного сопротивления рассеяния обмотки статора электродвигателя. В этом случае остаются в силе все ранее полученные выражения для характеристик и параметров асинхронных электродвигателей, только в них вместо R_1 и X_1 необходимо подставлять соответственно $R_{вш} + R_1$ и $X_{вш} + X_1$. На основании (21.11), (21.12) и (21.18) можно сделать вывод, что подключение асинхронного электродвигателя не непосредственно к сборным шинам источника электроэнергии, а через какой-либо элемент, обладающий активно-индуктивным сопротивлением, приводит к уменьшению его критического скольжения, а также максимального и пускового моментов (рис. 21.4, *б*). Очевидно, если последовательно с обмоткой статора электродвигателя включить не индуктивное, а емкостное сопротивление, то критическое скольжение, максимальный и пусковой моменты, наоборот, возрастут, так как такое сопротивление компенсирует индуктивное сопротивление рассеяния обмоток машины.

В некоторых случаях, например при анализе процессов пуска и самозапуска асинхронных электродвигателей, необходимо знать эквивалентное (входное) сопротивление каждого двигателя при разных скольжениях. Это сопротивление

в соответствии со схемой замещения, приведенной на рис. 21.2, равно

$$\underline{Z}_{эк} = \underline{Z}_1 + \frac{\mathring{\underline{Z}}_2 \underline{Z}_0}{\mathring{\underline{Z}}_2 + \underline{Z}_0} \qquad (21.20)$$

и является функцией скольжения.

Выражение (21.20) при подстановке в него $\underline{Z}_1$, $\mathring{\underline{Z}}_2$ и $\underline{Z}_0$ в комплексной форме оказывается весьма громоздким. Более простое выражение для эквивалентного сопротивления можно получить, если положить $R_0 = 0$ и учесть (21.8а). Тогда из (21.20) следует

$$\underline{Z}_{эк} = \frac{\underline{Z}_1 + c_1 \mathring{\underline{Z}}_2}{1 + \frac{\mathring{\underline{Z}}_2}{\underline{Z}_0}} = \frac{\left(R_1 + c_1 \frac{\mathring{R}_2}{s}\right) + j(X_1 + c_1 \mathring{X}_2)}{c_2 - j \frac{1}{X_0} \frac{\mathring{R}_2}{s}}, \qquad (21.21)$$

где

$$c_2 = 1 + \mathring{X}_2 / X_0. \qquad (21.22)$$

Если дополнительно положить $R_1 \approx 0$ и учесть, что при этом в соответствии с (21.11а)

$$c_1 \mathring{R}_2 = s_{кр} (X_1 + c_1 \mathring{X}_2),$$

то

$$\underline{Z}_{эк} = (X_1 + c_1 \mathring{X}_2) \frac{\frac{s_{кр}}{s} + j}{c_2 - j \frac{1}{X_0} \frac{\mathring{R}_2}{s}}, \qquad (21.23)$$

поэтому модуль эквивалентного сопротивления

$$Z_{эк} = (X_1 + c_1 \mathring{X}_2) \sqrt{\frac{1 + \left(\frac{s_{кр}}{s}\right)^2}{c_2^2 + \left(\frac{1}{X_0} \frac{\mathring{R}_2}{s}\right)^2}} \qquad (21.24)$$

и фазный угол

$$\varphi_{эк} = \operatorname{arctg} \frac{s}{s_{кр}} + \operatorname{arctg} \left(\frac{1}{c_2 X_0} \frac{\mathring{R}_2}{s} \right). \qquad (21.25)$$

При скольжениях $s \gg s_{кр}$ в этих выражениях можно принимать

$$\frac{1}{X_0} \frac{\mathring{R}_2}{s} \approx 0,$$

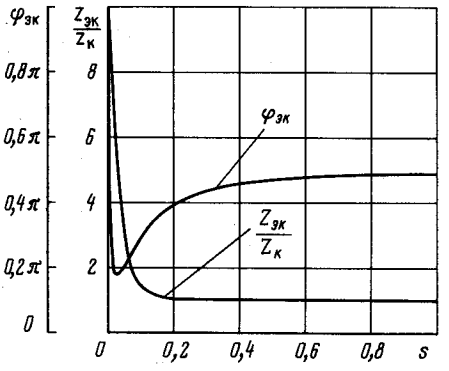


Рис. 21.5. Зависимость эквивалентного сопротивления и угла сдвига по фазе между подведенным напряжением и током статора асинхронного электродвигателя от его скольжения

поэтому сопротивление $Z_к$ в соответствии с (21.24) равно

$$Z_к \approx \frac{X_1 + c_1 \mathring{X}_2}{c_2} \sqrt{1 + s_{кр}^2}. \qquad (21.26)$$

Характер изменения эквивалентного сопротивления асинхронного электродвигателя с изменением скольжения иллюстрирует кривая $Z_{эк}/Z_к = f(s)$ на рис. 21.5, которая построена для электродвигателя с $s_{кр} = 0{,}06$; $c_1 = c_2 = 1{,}04$; $\mathring{R}_2/X_0 = 0{,}0045$. Если при увеличении скольжения от нуля до критического эквивалентное сопротивление двигателя уменьшается весьма быстро, то дальнейшее увеличение скольжения сопровождается незначительным его уменьшением, особенно в области больших скольжений. Это обстоятельство позволяет при приближенных расчетах процессов пуска, самозапуска и выбега электродвигателей принимать эквивалентное сопротивление каждого электродвигателя в диапазоне скольжений $s_{кр} \leqslant s \leqslant 1$ неизменным и равным $Z_к$.

На рис. 21.5 приведена также кривая зависимости угла $\varphi_{эк}$ от скольжения. Она построена в соответствии с (21.25) и показывает, что при больших скольжениях эквивалентное сопротивление асинхронного электродвигателя близко к чисто индуктивному; по мере снижe-

ния скольжения угол $\varphi_{эк}$ сначала уменьшается, а затем, достигнув минимума, быстро возрастает. Последнее объясняется одновременным увеличением тока намагничивания и уменьшением тока ротора.

Ток статора асинхронного электродвигателя при любом скольжении обратно пропорционален сопротивлению $Z_{эк}$, поэтому при увеличении скольжения электродвигателя от 0 до $s_{кр}$ он резко возрастает, а затем при дальнейшем увеличении скольжения, медленно изменяясь, приближается к пусковому току.

Характеристики электродвигателей с переменными параметрами ротора

Рассмотренные выше асинхронные электродвигатели с простой беличьей клеткой на роторе и с фазным ротором не нашли широкого применения, так как первые имеют сравнительно небольшие пусковые моменты и значительные пусковые токи, а вторые из-за наличия контактных колец и пусковых реостатов существенно уступают электродвигателям с короткозамкнутым ротором с точки зрения надежности в работе и простоты управления. Значительно чаще используются асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором, но с пазами особой конструкции и соответственно особой формой поперечного сечения обмотки ротора. Такие электродвигатели имеют высокий КПД в нормальном режиме и не менее надежны в работе, чем асинхронные электродвигатели с простой беличьей клеткой. В то же время они имеют улучшенные пусковые характеристики: значительно бóльший пусковой момент и несколько меньший пусковой ток. Улучшение их пусковых характеристик получено за счет особой конструкции обмотки ротора; при этом с увеличением скольжения ротора активное сопротивление этой обмотки увеличивается, а индуктивное сопротивление рассеяния, наоборот, уменьшается.

Электродвигатели с переменными параметрами обмотки ротора могут

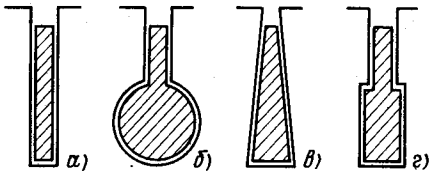


Рис. 21.6. Формы сечения пазов и проводников ротора асинхронных электродвигателей с одной обмоткой на роторе и переменными параметрами этой обмотки

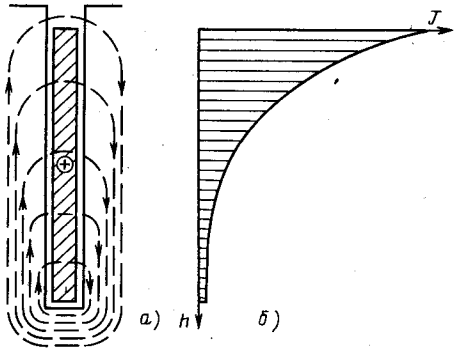


Рис. 21.7. Вытеснение тока в прямоугольном стержне, расположенном в пазу:
а – магнитное поле пазового рассеяния; *б* – распределение плотности тока по высоте стержня

быть разбиты на две группы: 1) электродвигатели с одной обмоткой на роторе; 2) электродвигатели с двумя обмотками на роторе. У первых изменение параметров обмотки ротора с изменением скольжения происходит вследствие перераспределения тока по сечению стержней этой обмотки, а у вторых – вследствие перераспределения тока между двумя обмотками.

Формы поперечного сечения стержней и соответственно пазов ротора у двигателей с переменными параметрами $\mathring{R}_2$ и $\mathring{X}_2$ и одной обмоткой на роторе могут быть весьма разнообразны (рис. 21.6). Наибольшее распространение нашли электродвигатели с прямоугольным пазом (рис. 21.6, *а*), высота которого превышает ширину в 8 – 10 раз. В пазы заложены неизолированные медные стержни соответствующего сечения, и их

концы с обоих торцов ротора соединены между собой с помощью медных колец.

В начале разбега электродвигателя, когда частота тока, наводимого в обмотке ротора, равна частоте сети или несколько меньше ее, в стержнях ротора возникают значительные противо-ЭДС, которые существенно изменяют распределение тока по сечению стержней. Эффект вытеснения тока здесь обусловлен не только соответствующей формой поперечного сечения стержней, но и несимметрией магнитной системы относительно стержней (сталь имеется только с трех сторон от каждого стержня). При этом магнитные силовые линии потоков рассеяния стержней смещаются к нижним частям пазов (рис. 21.7, *а*), вытесняя ток стержней по направлению к воздушному зазору; нижние части стержней становятся практически нерабочими (рис. 21.7, *б*). Таким образом, вытеснение тока в стержнях ротора в процессе пуска приводит к уменьшению сечения рабочей части стержней по сравнению с фактическим сечением и к уменьшению пазового потока рассеяния рабочей части, в результате чего активное сопротивление обмотки ротора электродвигателя увеличивается, а индуктивное сопротивление рассеяния уменьшается. По мере увеличения частоты вращения ротора электродвигателя частота тока в роторе уменьшается, эффект вытеснения тока в стержнях проявляется меньше и рабочая часть стержней ротора увеличивается.

У электродвигателей с колбообразной, трапецеидальной и двухступенчатой формами поперечного сечения стержней ротора (рис. 21.6, *б*, *в*, *г*) эффект увеличения активного сопротивления $\mathring{R}_2$ с увеличением скольжения проявляется еще сильнее, а эффект уменьшения индуктивного сопротивления $\mathring{X}_2$ несколько слабее, чем у электродвигателей с прямоугольной формой сечения стержней. Кроме того, такие электродвигатели более надежно работают при больших частотах вращения, так как механические напряжения в стержнях ротора от пусковых токов у них существенно меньше, чем в прямоугольных стержнях. Поэтому электродвигатели с колбообразной, трапецеидальной и двухступенчатой формами поперечного сечения стержней ротора находят применение там, где необходимо иметь повышенные пусковые моменты и большие частоты вращения.

У рассмотренных электродвигателей с одной обмоткой на роторе и переменными параметрами этой обмотки кратность пускового момента составляет 0,8 – 1,2 и кратность пускового тока 4 – 5, в то время как у электродвигателей с простой беличьей клеткой они соответственно равны 0,25 – 0,3 и 6 – 7. Поэтому в настоящее время электродвигатели с переменными параметрами обмотки ротора практически вытеснили электродвигатели с простой беличьей клеткой несмотря на то, что вследствие повышенного сопротивления рассеяния роторной обмотки у них несколько меньшие коэффициент мощности и кратность максимального момента.

При анализе режимов работы асинхронных электродвигателей с одной обмоткой на роторе и переменными параметрами этой обмотки могут быть использованы схема замещения асинхронного электродвигателя с простой беличьей клеткой (см. рис. 21.2) и все выражения, приведенные выше, только $\mathring{R}_2$ и $\mathring{X}_2$ предварительно должны быть представлены в виде аналитических выражений, учитывающих их зависимость от скольжения. Однако даже для электродвигателей с пазами прямоугольного сечения эти выражения оказываются весьма сложными. Поэтому изменение параметров $\mathring{R}_2$ и $\mathring{X}_2$ с изменением скольжения обычно учитывают приближенно. В частности, для построения механической характеристики определяют параметры ротора только при трех значениях скольжения: $s = 0$, $s = 0{,}5$ и $s = 1$. При изменении скольжения от $s = 0$ до $s_{кр}$ параметры ротора остаются практически неизменными, поэтому начальную часть характеристики, вплоть до ее максимума, строят по параметрам, определенным при $s = 0$, используя, например, формулу (21.17). Параметры, определенные при $s = 0{,}5$ и $s = 1$, позво-

ляют найти еще две точки характеристики, соответствующие этим скольжениям. Затем начальную часть характеристики и эти точки соединяют плавной линией.

Электродвигатели с двумя обмотками (клетками) на роторе в конструктивном отношении несколько сложнее электродвигателей с глубоким пазом, но имеют более гибкие пусковые характеристики при умеренной кратности пускового тока. У таких электродвигателей в верхние пазы заложены стержни из обыкновенной или марганцовистой латуни, в нижние пазы – стержни из меди, а между пазами оставлена узкая щель (рис. 21.8, *а*). Благодаря этому верхняя обмотка обладает относительно большим активным сопротивлением и малым индуктивным сопротивлением рассеяния, а нижняя – небольшим активным сопротивлением и сравнительно большим индуктивным сопротивлением рассеяния. Необходимые значения индуктивных сопротивлений рассеяния обмоток получают путем соответствующего выбора взаимного расположения пазов для верхней и нижней обмоток и размеров воздушной щели между пазами.

При больших скольжениях электродвигателя частота тока, наводимого в обмотках ротора, значительна и распределение этого тока между верхней и нижней обмотками определяется главным образом их индуктивными сопротивлениями рассеяния. Поэтому бóльшая часть тока замыкается по верхней обмотке. Токи верхней и нижней обмоток различаются и по фазе: если ток верхней обмотки почти совпадает по фазе со вторичной ЭДС электродвигателя, то ток нижней обмотки сильно отстает от нее, так как отношение индуктивного сопротивления рассеяния к активному сопротивлению у нижней обмотки в несколько раз больше, чем у верхней. Вследствие указанных причин при значительных скольжениях электродвигателя большую часть вращающего момента создает ток верхней обмотки (кривая $M_п$ на рис. 21.8, *б*). На этом основании верхнюю обмотку называют пусковой.

При уменьшении скольжения электродвигателя уменьшается и частота тока, наводимого в роторе, поэтому влияние индуктивных сопротивлений рассеяния обмоток ротора на распределение тока между ними снижается, а роль активных сопротивлений возрастает. В результате этого происходит перераспределение тока между обмотками. Уменьшение индуктивного сопротивления рассеяния нижней обмотки приводит также к уменьшению сдвига по фазе тока этой обмотки относительно вторичной ЭДС электродвигателя. Поэтому с уменьшением скольжения электродвигателя увеличивается роль нижней обмотки в создании его электромагнитного момента (кривая $M_р$ на рис. 21.8, *б*). При работе электродвигателя с небольшим скольжением распределение тока между верхней и нижней обмотками ротора

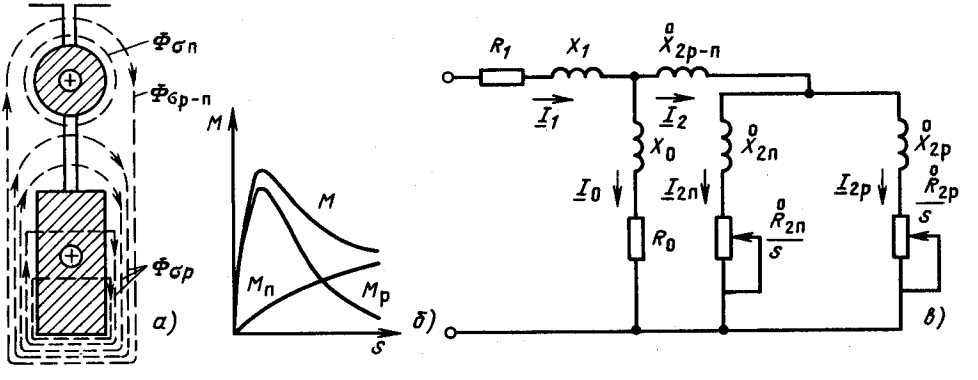


Рис. 21.8. Магнитное поле пазового рассеяния (*а*), механическая характеристика (*б*) и схема замещения (*в*) асинхронного электродвигателя с двумя обмотками на роторе

определяется практически только их активными сопротивлениями, вследствие чего большую часть вращающего момента электродвигателя создает нижняя обмотка. По этой причине нижнюю обмотку обычно называют р а б о ч е й.

Поток рассеяния ротора с двумя обмотками можно представить в виде трех потоков (рис. 21.8, *а*): потока рассеяния $\Phi_{\sigma п}$, сцепленного только с пусковой обмоткой, потока рассеяния $\Phi_{\sigma р}$, сцепленного только с рабочей обмоткой, а также потока $\Phi_{\sigma р-п}$, сцепленного с обеими обмотками. Поэтому схема замещения асинхронного электродвигателя с двумя обмотками на роторе (рис. 21.8, *в*) содержит три индуктивных сопротивления рассеяния: $\mathring{X}_{2р-п}$, $\mathring{X}_{2п}$ и $\mathring{X}_{2р}$, а также активные сопротивления обеих обмоток ротора. С целью упрощения схемы часто пренебрегают индуктивным сопротивлением рассеяния $\mathring{X}_{2р-п}$.

При построении характеристик электродвигателей с двумя обмотками на роторе обычно не считаются с влиянием эффекта вытеснения тока в пределах каждой обмотки. Однако эквивалентное активное сопротивление обеих обмоток ротора $\mathring{R}_{2эк}$ и соответствующее эквивалентное сопротивление рассеяния $\mathring{X}_{2эк}$ оказываются зависящими от скольжения, в чем нетрудно убедиться, если найти эквивалентное сопротивление обеих обмоток $\mathring{R}_{2эк} + j\mathring{X}_{2эк}$ из рассмотренной схемы замещения и проанализировать выражения для $\mathring{R}_{2эк}$ и $\mathring{X}_{2эк}$.

Все характеристики электродвигателей с двумя обмотками на роторе можно получить с помощью схемы замещения. Они могут быть получены также с помощью выражений, выведенных ранее для электродвигателей с простой беличьей клеткой на роторе, если в них вместо $\mathring{R}_2/s$ и $\mathring{X}_2$ ввести соответствующие выражения для $\mathring{R}_{2эк}$ и $\mathring{X}_{2эк}$.

Двухклеточные электродвигатели выгодно отличаются от глубокопазных по своим рабочим характеристикам: они имеют более высокие коэффициент мощности и кратность максимального момента. Кроме того, при конструировании электродвигателей с двумя обмотками на роторе сравнительно легко решается задача получения нужных пусковых моментов, вплоть до 2,5 – 3-кратных. Такие электродвигатели несколько сложнее и дороже глубокопазных, поэтому их применяют только при необходимости иметь большие пусковые моменты.

При расчетах установившихся и переходных режимов асинхронных электродвигателей с переменными параметрами обмотки ротора нелинейные зависимости сопротивлений этой обмотки $\mathring{R}_2(s)/s$ и $\mathring{X}_2(s)$ можно представить как соответственно эквивалентное активное сопротивление и эквивалентное индуктивное сопротивление роторных ветвей многоконтурной схемы замещения асинхронного электродвигателя (рис. 21.9), в которой роторная обмотка представлена в виде нескольких параллельно включенных ветвей с постоянными значениями сопротивлений $\mathring{R}_{2i}/s$ и $\mathring{X}_{2i}$, где $i = 1, 2, \ldots, k$.

Неизвестные параметры $\mathring{R}_{2i}/s$ и $\mathring{X}_{2i}$ роторных контуров могут быть получены путем решения одним из численных методов системы нелинейных алгебраических уравнений, которые получаются, если приравнять активные и индуктивные проводимости роторных контуров соответственно схемы замещения асинхронного электродвигателя, на которой ротор представлен одной ветвью (см. рис. 21.2), и схемы замещения с k роторными ветвями (рис. 21.9):

$$\mathring{g}_2(s) = \sum_{i=1}^{k} \frac{\mathring{R}_{2i}/s}{(\mathring{R}_{2i}/s)^2 + \mathring{X}_{2i}^2}$$

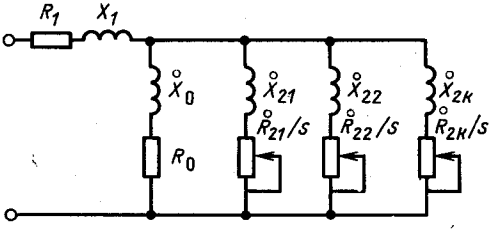


Рис. 21.9. Многоконтурная схема замещения асинхронного электродвигателя

и

$$\mathring{b}_2(s) = \sum_{i=1}^{k} \frac{\mathring{X}_{2i}}{(\mathring{R}_{2i}/s)^2 + \mathring{X}_{2i}^2}.$$

Такие равенства необходимо записать при n различных скольжениях электродвигателя, для которых предварительно экспериментальным или расчетным путем найдены значения $\mathring{R}_2(s_n)$ и $\mathring{X}_2(s_n)$ или комплекс пускового тока электродвигателя.

Расчеты показывают [21.2], что уже при двухконтурной схеме замещения ротора имеет место удовлетворительное совпадение исходных и эквивалентных сопротивлений ротора, а также соответствующих характеристик электродвигателя. А при четырехконтурной схеме замещения ротора характеристики практически полностью совпадают во всем диапазоне скольжений от 1 до 0.

21.3. Синхронные электродвигатели

Синхронные электродвигатели долгое время мало применялись в электроприводе, в частности в системе собственных нужд электростанций. Однако в последние годы положение существенно изменилось, так как они обладают рядом преимуществ по сравнению с асинхронными электродвигателями.

Синхронные электродвигатели благодаря возбуждению постоянным током могут работать как с отстающим, так и с опережающим коэффициентом мощности, т. е. как потреблять из сети, так и выдавать в сеть реактивную мощность. Обычно они работают с опережающим коэффициентом мощности (с перевозбуждением), так как при этом улучшается коэффициент мощности сети и уменьшаются потери энергии и потери напряжения в ней, а также повышается коэффициент мощности генераторов энергосистемы.

При переходных процессах в энергосистемах, вызванных КЗ, толчками нагрузки и другими причинами, синхронные электродвигатели могут быстро увеличивать ток возбуждения. Это способствует повышению устойчивости параллельной работы синхронных машин и поддержанию необходимого напряжения в месте присоединения нагрузки.

Коэффициент полезного действия синхронных электродвигателей обычно на 1,5 – 3,0 % выше, чем асинхронных, так как у них за счет присущего им большого воздушного зазора значительно снижены добавочные потери в стали.

Синхронные электродвигатели менее чувствительны к понижению напряжения. Если у асинхронного электродвигателя максимальный момент на валу пропорционален квадрату подведенного напряжения, то у синхронного электродвигателя – только первой степени напряжения. А использование возможности автоматического регулирования возбуждения и быстрой форсировки возбуждения позволяет обеспечить их устойчивость как при небольших, так и при значительных понижениях подводимого напряжения.

Синхронные электродвигатели сравнительно легко могут быть выполнены на более высокое напряжение, так как размер воздушного зазора позволяет, не ухудшая их характеристик, выбрать более широкие пазы и таким образом уменьшить число пазов и увеличить расстояние между катушками в районе лобовых частей статора.

Синхронные электродвигатели имеют высокие экономические показатели не только при больших, но и при малых номинальных частотах вращения, тогда как асинхронные электродвигатели в последнем случае дороже синхронных и имеют очень низкий коэффициент мощности.

Частота вращения синхронных электродвигателей не зависит от нагрузки и на несколько процентов выше частоты вращения соответствующих асинхронных электродвигателей. Иногда это важно с точки зрения производительности рабочей машины.

Синхронные электродвигатели не лишены и недостатков. В частности, такие электродвигатели несколько сложнее в

конструктивном отношении, чем асинхронные электродвигатели, и имеют дополнительный элемент – систему возбуждения. Это увеличивает их стоимость и усложняет эксплуатацию. Соотношение стоимостей синхронных и асинхронных электродвигателей в основном зависит от их мощности и номинальной частоты вращения, причем если при малых габаритах синхронные электродвигатели дороже асинхронных, то с увеличением их мощности и уменьшением номинальной частоты вращения соотношение стоимостей изменяется в пользу синхронных электродвигателей. В нормальном режиме синхронные электродвигатели обладают относительно небольшой перегрузочной способностью, так как с целью уменьшения стоимости и габаритов их выполняют с облегченной обмоткой возбуждения. Наконец, синхронные электродвигатели имеют сравнительно небольшой пусковой момент и более сложную систему управления.

Таким образом, использование синхронных электродвигателей наиболее целесообразно при больших мощностях и малых частотах вращения рабочих машин, а также в тех случаях, когда необходимо иметь высокий коэффициент мощности установки. В некоторых случаях синхронные электродвигатели применяют и для привода рабочих машин, требующих регулирования частоты вращения; при этом валы электродвигателя и машины соединяют не непосредственно, а с помощью вариаторов частоты вращения (см. гл. 26).

Пусковые и рабочие характеристики синхронных электродвигателей во многом зависят от конструкции ротора. Последняя в свою очередь зависит от номинальной частоты вращения машины. Электродвигатели, имеющие частоту вращения 3000 об/мин, конструктивно не отличаются от турбогенераторов: их ротор представляет собой массивный цилиндр, в пазы которого уложена обмотка возбуждения. Электродвигатели с меньшей частотой вращения выполняют с явно выраженными полюсами, набранными из листов электротехнической стали. В полюсные наконечники полюсов закладывают круглые медные или латунные стержни пусковой обмотки. По торцам ротора концы стержней одного полюса соединяют между собой с помощью медных сегментов, а сегменты различных полюсов затем соединяют в одну общую систему (либо непосредственно, либо с помощью стального кольца).

Для возбуждения синхронных электродвигателей в основном применяют следующие системы возбуждения:

электромашинную систему с машиной постоянного тока (с индивидуальным возбудителем для каждого электродвигателя или одним возбудителем на группу электродвигателей);

статическую систему с силовыми полупроводниковыми выпрямителями;

бесщеточную систему с синхронными или асинхронными возбудителями и полупроводниковыми выпрямителями.

Важное значение как для самих синхронных электродвигателей, так и для энергосистемы в целом имеет автоматическое регулирование их возбуждения. Оно позволяет повысить статическую и динамическую перегружаемость электродвигателей, выбрать мощность электродвигателей не из условия динамической устойчивости, а из условия нагрева, повысить устойчивость их работы и работы генераторов, поддержать номинальное напряжение в узлах нагрузки и т. д. Выбор системы автоматического регулирования возбуждения определяется мощностью электродвигателя, типом рабочей машины, режимом ее работы и другими факторами.

Многие рабочие характеристики синхронных электродвигателей, так же как и синхронных генераторов, могут быть получены с помощью векторной диаграммы. При переходе синхронной машины из генераторного к двигательному режиму фаза активной составляющей тока статора по отношению к напряжению на зажимах машины изменяется на 180°, так как электродвигатели потребляют из сети активную мощность. Однако на векторной диаграмме синхронного электродвигателя обычно

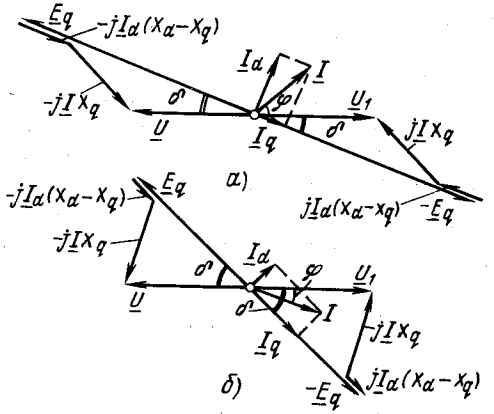


Рис. 21.10. Векторные диаграммы синхронного электродвигателя, работающего с перевозбуждением (*а*) и недовозбуждением (*б*), без учета активного сопротивления статора

откладывают не вектор напряжения машины $\underline{U}$, а находящийся с ним в противофазе вектор напряжения сети $\underline{U}_1$, по отношению к которому активная составляющая тока электродвигателя находится в фазе (рис. 21.10). Сравнение векторных диаграмм синхронного генератора и синхронного электродвигателя показывает, что эти диаграммы отличаются только знаком угла δ между векторами напряжения и ЭДС: у нагруженного генератора этот угол положителен, т. е. поперечная ось ротора и соответственно вектор ЭДС $\underline{E}_q$ опережают вектор напряжения, а у нагруженного электродвигателя ось q и соответственно вектор ЭДС $\underline{E}_q$ отстают от вектора напряжения. Поэтому все аналитические выражения, определяющие характеристики синхронного генератора (см. гл. 20), справедливы и для синхронного электродвигателя (при соответствующем учете знаков). В частности, справедливы и выражения для угловых характеристик активной и реактивной мощностей, т. е. (20.12) и (20.13). Выражение (20.12) и соответствующая кривая (см. рис. 20.20, *в*) показывают, что синхронные электродвигатели с явно выраженными полюсами обладают более жесткими угловыми характеристиками активной мощности, чем электродвигатели с цилиндрическим ротором, так как при одном и том же изменении их нагрузки угол δ у первых изменяется меньше, чем у вторых.

Характерной величиной для синхронных электродвигателей является статическая перегружаемость, под которой понимают отношение максимальной электромагнитной мощности при номинальном токе возбуждения к номинальной электромагнитной мощности. Для электродвигателей с неявно выраженными полюсами в соответствии с (20.14) статическая перегружаемость

$$k_{\text{п}} = \frac{\underset{*}{U}_1}{\sin \delta_{\text{ном}}}.$$

Но угол $\delta_{\text{ном}}$, как видно из выражений (20.14) и (20.15), записанных для номинальных условий работы электродвигателя (при этом $\underset{*}{U}_{1\text{ном}} = 1$), определяется соотношением

$$\operatorname{tg} \delta_{\text{ном}} = \frac{X_d \cos \varphi_{\text{ном}}}{1 + X_d \sin \varphi_{\text{ном}}},$$

поэтому

$$k_{\text{п}} = \underset{*}{U}_1 \frac{\sqrt{1 + 2X_d \sin \varphi_{\text{ном}} + X_d^2}}{X_d \cos \varphi_{\text{ном}}}. \qquad (21.27)$$

Таким образом, статическая перегружаемость синхронных электродвигателей тем больше, чем меньше их коэффициент мощности и синхронная реактивность. У крупных синхронных электродвигателей $\cos \varphi = 0{,}8 \div 0{,}9$ и $X_d = 0{,}8 \div 1{,}5$, поэтому их статическая перегружаемость близка к двум.

Режимы работы синхронных электродвигателей имеют свои особенности. Если их активная мощность целиком потребляется из сети и практически определяется только нагрузкой на валу, то реактивная мощность может изменяться в широких пределах и даже менять знак (см. кривую реактивной мощности на рис. 20.21, *б*); это достигается путем изменения тока возбуждения электродвигателя. При работе электродвигателя с перевозбуждением (рис. 21.10, *а*) реактивная составляющая тока электродвигателя по отношению к на-

пряжению сети является емкостной, а при работе с недовозбуждением (рис. 21.10, *б*) – индуктивной, причем угол δ, при котором происходит перемена знака реактивной мощности, как показывает выражение (20.13), зависит от соотношения между ЭДС электродвигателя E_q и подводимым к нему напряжением. Свойство синхронных электродвигателей работать с перевозбуждением широко используют в условиях эксплуатации, так как это дает возможность улучшить коэффициент мощности установки и повысить перегрузочную способность электродвигателей.

21.4. Электродвигатели постоянного тока

Электродвигатели постоянного тока в отличие от синхронных и асинхронных электродвигателей способны обеспечить любые механические характеристики, могут в больших пределах и плавно изменять частоту вращения, а также надежно работать при пониженной частоте вращения, частых пусках, реверсах и остановках. Однако электродвигатели постоянного тока значительно сложнее в конструктивном отношении, поэтому менее надежны в работе и нуждаются в более тщательном уходе; они дороже синхронных и асинхронных электродвигателей и могут быть использованы только при наличии преобразователей переменного тока в постоянный, которые дополнительно уменьшают надежность работы установки и увеличивают капитальные затраты и эксплуатационные расходы. Поэтому электродвигатели постоянного тока используют в основном лишь в тех случаях, когда необходимо широкое и плавное регулирование частоты вращения рабочей машины или последняя работает в повторно-кратковременном режиме. На электростанциях электродвигатели постоянного тока применяют также для привода некоторых ответственных резервных машин небольшой мощности, не требующих регулирования частоты вращения, когда по соображениям надежности в качестве резервного источника электроэнергии используется аккумуляторная батарея.

Наибольшее применение в электроприводе получили электродвигатели параллельного возбуждения, так как в большинстве случаев их характеристики более полно соответствуют характеристикам рабочих машин. Однако находят некоторое применение и электродвигатели с другими схемами возбуждения.

Независимо от схемы включения обмотки возбуждения электродвигателя постоянного тока связь между его магнитным потоком, ЭДС, током якоря, частотой вращения, электромагнитным моментом и подведенным напряжением определяется следующими выражениями:

$$U = E + I_я(R_я + R_р) + \Delta U_щ \approx \approx E + I_я(R_я + R_р); \qquad (21.28)$$

$$E = c_E n \Phi; \qquad (21.29)$$

$$M = c_M I_я \Phi, \qquad (21.30)$$

где

$$c_E = \frac{p}{60}\frac{N_я}{a_я};$$

$$c_M = \frac{p}{2\pi}\frac{N_я}{a_я};$$

E – ЭДС электродвигателя; $I_я$ – ток якоря; $R_я$ – сопротивление последовательно соединенных обмоток в цепи якоря; $\Delta U_щ$ – падение напряжения в щетках; $R_р$ – сопротивление резистора, включенного в цепь якоря; n – частота вращения; Φ – магнитный поток одного полюса; p – число пар главных полюсов электродвигателя; $N_я$ – число проводников обмотки якоря; $a_я$ – число пар параллельных ветвей обмотки якоря.

Из выражений (21.28) и (21.29) следует

$$n = \frac{U}{c_E \Phi} - \frac{(R_я + R_р) I_я}{c_E \Phi}. \qquad (21.31)$$

С учетом (21.30)

$$n = \frac{U}{c_E \Phi} - \frac{(R_я + R_р) M}{c_E c_M \Phi^2}. \qquad (21.32)$$

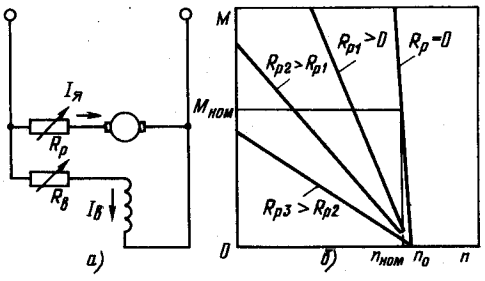


Рис. 21.11. Схема включения (*а*) и механические характеристики (*б*) электродвигателя постоянного тока параллельного возбуждения

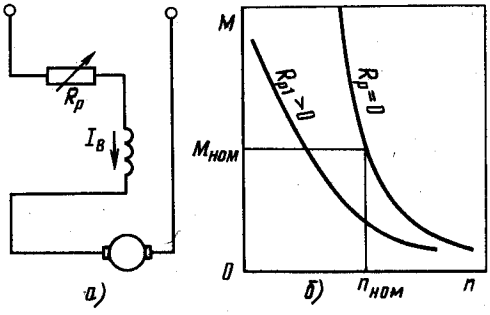


Рис. 21.12. Схема включения (*а*) и механические характеристики (*б*) электродвигателя постоянного тока последовательного возбуждения

Зависимость (21.32) обычно называют уравнением механической характеристики электродвигателя постоянного тока (хотя в него входит не момент на валу электродвигателя, а электромагнитный момент). Выражения (21.31) и (21.32) имеют сравнительно простой вид. Однако входящий в эти выражения магнитный поток полюса в общем случае является сложной функцией тока якоря и определяется схемой включения обмотки возбуждения электродвигателя.

У электродвигателей параллельного возбуждения (рис. 21.11, *а*), снабженных дополнительными полюсами и компенсационной обмоткой (дополнительные полюсы имеют почти все машины постоянного тока мощностью более 1 кВт, а компенсационную обмотку — многие машины средней и большой мощности), магнитный поток можно считать не зависящим от тока якоря. Поэтому при неизменном токе возбуждения уравнение механической характеристики таких электродвигателей имеет простой вид

$$n = \frac{U}{k_E} - \frac{(R_я + R_р)\,M}{k_E k_M}, \qquad (21.33)$$

где

$$k_E = c_E\Phi \text{ и } k_M = c_M\Phi.$$

Уравнение (21.33) показывает, что в случае постоянства напряжения питающей сети механические характеристики электродвигателей параллельного возбуждения представляют собой прямые, наклон которых определяется сопротивлением резистора $R_р$, включенного в цепь якоря (рис. 21.11, *б*). Все эти прямые сходятся в одной точке, которой соответствует частота вращения $n_0 = U/k_E$, называемая частотой вращения идеального холостого хода. Наиболее жесткой является естественная характеристика, которая получается при отсутствии добавочных сопротивлений в якорной цепи; в последнем случае изменение нагрузки электродвигателя от нуля до номинальной приводит к снижению частоты вращения не более чем на 7—8%.

У электродвигателей последовательного возбуждения (рис. 21.12, *а*) ток якоря одновременно является током возбуждения, поэтому магнитный поток изменяется с изменением их нагрузки.

При небольших нагрузках электродвигателя последовательного возбуждения его магнитная цепь не насыщена, т. е. магнитный поток пропорционален току якоря:

$$\Phi = c_\Phi I_я, \qquad (21.34)$$

где c_Φ — постоянная величина. Поэтому электромагнитный момент, как видно из (21.30), пропорционален квадрату магнитного потока и уравнение механической характеристики (21.32) имеет вид

$$n = \frac{U}{c_E\sqrt{\frac{c_\Phi}{c_M}}\sqrt{M}} - \frac{R_я + R_р}{c_E c_\Phi}. \qquad (21.35)$$

Таким образом, механическая характеристика электродвигателя последовательного возбуждения при малых нагрузках имеет гиперболический характер, как показано на рис. 21.12, *б*. С уменьшением нагрузки магнитный поток электродвигателя быстро уменьшается и частота вращения резко возрастает. Правда, наличие механических потерь, обусловленных трением, а также небольшого потока намагничивания приводит к тому, что частота вращения электродвигателя при холостом ходе оказывается ограниченной. Однако она может превышать номинальную в 5–6 раз, тогда как по условиям механической прочности бандажей ротора и коллектора превышение номинальной частоты вращения более чем в 3–3,5 раза недопустимо. Поэтому нагрузку электродвигателей последовательного возбуждения нельзя снижать более чем до 15–20 % номинальной.

Рост нагрузки электродвигателя сопровождается насыщением его магнитной системы, в результате чего увеличение магнитного потока сначала замедляется, а затем практически совсем прекращается. Поэтому при больших нагрузках механические характеристики близки к линейным. Увеличение сопротивления якорной цепи электродвигателя последовательного возбуждения приводит к смещению его механической характеристики и к уменьшению ее жесткости (рис. 21.12, *б*).

Электродвигатели последовательного возбуждения применяют в основном в электротяговых и подъемных устройствах.

Электродвигатели смешанного возбуждения имеют две обмотки возбуждения – параллельную и последовательную (рис. 21.13, *а*). Поэтому магнитный поток таких машин зависит от токов обеих обмоток, а механические характеристики сочетают в себе свойства характеристик двигателей как параллельного, так и последовательного возбуждения (рис. 21.13, *б*) и зависят от доли участия той или иной обмотки в создании магнитного потока. Благодаря параллельной обмотке возбуждения магнитный поток машины даже при отсутствии нагрузки остается значительным, поэтому работа электродвигателя на холостом ходу допустима. А наличие последовательной обмотки возбуждения приводит к увеличению пускового момента и уменьшению частоты вращения электродвигателя при его нагрузке. С увеличением сопротивления цепи якоря механические характеристики электродвигателя смешанного возбуждения, как это видно из рис. 21.13, *б*, смещаются и становятся более мягкими, однако независимо от сопротивления $R_р$ при отсутствии нагрузки все характеристики проходят через одну точку, соответствующую частоте вращения идеального холостого хода.

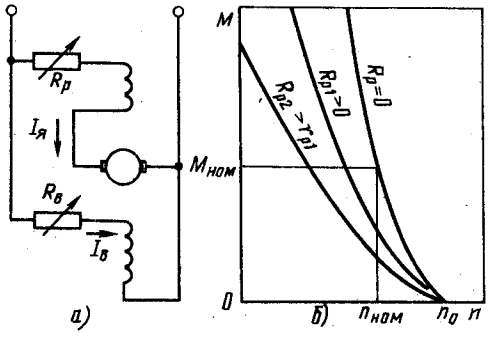


Рис. 21.13. Схема включения (*а*) и механические характеристики (*б*) электродвигателя постоянного тока смешанного возбуждения

21.5. Вопросы динамики электропривода

Изменения нагрузки рабочей машины, напряжения, подводимого к приводному электродвигателю, или частоты сети, а также пуски и торможения машинного агрегата сопровождаются электромагнитными, электромеханическими и тепловыми переходными процессами. Продолжительность этих процессов и характер изменения скорости движения агрегата определяются динамикой работы его звеньев. Поэтому ниже даны краткие сведения о динамике электропривода.

Элементы машинного агрегата кинематически связаны между собой. Вследствие этого задача исследования

процесса изменения скорости движения различных элементов независимо от характера этого движения – вращательного или поступательного – сводится к определению характера изменения скорости движения одного из них. В практике электропривода преобладают машинные агрегаты, в которых все или большинство движущихся элементов вращаются. При этом изменение частоты вращения любого элемента может быть определено из уравнения равновесия моментов – уравнения движения электропривода. В случае постоянства моментов инерции всех элементов машинного агрегата это уравнение, отнесенное к валу, вращающемуся с угловой скоростью ω, имеет следующий вид:

$$M - M_c = J\frac{d\omega}{dt}, \qquad (21.36)$$

где M – момент электродвигателя, Н·м; M_c – статический момент сопротивления, действующий со стороны рабочей машины, Н·м; J – момент инерции агрегата, кг·м^2.

Величины, входящие в уравнение (21.36), могут быть отнесены к угловой скорости вращения любого элемента рабочей машины. Однако удобнее их относить к угловой скорости вращения вала электродвигателя.

Моменты M и M_c в зависимости от направления их действия и принятого положительного направления вращения электропривода могут иметь как положительные, так и отрицательные знаки. Вращающий момент электродвигателя, направленный в сторону движения электропривода (т. е. момент в двигательном режиме), считают положительным, а направленный против движения – отрицательным; перед статическим моментом, препятствующим движению, ставят отрицательный знак, а перед моментом, являющимся движущим,– положительный.

Момент, равный разности между моментом электродвигателя и статическим моментом сопротивления, т. е. $M - M_c = M_д$, называется *избыточным* или *динамическим* моментом. Этот момент, являясь результатом совместного действия моментов M и M_c, вызывает изменение частоты вращения (а следовательно, и кинетической энергии) машинного агрегата, причем знак углового ускорения определяется знаком динамического момента.

Момент инерции является мерой инерции вращающегося тела и представляет собой величину, определяемую выражением

$$J = \sum_{n=1}^{n=k} m_n r_n^2, \qquad (21.37)$$

где m_n – масса n-частицы тела, кг; r_n – расстояние от оси вращения до n-частицы тела, м.

Это выражение неудобно для использования, а полученные по нему окончательные формулы даже для тел несложной формы оказываются весьма громоздкими. Поэтому часто момент инерции любого тела определяют через его массу и радиус инерции:

$$J = mR_i^2, \qquad (21.38)$$

где m – масса вращающегося тела, кг; R_i – радиус инерции, м.

В каталогах на электродвигатели и рабочие машины часто вместо момента инерции или радиуса инерции ротора электродвигателя и вращающейся части машины указан их маховой момент GD^2, Н·м^2, который связан с моментом инерции, кг·м^2, соотношением

$$J = \frac{GD^2}{4g}, \qquad (21.39)$$

где G – сила тяжести ротора электродвигателя или вращающейся части машины, Н; D – диаметр инерции, м; g – ускорение свободного падения, м/с^2.

Если подставить (21.39) в (21.36) и учесть, что $\omega = 2\pi n/60$, то уравнение движения электропривода примет вид

$$M_д = \frac{gD^2}{375}\frac{dn}{dt}. \qquad (21.40)$$

При расчетах движения электропривода моменты M, M_c, $M_д$, а также частоту вращения агрегатов обычно выражают в относительных единицах, причем за единицу измерения моментов

принимают номинальный момент электродвигателя $M_{ном}$, а за единицу измерения частоты вращения – синхронную частоту вращения (для электродвигателей переменного тока) или частоту вращения идеального холостого хода (для электродвигателей постоянного тока)

$$\underset{*}{M} = \frac{M}{M_{ном}} \qquad (21.41)$$

и

$$\underset{*}{n} = \frac{n}{n_0}, \qquad (21.42)$$

где n_0 – синхронная частота вращения или частота вращения идеального холостого хода, об/мин.

Из (21.40)–(21.42) следует

$$\underset{*}{M}_д = \frac{GD^2 n_0}{375 M_{ном}} \frac{d\underset{*}{n}}{dt}$$

или

$$\underset{*}{M}_д = T_J \frac{d\underset{*}{n}}{dt}, \qquad (21.43)$$

где

$$T_J = \frac{GD^2 n_0}{375 M_{ном}} \qquad (21.44)$$

имеет размерность времени, с, и называется механической постоянной времени агрегата. Эта постоянная является важным параметром машинного агрегата, так как определяет его поведение в переходных процессах.

Если не учитывать механические и вентиляционные потери в электродвигателе, то его номинальный момент, Н·м, и номинальная мощность, кВт, связаны соотношением

$$M_{ном} = 1000 \frac{P_{ном}}{\omega_{ном}} = 9550 \frac{P_{ном}}{n_{ном}}, \qquad (21.45)$$

причем для синхронных двигателей $n_{ном} = n_0$, а для асинхронных двигателей $n_{ном} < n_0$, поэтому механическая постоянная времени агрегата, с, равна

$$T_J = \frac{GD^2 n_0 n_{ном}}{357 \cdot 10^4 P_{ном}}. \qquad (21.46)$$

Уравнение движения (21.43) позволяет определить продолжительность перехода машинного агрегата от одной частоты вращения к другой:

$$t = T_J \int_{\underset{*}{n_1}}^{\underset{*}{n_2}} \frac{d\underset{*}{n}}{\underset{*}{M}_д}. \qquad (21.47)$$

При $\underset{*}{M}_д = 1$, $\underset{*}{n_1} = 0$ и $\underset{*}{n_2} = 1$ продолжительность пуска агрегата численно равна T_J. Таким образом, механическая постоянная времени машинного агрегата представляет собой время, за которое агрегат под действием постоянного динамического момента, равного номинальному моменту электродвигателя, разгоняется из неподвижного состояния до синхронной частоты вращения (если используется электродвигатель переменного тока) или частоты вращения идеального холостого хода (если используется электродвигатель постоянного тока).

21.6. Пуск и выбег агрегатов с приводными асинхронными и синхронными электродвигателями

Любой переходный режим в электроприводе, в том числе при пусках и выбегах машинных агрегатов, представляет собой совокупность взаимно связанных механических, электромагнитных и тепловых процессов, обусловленных соответственно механической инерцией вращающихся частей машинного агрегата, электромагнитной инерцией обмоток электродвигателя (и некоторых цепей управления) и тепловой инерцией различных частей электродвигателя. Однако учет влияния электромагнитных и тепловых процессов сильно усложняет задачу, так как при этом приходится совместно решать систему дифференциальных уравнений, содержащую уравнение движения электропривода, уравнения равновесия ЭДС для всех контуров электродвигателя и уравнения теплового баланса для его активных частей. Поэтому в практических расчетах переходных процессов часто исключают те факторы, которые в рассматриваемых условиях не оказывают существенного

влияния. В частности, при анализе процессов пуска и выбега агрегатов и других быстро протекающих процессов обычно пренебрегают влиянием тепловых процессов на характер движения агрегатов, так как эти процессы протекают значительно медленнее, чем механические и электромагнитные процессы. Что касается влияния электромагнитных процессов на поведение электропривода, то оно зависит от продолжительности рассматриваемых переходных процессов, параметров обмоток электродвигателей и внешней сети и многих других факторов, поэтому вопрос о возможности неучета этих процессов в каждом конкретном случае решается отдельно.

Пуск асинхронных электродвигателей

Пуск асинхронного электродвигателя при полном напряжении сопровождается появлением значительного пускового тока, перенапряжениями между витками обмотки статора, а также увеличением электродинамических сил между частями обмотки и понижением напряжения на шинах электроустановки. С другой стороны, искусственное уменьшение пускового тока с помощью пусковых устройств приводит к усложнению схемы, к увеличению стоимости установки, уменьшению надежности работы машинного агрегата и увеличению продолжительности пуска. Поэтому выбор способа пуска электродвигателей производят с учетом конкретных условий.

Пуск асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором производят путем подачи к обмотке статора полного или пониженного напряжения. Прямое включение электродвигателя на полное напряжение (прямой пуск) наиболее желательно, так как при этом не требуется никаких дополнительных устройств в виде реактора или автотрансформатора, а схема пуска оказывается простейшей. Кроме того, при прямом пуске обеспечивается минимальное время разворота электродвигателя до номинальной частоты вращения и минимальное выделение тепла в его обмотках за время пуска (имеется в виду пуск в нагруженном состоянии). Электродвигатели с короткозамкнутым ротором выполнены с расчетом на прямой пуск, поэтому последний применяют во всех случаях, когда пусковые токи не вызывают недопустимых понижений напряжения на шинах электроустановки. В противном случае приходится ограничивать пусковые токи, используя с этой целью пусковые реакторы, а в особо тяжелых условиях – автотрансформаторы. У электродвигателей, обмотка статора которых при нормальной работе соединена в треугольник, необходимое ограничение пусковых токов можно получить путем переключения этой обмотки на время пуска с треугольника на звезду; по окончании пуска обмотку снова следует соединить в треугольник.

Асинхронные электродвигатели с фазным ротором пускают в ход путем подключения обмотки статора на полное напряжение. Однако предварительно в цепь ротора вводят резистор – пусковой реостат. При этом пусковой ток уменьшается, а пусковой момент возрастает (вследствие уменьшения сдвига по фазе между током ротора и магнитным потоком машины).

Как показывают расчетные и экспериментальные данные, электромагнитные переходные процессы не оказывают существенного влияния на процесс пуска асинхронных электродвигателей, так как время затухания переходной и сверхпереходной составляющих пускового тока значительно меньше времени пуска. Поэтому анализ процесса пуска асинхронных электродвигателей приближенно можно свести к исследованию только механического переходного процесса, т. е. к решению уравнения движения электропривода (21.43), составленного без учета свободных токов, возникающих в обмотках электродвигателя при пуске. Это означает, что в уравнение (21.43) может быть введен статический электромагнитный момент электродвигателя, т. е. момент, определенный в предположении, что при любом скольжении и при любой скорости изменения скольжения токи всех обмоток электродвигате-

ля равны соответствующим этому скольжению установившимся токам. Конечно, этот момент должен быть подсчитан с учетом включенных пусковых устройств: реактора, автотрансформатора, пускового реостата и т. д.

Методика решения уравнения движения определяется тем, насколько сложны аналитические выражения для механических характеристик электродвигателя и рабочей машины. Если эти выражения имеют простую форму, удобную для интегрирования, то решение уравнения производят аналитическим методом. В противном случае применяют другие методы, например графоаналитические или численного интегрирования с использованием ЭВМ.

Наиболее простое решение получается в тех случаях, когда применимо уравнение механической характеристики (21.16), а статический момент сопротивления рабочей машины не зависит от скольжения. В частном случае, когда электродвигатель не нагружен и потери на трение в подшипниках пренебрежимо малы, $M_c = 0$ и уравнение движения имеет вид

$$\frac{2b_{max}}{\frac{s}{s_{кр}} + \frac{s_{кр}}{s}} = -T_J \frac{ds}{dt}, \qquad (21.48)$$

так как частота вращения электродвигателя в относительных единицах $\underset{*}{n}$ и его скольжение связаны соотношением

$$\underset{*}{n} = 1 - s.$$

Из (21.48) следует

$$dt = -\frac{T_J}{2b_{max}}\left(\frac{s}{s_{кр}} + \frac{s_{кр}}{s}\right)ds,$$

поэтому время разгона электродвигателя до заданного скольжения s составляет

$$t = \frac{T_J}{2b_{max}}\int_1^s \left(\frac{s}{s_{кр}} + \frac{s_{кр}}{s}\right)ds =$$

$$= \frac{T_J}{2b_{max}}\left(\frac{1-s^2}{2s_{кр}} + s_{кр}\ln\frac{1}{s}\right). \qquad (21.49)$$

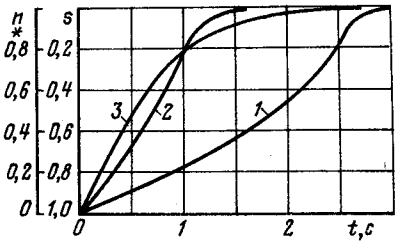


Рис. 21.14. Кривые разбега асинхронного электродвигателя при пуске его вхолостую: *1* – при $s_{кр} = 0{,}1$; *2* – при $s_{кр} = 0{,}3$; *3* – при $s_{кр} = 1{,}0$

Выражение (21.49) позволяет построить кривые разбега, т. е. кривые $s = f(t)$ или $\underset{*}{n} = \varphi(t)$ при пуске электродвигателя. В качестве примера на рис. 21.14 приведены такие кривые при $T_J = 2$ с, $b_{max} = 2$ и разных значениях критического скольжения.

Полное время разгона электродвигателя до синхронной частоты вращения (т. е. $s = 0$), как видно из (21.49), бесконечно велико. Поэтому обычно пуск считают закончившимся, когда скольжение электродвигателя отличается от установившегося не более чем на 0,05. При этом полное время пуска

$$t_п = \frac{T_J}{2b_{max}}\left(\frac{1-0{,}05^2}{2s_{кр}} + s_{кр}\ln\frac{1}{0{,}05}\right) \approx$$

$$\approx \frac{T_J}{2b_{max}}\left(\frac{1}{2s_{кр}} + 3s_{кр}\right), \qquad (21.50)$$

т. е. оно зависит от критического скольжения; минимальное время пуска получается при $s_{кр} = 0{,}407$.

Из графоаналитических методов решения уравнения движения электропривода наибольшее распространение получил метод площадей. Последний основан на замене уравнения движения соотношением

$$\underset{*}{M}_{д.ср\,i} = T_J \frac{\Delta \underset{*}{n}_i}{\Delta t_i}, \qquad (21.51)$$

где Δn_i – интервал изменения частоты вращения; Δt_i – приращение времени; $\underset{*}{M}_{д.ср\,i}$ – среднее значение динамического момента в рассматриваемом интервале изменения частоты вращения.

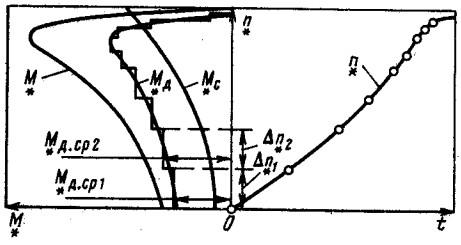


Рис. 21.15. Построение кривой разбега асинхронного электродвигателя с применением метода площадей

Особенность метода площадей выражается в том, что среднее значение динамического момента в каждом интервале изменения частоты вращения определяют графически. С этой целью по заданным механическим характеристикам электродвигателя и рабочей машины графическим путем строят кривую зависимости динамического момента $M_{*д}$ от частоты вращения (рис. 21.15) и, разбив весь диапазон изменения частоты вращения на интервалы Δn_{*1}, Δn_{*2} и т. д. [1], заменяют действительную кривую динамического момента ступенчатой кривой, которая содержит участки, параллельные оси n_* и расположенные от нее на расстояниях $M_{*д.ср1}$, $M_{*д.ср2}$ и т. д. При этом исходят из того, чтобы в пределах каждого интервала площадь, ограниченная заменяющей прямой и осью n_*, была равновелика площади, ограниченной действительной кривой $M_{*д} = f(n_*)$ и той же осью n_*.

В соответствии с (21.51) время, за которое машинный агрегат изменяет частоту вращения на Δn_{*i}, равно

$$\Delta t_i = T_J \frac{\Delta n_{*i}}{M_{*д.ср\,i}}, \qquad (21.52)$$

поэтому полное время пуска агрегата

$$t_п = T_J \sum \frac{\Delta n_{*i}}{M_{*д.ср\,i}}. \qquad (21.53)$$

Обычно результаты расчетов сводят в таблицу и затем строят кривую $n_* = f(t)$. На рис. 21.15 такая кривая показана справа от оси n_*.

Пуск синхронных электродвигателей

Конструкции современных синхронных электродвигателей приспособлены к условиям асинхронного пуска, поэтому в настоящее время он нашел наиболее широкое применение. Процесс асинхронного пуска можно разделить на два этапа. Первый этап начинается с момента подачи полного или пониженного (с помощью пусковых устройств) напряжения к статору. Под действием асинхронного момента электродвигатель разгоняется до так называемой подсинхронной частоты вращения, которая отличается от синхронной на несколько процентов. После этого наступает второй этап процесса пуска в ход электродвигателя – вхождение в синхронизм: под действием момента, обусловленного возбуждением, а также реактивного момента, обусловленного магнитной несимметрией ротора, происходит втягивание электродвигателя в синхронизм.

При несинхронном вращении ротора как в пусковой обмотке, так и в обмотке возбуждения наводятся ЭДС с частотой скольжения. Обычно на время пуска электродвигателя обмотку возбуждения либо замыкают на гасительный резистор, сопротивление которого в 10–12 раз превышает ее собственное сопротивление, либо наглухо подключают к возбудителю (если используется электромашинный возбудитель постоянного тока), т. е. оставляют ее практически замкнутой накоротко. Поэтому в обеих обмотках циркулируют токи с частотой скольжения. Пусковая обмотка, как правило, выполняется практически симметричной, и ее действие аналогично действию короткозамкнутой обмотки асинхронного электродвигателя. Ток обмот-

[1] Интервалы Δn выбирают произвольно, в частности они могут быть и одинаковыми. Однако в целях повышения точности расчетов целесообразно в местах быстрого изменения динамического момента брать меньшие интервалы, так как при этом более точно учитываются особенности кривой динамического момента.

ки возбуждения создает пульсирующий магнитный поток, который можно разложить на два магнитных потока, вращающихся относительно ротора в противоположные стороны, причем обратное поле по отношению к статору вращается с угловой скоростью $+2\pi f_1(1-2s)$ и наводит в статорной обмотке токи частоты $f_1(1-2s)$. В результате взаимодействия обратного поля ротора и этих токов создается момент, который при скольжениях $s > 0{,}5$ направлен в сторону вращения ротора электродвигателя, а при скольжениях $s < 0{,}5$ – против вращения, т. е. является тормозящим. Таким образом, вследствие одноосности обмотки возбуждения асинхронный момент синхронного электродвигателя (рис. 21.16) отличается от момента асинхронного электродвигателя. При скольжениях, несколько меньших 0,5, в кривой момента появляется провал. С увеличением сопротивления гасительного резистора этот провал уменьшается.

У синхронных электродвигателей с массивными полюсами или с массивным ротором момент, обусловленный обмоткой возбуждения, относительно мал и одноосным эффектом можно пренебречь.

При электромашинной системе возбуждения пуск синхронных электродвигателей с глухо подключенным возбудителем является более простым. Однако при включении обмотки возбуждения на малое сопротивление обмотки якоря возбудителя возникает не только провал в асинхронной характеристике, но и преждевременное возбуждение электродвигателя (обычно оно возникает при частоте вращения, составляющей 60 – 70 % номинальной). Последнее приводит к уменьшению среднего электромагнитного момента, так как от взаимодействия магнитного потока возбуждения и вызванного им в статоре тока частоты $f_1(1-s)$ возникает тормозной электромагнитный момент, который называют моментом КЗ (на рис. 21.16 этот момент условно показан во всем диапазоне изменения скольжения).

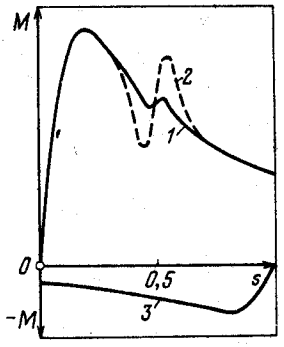


Рис. 21.16. Составляющие вращающего момента синхронного электродвигателя при асинхронном пуске:
1 – момент при замыкании обмотки возбуждения на гасительный резистор; *2* – момент при замкнутой накоротко обмотке возбуждения; *3* – момент короткого замыкания

Реактивный момент не оказывает существенного влияния на процесс разгона синхронного электродвигателя. Он создает лишь дополнительные колебания момента электродвигателя относительно его среднего значения.

По достижении подсинхронной частоты вращения обмотка возбуждения синхронного электродвигателя подключается к возбудителю (в случае пуска двигателя с подключенным возбудителем машина оказывается возбужденной еще при больших скольжениях) и начинается процесс синхронизации. На этом этапе пуска электродвигателя на ротор электродвигателя действуют следующие моменты: средний асинхронный момент; знакопеременные составляющие асинхронного момента, обусловленные несимметрией ротора; реактивный момент; синхронный момент, обусловленный возбуждением; тормозной момент, обусловленный потерями в статоре от составляющих тока, созданных током возбуждения; момент сопротивления рабочей машины. При быстром нарастании угловой скорости возникают дополнительные динамические составляющие момента, которые являются ускоряющими. Однако определяющую роль играет синхронный момент, который пропорционален ЭДС двигателя и зависит от угла δ. Из-за скольжения ротора угол δ непрерывно изменяется и синхронный момент оказывается знакопеременным. В те периоды времени, когда

угол δ находится в пределах $0 < \delta < \pi$, синхронный момент направлен в сторону вращения ротора и вместе с асинхронным моментом вызывает уменьшение скольжения ротора. Наконец, скольжение ротора становится настолько малым, что в очередной период ускоряющего действия синхронного момента ротор достигает синхронной частоты вращения и после нескольких колебательных движений входит в синхронизм.

В процессе синхронизации электродвигателя действие реактивного момента аналогично действию синхронного момента (только реактивный момент имеет вдвое меньший период колебаний), поэтому в тех случаях, когда момент сопротивления рабочей машины мал, синхронный электродвигатель может втянуться в синхронизм под действием одного лишь реактивного момента.

Чтобы аналитически исследовать вопрос о возможности втягивания электродвигателя в синхронизм, необходимо решить уравнение движения электропривода, предварительно представив все составляющие суммарного электромагнитного момента, а также статический момент сопротивления и частоту вращения электродвигателя в виде функций угла δ. Задача еще более усложняется, если расчеты вести с учетом электромагнитных процессов в электродвигателе, т. е. вместо среднего статического асинхронного момента брать средний динамический асинхронный момент, который, как показали исследования [20.3], при быстром увеличении частоты вращения электродвигателя существенно превышает средний статический асинхронный момент, особенно у электродвигателей с большими постоянными времени обмоток. Поэтому в практических расчетах оценку возможности втягивания электродвигателя в синхронизм производят приближенно, исходя из скольжения установившегося асинхронного режима без возбуждения s_y, определяемого точкой пересечения кривых среднего асинхронного момента и момента сопротивления. Втягивание электродвигателя в синхронизм обеспечено, если выполняется условие [21.1]

$$s_y \leqslant 0{,}06 \sqrt{\frac{M_{max} I_{fп}}{T_J I_{fном}}}, \qquad (21.54)$$

где $I_{fп}$ – ток возбуждения в конце пуска; $I_{fном}$ – номинальный ток возбуждения; M_{max} – максимальный электромагнитный момент с учетом фактической форсировки возбуждения и напряжения на выводах электродвигателя (в относительных единицах).

Нагрев обмоток электродвигателей при пусках

Пуски синхронных и асинхронных электродвигателей сопровождаются быстрым повышением температуры обмоток статора и ротора, поэтому номинальная мощность приводных электродвигателей для агрегатов с большими значениями механической постоянной времени часто определяется не условиями нормальной работы, а нагревом их обмоток при пусках.

В тех случаях, когда время пуска машинного агрегата значительно меньше постоянных времени нагревания (см. гл. 22) обмоток электродвигателя, расчет нагрева этих обмоток при пуске можно вести без учета теплоотдачи, используя соотношение

$$P\,dt = cG\,d\theta, \qquad (21.55)$$

где P – потери мощности в обмотке, Вт; c – удельная теплоемкость материала обмотки, Вт · с/(г · °С); G – масса обмотки, кг; θ – превышение температуры обмотки над температурой окружающей среды, °С.

Однако для использования этой формулы необходимо знать зависимость пускового тока от времени. Расчет значительно упрощается, если изменяющиеся во времени пусковые токи обмоток статора и ротора заменить неизменными эквивалентными токами:

$$I_{эк} = \sqrt{\frac{1}{t_п} \int_0^{t_п} I^2\,dt}. \qquad (21.56)$$

Для большинства синхронных и асинхронных электродвигателей опреде-

ляющим при пуске является нагрев обмотки статора. Потери мощности в этой обмотке при пуске и при номинальных условиях связаны соотношением

$$P_1 = I_{*1эк}^2 P_{1ном},$$

где $I_{*1эк}$ – кратность эквивалентного тока статора за время пуска по отношению к номинальному току электродвигателя.

Поэтому превышение температуры обмотки статора над температурой окружающей среды к концу пуска в соответствии с (21.55) равно

$$\theta = \frac{P_{1ном}}{c_1 G_1} I_{*1эк}^2 t_п, \qquad (21.57)$$

где G_1 – масса обмотки статора, кг; c_1 – удельная теплоемкость материала обмотки статора, Вт · с/(г · °С).

Значения $P_{1ном}$, кВт, и G_1, кг, определяются по формулам

$$P_{1ном} = I_{1ном}^2 \frac{\rho_1 l_1 k_{r1}}{s_1} 10^{-3}$$

и

$$G_1 = \gamma_1 l_1 s_1 \cdot 10^{-3},$$

где k_{r1} – коэффициент, учитывающий увеличение активного сопротивления обмотки статора вследствие вытеснения тока; s_1 – сечение обмоточного провода, мм^2; γ_1 – плотность материала обмотки, г/см^3; ρ_1 – удельное сопротивление материала обмотки, Ом · мм^2/м; l_1 – длина обмотки, м. Поэтому выражение (21.57) можно представить в виде

$$\theta = \frac{\rho_1 k_{r1}}{c_1 \gamma_1} (J_{1ном} I_{*1эк})^2 t_п, \qquad (21.58)$$

где $J_{1ном}$ – номинальная плотность тока в обмотке статора, в среднем она составляет 4,5–6,5 А/мм^2.

Для обмотки, выполненной из меди, $c_1 = 0{,}39$ Вт · с/(г · °С), $\gamma_1 = 8{,}9$ г/см^3 и $\rho_1 = 0{,}0215$ Ом · мм^2/м (при температуре 75 °С), поэтому

$$\theta = \frac{k_{r1}}{160} (J_{1ном} I_{*1эк})^2 t_п. \qquad (21.58а)$$

В приближенных расчетах обычно принимают $I_{*1эк} \approx 0{,}93 I_{*к}$, где $I_{*к}$ – кратность периодической составляющей тока статора электродвигателя в начале пуска, и $k_{r1} = 1{,}05$, поэтому

$$\theta = \frac{(J_{1ном} I_{*к})^2}{175} t_п = \frac{J_к^2}{175} t_п, \qquad (21.58б)$$

где $J_к$ – плотность тока в обмотке статора в начале пуска.

Электродвигатели могут быть пущены в ход не только из холодного состояния, но и сразу после продолжительной работы с расчетной нагрузкой. В последнем случае при определении превышения температуры обмотки статора к концу пуска можно считать, что во время пуска теплоотдача обмотки остается той же, что и при работе с номинальной нагрузкой (т. е. считать, что на нагрев обмотки статора идет не все тепло, выделяемое в ней пусковым током, а разность между этим теплом и теплом, которое выделяется при номинальном режиме работы электродвигателя). Поэтому вместо выражений (21.58) и (21.58а) необходимо использовать соответственно выражения

$$\theta = \frac{\rho_1 k_{r1}}{c_1 \gamma_1} (I_{*1эк}^2 - 1) J_{1ном}^2 t_п \qquad (21.59)$$

и

$$\theta = \frac{k_{r1}}{160} (I_{*1эк}^2 - 1) J_{1ном}^2 t_п. \qquad (21.59а)$$

При проверке обмоток статора и ротора электродвигателей на нагрев во время пуска исходят из того, что правильно выбранный электродвигатель должен допускать: а) двукратный пуск из холодного состояния, б) один пуск в горячем состоянии, т. е. сразу после продолжительной работы с расчетной нагрузкой. В обоих случаях для обмотки статора сверх номинального превышения температуры допускают дополнительное превышение, равное +45 °С (для изоляции классов А и В). Номинальное превышение температуры обмотки статора над температурой окружающей среды равно +65 °С в случае использования изоляции класса А и +85 °С в случае использования изоляции класса В при температуре окружающей среды +35 °С. Таким образом,

как при двукратном пуске из холодного состояния, так и одном пуске в горячем состоянии температура обмотки статора электродвигателя к концу пуска не должна превышать 145 °С для изоляции класса А и 165 °С для изоляции класса В.

Превышение температуры пусковой обмотки асинхронных и синхронных электродвигателей за время пуска, °С, обычно определяют по выражениям:

а) для асинхронных электродвигателей с одной короткозамкнутой обмоткой на роторе

$$\theta = 2{,}56\pi f \frac{M_{\text{п}} t_{\text{п}}}{G} k_{\text{к}} \cdot 10^{-3}; \quad (21.60)$$

б) для асинхронных электродвигателей с двумя обмотками на роторе и синхронных электродвигателей

$$\theta = 2{,}56\pi f \frac{M_{\text{п}} t_{\text{п}}}{G} k_{\text{к}} k_{\text{р}} \cdot 10^{-3}, \quad (21.61)$$

где G – масса стержней пусковой обмотки, кг; $k_{\text{к}} = 0{,}8 \div 0{,}9$ – коэффициент, учитывающий выделение тепла в короткозамыкающих кольцах беличьей клетки; $k_{\text{р}} = 0{,}75 \div 0{,}85$ – коэффициент, учитывающий выделение тепла в нижней клетке; $M_{\text{п}}$ – среднее значение пускового момента, Н · м.

Исходя из условия допустимости одного пуска электродвигателя в горячем состоянии и двух пусков из холодного состояния, для асинхронных электродвигателей с одной короткозамкнутой обмоткой на роторе принимают $\theta_{\text{доп}} = 250 k_{\text{к}}$ °С, а для синхронных и двухклеточных асинхронных электродвигателей $\theta_{\text{доп}} = 300 k_{\text{к}} k_{\text{р}}$ °С.

Энергия, выделяемая в обмотках электродвигателя при пуске, и соответственно нагрев обмоток в общем случае зависят от подводимого к электродвигателю напряжения, т. е. от способа пуска. Это видно из следующего. Энергия, выделяемая в обмотке статора за время пуска, равна

$$W = 3R_1 \int_0^{t_{\text{п}}} I_1^2 \, dt. \quad (21.62)$$

Но ток статора

$$I_1 = \frac{U_1}{Z_{\text{эк}}} = \frac{U_{1\text{ном}} \overset{*}{U}_1}{Z_{\text{эк}}},$$

а в соответствии с (21.43)

$$dt = -T_J \frac{ds}{\overset{*}{M}_{\text{д}}} = -T_J \frac{ds}{\overset{*}{M} - \overset{*}{M}_{\text{с}}}.$$

Поэтому

$$W = -3T_J R_1 U_{1\text{ном}}^2 \int_0^s \frac{\overset{*}{U}_1^2 \, ds}{Z_{\text{эк}}^2 (\overset{*}{M} - \overset{*}{M}_{\text{с}})} \quad (21.63)$$

или

$$W = -3T_J R_1 U_{1\text{ном}}^2 \int_0^s \frac{ds}{Z_{\text{эк}}^2 \left(\overset{*}{M}_{(\text{н})} - \frac{\overset{*}{M}_{\text{с}}}{\overset{*}{U}_1^2} \right)}, \quad (21.63а)$$

где $\overset{*}{M}_{(\text{н})}$ – вращающий момент электродвигателя при произвольном скольжении и номинальном напряжении на его выводах (см. § 21.8).

Полученные выражения могут быть использованы также для определения энергии, выделяемой в обмотке ротора асинхронного электродвигателя или пусковой обмотке синхронного электродвигателя за время пуска, если в них вместо R_1 подставить $\overset{*}{R}_2$, а вместо $Z_{\text{эк}}$ – отношение $\overset{*}{U}_1 / \overset{*}{I}_2$ в соответствии с (21.9).

Выражение (21.63а) показывает, что лишь при пуске электродвигателей вхолостую ($M_{\text{с}} = 0$) потери энергии в обмотках статора и ротора за время пуска, а следовательно, и их нагрев не зависят от приложенного напряжения. Потери энергии в обмотках электродвигателей при пуске их под нагрузкой всегда больше, чем при пуске без нагрузки, причем потери увеличиваются с уменьшением напряжения.

Таким образом, чтобы повышение температуры обмоток электродвигателей за время пуска было минимальным, целесообразно пуск производить при возможно большем напряжении. В частности, наиболее предпочтительным является прямой пуск.

Выбег машинных агрегатов

Выбег машинного агрегата представляет собой процесс снижения его частоты вращения, вызванный отключением электродвигателя от сети или резким уменьшением подводимого к нему напряжения.

При отключении электродвигателя от сети на вал агрегата действует только статический момент сопротивления рабочей машины, поэтому уравнение движения электропривода имеет вид

$$M_{\text{д}} = -M_{\text{с}} = T_J \frac{dn}{dt}, \qquad (21.64)$$

откуда время, за которое машинный агрегат снижает частоту вращения от n_2 до n_1, равно

$$t = -T_J \int_{n_1}^{n_2} \frac{dn}{M_{\text{с}}}. \qquad (21.65)$$

Это соотношение позволяет построить кривую выбега, т. е. кривую изменения во времени частоты вращения агрегата при его выбеге. Если механическая характеристика рабочей машины может быть представлена в виде несложной функции, то с помощью формулы (21.65) легко получить аналитическое выражение для кривой выбега. В общем случае для решения (21.65) можно использовать, например, графоаналитический метод. В качестве примера на рис. 21.17 приведены кривые выбега машинных агрегатов при вентиляторном моменте сопротивления на валу рабочей машины (кривая *1*) и при постоянном моменте сопротивления (линия *2*); в последнем случае выбег происходит по линейному закону.

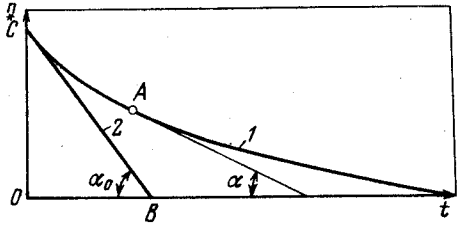


Рис. 21.17. Кривые выбега машинных агрегатов:
1 – рабочая машина имеет вентиляторный момент сопротивления; *2* – момент сопротивления рабочей машины не зависит от частоты вращения

Кривые выбега позволяют определить механическую постоянную времени агрегата и построить механическую характеристику рабочей машины. Для определения механической постоянной времени следует провести касательную к кривой выбега в начальной ее точке (она совпадает с кривой выбега агрегата при постоянном моменте сопротивления на валу рабочей машины) и найти подкасательную. Как видно из рис. 21.17, подкасательная OB равна

$$OB = OC \frac{1}{\operatorname{tg} \alpha_0},$$

но из (21.64)

$$\operatorname{tg} \alpha_0 = \left| \frac{dn}{dt} \right|_{t=0} = \frac{M_{\text{с}0}}{T_J},$$

поэтому

$$OB = OC \frac{T_J}{M_{\text{с}0}} \quad \text{и} \quad T_J = \frac{OB}{OC} M_{\text{с}0}.$$

Для синхронных электродвигателей $OC = 1$. Для асинхронных электродвигателей этот отрезок несколько меньше единицы, однако и в этом случае можно считать $OC \approx 1$. Таким образом,

$$T_J = OB \cdot M_{\text{с}0}.$$

Если до выбега приводной электродвигатель работал с номинальной нагрузкой, то $M_{\text{с}0} = 1$, поэтому механическая постоянная времени численно равна подкасательной.

При любой частоте вращения машинного агрегата статический момент сопротивления в соответствии с (21.64) равен

$$M_{\text{с}} = T_J \left| \frac{dn}{dt} \right| = T_J \operatorname{tg} \alpha, \qquad (21.66)$$

где α – угол наклона касательной к кривой выбега в точке A (рис. 21.17), соответствующей выбранной частоте вращения n. Поэтому если известна механическая постоянная времени агрегата, то, проведя в ряде точек кривой выбега касательные и определив тангенс

углов наклона этих касательных, нетрудно построить кривую $M_{c*} = f(n_*)$.

21.7. Самозапуск асинхронных и синхронных электродвигателей

Кратковременные перерывы электроснабжения или резкие снижения напряжения на шинах электроустановок, вызванные переходом на резервное питание, короткими замыканиями и другими причинами, приводят к уменьшению частоты вращения подключенных электродвигателей или даже их полной остановке. Однако двигатели ответственных рабочих машин в этих условиях не отключают от сети, и после устранения причины, вызвавшей нарушение электроснабжения, происходит одновременный разбег этих электродвигателей в условиях пониженного напряжения на шинах вследствие значительного падения напряжения в трансформаторах и других элементах, включенных между источником электроэнергии и шинами, от пусковых токов. Этот процесс называется самозапуском. Самозапуск электродвигателей широко используется в промышленных установках, в том числе и в системе собственных нужд электростанций, как средство устранения продолжительных перебоев в работе ответственных рабочих машин.

Продолжительность процесса самозапуска электродвигателей зависит от времени перерыва электроснабжения, параметров питающих трансформаторов, суммарной мощности неотключенных двигателей и их загрузки, механических характеристик рабочих машин, положения регулирующих органов (задвижек, поворотных лопастей и пр.) и других факторов. Однако успешным является лишь такой самозапуск, при котором продолжительность процесса разбега до номинальной частоты вращения всех участвующих в нем двигателей не выходит за допустимые пределы, определяемые или условием нагрева обмоток электродвигателей за время самозапуска, или условиями технологического процесса. Так, для электродвигателей системы собственных нужд тепловых электростанций среднего давления допустимая продолжительность процесса самозапуска определяется нагревом наиболее загруженных двигателей и составляет 30—35 с; для электродвигателей тепловых электростанций высокого давления она определяется условием сохранения технологического процесса котла и составляет всего 15—20 с, так как котлы высокого давления, обладая сравнительно малой аккумулирующей способностью, не допускают продолжительных перерывов в подаче питательной воды и отключаются технологическими защитами при сравнительно небольшом отклонении режимных параметров от расчетных значений.

Характер процесса выбега электродвигателей, предшествующего самозапуску, зависит от причины нарушения электроснабжения. В случае отключения источника питания (рабочего трансформатора) от сборных шин процесс протекает иначе, чем при КЗ на сборных шинах или вблизи них. Это объясняется следующим образом. При отключении источника питания электродвигатели, присоединенные к сборным шинам, остаются электрически связанными друг с другом и с шинами и за счет запасенной кинетической и электромагнитной энергии поддерживают на шинах значительное напряжение. Вследствие неодинаковой предшествующей нагрузки электродвигателей, неидентичности механических характеристик приводимых рабочих машин и ряда других причин ЭДС отдельных двигателей оказываются неодинаковыми по абсолютному значению и не совпадающими по фазе, поэтому между электродвигателями циркулируют уравнительные токи и происходит обмен энергией. Таким образом, при отключении источника питания выбег электродвигателей происходит в условиях их весьма существенного взаимного влияния друг на друга. Поэтому такой выбег называют групповым.

Поведение различных агрегатов при групповом выбеге зависит от многих факторов. Однако решающее влияние на него оказывают механические параметры агрегатов. Электродвигатели аг-

регатов, имеющих большие механические постоянные времени, работают в генераторном режиме и отдают часть энергии электродвигателям агрегатов, имеющих меньшие механические постоянные времени, вынуждая их работать в двигательном режиме. Обмен энергией приводит к тому, что электродвигатели, работающие в генераторном режиме, снижают частоту вращения быстрее, а электродвигатели, работающие в двигательном режиме, наоборот, медленнее, чем при индивидуальном (одиночном) выбеге, т. е. выбеге в условиях полного отсутствия или несущественного взаимного влияния электродвигателей друг на друга. Так, в системе собственных нужд электростанций двигатели вентиляторов при групповом выбеге работают в генераторном режиме, а двигатели насосов – в двигательном (рис. 21.18).

Скорость, с которой уменьшается остаточное напряжение на сборных шинах в процессе группового выбега, зависит от суммарной мощности электродвигателей, оставшихся присоединенными к этим шинам, нагрузки электродвигателей и других факторов. Она значительно больше скорости, с которой уменьшается частота, поэтому к тому времени, когда напряжение практически полностью затухает (это время обычно не превышает 2 – 3 с), частота снижается не более чем на 10 – 20 %. Уменьшение

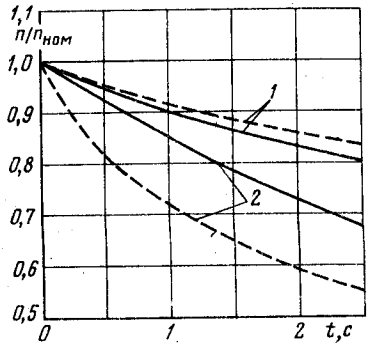


Рис. 21.18. Изменение частоты вращения электродвигателей при групповом (сплошные линии) и индивидуальном (пунктирные линии) выбегах:
1 – электродвигатель вентилятора; *2* – электродвигатель насоса

остаточного напряжения сопровождается уменьшением уравнительных токов между электродвигателями и соответствующим уменьшением взаимного влияния электродвигателей друг на друга. При небольших значениях остаточного напряжения взаимное влияние практически прекращается и двигатели выбегают независимо друг от друга, как при их отключении от сборных шин.

Если выбег электродвигателей вызван КЗ на сборных шинах или вблизи них, то в начале процесса, пока не затухли ЭДС машин, все электродвигатели работают в режиме генератора. При этом взаимное влияние электродвигателей друг на друга отсутствует, а за счет переходных токов на валу каждого двигателя создается дополнительный тормозной момент. Поэтому выбег всех электродвигателей происходит несколько быстрее, чем при отключении от шин.

На процессе группового выбега существенное влияние оказывают подключенные к сборным шинам синхронные электродвигатели. Благодаря системе возбуждения они имеют значительные ЭДС (особенно при применении форсировки возбуждения) и во время выбега генерируют реактивную мощность, вследствие чего снижение остаточного напряжения на сборных шинах установки происходит медленнее, чем при их отсутствии. Если устройства автоматического включения резервного питания (АВР) электроустановки приводятся в действие от минимальной защиты напряжения, то из-за замедленного снижения напряжения происходит задержка в подаче энергии от резервного источника и как следствие – значительное торможение электродвигателей за время перерыва электроснабжения.

Степень влияния синхронных электродвигателей на изменение частоты вращения других электродвигателей во время группового выбега зависит, в частности, от нагрузки синхронных двигателей и механических характеристик приводимых ими рабочих машин. Если рабочие машины обладают не зависящей от частоты вращения механической характеристикой и сильно загружены, то

во время группового выбега синхронные электродвигатели потребляют значительную активную энергию, поэтому заметно увеличивают торможение остальных электродвигателей. Более благоприятно влияют синхронные двигатели, которые приводят во вращение рабочие машины с нелинейно-возрастающими характеристиками, например насосы.

Возможность самозапуска и продолжительность процесса разбега электродвигателей после подачи питания зависят от многих факторов, но одним из главных является продолжительность перерыва электроснабжения. С уменьшением последней уменьшается торможение электродвигателей за время выбега и более высоким оказывается напряжение на сборных шинах в момент подключения к ним источника электроэнергии, поэтому облегчается процесс разбега электродвигателей. Особенно нежелательны продолжительные перерывы электроснабжения для синхронных двигателей. Если время перерыва не превышает 0,15 с, то после восстановления питания синхронные электродвигатели остаются в синхронизме или ресинхронизируются самостоятельно под действием имеющегося возбуждения. При значительных перерывах электроснабжения для ресинхронизации синхронных электродвигателей, как правило, необходимы специальные меры. К ним относятся: замыкание обмотки возбуждения электродвигателя на гасительный резистор с последующей (спустя 2–3 с) подачей возбуждения, осуществляемое соответственно отключением и включением автомата гашения поля; отключение электродвигателей, приводящих в движение неответственные рабочие машины; быстродействующая разгрузка рабочих машин (в сочетании с одной из указанных выше мер).

В момент подачи питания на сборные шины напряжение источника электроэнергии и напряжение на сборных шинах, обусловленное неотключенными электродвигателями, могут оказаться в противофазе. При этом токи включения электродвигателей могут значительно превысить пусковые токи. Однако у асинхронных электродвигателей ЭДС сравнительно невелики и во время нарушения электроснабжения быстро затухают. Поэтому асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором допускают включение без предварительных расчетов тока включения. Асинхронные электродвигатели с фазным ротором также допускают самозапуск без проверки тока включения, если перед подачей питания на сборные шины обмотка ротора двигателей замыкается через пусковой резистор.

Электродвижущие силы синхронных электродвигателей в момент восстановления электроснабжения могут быть соизмеримыми с напряжением источника электроэнергии или даже существенно превышать его, поэтому токи включения синхронных двигателей могут более чем в 2 раза превышать пусковые токи, что недопустимо. Исследования показали, что для всех синхронных электродвигателей мощностью до 2000 кВт самозапуск допустим, если в самых неблагоприятных условиях (наибольшая мощность источника электроэнергии, наименьшее сопротивление сети, минимальное число подключенных электродвигателей, ЭДС электродвигателя и напряжение источника находятся в противофазе) ток включения превышает пусковой ток не более чем в 1,7 раза.

Самозапуск мощных синхронных электродвигателей, имеющих реакторный (автотрансформаторный) пуск, производится с включенным реактором (автотрансформатором) и отключенным автоматом гашения поля, поэтому ток включения таких электродвигателей находится в допустимых пределах и его проверки не требуется. Не требуется проверки тока включения также в тех случаях, когда для синхронных электродвигателей применяется схема ресинхронизации с введением в цепь ротора разрядного резистора.

Для иллюстрации процесса самозапуска электродвигателей на рис. 21.19 приведены кривые изменения напряжения на сборных шинах, частоты вращения и суммарного тока группы электродвигателей системы собственных нужд

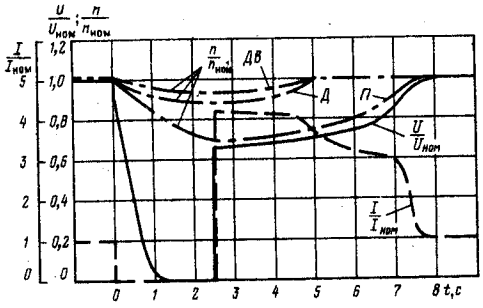


Рис. 21.19. Кривые изменения напряжения на сборных шинах $U/U_{ном}$, частоты вращения $n/n_{ном}$ и суммарного тока $I/I_{ном}$ группы электродвигателей системы собственных нужд агрегата 300 МВт конденсационной электростанции при кратковременном перерыве электроснабжения:
Д – двигатель дымососа; *ДВ* – двигатель дутьевого вентилятора; *П* – двигатель питательного насоса

агрегата 300 МВт конденсационной электростанции при их выбеге, связанном с отключением рабочего трансформатора собственных нужд, и последующем разбеге после включения резервного трансформатора.

Точный расчет процесса самозапуска (и предшествующего ему группового выбега) электродвигателей связан с необходимостью совместного решения дифференциальных уравнений электромеханических и электромагнитных переходных процессов, число которых значительно превышает число электродвигателей, участвующих в самозапуске. Такой расчет возможен лишь при использовании ЭВМ. Поверочный аналитический расчет процесса самозапуска (с момента подачи напряжения на сборные шины установки) ведут в такой последовательности.

1) Определяют индуктивные сопротивления трансформатора и других элементов, включенных между шинами, напряжение на которых при самозапуске можно считать неизменным (шины источника электроэнергии), и сборными шинами установки, к которым подключены электродвигатели.

2) Определяют параметры электродвигателей, участвующих в самозапуске [21.2].

3) По предварительно полученным кривым выбега находят частоту вращения разных электродвигателей к моменту подачи напряжения на сборные шины установки.

4) Определяют сопротивления отдельных электродвигателей при найденных значениях частоты вращения. С этой целью целесообразно использовать формулу (21.23) или формулы (21.24) и (21.25). Можно также использовать полученные экспериментально кривые изменения тока и частоты вращения во время пуска отдельных электродвигателей.

5) Определяют эквивалентное сопротивление всех электродвигателей, участвующих в самозапуске:

$$\underline{Z}_{эк} = \frac{1}{\sum_{i=1}^{i=n} \frac{1}{\underline{Z}_{экi}}}, \qquad (21.67)$$

где n – число электродвигателей, участвующих в самозапуске; $\underline{Z}_{экi}$ – эквивалентное сопротивление i-го электродвигателя в рассматриваемый момент времени.

6) Находят остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены электродвигатели:

$$\underline{U}_{ост} = \frac{\underline{U}_{и}}{\underline{Z}_{эк} + jX_{св}} \underline{Z}_{эк}, \qquad (21.68)$$

где $\underline{U}_{и}$ – напряжение на сборных шинах источника электроэнергии; $X_{св}$ – суммарное индуктивное сопротивление элементов связи, включенных между шинами источника электроэнергии и шинами установки, к которым подключены электродвигатели.

7) Используя механические характеристики электродвигателей, участвующих в самозапуске, определяют вращающий момент каждого из них при найденной в п. 3 частоте вращения и номинальном напряжении, а затем находят соответствующий вращающий момент при напряжении $U_{ост}$:

$$\underset{*}{M} = \underset{*}{M}_{(н)} U^2_{ост}, \qquad (21.69)$$

где $\underset{*}{M}_{(н)}$ – вращающий момент электродвигателя при номинальном напряже-

нии и скольжении, с которым он работает к моменту отключения короткого замыкания или повторной подачи напряжения на шины.

8) Используя механические характеристики рабочих машин, определяют момент сопротивления на валу каждого электродвигателя при соответствующем скольжении.

9) Определяют избыточный момент на валу каждого двигателя как разность его вращающего момента и момента сопротивления.

Если избыточный момент на валу каждого электродвигателя положителен, то самозапуск двигателей возможен. Если же избыточный момент на валу одного или нескольких электродвигателей получается отрицательным, то самозапуск оказывается затянутым или невозможным вообще. Поэтому в таком случае выявляют меры, обеспечивающие самозапуск электродвигателей ответственных рабочих машин. Такими мерами являются: уменьшение времени перерыва электроснабжения (уменьшение времени действия релейной защиты или устройств автоматического включения резервного питания); отключение электродвигателей менее ответственных рабочих машин; введение на время разгона в цепь обмотки возбуждения синхронных электродвигателей разрядного резистора и подача возбуждения лишь по достижении подсинхронной частоты вращения и т. д.

Возможен и каскадный самозапуск, который характеризуется последовательным разгоном агрегатов по мере повышения напряжения на шинах за счет увеличения сопротивления тех электродвигателей, которые повысили частоту вращения при меньших напряжениях на шинах электроустановки.

10) Зная избыточные моменты на валу каждого электродвигателя, напряжение на шинах и механические постоянные времени агрегатов, определяют время разгона каждого агрегата.

11) Рассчитывают дополнительное превышение температуры обмоток электродвигателей за время самозапуска и сравнивают его с допустимым превышением температуры при кратковременных перегрузках.

21.8. Анормальные режимы работы электродвигателей

Работа синхронных и асинхронных электродвигателей при отклонениях напряжения и частоты от номинальных значений

Напряжение, подводимое к электродвигателям, и частота нередко отличаются от номинальных. При этом отличаются от номинальных и многие параметры, характеризующие работу электродвигателей.

Магнитный поток в воздушном зазоре электродвигателя при небольших токах статора ($I \leqslant I_{ном}$), когда падение напряжения в обмотке статора значительно меньше ЭДС машины, может быть определен из соотношения

$$U_1 \approx E = k_c f \Phi,$$

где k_c – коэффициент пропорциональности, определяемый обмоточными данными статора, поэтому отношение магнитных потоков при произвольных и номинальных значениях напряжения и частоты

$$\frac{\Phi}{\Phi_{(н)}} \approx \frac{U_1/U_{1ном}}{f/f_{ном}} = \frac{U_1}{f_*}. \qquad (21.70)$$

Здесь и далее индекс (н) означает, что соответствующая величина определена при номинальных значениях напряжения и частоты.

Из (21.70) следует

$$\Phi \approx \Phi_{(н)} \frac{U_1}{f_*}, \qquad (21.71)$$

т. е. магнитный поток в воздушном зазоре асинхронных и синхронных электродвигателей практически прямо пропорционален напряжению и обратно пропорционален частоте.

Магнитная индукция в стали пропорциональна магнитному потоку, поэтому

$$B \approx B_{(н)} \frac{U_1}{f_*}. \qquad (21.72)$$

Потери активной мощности в стали статора от гистерезиса и вихревых токов приближенно могут быть определены по формуле

$$P_c = \left[\delta_г \frac{f}{100} + \delta_{в.т}\left(\frac{f}{100}\right)^2\right] B_{max}^2 G,$$

где $\delta_г$ и $\delta_{в.т}$ – удельные потери от гистерезиса и вихревых токов, зависящие от марки стали и толщины листов, Вт/кг; B_{max} – наибольшее значение магнитной индукции, Тл; G – масса активной стали, кг.

Таким образом, с ростом магнитной индукции и частоты тока потери активной мощности в стали статора электродвигателей возрастают. Однако в электрической машине, как видно из (21.72), индукция, частота и напряжение взаимно связаны, причем увеличение частоты вызывает уменьшение магнитной индукции в стали, поэтому

$$P_c = \left(\delta_г \frac{1}{100f} + \delta_{в.т} \frac{1}{10\,000}\right) \times \\ \times B_{max(н)}^2 f_{ном}^2 U_1^2 G. \qquad (21.73)$$

Последнее выражение показывает, что потери активной мощности в стали статора асинхронных электродвигателей пропорциональны квадрату напряжения. Что касается влияния частоты, то ее увеличение при неизменном напряжении приводит к уменьшению магнитной индукции, вследствие чего на потери активной мощности в стали частота влияет мало, причем повышение частоты сопровождается некоторым снижением потерь.

Изменение многих других параметров режима при изменениях напряжения и частоты у асинхронных и синхронных электродвигателей происходит неодинаково (например, неодинаково изменяются вращающий момент, ток ротора и другие величины) и определяется разными выражениями. Ниже подробно рассмотрены соответствующие выражения для асинхронных электродвигателей. С целью упрощения анализа активное сопротивление обмотки статора асинхронных электродвигателей принято равным нулю.

Кратность максимального момента асинхронного электродвигателя при любых значениях напряжения и частоты равна

$$b_{max} = \frac{M_{max}}{M_{ном}} = \frac{M_{max(н)}}{M_{ном}} \frac{M_{max}}{M_{max(н)}} = \\ = b_{max(н)} \frac{M_{max}}{M_{max(н)}},$$

но

$$\frac{M_{max}}{M_{max(н)}} \approx \frac{M_{эм\,max}}{M_{эм\,max(н)}},$$

поэтому в соответствии с (21.12а) $M_{max}/M_{max(н)} \approx U_1^2/f^2$, так как $\omega_0/\omega_{0ном} = f$, а индуктивные сопротивления рассеяния X_1 и X_2 пропорциональны частоте. Следовательно,

$$b_{max} \approx b_{max(н)} \frac{U_1^2}{f^2}. \qquad (21.74)$$

Таким образом, кратность максимального момента асинхронного электродвигателя прямо пропорциональна квадрату напряжения и практически обратно пропорциональна квадрату частоты.

Критическое скольжение асинхронного электродвигателя в соответствии с (21.11а) обратно пропорционально индуктивному сопротивлению $X_1 + c_1 X_2$, т. е.

$$s_{кр}/s_{кр(н)} = \omega_{0ном}/\omega_0 = 1/f,$$

поэтому

$$s_{кр} \approx s_{кр(н)}/f, \qquad (21.75)$$

т. е. оно не зависит от напряжения и изменяется обратно пропорционально частоте.

Электромагнитный момент асинхронного электродвигателя при любом скольжении, произвольном напряжении и номинальной частоте, как следует из (21.17) и (21.74), равен

$$M = M_{(н)} U_1^2, \qquad (21.76)$$

где $M_{(н)}$ – момент электродвигателя при том же скольжении, что и определяемый момент M, но при номинальных значениях напряжения и частоты.

Таким образом, момент асинхронного электродвигателя при произвольном скольжении пропорционален квадрату приложенного напряжения.

Момент асинхронного электродвигателя при одновременном отклонении от номинальных значений и напряжения, и частоты может быть определен по формуле (21.17), если вместо номинальной кратности максимального момента в нее подставить кратность, подсчитанную по формуле (21.74), а критическое скольжение пересчитать по формуле (21.75).

Кратность пускового момента электродвигателя при любых значениях напряжения и частоты в соответствии с выражениями (21.18), (21.74) и (21.75) равна

$$\underset{*}{M}_{\text{п}} = \underset{*}{M}_{\text{п(н)}} \frac{\underset{*}{U_1^2}}{\underset{*}{f^3}} \frac{1 + s_{\text{кр(н)}}}{1 + s_{\text{кр(н)}}/\underset{*}{f}}. \quad (21.77)$$

В тех случаях, когда $s_{\text{кр(н)}}/\underset{*}{f} \ll 1$ (это имеет место при повышении или небольшом понижении частоты и отсутствии в цепи ротора электродвигателя дополнительных сопротивлений), кратность пускового момента примерно равна

$$\underset{*}{M}_{\text{п}} \approx \underset{*}{M}_{\text{п(н)}} \frac{\underset{*}{U_1^2}}{\underset{*}{f^3}}. \quad (21.77\text{а})$$

Таким образом, кратность пускового момента прямо пропорциональна квадрату подведенного напряжения и практически обратно пропорциональна кубу частоты. При одновременном одинаковом уменьшении напряжения и частоты (т. е. при $\underset{*}{U_1} = \underset{*}{f} < 1$) пусковой момент электродвигателя возрастает. На этом свойстве асинхронных электродвигателей основан их частотный пуск, который иногда используют, например, на гидроэлектростанциях.

Скольжение асинхронных электродвигателей является сложной функцией частоты и напряжения, а также момента сопротивления на их валу. В тех случаях, когда рабочие машины имеют не зависящую от частоты вращения механическую характеристику, а отклонения напряжения и частоты от номинальных значений не сопровождаются резким уменьшением кратности максимального момента электродвигателей, их скольжение можно определить из выражения (21.17), положив в нем $s/s_{\text{кр}} = 0$ и заменив b_{max} и $s_{\text{кр}}$ соответственно выражениями (21.74) и (21.75). После преобразований расчетное выражение принимает вид

$$s \approx s_{\text{(н)}} \frac{\underset{*}{f}}{\underset{*}{U_1^2}}, \quad (21.78)$$

где $s_{\text{(н)}}$ – скольжение электродвигателя при заданном моменте сопротивления и номинальных значениях напряжения и частоты.

Таким образом, в первом приближении скольжение электродвигателя можно считать прямо пропорциональным частоте и обратно пропорциональным квадрату напряжения.

Частота вращения асинхронных электродвигателей

$$n = \frac{60f}{p}(1 - s),$$

где p – число пар полюсов машины, поэтому при отклонениях напряжения и частоты от номинальных значений она равна

$$n = n_{\text{(н)}} \underset{*}{f} \frac{1 - s}{1 - s_{\text{(н)}}}. \quad (21.79)$$

Если отклонения напряжения и частоты не приводят к существенному уменьшению кратности максимального момента, то $s \ll 1$, поэтому

$$n \approx n_{\text{(н)}} \underset{*}{f}, \quad (21.80)$$

т. е. частоту вращения можно считать не зависящей от напряжения и прямо пропорциональной частоте.

На характер зависимости частоты вращения асинхронного электродвигателя от частоты тока статора оказывает влияние и тип механической характеристики рабочей машины. Чтобы получить более точную зависимость частоты вращения от частоты тока статора, необходимо построить серию характеристик $\underset{*}{M} = f(\underset{*}{n})$ асинхронного электродвигателя при различных значениях частоты. С этой целью при использовании формулы (21.17) необходимо учитывать (21.74)

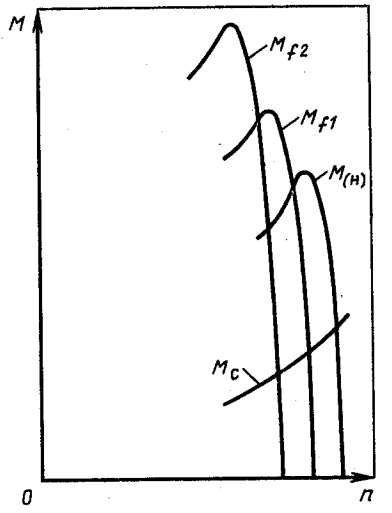


Рис. 21.20. Механические характеристики асинхронного электродвигателя при разных значениях частоты тока статора и механическая характеристика рабочей машины

и (21.75), а скольжение представить как $s = (n_0 - n)/n_0 = (n_{0(н)}f_* - n)/n_{0(н)}f_*$, где $n_{0(н)}$ – синхронная частота вращения при номинальной частоте $f_{ном}$.

Точки пересечения характеристик асинхронного электродвигателя с механической характеристикой рабочей машины (рис. 21.20) определяют режим работы электродвигателя и позволяют выявить зависимость частоты вращения от частоты тока статора.

Мощность на валу электродвигателя при постоянном моменте сопротивления пропорциональна частоте вращения машины, поэтому в соответствии с (21.80)

$$P_2 \approx P_{2(н)}f_*, \qquad (21.81)$$

т. е. мощность на валу практически не зависит от напряжения и прямо пропорциональна частоте.

Ток ротора асинхронного электродвигателя, приведенный к обмотке статора, при любых значениях напряжения и частоты может быть определен по выражению (21.9). Если положить в нем $R_1 = 0$ и $X_1 + c_1\mathring{X}_2 = 0$ [так как в соответствии с (21.11а) $X_1 + c_1\mathring{X}_2 \approx c_1\mathring{R}_2/s_{кр}$, но $c_1\mathring{R}_2/s_{кр} \ll c_1\mathring{R}_2/s$], то

$$\mathring{I}_2 \approx \mathring{I}_{2(н)}U_{1*}\frac{s}{s_{(н)}}. \qquad (21.82)$$

Замена скольжения s выражением (21.78) дает

$$\mathring{I}_2 \approx \mathring{I}_{2(н)}\frac{f_*}{U_{1*}}. \qquad (21.82а)$$

Таким образом, в первом приближении ток ротора асинхронного электродвигателя можно считать прямо пропорциональным частоте и обратно пропорциональным напряжению.

Ток намагничивания асинхронного электродвигателя при отклонениях напряжения и частоты от номинальных значений можно определить по кривой намагничивания, исходя из найденного по (21.71) магнитного потока машины. Если же магнитная система электродвигателя не насыщена, то ток намагничивания пропорционален магнитному потоку, поэтому в соответствии с (21.71)

$$I_0 = I_{0(н)}\frac{U_{1*}}{f_*}, \qquad (21.83)$$

т. е. в этом случае ток намагничивания прямо пропорционален напряжению и обратно пропорционален частоте.

Ток статора асинхронного электродвигателя при отклонениях напряжения и частоты от номинальных значений изменяется меньше, чем ток намагничивания или ток ротора, так как он равен геометрической сумме указанных токов, а при любых изменениях напряжения и частоты эти токи, как показывают выражения (21.82а) и (21.83), изменяются в противоположных направлениях. Характер изменения тока статора зависит от того, влияние какого из двух слагающих токов является преобладающим.

Влияние несимметрии напряжения на работу синхронных и асинхронных электродвигателей

Обмотку статора синхронных и асинхронных электродвигателей обычно соединяют в звезду с изолированной нейтралью или в треугольник, поэтому при несимметрии подведенного к электродвигателям напряжения фазные токи содержат только составляющие прямой и обратной последовательностей.

Ток обратной последовательности создает в электродвигателе магнитное поле, которое вращается с синхронной скоростью в направлении, противоположном направлению вращения ротора, вследствие чего в обмотке ротора асинхронного двигателя возникает ток частоты $f_1(2-s)$, а в обмотке возбуждения и демпферной обмотке синхронного двигателя – токи двойной частоты. Таким образом, сопротивление обратной последовательности асинхронного двигателя Z_2 можно определить из схемы замещения, приведенной на рис. 21.2, или по формулам (21.23) и (21.24), если в них заменить активное сопротивление $\mathring{R}_2/s$ сопротивлением $\mathring{R}_2(2-s)$. Нетрудно увидеть, что сопротивление обратной последовательности асинхронных двигателей значительно меньше сопротивления прямой последовательности Z_1 и мало отличается от сопротивления короткого замыкания $Z_к$. Сопротивление обратной последовательности синхронных электродвигателей также значительно меньше сопротивления прямой последовательности и близко к сверхпереходному сопротивлению по продольной оси. Поэтому даже при относительно небольшом напряжении обратной последовательности ток обратной последовательности в обмотках асинхронных и синхронных электродвигателей оказывается значительным. Например, если напряжение обратной последовательности $\underset{*}{U}_2 = 0{,}05$ и $\underset{*}{Z}_к = 0{,}2$, то ток обратной последовательности асинхронного электродвигателя $\underset{*}{I}_2 = 0{,}25$. По указанной причине даже при небольшой несимметрии напряжения на сборных шинах необходимо снижать нагрузку подключенных к ним электродвигателей.

Электромагнитный момент, действующий на ротор асинхронного двигателя вследствие возникновения токов обратной последовательности, можно определить по формулам (21.14), (21.16) или (21.17), если в соответствии с (21.74) их числитель умножить на $\underset{*}{U}_2^2$, а скольжение s заменить на $2-s$. Этот момент по знаку противоположен моменту, созданному магнитным потоком прямой последовательности, поэтому вызывает уменьшение суммарного электромагнитного момента. Однако при обычных скольжениях момент обратной последовательности оказывается незначительным и практически не влияет на суммарный момент электродвигателя.

Работа асинхронных электродвигателей при обрыве одной фазы

Возможность продолжительной работы асинхронного электродвигателя в случае обрыва одной фазы, вызванного, например, перегоранием предохранителя, определяется его перегрузочной способностью и загрузкой.

В месте обрыва падение напряжения в поврежденной и неповрежденной фазах неодинаково: в поврежденной фазе (будем считать поврежденной фазу A) $\Delta\underline{U}_A \neq 0$, а в неповрежденных $\Delta\underline{U}_B = \Delta\underline{U}_C = 0$. Поэтому симметричные составляющие падения напряжения в соответствии с методом симметричных составляющих равны

$$\Delta\underline{U}_{A1} = \Delta\underline{U}_{A2} = \Delta\underline{U}_{A0} = \frac{1}{3}\Delta\underline{U}_A. \qquad (21.84)$$

С другой стороны, ток поврежденной фазы $\underline{I}_A = \underline{I}_{A1} + \underline{I}_{A2} + \underline{I}_{A0} = 0$, но вследствие отсутствия заземленных нейтралей $\underline{I}_{A0} = 0$, поэтому

$$\underline{I}_{A1} = -\underline{I}_{A2}. \qquad (21.85)$$

Полученные выражения показывают, что схемы замещения прямой и обратной последовательностей электродвигателя можно соединить между собой по месту обрыва (рис. 21.21, *а*) и получить, таким образом, комплексную схему замещения. На этой схеме $X_{вш}$ – сопротивление всех элементов, включенных между электродвигателем и источником электроэнергии.

В соответствии с выражениями (21.24)–(21.26) сопротивление обратной последовательности асинхронного электродвигателя $Z_2 \approx X_к \approx X_1 + c_1\mathring{X}_2$, по-

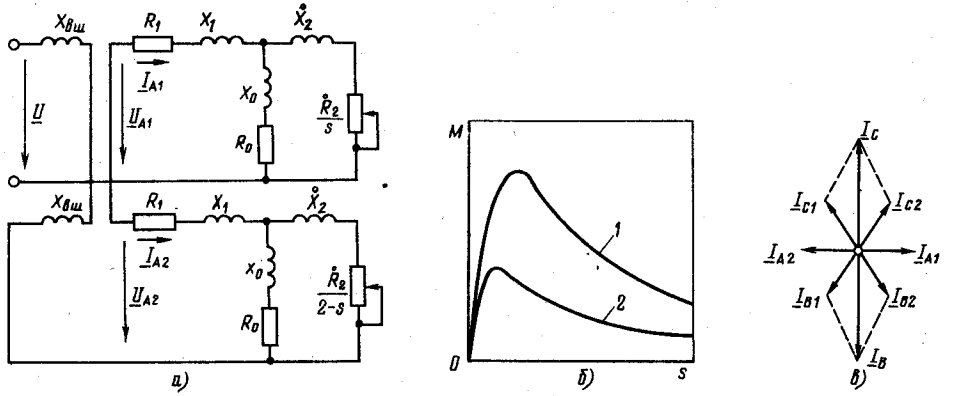


Рис. 21.21. Обрыв фазы статора асинхронного электродвигателя;
а – комплексная схема замещения; *б* – механическая характеристика электродвигателя до обрыва (кривая *1*) и после обрыва (кривая *2*) фазы статора; *в* – векторная диаграмма токов

этому если внешнее сопротивление $X_{вш}$ мало, то обрыв фазы электродвигателя, как показывает комплексная схема замещения, эквивалентен включению во все его фазы статора сопротивлений $Z_2 \approx \approx X_1 + c_1\dot{X}_2$. Это приводит, как видно из (21.11а) и (21.12а), к уменьшению в 2 раза как критического скольжения, так и максимального момента (рис. 21.21, *б*). Таким образом, если перегрузочная способность электродвигателя достаточна, то при обрыве одной фазы он не опрокидывается и продолжает работать с несколько большим скольжением. В случае постоянства момента на валу ток в поврежденных фазах статора, как видно из векторной диаграммы токов электродвигателя (рис. 21.21, *в*), возрастает в $\sqrt{3}$ раз.

Напряжения прямой и обратной последовательностей на выводах электродвигателя при обрыве одной фазы существенно различаются по абсолютному значению, так как они пропорциональны сопротивлениям Z_1 и Z_2 электродвигателя. Так, при $X_{вш} = 0$

$$|\underline{U}_{A1}| = \left|\underline{U}\frac{\underline{Z}_1}{\underline{Z}_1 + \dot{\underline{Z}}_2}\right|$$

и

$$|\underline{U}_{A2}| = \left|\underline{U}\frac{\dot{\underline{Z}}_2}{\underline{Z}_1 + \dot{\underline{Z}}_2}\right|,$$

где $\underline{U}$ – напряжение источника.

При работе электродвигателя вхолостую напряжение прямой последовательности близко к напряжению на шинах, а напряжение обратной последовательности близко к нулю, поэтому напряжение на выводах электродвигателя оказывается практически симметричным. По мере увеличения нагрузки электродвигателя напряжение прямой последовательности уменьшается, а напряжение обратной последовательности, наоборот, возрастает. Однако $U_1 \gg U_2$, поэтому обрыв фазы (перегорание предохранителя) практически нельзя обнаружить по показаниям вольтметров, включенных на выводах электродвигателя.

Глава двадцать вторая

СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

22.1. Основные типы трансформаторов, элементы конструкции

Электрическая энергия, вырабатываемая на электростанциях, при передаче к потребителям претерпевает многократную трансформацию в повышающих и понижающих трансформаторах. Поэтому мощность трансформаторов, установленных в энергосистемах, превышает установленную мощность генераторов (киловольт-амперы) в 4 – 5 раз. Несмотря на относительно высокий КПД трансформаторов стоимость энергии, теряемой ежегодно в трансформаторах, составляет значительную сумму. Естественно поэтому стремление к уменьшению числа ступеней трансформации, уменьшению установленной мощности трансформаторов и лучшему их использованию.

Трансформаторы изготовляют трехфазными и однофазными, двух- и трехобмоточными. Преимущественное применение имеют трехфазные трансформаторы, экономические показатели которых выше показателей групп из однофазных трансформаторов при той же надежности. Группы из однофазных трансформаторов применяют только при самых больших мощностях, при напряжениях 500 кВ и выше в целях уменьшения транспортной массы. Трансформаторы всех типов (в том числе и автотрансформаторы) изготовляют в соответствии со следующей шкалой номинальных мощностей (киловольт-амперы), установленной ГОСТ 9680 – 77Е:

10	–	16	–	25
100	–	160	–	250
1000	–	1600	–	2500
10 000	–	16 000	–	25 000
100 000	125 000	160 000	200 000	250 000
1 000 000	1 250 000			

Продолжение

–	40	–	63	–
–	400	–	630	–
–	4000	–	6300	–
32 000	40 000	–	63 000	80 000
320 000	400 000	500 000	630 000	800 000

Применительно к однофазным трансформаторам приведенные значения мощности следует понимать как мощности трехфазных групп.

Основными требованиями, предъявляемыми к трансформаторам, являются надежность работы и экономичность.

Потери мощности в трансформаторах слагаются из потерь холостого хода и потерь короткого замыкания. Для уменьшения потерь мощности в магнитопроводах применяют холоднокатаную сталь с малым содержанием углерода и присадками, улучшающими свойства стали. Магнитопровод собирают из листов толщиной 0,35 мм и меньше. Потери короткого замыкания состоят из джоулевых потерь в обмотках и добавочных потерь в обмотках и элементах конструкции трансформатора, определяемых напряженностью магнитного поля рассеяния. Снижения потерь короткого замыкания достигают в основном уменьшением добавочных потерь различными методами конструктивного порядка, в частности применением многопроволочных проводов с изолированными жилами.

Напряжение короткого замыкания. При передаче мощности через трансформатор имеет место падение напряжения, определяемое сопротивлением трансформатора – напряжением короткого замыкания $u_к$. Последнее зависит в основном от размеров обмоток (диаметра и ширины канала между обмотками, высоты обмотки), следовательно, от номинального напряжения и мощности трансформатора. При относительно небольшом значении $u_к$ падение напряжения в трансформаторе невелико. Однако при КЗ за трансформатором ток получается большим. Это влечет за собой необходимость изготовления трансформаторов с большой динамической и термической стойкостью и приводит, следовательно, к увеличению их стоимости. Увеличиваются также требования к динамической и термической стойкости коммутационных аппаратов на стороне вторичного напряжения. С учетом условий работы трансформаторов в системе при конструировании трансформаторов

приходится ориентироваться на оптимальное значение напряжения короткого замыкания. Чем выше номинальное напряжение и больше мощность трансформатора, тем выше напряжение короткого замыкания: трансформаторы мощностью до 6300 кВ·А с напряжениями 10–35 кВ имеют напряжение короткого замыкания в пределах 5,5–7,5%, а более мощные трансформаторы с напряжением 110–500 кВ – в пределах 10–15%.

Изоляция обмоток трансформатора определяется испытательными напряжениями (промышленной частоты и импульсных), установленными в соответствии с номинальным напряжением трансформатора, системой рабочего заземления электрической сети и характеристиками разрядников *. Обмотки трансформаторов, предназначенные для присоединения к эффективно-заземленным сетям с напряжением 110 кВ и выше, выполняют с изоляцией на полное испытательное напряжение только у линейного вывода. Изоляцию обмоток у второго вывода, подлежащего заземлению, рассчитывают на меньшее испытательное напряжение. Такие обмотки выполняют в виде двух концентров (рис. 22.1). При этом наружный концентр состоит из двух частей, расположенных друг над другом по высоте стержня и намотанных в противоположных направлениях. Части обмоток соединяют параллельно, а линейный вывод устраивают посередине. Таким образом удается существенно уменьшить изоляцию торцов обмотки.

Трехобмоточные трансформаторы. Трехобмоточные трансформаторы применяют в основном в качестве понижающих трансформаторов. Они имеют мощность до 100 МВ·А и высшее напряжение до 220 кВ. Мощности обмоток высшего, среднего и низшего напряжений равны соответственно 100/100/100, 100/100/67 и 100/67/100% номинальной мощности трансформатора. Сумма нагрузок обмоток среднего и низшего напряжений не должна превышать номинальной мощности трансформатора.

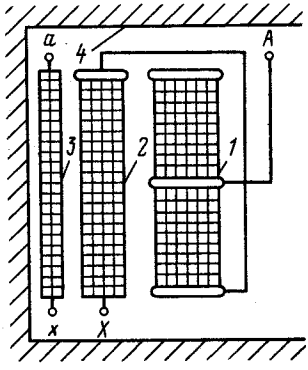


Рис. 22.1. Расположение обмоток трансформатора с номинальным напряжением 110 кВ и выше:
1 – наружный концентр обмотки высшего напряжения, состоящий из двух частей; *2* – внутренний концентр обмотки высшего напряжения; *3* – обмотка низшего напряжения; *4* – магнитопровод

Обмотки высшего, среднего и низшего напряжений трехобмоточных трансформаторов размещают на стержнях концентрически в следующем порядке: обмотку высшего напряжения – снаружи, обмотку низшего напряжения – внутри у стержня, обмотку среднего напряжения – между обмотками высшего и низшего напряжений. При таком расположении обмоток напряжение КЗ между обмотками высшего и среднего напряжений имеет минимальное значение, что позволяет передать бóльшую часть мощности в сеть среднего напряжения с минимальными потерями напряжения. Напряжение КЗ между обмотками высшего и низшего напряжений относительно велико, что способствует ограничению тока КЗ в сети низшего напряжения.

Разновидностью трехобмоточного трансформатора является трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения [22.1]. В таком трансформаторе (рис. 22.2, *а*) обмотка низшего напряжения каждой фазы выполнена из двух частей (ветвей), расположенных симметрично по отношению к обмотке высшего напряжения. Номинальные напряжения ветвей обмотки одинаковы. Мощность каждой обмотки низшего напряжения

* Эти вопросы относятся к курсу «Техника высоких напряжений».

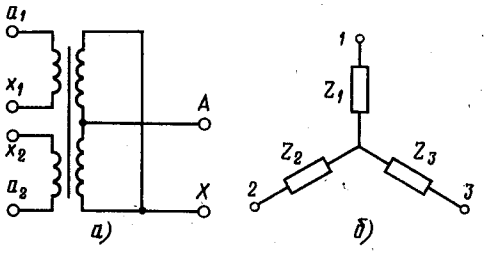


Рис. 22.2. Трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения:
а – размещение обмоток; *б* – схема замещения

составляет часть номинальной мощности трансформатора (при двух ветвях – половину, при трех ветвях – 1/3 номинальной мощности). В трехфазных трансформаторах обе части расщепленной обмотки размещены на общем стержне соответствующей фазы одна над другой, а в однофазных трансформаторах части обмотки размещены на разных стержнях. Каждая ветвь расщепленной обмотки имеет самостоятельные выводы. Допускается любое распределение нагрузки между ветвями расщепленной обмотки, например при двух ветвях одна ветвь может быть полностью нагружена, а вторая отключена или обе ветви нагружены полностью.

Достоинством трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения является большое сопротивление короткого замыкания между ветвями, что дает возможность ограничить ток КЗ на стороне низшего напряжения, например на подстанциях. Повышающие трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения применяют в случаях, когда несколько генераторов должны быть присоединены к общему трансформатору (например, на гидростанциях).

Одной из характеристик трансформатора с расщепленной обмоткой является коэффициент расщепления k_p, который для случая двух ветвей равен отношению сопротивления короткого замыкания между ветвями расщепленной обмотки Z_{2-3} к сопротивлению короткого замыкания между обмоткой высшего напряжения и параллельно соединенными ветвями расщепленной обмотки:

$$k_p = \frac{Z_{2-3}}{Z_{1-2//3}}.$$

Для однофазных трансформаторов коэффициент расщепления $k_p \approx 4$, а для трехфазных трансформаторов $k_p \approx 3{,}5$. Сопротивления лучей в схеме замещения трансформатора с обмоткой низшего напряжения, расщепленной на две ветви (рис. 22.2, *б*), могут быть определены из следующих выражений:

$$Z_1 = Z_{1-2//3}\left(1 - \frac{k_p}{4}\right); \qquad (22.1)$$

$$Z_2 = Z_3 = Z_{1-2//3}\,\frac{k_p}{2}. \qquad (22.2)$$

После подстановки в (22.1) и (22.2) соответствующих значений для k_p получим:

для однофазных трансформаторов

$$Z_1 = 0 \text{ и } Z_2 = Z_3 = 2Z_{1-2//3};$$

для трехфазных трансформаторов

$$Z_1 = 0{,}125\,Z_{1-2//3} \text{ и } Z_2 = Z_3 = 1{,}75\,Z_{1-2//3}.$$

22.2. Автотрансформаторы

Автотрансформатор представляет собой многообмоточный трансформатор, у которого две обмотки связаны электрически. В энергосистемах применение получили трехобмоточные автотрансформаторы – трехфазные и группы из однофазных. Их широко используют по соображениям экономического порядка вместо обычных трансформаторов для соединения эффективно-заземленных сетей с напряжением 110 кВ и выше при отношении номинальных напряжений, не превышающем 3–4.

Изучение автотрансформаторов удобно начать с рассмотрения электрической схемы однофазного двухобмоточного автотрансформатора (рис. 22.3). Обмотка $A - A_m$ называется последовательной, а обмотка $A_m - X$ – общей. Вывод A является выводом высшего напряжения, вывод A_m – выводом среднего напряжения. Обмотки трехфазных автотрансформаторов (или групп из трех однофазных автотрансформа-

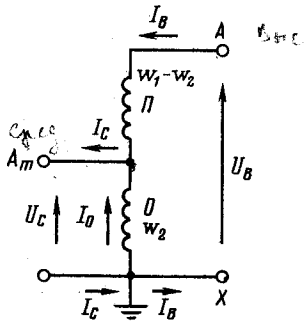


Рис. 22.3. Принципиальная схема двухобмоточного автотрансформатора

торов) соединяют в звезду с заземленной нейтралью X.

Обозначим общее число витков в обеих обмотках автотрансформатора через w_1, а число витков в общей обмотке – через w_2. Тогда число витков в последовательной обмотке будет $w_1 - w_2$. Отношение $n = w_1/w_2$ представляет собой коэффициент трансформации автотрансформатора.

Рассмотрим работу двухобмоточного автотрансформатора при передаче мощности из сети высшего в сеть среднего напряжения [22.2]. Стрелками на рис. 22.3 обозначены условные положительные направления токов и напряжений. Уравнение магнитодвижущих сил автотрансформатора имеет следующий вид:

$$\underline{I}_B w_1 - \underline{I}_C w_2 = \underline{I}_0 w_1,$$

где $\underline{I}_B$ и $\underline{I}_C$ – соответственно токи у выводов высшего и среднего напряжений; $\underline{I}_0$ – намагничивающий ток, проходящий по обеим обмоткам $A - X$.

Если пренебречь намагничивающим током, то токи $\underline{I}_B$ и $\underline{I}_C$ будут в противофазе и, следовательно, ток в общей обмотке равен алгебраической разности этих токов:

$$I_0 = I_C - I_B.$$

Он меньше тока у выводов среднего напряжения. Соответственно рассчитывают общую обмотку с меньшим расходом меди и меньшими потерями.

Обратим внимание на то, что МДС последовательной и общей обмоток, если пренебречь током намагничивания, равны и противоположны по фазе. Действительно,

$$\underline{I}_B (w_1 - w_2) = \underline{I}_B w_1 - \underline{I}_B w_2.$$

Подставив сюда $\underline{I}_B w_1 = \underline{I}_C w_2$, получим

$$\underline{I}_B (w_1 - w_2) = (\underline{I}_C - \underline{I}_B) w_2.$$

Поэтому последовательную и общую обмотки можно рассматривать как первичную и вторичную обмотки автотрансформатора.

В отличие от трансформатора, где вся мощность с первичной стороны передается на вторичную сторону магнитным полем, в автотрансформаторе часть мощности передается непосредственно – без трансформации, через контактную связь между последовательной и общей обмотками. Назовем полную мощность, передаваемую с первичной стороны автотрансформатора на вторичную, проходной, а мощность, передаваемую магнитным полем, – трансформаторной.

Проходная мощность для схемы на рис. 22.3 равна

$$S = U_B I_B \approx U_C I_C.$$

Трансформаторная мощность может быть определена из схемы на рис. 22.4, *а*. Здесь последовательная и общая обмотки автотрансформатора не соединены электрически. Они связаны только посредством магнитного поля. Коэффициент трансформации такого трансформатора равен $(w_1 - w_2)/w_2$. К последовательной обмотке приложено напряжение $U_B -$

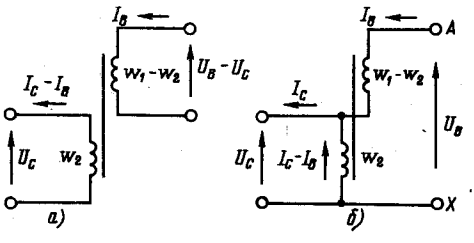


Рис. 22.4. Схемы трансформатора (*а*) и автотрансформатора (*б*) с одинаковой электромагнитной мощностью

U_C. Напряжение у зажимов общей обмотки равно $(U_B - U_C)\,w_2/(w_1 - w_2)$. Ток в последовательной обмотке равен I_B, поэтому ток в общей обмотке составляет $I_B\,(w_1 - w_2)/w_2$. Мощность, передаваемая из последовательной в общую обмотку,

$$S_{тр} = (U_B - U_C)\,I_B \approx U_C\,(I_C - I_B).$$

Это и есть трансформаторная мощность автотрансформатора. Остальная часть мощности передается из первичной цепи во вторичную без трансформации через электрическую (контактную) связь между обмотками – последовательной и общей. Действительно, если соединить эти обмотки (рис. 22.4, *б*) и приложить к зажимам $A - X$ напряжение U_B, то токи в обмотках и напряжения не изменятся, но ток I_B из последовательной обмотки направится в сеть среднего напряжения и передаваемая мощность увеличится на $S_{эл} = U_C I_B$, т. е. на электрическую мощность, передаваемую через контактную связь. Сумма трансформаторной и электрической мощностей равна проходной мощности автотрансформатора:

$$S = S_{тр} + S_{эл} = (U_B - U_C)\,I_B + U_C I_B = U_B I_B.$$

Отношение трансформаторной мощности к проходной называется коэффициентом типовой мощности автотрансформатора:

$$K_{тип} = \frac{S_{тр}}{S} = \frac{U_B - U_C}{U_B} = 1 - \frac{U_C}{U_B}.$$

Под номинальной мощностью автотрансформатора понимают его проходную мощность при номинальных условиях. Соответствующую номинальной мощности трансформаторную (электромагнитную) мощность называют типовой мощностью. Размеры и масса автотрансформатора определяются не проходной, а трансформаторной мощностью. Чем ближе к единице отношение U_C/U_B, тем меньше трансформаторная мощность при заданной проходной мощности. Следовательно, замена трансформатора соответствующим автотрансформатором становится все выгоднее.

Рассмотрим, как изменяются параметры трансформатора (рис. 22.4, *а*), если его обмотки соединить согласно схеме на рис. 22.4, *б*. Так как рассматриваемые трансформатор и автотрансформатор имеют одинаковые магнитопроводы и обмотки, электромагнитная мощность их одинакова, но проходная мощность автотрансформатора увеличится в $1/K_{тип}$ раз. Потери останутся такими же, но относительное их значение в долях проходной мощности уменьшится в $1/K_{тип}$ раз. Абсолютное и относительное значения тока холостого хода также уменьшатся в $1/K_{тип}$ раз, так как в трансформаторе намагничивающий ток проходит по обмотке с числом витков $w_1 - w_2$, а в автотрансформаторе – по обмотке с числом витков w_1.

Сопротивление КЗ, выраженное в омах, определяется активным и индуктивным сопротивлениями последовательной и общей обмоток и поэтому не меняется при пересоединении обмоток. Однако сопротивление КЗ в относительных единицах, т. е. напряжение короткого замыкания, уменьшится в $1/K_{тип}$ раз, так как при коротком замыкании у зажимов среднего напряжения автотрансформатора общая обмотка оказывается закороченной, а к последовательной обмотке вместо напряжения $U_B - U_C$ прикладывается напряжение U_B. Напряжение короткого замыкания трансформатора

$$u_{к.тр} = \frac{Z_к I_B}{U_B - U_C} = \frac{Z_к S_{тр}}{(U_B - U_C)^2}.$$

Напряжение короткого замыкания автотрансформатора

$$u_{к.ат} = \frac{Z_к I_B}{U_B} = \frac{Z_к S_{ном}}{U_B^2},$$

следовательно,

$$u_{к.ат} = u_{к.тр} K_{тип}.$$

Преимущества автотрансформаторов перед трансформаторами той же проходной мощности заключаются в следующем:

для изготовления автотрансформатора требуется меньше меди, стали и изоляционных материалов, поэтому стоимость автотрансформатора меньше;

потери мощности в автотрансформаторе меньше, а его КПД выше;

габариты автотрансформатора меньше, что позволяет строить его с большей проходной мощностью и облегчает транспорт.

Перечисленные преимущества автотрансформаторов тем заметнее, чем меньше разность высшего и среднего напряжений.

Все сказанное выше относится к двухобмоточным автотрансформаторам. Однако силовые автотрансформаторы, как правило, снабжены третичными обмотками низшего напряжения (6–35 кВ), соединенными в треугольник. Основное назначение этих обмоток состоит в компенсации гармонических составляющих напряжения, кратных трем, и уменьшении сопротивления нулевой последовательности автотрансформатора. Обмотку низшего напряжения часто используют для электроснабжения местных потребителей или для присоединения генератора (синхронного компенсатора). На рис. 22.5 показано расположение обмоток у однофазного трехобмоточного автотрансформатора: последовательная обмотка *П* расположена снаружи, общая обмотка *О* – в середине, а обмотка низшего напряжения *Н* – у стержня магнитопровода.

Обмотка низшего напряжения увеличивает размеры, массу и стоимость автотрансформатора (по сравнению с двухобмоточным автотрансформатором). Поэтому если эта обмотка служит только для компенсации гармонических составляющих напряжения, кратных трем, и уменьшения сопротивления нулевой последовательности, то мощность ее определяется требованием термической и электродинамической стойкости при КЗ и составляет около 1/3 типовой мощности автотрансформатора. Если же обмотка низшего напряжения используется также для присоединения генератора (синхронного компенсатора), то ее мощность должна быть увеличена до типовой мощности. Затраты материала и стоимость автотрансформатора при этом увеличиваются. Трехобмоточный автотрансформатор приблизительно эквивалентен трансформатору, мощность которого равна $(S_О + S_П + S_Н)/2$, где $S_О$, $S_П$, $S_Н$ – мощности соответственно общей, последовательной и третичной (низшего напряжения) обмоток.

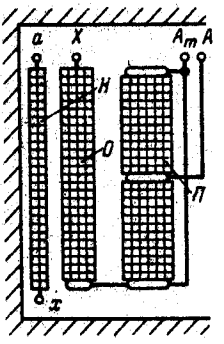


Рис. 22.5. Расположение обмоток трехобмоточного автотрансформатора

Недостатки автотрансформаторов заключаются в относительно низком напряжении КЗ и связанных с этим больших токах КЗ и электродинамических силах в обмотках при КЗ. Для устранения этого недостатка приходится увеличивать сопротивление рассеяния путем уменьшения диаметра стержней и увеличения промежутков между обмотками несмотря на то, что увеличение полей рассеяния приводит к увеличению потерь мощности и местных нагревов.

Автотрансформаторы с высшим напряжением 220–500 кВ имеют напряжение КЗ в режиме ВН–СН в пределах от 8 до 11,5%. Напряжение КЗ в режиме ВН–НН, отнесенное к номинальной мощности автотрансформатора, значительно больше – 20–35%, что объясняется значительными расстояниями между обмоткой низшего напряжения и общей и последовательной обмотками. Если отнести напряжение КЗ к типовой мощности (поскольку мощность в режиме ВН–НН не превышает типовую), эти значения должны быть уменьшены в $K_{тип}$ раз.

Недостатком автотрансформаторов является также изменение напряжений проводов относительно земли в сети среднего напряжения при замыкании на землю в сети высшего напряжения, которое тем больше, чем больше отношение

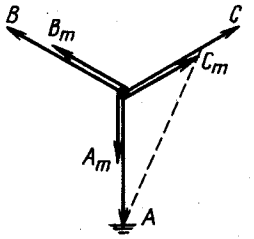


Рис. 22.6. Векторная диаграмма напряжений в незаземленной сети с автотрансформатором в случае замыкания одного провода на землю

U_B/U_C. В незаземленной системе эти напряжения достигают недопустимых значений (рис. 22.6, отрезок AC_m). Поэтому для соединения незаземленных сетей (частей энергосистемы) автотрансформаторы непригодны. В эффективно-заземленных сетях эта опасность не возникает.

Перенапряжения, возникающие в сети высшего напряжения, вызывают на выводах среднего напряжения автотрансформаторов более значительные перенапряжения, чем у трансформаторов. Это учитывают при конструировании изоляции автотрансформаторов. Кроме того, со стороны высшего и среднего напряжений автотрансформаторы защищают разрядниками. Последние должны быть присоединены (без разъединителей) между автотрансформатором и ближайшим разъединителем, с тем чтобы разрядники оставались включенными при отключении автотрансформатора с одной из сторон.

Режимы трехобмоточных автотрансформаторов. При выборе мощности автотрансформатора, при решении вопроса о допустимости того или иного режима, при подсчете потерь мощности и энергии в автотрансформаторе необходимо знать нагрузку каждой его обмотки, в особенности наиболее нагруженной.

Режимы, в которых мощность передается из системы высшего напряжения в систему среднего напряжения или в обратном направлении (третичная обмотка не нагружена), являются автотрансформаторными. При этих режимах передаваемая мощность не должна превышать номинальную мощность автотрансформатора.

Если третичная обмотка также нагружена (такой режим принято называть комбинированным), то токи в последовательной и общей обмотках можно представить состоящими из двух слагаемых, а именно: а) тока, соответствующего мощности, передаваемой в автотрансформаторном режиме из системы высшего напряжения в систему среднего напряжения (или в обратном направлении); б) тока, соответствующего мощности, передаваемой в трансформаторном режиме через третичную обмотку в том или ином направлении. Слагаемые токов в последовательной и общей обмотках должны быть суммированы геометрически с учетом направления передачи мощности. Комбинированные режимы трехобмоточных автотрансформаторов наиболее часты. Характерными являются следующие два.

Режим 1. Мощность передается в направлении ВН → СН и одновременно ВН → НН (рис. 22.7, *а*) или в обратном направлении: СН → ВН и одновременно НН → ВН. Слагаемые токов автотрансформаторного режима в последовательной и общей обмотках обозначены на схемах соответственно $I_{\text{Пат}}$ и $I_{\text{Оат}}$. Они находятся в противофазе. Слагаемая тока трансформаторного режима в общей и последовательной обмотках обозначена $I_{\text{тр}}$ (см. пунктирную стрелку).

В рассматриваемом режиме составляющие тока автотрансформаторного и

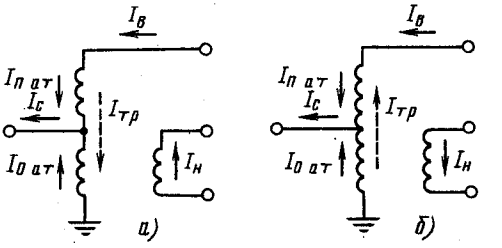


Рис. 22.7. Схемы, поясняющие распределение тока в обмотках трехобмоточного автотрансформатора в комбинированных режимах: *а* – режим 1; *б* – режим 2

трансформаторного режимов в последовательной обмотке направлены согласно, поэтому

$$\underline{I}_{\text{П}} = \underline{I}_{\text{Пат}} + \underline{I}_{\text{тр}},$$

причем

$$\underline{I}_{\text{Пат}} = \frac{1}{U_{\text{В}}}(P_{\text{С}} - jQ_{\text{С}});$$

$$\underline{I}_{\text{тр}} = \frac{1}{U_{\text{В}}}(P_{\text{Н}} - jQ_{\text{Н}}),$$

где $P_{\text{С}} - jQ_{\text{С}}$ – мощность у выводов среднего напряжения, а $P_{\text{Н}} - jQ_{\text{Н}}$ – мощность у выводов низшего напряжения.

Нагрузка последовательной обмотки

$$S_{\text{П}} = \frac{U_{\text{В}} - U_{\text{С}}}{U_{\text{В}}}\sqrt{(P_{\text{С}} + P_{\text{Н}})^2 + (Q_{\text{С}} + Q_{\text{Н}})^2} =$$

$$= K_{\text{тип}}\sqrt{(P_{\text{С}} + P_{\text{Н}})^2 + (Q_{\text{С}} + Q_{\text{Н}})^2}. \qquad (22.3)$$

В общей обмотке составляющие тока автотрансформаторного и трансформаторного режимов направлены встречно, поэтому

$$\underline{I}_{\text{О}} = \underline{I}_{\text{Оат}} - \underline{I}_{\text{тр}}.$$

Принимая во внимание, что сумма МДС последовательной и общей обмоток (как от полных токов, так и от составляющих) равна нулю, имеем

$$\underline{I}_{\text{Оат}} w_2 = \underline{I}_{\text{Пат}}(w_1 - w_2),$$

откуда

$$\underline{I}_{\text{Оат}} = \frac{w_1 - w_2}{w_2}\frac{1}{U_{\text{В}}}(P_{\text{С}} - jQ_{\text{С}}) =$$

$$= \frac{U_{\text{В}} - U_{\text{С}}}{U_{\text{С}}U_{\text{В}}}(P_{\text{С}} - jQ_{\text{С}}).$$

Нагрузка общей обмотки равна

$$S_{\text{О}} = \sqrt{\left(K_{\text{тип}}P_{\text{С}} - \frac{U_{\text{С}}}{U_{\text{В}}}P_{\text{Н}}\right)^2 + \left(K_{\text{тип}}Q_{\text{С}} - \frac{U_{\text{С}}}{U_{\text{В}}}Q_{\text{Н}}\right)^2}. \qquad (22.4)$$

Активная и реактивная составляющие нагрузки общей обмотки могут быть положительными или отрицательными в зависимости от значений составляющих автотрансформаторного и трансформаторного режимов. Кажущаяся мощность не зависит от знака составляющих. В рассматриваемом режиме ток в общей обмотке меньше, чем в трансформаторном режиме НН ⇄ ВН или в автотрансформаторном режиме СН ⇄ ⇄ ВН. Рассматриваемый комбинированный режим ограничен мощностью последовательной обмотки.

Режим 2. Мощность передается в направлении ВН → СН и одновременно НН → СН (рис. 22.7, *б*) или в обратном направлении СН → ВН и СН → НН.

В последовательной обмотке составляющая тока трансформаторного режима отсутствует, поэтому

$$\underline{I}_{\text{П}} = \underline{I}_{\text{Пат}} = \underline{I}_{\text{В}} = \frac{1}{U_{\text{В}}}(P_{\text{В}} - jQ_{\text{В}}),$$

где $P_{\text{В}} - jQ_{\text{В}}$ – мощность у выводов высшего напряжения.

Нагрузка последовательной обмотки

$$S_{\text{П}} = \frac{U_{\text{В}} - U_{\text{С}}}{U_{\text{В}}}\sqrt{P_{\text{В}}^2 + Q_{\text{В}}^2} =$$

$$= K_{\text{тип}}\sqrt{P_{\text{В}}^2 + Q_{\text{В}}^2}. \qquad (22.5)$$

В общей обмотке составляющие тока автотрансформаторного и трансформаторного режимов направлены согласно, поэтому

$$\underline{I}_{\text{О}} = \underline{I}_{\text{Оат}} + \underline{I}_{\text{тр}},$$

причем

$$\underline{I}_{\text{Оат}} = \frac{U_{\text{В}} - U_{\text{С}}}{U_{\text{С}}U_{\text{В}}}(P_{\text{В}} - jQ_{\text{В}});$$

$$\underline{I}_{\text{тр}} = \frac{1}{U_{\text{С}}}(P_{\text{Н}} - jQ_{\text{Н}}),$$

где $P_{\text{Н}} - jQ_{\text{Н}}$ – мощность у выводов низшего напряжения.

Нагрузка общей обмотки может быть определена из следующего выражения:

$$S_{\text{О}} = \sqrt{(K_{\text{тип}}P_{\text{В}} + P_{\text{Н}})^2 + (K_{\text{тип}}Q_{\text{В}} + Q_{\text{Н}})^2}. \qquad (22.6)$$

Составляющие тока (мощности) автотрансформаторного и трансформаторного режимов суммируются в общей обмотке. Рассматриваемый режим ограничен мощностью общей обмотки.

Комбинированный режим 2 представляет практический интерес при проектировании подстанций с синхронными компенсаторами, присоединенными к

обмоткам низшего напряжения автотрансформаторов. При определенных условиях, когда линейные токи не превышают номинальных значений, общая обмотка может оказаться перегруженной, поскольку составляющие реактивной мощности, поступающие из сети высшего напряжения и от синхронного компенсатора, здесь суммируются. То же самое может иметь место на электростанциях при передаче мощности генератора, присоединенного к обмотке низшего напряжения автотрансформатора, в сеть среднего напряжения и одновременно из системы высшего напряжения в сеть среднего напряжения. Учитывая возможность таких режимов, заводы-изготовители указывают в числе других параметров максимальный допустимый ток в общей обмотке, несколько превышающий номинальное значение, равное $S_{\text{тип}}/U_{\text{С}}$. Эксплуатационный персонал следит, чтобы ток в общей обмотке не превышал максимального значения. С этой целью в однофазных автотрансформаторах предусматривают трансформаторы тока, встроенные в нейтральные выводы. В трехфазных автотрансформаторах предусматривают трансформаторы тока в нейтральных отводах (до соединения в звезду), встроенные в бак.

Приведенные выражения для токов и мощностей, полученные для однофазной системы, справедливы и для трехфазной системы. При этом под напряжениями $U_{\text{В}}$, $U_{\text{С}}$, $U_{\text{Н}}$ следует понимать линейные напряжения, а под мощностями P, Q и S – трехфазные мощности.

Заметим, что расчет по приведенным выше формулам необходим в том случае, когда токи в обмотках значительно различаются по фазе. При незначительной разнице в фазных углах кажущиеся мощности в обмотках могут быть суммированы алгебраически:

в режиме 1

$$S_{\text{П}} = K_{\text{тип}}(S_{\text{С}} + S_{\text{Н}});$$

$$S_{\text{О}} = K_{\text{тип}}S_{\text{С}} - \frac{U_{\text{С}}}{U_{\text{В}}}S_{\text{Н}}; \qquad (22.7\text{а})$$

в режиме 2

$$S_{\text{П}} = K_{\text{тип}}S_{\text{В}};\ S_{\text{О}} = K_{\text{тип}}S_{\text{В}} + S_{\text{Н}}. \qquad (22.7\text{б})$$

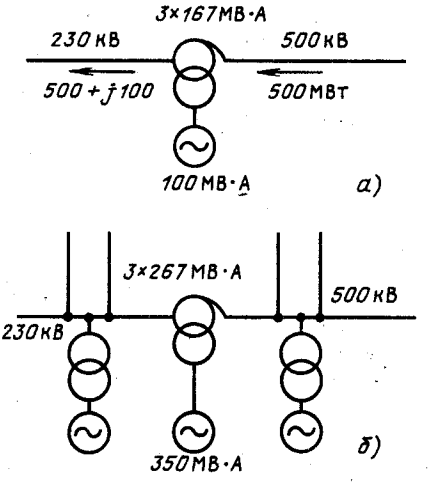


Рис. 22.8. Схемы к примерам 22.1 и 22.2: *а* – подстанция с автотрансформаторами 500/230/11 кВ; *б* – электростанция с автотрансформатором 500/230/20 кВ

Пример 22.1. Определить нагрузки обмоток однофазных автотрансформаторов, установленных на понижающей подстанции (рис. 22.8, *а*).

Автотрансформаторы серии АОДЦТН: номинальная мощность $3 \cdot 167 = 500$ МВ·А; номинальные напряжения 500/230/11 кВ; номинальная мощность обмоток низшего напряжения $3 \cdot 50 = 150$ МВ·А; наибольший допустимый ток в общих обмотках 750 А; коэффициент типовой мощности $K_{\text{тип}} = (500 - 230)/500 = 0{,}54$.

Активная мощность 500 МВт поступает из сети 500 кВ, а реактивная мощность – от синхронного компенсатора мощностью 100 МВ·А, присоединенного к обмоткам низшего напряжения.

Автотрансформаторы работают в режиме 2, ограниченном мощностью общих обмоток. Нагрузка этих обмоток в соответствии с выражением (22.6)

$$S_{\text{О}} = \sqrt{(K_{\text{тип}}P_{\text{В}} + P_{\text{Н}})^2 + (K_{\text{тип}}Q_{\text{В}} + Q_{\text{Н}})^2} =$$

$$= \sqrt{(0{,}54 \cdot 500/3)^2 + (100/3)^2} = 95{,}8 \text{ МВ·А},$$

т. е. несколько превышает их номинальную мощность $167 \cdot 0{,}54 = 90$ МВ·А. Однако ток в общих обмотках

$$I_{\text{О}} = \frac{95800}{230/\sqrt{3}} = 722 \text{ А}$$

меньше наибольшего допустимого 750 А.

Нагрузка последовательных обмоток в соответствии с (22.5)

$$S_{\text{П}} = K_{\text{тип}}\sqrt{P_{\text{В}}^2 + Q_{\text{В}}^2} = $$

$$= 0{,}54\sqrt{(500/3)^2} = 90 \text{ МВ}\cdot\text{А},$$

т. е. равна их номинальной мощности 167 × × 0,54 = 90 МВ · А.

Нагрузка обмоток низшего напряжения равна 100/3 = 33,3 МВ · А при номинальной мощности 50 МВ · А.

Таким образом, автотрансформаторная группа работает в допустимом режиме.

Пример 22.2. Определить нагрузки обмоток однофазных автотрансформаторов, используемых для связи распределительных устройств высшего и среднего напряжений на станции блочного типа с генераторами по 300 МВт (рис. 12.8, *б*).

Автотрансформаторы серии АОДЦТН: номинальная мощность 3 · 267 = 800 МВ · А; номинальные напряжения 500/230/20 кВ; номинальная мощность обмоток низшего напряжения 3 · 120 = 360 МВ · А; наибольший допустимый ток в общих обмотках 1195 А.

Предлагается рассмотреть два характерных режима:

1) мощность генератора 350 МВ · А, присоединенного к обмоткам низшего напряжения автотрансформатора, выдается на сборные шины 500 кВ; одновременно такая же мощность передается от сборных шин 230 кВ к сборным шинам 500 кВ (режим 1);

2) мощность генератора 350 МВ · А, присоединенного к обмоткам низшего напряжения автотрансформатора, выдается на сборные шины 230 кВ; одновременно такая же мощность передается от сборных шин 500 кВ к сборным шинам 230 кВ (режим 2).

Первый режим ограничивается мощностью последовательной обмотки; второй режим – мощностью общей обмотки.

Коэффициенты мощности нагрузок принимаются одинаковыми, что позволяет выполнить расчет по упрощенным формулам (22.7а) и (22.7б):

в режиме 1

$$S_{\text{П}} = K_{\text{тип}}(S_{\text{С}} + S_{\text{Н}}) = 0{,}54(350 + 350)/3 = $$

$$= 126 \text{ МВ}\cdot\text{А},$$

что меньше типовой мощности 144 МВ · А;

$$S_{\text{О}} = K_{\text{тип}}S_{\text{С}} - \frac{U_{\text{С}}}{U_{\text{В}}}S_{\text{Н}} =$$

$$= 0{,}54 \cdot 350/3 - \frac{230}{500}350/3 = 9{,}3 \text{ МВ}\cdot\text{А},$$

$$S_{\text{Н}} = 350/3 = 116{,}7 < 120 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

в режиме 2

$$S_{\text{О}} = K_{\text{тип}}S_{\text{В}} + S_{\text{Н}} =$$

$$= 0{,}54 \cdot 350/3 + 350/3 = 179{,}7 \text{ МВ}\cdot\text{А},$$

что превышает типовую мощность 267 · 0,54 = = 144 МВ · А.

Ток в общей обмотке $I_{\text{О}} = \dfrac{179\,700}{230/\sqrt{3}} =$ = 1350 А также превышает наибольший допустимый ток 1195 А. Следовательно, такой режим недопустим; нагрузка должна быть снижена.

Потери мощности в трехобмоточных автотрансформаторах. Автотрансформатор следует рассматривать как трехобмоточный трансформатор с тремя раздельными обмотками: общей (О), последовательной (П) и обмоткой низшего напряжения (Н). Номинальные мощности обмоток О и П равны типовой мощности автотрансформатора $S_{\text{ном}}K_{\text{тип}}$. Номинальная мощность обмотки низшего напряжения обычно меньше типовой. Она равна $S_{\text{ном}}K_{\text{тип}}\alpha$, где $\alpha < 1$.

Потери мощности в обмотках автотрансформатора могут быть определены, если известны сопротивления обмоток. Последние легко определить из трех опытов короткого замыкания (для каждой пары обмоток), а именно:

$$\left.\begin{aligned} R_{\text{О-П}} &= R_{\text{О}} + R'_{\text{П}} = P_{\text{О-П}}/I^2_{\text{Оном}}; \\ R_{\text{О-Н}} &= R_{\text{О}} + R'_{\text{Н}} = P_{\text{О-Н}}/(I'_{\text{Ном}})^2; \\ R_{\text{П-Н}} &= R_{\text{П}} + R'_{\text{Н}} = P_{\text{П-Н}}/(I'_{\text{Ном}})^2, \end{aligned}\right\} \quad (22.8)$$

где $P_{\text{О-П}}, P_{\text{О-Н}}, P_{\text{П-Н}}$ – мощности короткого замыкания для соответствующих пар обмоток; $R_{\text{О}}$, $R'_{\text{П}}$, $R'_{\text{Н}}$ – сопротивления обмоток, приведенные к напряжению (числу витков) общей обмотки; $I_{\text{Оном}} = S_{\text{ном}}K_{\text{тип}}/U_{\text{О}}$ – номинальный ток общей обмотки; $I'_{\text{Ном}} = S_{\text{ном}}K_{\text{тип}}\alpha U_{\text{Н}}/U_{\text{О}}$ – номинальный ток обмотки низшего напряжения, приведенный к напряжению общей обмотки.

Заводы-изготовители сообщают мощности короткого замыкания $P_{\text{ВН-СН}} = P_{\text{О-П}}$ (рис. 22.9, *а*) и $P_{\text{СН-НН}} = P_{\text{О-Н}}$ (рис. 22.9, *б*). Вместо мощности $P_{\text{П-Н}}$ (рис. 22.9, *в*) заводы сообщают мощность $P_{\text{ВН-НН}}$ (рис. 22.9, *г*), что затрудняет расчет.

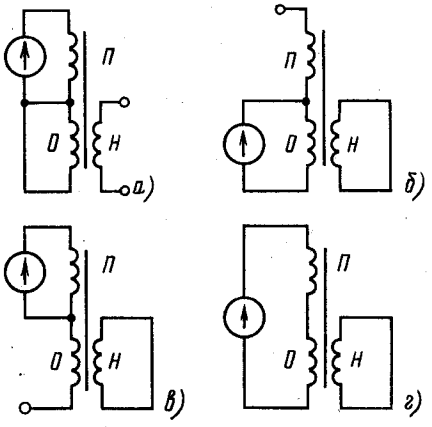


Рис. 22.9. Схемы к определению потерь мощности короткого замыкания в трехобмоточном автотрансформаторе

Необходимое для подсчета нагрузочных потерь сопротивление $R_{П-Н}$ может быть определено из следующего выражения [22.2]:

$$R_{П-Н} = \frac{U_В}{U_В - U_С} R_{ВН-НН} + \\ + \frac{U_С}{U_В} R_{О-П} - \frac{U_С}{U_В - U_С} R_{О-Н}, \quad (22.9)$$

где $R_{ВН-НН} = P_{ВН-НН}/(I'_{Ном})^2$.

Располагая значениями сопротивлений для трех пар обмоток, можно определить сопротивления отдельных обмоток из следующих выражений:

$$R_О = 0{,}5(R_{О-П} + R_{О-Н} - R_{П-Н});$$
$$R_П = 0{,}5(R_{О-П} + R_{П-Н} - R_{О-Н}) = \\ = R_{О-П} - R_О;$$
$$R_Н = 0{,}5(R_{О-Н} + R_{П-Н} - R_{О-П}) = \\ = R_{О-Н} - R_О. \quad (22.10)$$

Потери мощности в обмотках группы из трех однофазных автотрансформаторов в заданном режиме нагрузки могут быть определены из следующего выражения:

$$P_{нг} = 3[R_О I_О^2 + R_П (I'_П)^2 + R_Н (I'_Н)^2], \quad (22.11)$$

где $I'_П$ и $I'_Н$ – токи в обмотках последовательной и низшего напряжения, приведенные к числу витков общей обмотки:

$$I'_П = I_П \frac{U_В - U_С}{U_С}; \; I'_Н = I_Н \frac{U_Н}{U_С}. \quad (22.12)$$

Для определения нагрузочных потерь в трехфазном автотрансформаторе могут быть использованы те же расчетные выражения. При этом потери мощности, мощности и нагрузки следует рассматривать как трехфазные мощности. Множитель 3 в выражении (22.11) следует исключить.

Пример 22.3. Определить потери мощности в группе однофазных автотрансформаторов $\frac{500}{\sqrt{3}} / \frac{230}{\sqrt{3}} / 20$ кВ мощностью $3 \cdot 267$ МВ·А, установленных на электростанции с блочными агрегатами мощностью по 300 МВт для связи РУ 500 и 230 кВ и работающих в режиме 1 с нагрузками обмоток $S_О = 9{,}3$ МВ·А; $S_П = 126$ МВ·А; $S_Н = 116{,}7$ МВ·А (пример 22.2).

Номинальные потери мощности в автотрансформаторах составляют $P_{ВН-СН} = P_{П-О} = 420$ кВт; $P_{ВН-НН} = 230$ кВт; $P_{СН-НН} = P_{О-Н} = 190$ кВт; $P_х = 130$ кВт; коэффициент типовой мощности

$$K_{тип} = \frac{500 - 230}{500} = 0{,}54.$$

Номинальная мощность обмоток низшего напряжения $S_{Н ном} = 3 \cdot 120$ МВ·А; коэффициент $\alpha = 120/(267 \cdot 0{,}54) = 0{,}83$.

Сопротивления обмоток в соответствии с (22.8) и (22.9)

$$R_{О-П} = \frac{P_{О-П}}{I^2_{О ном}} = \frac{420\,000}{1086^2} = 0{,}356 \text{ Ом, где}$$

$$I_{О ном} = \frac{267\,000 \cdot 0{,}54}{132{,}7} = 1086 \text{ А};$$

$$R_{О-Н} = \frac{P_{О-Н}}{(I'_{Ном})^2} = \frac{190\,000}{904^2} = 0{,}23 \text{ Ом},$$

где $I'_{Ном} = \frac{120\,000 \cdot 20}{230/\sqrt{3}} = 904$ А;

$$R_{ВН-НН} = \frac{P_{ВН-НН}}{(I'_{Ном})^2} = \frac{230\,000}{904^2} = 0{,}281 \text{ Ом};$$

$$R_{П-Н} = \frac{U_В}{U_В - U_С} R_{ВН-НН} + \frac{U_С}{U_В} R_{П-О} - \\ - \frac{U_С}{U_В - U_С} R_{О-Н} = \frac{500}{270} 0{,}281 +$$

$$+\frac{230}{500}0{,}356-\frac{230}{270}0{,}230=0{,}488 \text{ Ом};$$

$$R_О=0{,}5\,(R_{О-П}+R_{О-Н}-R_{П-Н})=$$

$$=0{,}5\,(0{,}356+0{,}23-0{,}488)=0{,}098 \text{ Ом};$$

$$R_П=R_{П-О}-R_О=0{,}356-0{,}098=0{,}258 \text{ Ом};$$

$$R_Н=R_{О-Н}-R_О=0{,}23-0{,}098=0{,}132 \text{ Ом}.$$

Токи в обмотках

$$I_О=\frac{S_О}{U_С}=\frac{9{,}3\cdot10^3}{230/\sqrt{3}}=70 \text{ А};$$

$$I_П=\frac{S_П}{U_В-U_С}=\frac{126\cdot10^3}{500/\sqrt{3}-230/\sqrt{3}}=813 \text{ А};$$

$$I_Н=\frac{S_Н}{U_Н}=\frac{116{,}7\cdot10^3}{20}=5813 \text{ А}.$$

Приведенные значения токов нагрузки в соответствии с (22.12)

$$I'_П=I_П\frac{U_В-U_С}{U_С}=813\frac{500-230}{230}=954 \text{ А};$$

$$I'_Н=I_Н\frac{U_Н}{U_С}=5830\frac{20}{230/\sqrt{3}}=878 \text{ А}.$$

Нагрузочные потери в обмотках в соответствии с (22.11)

$$R_{нг}=3\,[R_О I_О^2+R_П(I'_П)^2+R_Н(I'_Н)^2]=$$

$$=3\,[0{,}098\cdot70^2+0{,}258\cdot954^2+0{,}132\cdot878^2]\times$$

$$\times10^{-3}=1013 \text{ кВт}.$$

Потери холостого хода

$$P_х=130\cdot3=390 \text{ кВт};$$

полные потери

$$P=P_{нг}+P_х=1013+390=1403 \text{ кВт}.$$

22.3. Регулирование напряжения

Для регулирования напряжения в системе с помощью трансформаторов (автотрансформаторов) на одной из обмоток (у трехобмоточных трансформаторов на двух обмотках) предусматривают кроме основного вывода дополнительные ответвления и соответствующие переключающие устройства для изменения коэффициента трансформации. Различают два вида переключающих устройств, а именно: 1) устройства для переключения числа витков при отключенном трансформаторе, т. е. без возбуждения,– ПБВ; 2) устройства для переключения числа витков под нагрузкой – РПН. Устройствами первого вида снабжают все трансформаторы; исключения из этого правила редки. Эти устройства позволяют обычно изменять коэффициент транформации в пределах $\pm5\,\%$. Устройства второго вида рассчитаны на изменение коэффициента трансформации в значительно более широких пределах – до 20 %. Стоимость их выше. Применение получили также регулируемые трансформаторы, включаемые последовательно с главными трансформаторами (автотрансформаторами), не снабженными устройствами РПН.

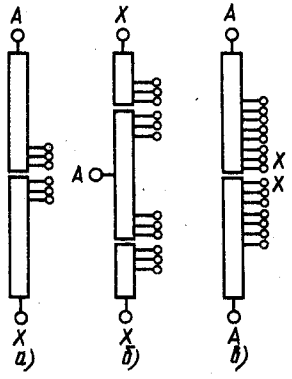


Рис. 22.10. Схемы обмоток высшего напряжения трансформатора с ответвлениями для ПБВ и РПН

Ответвления для регулирования напряжения предусматривают, как правило, на обмотках высшего напряжения, имеющих меньший рабочий ток. На рис. 22.10 показаны распространенные схемы обмоток силовых трансформаторов с ответвлениями для устройств ПБВ и РПН. Схема на рис. 22.10, *а* относится к обмоткам напряжением до 110 кВ. Ответвления для устройств ПБВ предусмотрены посередине, вывод – на конце. Схема на рис. 22.10, *б* относится к обмоткам напряжением 220–330 кВ, разделенным на две части с выводом посередине. Ответвления для устройства РПН расположены на 1/4 и 3/4 высоты обмотки. Схема на рис. 22.10, *в* относится к обмоткам трансформаторов 110 кВ; здесь регулируемая часть обмотки расположена со стороны нейтрали, что позволяет снизить изоляцию переключающего устройства РПН.

Чтобы обеспечить постоянное напряжение у зажимов обмотки низшего

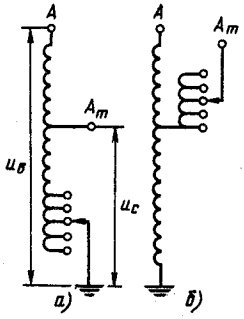


Рис. 22.11. Схемы обмоток автотрансформатора с ответвлениями для регулирования напряжения:
а – ответвления на общей обмотке; *б* – регулирование на линейном выводе среднего напряжения

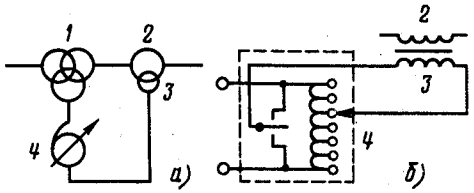


Рис. 22.12. Схемы регулирования напряжения с помощью последовательного трансформатора:
а – схема включения последовательного трансформатора; *б* – схема регулировочного трансформаторного агрегата

напряжения трансформатора (с магнитной связью обмоток) при изменении высшего напряжения, необходимо изменять число витков обмотки высшего напряжения так, чтобы поддерживать неизменной ЭДС на один виток, т. е. индукцию в магнитопроводе. При увеличении высшего напряжения для сохранения индукции неизменной число витков следует увеличить.

В автотрансформаторах регулируемую часть обмотки одно время размещали со стороны нейтрали (рис. 22.11, *а*). В отличие от трансформатора здесь при увеличении высшего напряжения необходимо уменьшить число витков, чтобы поддержать неизменным напряжение на стороне среднего напряжения. Это ведет к увеличению ЭДС на один виток, т. е. к увеличению индукции. Однако увеличение индукции свыше определенного предела недопустимо вследствие резкого увеличения потерь мощности в стали и температуры магнитопровода. Чтобы избежать перенасыщения сердечника, приходится снижать расчетную индукцию, т. е. увеличивать расход материалов и стоимость автотрансформатора.

Существенным недостатком регулирования изменением числа витков общей обмотки является одновременное изменение напряжения третичной обмотки. Поэтому такое регулирование называют связанным. Действительно, при увеличении высшего напряжения и соответствующем уменьшении числа витков напряжение у зажимов третичной обмотки увеличивается вследствие увеличения индукции в сердечнике. При уменьшении высшего напряжения и соответствующем увеличении числа витков напряжение у зажимов третичной обмотки уменьшится вследствие уменьшения индукции в сердечнике. Недостатки связанного регулирования автотрансформаторов можно устранить, если ответвления для регулирования перенести на последовательную обмотку или к линейному выводу среднего напряжения (рис. 22.11, *б*). При этом стоимость устройства для регулирования увеличивается, так как оно должно быть изолировано на более высокое напряжение.

Последовательные регулировочные трансформаторы. Эти трансформаторы (рис. 22.12) предназначены для регулирования напряжения при отсутствии устройства РПН у главных трансформаторов (автотрансформаторов). Они могут быть подключены к главному трансформатору (автотрансформатору) со стороны линейных выводов высшего напряжения, линейных выводов среднего напряжения или со стороны нейтрали. Последовательный регулировочный трансформатор имеет две обмотки: последовательную *2*, включаемую последовательно с соответствующей обмоткой главного трансформатора (автотрансформатора) *1*, и обмотку возбуждения *3*, получающую питание от обмотки низшего напряжения трансформатора через регулируемый автотрансформатор *4*. Уровень изоляции переключающего устройства регулируемого автотрансформатора может быть значительно ниже, чем изоляции соответствующего устройства, встроенного в главный трансформатор. Напряжение последовательной обмотки может быть изменено в широких пределах, определяемых требуемым диапазоном регулирования, с

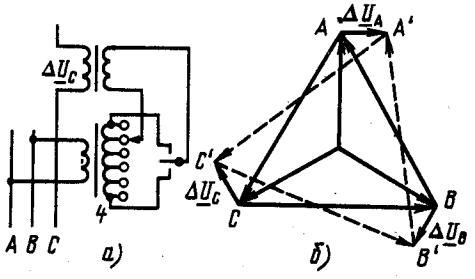


Рис. 22.13. Последовательный регулировочный трансформатор для поперечного регулирования:
а – схема включения; *б* – векторная диаграмма

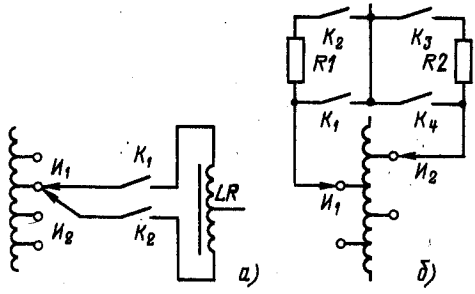


Рис. 22.14. Схемы переключающих устройств:
а – РПН с реактором; *б* – РПН с резисторами

изменением знака, т. е. может прибавляться к напряжению обмотки главного трансформатора или вычитаться из него.

Разновидностью последовательного регулировочного трансформатора является линейный трансформатор для поперечного регулирования (рис. 22.13), позволяющий сдвигать по фазе напряжение сети, не изменяя его значения. Достигается это прибавлением к фазному напряжению сети регулируемого напряжения $\Delta\underline{U}$, сдвинутого на угол 90°. Для этого регулируемый трансформатор *4* присоединяют к линейному напряжению двух других фаз.

Переключающие устройства системы РПН. Эти устройства выполняют таким образом, чтобы переключение с одного ответвления обмотки на другое не сопровождалось разрывом цепи тока и закорачиванием витков обмотки. Элементами переключающего устройства являются: 1) избиратель ответвлений, контакты которого размыкают и замыкают ветви цепи без тока; 2) контакторы, размыкающие и замыкающие ветви цепи с рабочим током; 3) токоограничивающий реактор или резисторы; 4) приводной механизм.

Схема переключающего устройства системы РПН с токоограничивающим реактором приведена на рис. 22.14, *а*. В исходном положении контакты избирателя $И_1$ и $И_2$ присоединены к одному ответвлению обмотки, а контакторы $К_1$ и $К_2$ замкнуты. Рабочий ток делится поровну между ветвями сдвоенного реактора *LR*. Так как токи направлены встречно, падение напряжения в реакторе невелико.

Процесс переключения с одной ступени на другую протекает в следующей последовательности. Размыкается контактор $К_2$ (под током); при этом весь рабочий ток проходит через контакты избирателя $И_1$, контактор $К_1$ и ветвь реактора. Контакт избирателя $И_2$ переходит на второе ответвление, замыкается контактор $К_2$. Рабочий ток делится между ветвями реактора. Появляется также циркулирующий ток, вызванный напряжением между соседними ответвлениями. Этот ток ограничен большим продольным сопротивлением реактора. Затем размыкается контактор $К_1$ (под током), контакт избирателя $И_1$ переходит на соседнее ответвление, и снова замыкается контактор $К_1$. Процесс переключения закончен. Переключение на следующее ответвление происходит в той же последовательности.

В рассматриваемой схеме процесс переключения происходит относительно медленно, все элементы РПН рассчитаны на длительное прохождение тока. Избиратель и токоограничивающий реактор размещены в баке трансформатора. Контакторы размещены в особом отсеке, чтобы обеспечить доступ к контактной системе, требующей ухода. Реактор имеет заземленный стальной сердечник, а изоляция обмотки реактора соответствует рабочему напряжению. Чем выше последние, тем больше размеры реактора. Это ограничивает область применения рассматриваемой схемы. Она может быть использована, если регулируемая часть обмотки находится со стороны нейтрали.

Переключающие устройства системы РПН с резисторами более совершенны. Они относятся к быстродействующим устройствам. Размеры резисторов, рассчитанных на кратковременный ток, относительно невелики, и все устройство может быть выполнено весьма компактным. Принципиальная схема переключающего устройства приведена на рис. 22.14, *б*. В исходном положении контакторы K_1 и K_2 замкнуты, а контакторы K_3 и K_4 разомкнуты. Рабочий ток проходит через контакты избирателя $И_1$ и контактор K_1. Резистор *R1* шунтирован. Процесс переключения на соседнее ответвление обмотки происходит в следующей последовательности. Контакт избирателя $И_2$ переходит на соседнее ответвление, размыкается контактор K_1, и рабочий ток проходит через резистор *R1* и контактор K_2. Замыкается контактор K_3, и половина рабочего тока переходит в ветвь резистора *R2*. Появляется также небольшой циркулирующий ток. Затем размыкается контактор K_2 (под током), и весь ток переходит в ветвь резистора *R2*. Замыкается контактор K_4, шунтируя резистор *R2*. Ток нагрузки проходит через контактор. Процесс переключения закончен. Левая часть схемы подготовлена к переключению на следующее ответвление.

В рассматриваемом устройстве с резисторами условия для гашения дуги, возникающей при размыкании ветвей с током, более благоприятны по сравнению с устройством с токоограничивающим реактором. Применяют контакторы в масле, а также с вакуумными камерами, обладающими значительными преимуществами. Механизм переключающего устройства снабжен мощными пружинами, обеспечивающими большую скорость переключения.

22.4. Тепловой режим трансформаторов

Системы охлаждения масляных трансформаторов. Потери мощности в трансформаторе пропорциональны его мощности в степени 3/4, а поверхность охлаждения пропорциональна мощности в степени 1/2. Следовательно, по мере увеличения мощности трансформатора потери мощности увеличиваются быстрее, чем поверхность охлаждения.

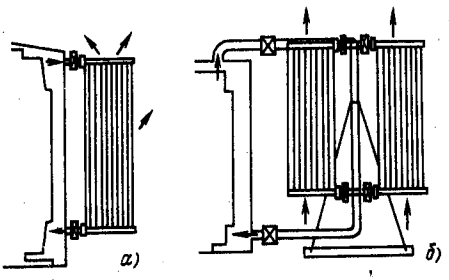


Рис. 22.15. Варианты системы охлаждения трансформатора с естественной циркуляцией масла (система М)

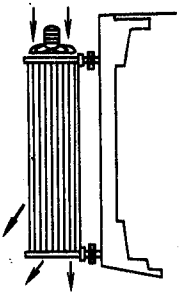
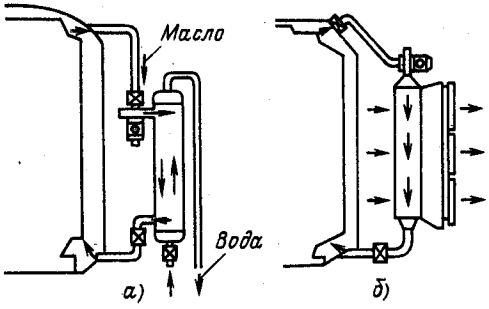


Рис. 22.16. Система охлаждения трансформатора с естественной циркуляцией масла и обдувом радиаторов (система Д)

Рис. 22.17. Системы охлаждения трансформатора с принудительной циркуляцией масла:
а – охлаждение масла водой (система Ц); *б* – охлаждение масла воздушным дутьем (система ДЦ)



Для трансформаторов небольшой и средней мощности применяют систему охлаждения *М* с естественной циркуляцией воздуха и масла. Такие трансформаторы (рис. 22.15) имеют приваренные к баку вертикальные трубы или съемные радиаторы, в которые нагретое масло поступает из верхней части бака. Двигаясь вниз по трубам, омываемым

воздухом, масло охлаждается и поступает в нижнюю часть бака.

Для мощных трансформаторов естественное масляное охлаждение оказывается недостаточным. Применение получила система охлаждения Д с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха с помощью вентиляторов, пристроенных к баку (рис. 22.16).

У самых мощных трансформаторов боковая поверхность бака оказывается недостаточной для размещения необходимого числа радиаторов. Поэтому переходят к системе охлаждения Ц с принудительной циркуляцией масла и воды или к системе охлаждения ДЦ с принудительной циркуляцией масла и воздуха. С помощью насосов масло прокачивают через охладители, в которых оно в первом случае охлаждается водой (рис. 22.17, *а*), а во втором – воздухом (рис. 22.17, *б*). Охлаждение водой более эффективно, чем воздухом: стоимость охладительной системы Ц ниже и расход энергии меньше. Кроме того, температура охлаждающей воды в теплое время года ниже температуры воздуха. Однако система масловодяного охлаждения применима лишь там, где имеется источник водоснабжения, например на тепловых станциях и в особенности на гидростанциях.

Стандартом ГОСТ 14209—85 установлены следующие температуры и превышения температуры частей трансформатора при номинальных условиях.

Превышение температуры масла в верхних слоях над температурой охлаждающей среды $\theta_м$:

для трансформаторов с системами охлаждения М и Д	55 °С
для трансформаторов с системами охлаждения Ц и ДЦ	40 °С

Превышение температуры обмотки в наиболее нагретой точке над температурой масла $\theta_{ннт.м}$:

для трансформаторов с системами охлаждения М и Д	23 °С
для трансформаторов с системами охлаждения Ц и ДЦ	38 °С

Номинальная температура охлаждающей среды (воздух, вода) $\vartheta_{охл} = +20$ °С.

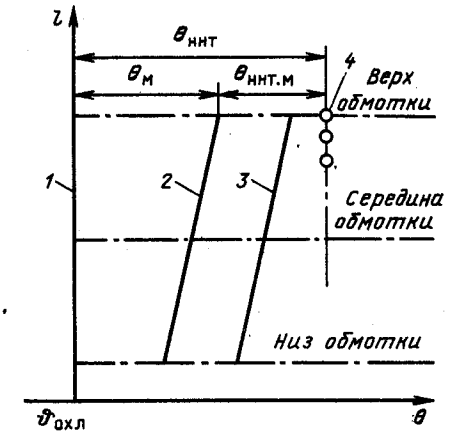


Рис. 22.18. Упрощенная схема распределения превышений температуры масла и обмоток по высоте трансформатора:
l – линейный размер по высоте; *1* – охлаждающая среда; *2* – превышение температуры масла; *3* – превышение средней температуры обмотки; *4* – наиболее нагретая точка обмотки

Базисная условная температура обмотки в наиболее нагретой точке, при которой износ изоляции класса А равен единице, что соответствует сроку службы трансформатора, $\vartheta_{ннт.б} = 98$ °С.

На рис. 22.18 показана упрощенная схема распределения превышения температуры масла и обмоток по высоте трансформатора. Здесь $\theta_м$ – превышение температуры масла в верхних слоях над температурой охлаждающей среды; $\theta_{ннт.м}$ – превышение температуры обмотки в наиболее нагретой точке над температурой масла. Наиболее нагретая точка обмотки может быть расположена на различных расстояниях от верхнего края обмотки.

Температура обмотки в наиболее нагретой точке:

$$\vartheta_{ннт} = \vartheta_{охл} + \theta_м + \theta_{ннт.м}. \quad (22.13)$$

Превышение температуры масла и обмотки в установившемся состоянии. Превышение температуры масла в установившемся состоянии при относительной нагрузке $K = S/S_{ном}$ может быть определено из выражения

$$\theta_м = \theta_{м.ном}\left(\frac{1 + dK^2}{1 + d}\right)^x, \quad (22.14)$$

где $d = P_{к.ном}/P_{х.ном}$ – отношение потерь короткого замыкания к потерям холостого хода при номинальной нагрузке.

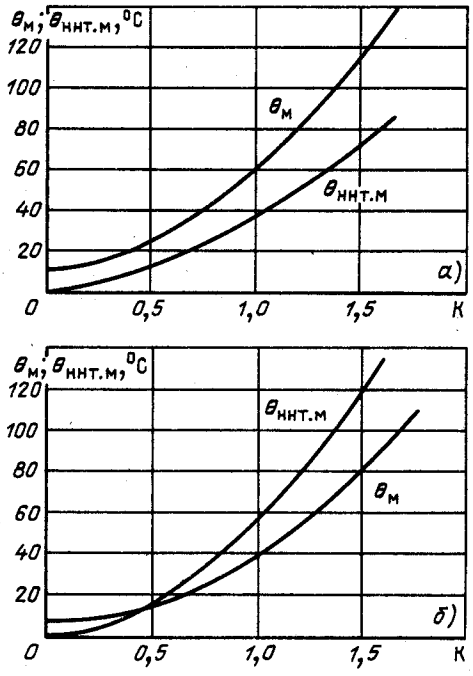


Рис. 22.19. Зависимость превышений температуры масла над температурой охлаждающей среды, а также превышений температуры обмотки в наиболее нагретой точке над температурой масла в установившемся состоянии:
а – трансформаторы с системой охлаждения М или Д; *б* – трансформаторы с системой охлаждения *Ц* или *ДЦ*

Превышение температуры обмотки в наиболее нагретой точке над температурой масла в верхних слоях при относительной нагрузке K в установившемся состоянии может быть определено из выражения

$$\theta_{\text{нит.м}} = (\vartheta_{\text{нит.б}} - \vartheta_{\text{м.ном}})\, K^y = \theta_{\text{нит.м.ном}} K^y, \quad (22.15)$$

где $\theta_{\text{нит.м.ном}}$ – превышение температуры обмотки в наиболее нагретой точке над температурой масла при номинальной нагрузке.

Значения показателей x и y в выражениях (22.14) и (22.15) зависят от системы охлаждения, а именно:

Система охлаждения	М и Д	Ц и ДЦ
x	0,9	1,0
y	1,6	1,8

Зависимости превышений температуры $\theta_м$ и $\theta_{\text{нит.м}}$ в установившемся состоянии от нагрузки K при $d = 5$ приведены на рис. 22.19. Эти кривые используются ниже при вычислении превышений температуры в переходных режимах.

Превышение температуры масла и обмотки в переходном режиме. Суточный график нагрузки трансформатора может быть представлен ступенчатым, с нагрузками $K_1, K_2, \ldots, K_n$ и продолжительностью ступеней $\Delta t_1 = t_1$, $\Delta t_2 = t_2 - t_1, \ldots, \Delta t_n = t_n - t_{n-1}$ (рис. 22.20). Соответственно должна изменяться температура масла и обмотки. Чтобы определить график превышения температуры масла над температурой охлаждающей среды, необходимо задаться начальным значением θ_0 для первой ступени и определить конечные значения $\theta'_1, \theta'_2, \ldots, \theta'_n$ для каждой ступени, начиная от первой до последней из следующих выражений:

$$\left.\begin{aligned} \theta'_1 &= \theta_0 + (\theta_{y1} - \theta_0)(1 - e^{-\Delta t_1/\tau}); \\ \theta'_2 &= \theta'_1 + (\theta_{y2} - \theta'_1)(1 - e^{-\Delta t_2/\tau}); \\ &\cdots\cdots\cdots\cdots \\ \theta'_n &= \theta'_{n-1} + (\theta_{yn} - \theta'_{n-1})(1 - e^{-\Delta t_n/\tau}), \end{aligned}\right\} \quad (22.16)$$

где $\theta_{y1}, \theta_{y2}, \ldots, \theta_{yn}$ – превышения температуры масла над температурой охлаждающей среды в установившемся состоянии при нагрузках $K_1, K_2, \ldots, K_n$. Эти значения могут быть определены по соответствующим кривым на рис. 22.19; τ – тепловая постоянная времени трансформатора. Она должна быть принята по указанию завода-изготовителя. При отсутствии этих данных следует принять: $\tau = 3$ ч для трансформа-

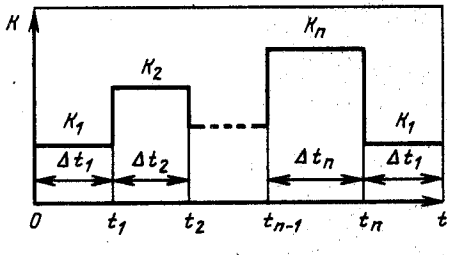


Рис. 22.20. Примерный суточный график нагрузки

торов с системой охлаждения М или Д и $\tau = 2$ ч для трансформаторов с системой охлаждения Ц или ДЦ.

Превышение температуры масла на последней ступени θ'_n должно равняться начальному значению θ_0. Однако, как правило, это не имеет места (начальное превышение θ_0 обычно выбрано неверно). Поэтому необходимо задаться новым значением θ_0 и повторить расчет. Такие вычисления должны быть продолжены до тех пор, пока θ'_n не будет равно θ_0.

Рассматриваемая задача по определению превышений температуры масла для каждой ступени суточного графика может быть решена проще [22.4], в особенности для трансформаторов с системами охлаждения Ц и ДЦ, у которых превышение температуры масла является линейной функцией мощности потерь, т. е. в формуле (22.14) показатель степени $x = 1$.

Начальное превышение температуры масла при $t = 0$ может быть определено из выражения

$$\theta_0 = \frac{1}{A_n - 1} \sum_{i=1}^{n} \theta_{yi} (A_i - A_{i-1}), \qquad (22.17)$$

где $A_i = e^{t_i/\tau}$; i – номер ступени; n – число ступеней; t_i – время от начала отсчета.

Превышение температуры масла θ'_i в конце ступени с нагрузкой K_i может быть определено из выражения

$$\theta'_i = \frac{1}{A_i} \left[\theta_0 + \sum_{i=1}^{n} \theta_{yi} (A_i - A_{i-1}) \right]. \qquad (22.18)$$

За начало отсчета можно принять любую точку. После того как определены превышения температуры масла в конце каждой ступени, можно определить промежуточные значения в любой точке графика из выражения (см. § 4.5)

$$\theta_t = \theta_0 + (\theta_y - \theta_0)(1 - e^{-t/\tau}). \qquad (22.19)$$

Превышение температуры обмотки в наиболее нагретой точке над температурой масла для каждой ступени суточного графика может быть определено по соответствующим кривым на рис. 22.19. Тепловая постоянная времени обмотки мала, так как обмотка хорошо охлаждается и теплоемкость ее мала. Поэтому можно принять, что при изменении нагрузки превышение температуры обмотки над температурой масла сразу приобретает установившееся значение. Таким образом, превышение температуры обмотки над температурой охлаждающей среды $\theta_{ннт}$ может быть определено суммированием ординат кривых $\theta_м$ и $\theta_{ннт.м}$. Порядок расчета показан ниже.

Пример 22.4. Определить превышение температуры масла и превышение температуры обмотки над температурой масла для трансформатора с системой охлаждения Ц (или ДЦ), работающего по повторяющемуся четырехступенчатому суточному графику нагрузки (рис. 22.21, *а*). Исходные данные приняты согласно ГОСТ 14209–85: $\tau = 2$ ч; $d = 5$; $\theta_{м.ном} = 40$ °С; $x = 1{,}0$; $y = 1{,}8$. Начало отсчета времени принято при $t = 22$ ч, в момент спада максимальной нагрузки. Результаты расчета сведены в табл. 22.1.

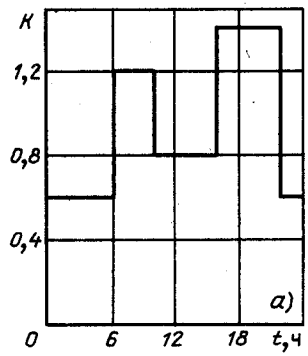
Определим начальное превышение температуры масла, а также конечные значения для каждой ступени по выражениям (22.17) и (22.18):

$$\theta_0 = \frac{118\,236\,520}{1\,648\,000 - 1} = 72\ °\text{C};$$

$$\theta'_1 = \frac{72 + 1020}{54{,}6} = 20\ °\text{C};$$

Таблица 22.1. **Определение превышений температуры масла и обмотки трансформатора**

Ступень i	t_i, ч	$A_i = e^{t_i/\tau}$	$A_i - A_{i-1}$	K_i	θ_{y1}, °С	$\theta_{y1}(A_i - A_{i-1})$, °С	$\sum\theta_{y1}(A_i - A_{i-1})$	$\theta_{ннт.м}$, °С
1	4	54,6	54,6	0,6	19	1020	1020	23
2	6	403,4	348,8	1,2	57	19 900	20 920	80
3	9	8103,1	7700	0,8	28	215 600	236 520	37
4	12	1 648 000	1 640 300	1,4	72	118 000 000	118 236 520	107



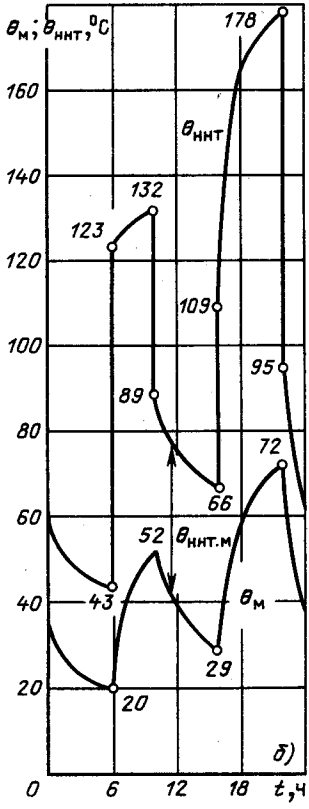


Рис. 22.21. К примеру 22.4:
а – суточный график нагрузки; *б* – графики превышений температуры масла и обмотки над температурой охлаждающей среды

$$\theta'_2 = \frac{72 + 20\,920}{403{,}4} = 52\ ^\circ\text{C};$$

$$\theta'_3 = \frac{72 + 236\,520}{8103} = 29{,}2\ ^\circ\text{C};$$

$$\theta'_4 = \frac{118\,236\,520}{1\,648\,000} = 72\ ^\circ\text{C} = \theta_0.$$

График превышений температуры масла показан на рис. 22.21, *б*. Как видно из рисунка, превышение температуры постепенно увеличивается и достигает максимального значения 72 °С в конце четвертой ступени в 22 ч.

Превышения температуры обмотки над температурой масла могут быть определены по соответствующей кривой на рис. 22.19, *б*. Они указаны в последнем столбце табл. 22.1. Суммируя ординаты кривых $\theta_м$ и $\theta_{ннт.м}$, получим график превышения температуры обмотки над температурой охлаждающей среды $\theta_{ннт}$.

Хотя выражения (22.17) и (22.18) получены для трансформаторов с системами охлаждения Ц и ДЦ, у которых превышение температуры масла является линейной функцией мощности потерь ($x = 1$), они могут быть использованы в качестве приближенных выражений для определения превышения температуры масла в трансформаторах с системами охлаждения М и Д ($x = 0{,}9$). Более точные выражения для этих трансформаторов [22.5] приведены ниже:

$$\theta_0 = \cdot\frac{1}{A_n - 1}\sum_{i=1}^{n}\theta_{yi}(A_i - A_{i-1}); \qquad (22.20)$$

$$\theta'_i = \frac{1}{A_i}\left[\theta_0 + \sum_{i=1}^{n}\theta_{yi}(A_i - A_{i-1})\right], \qquad (22.21)$$

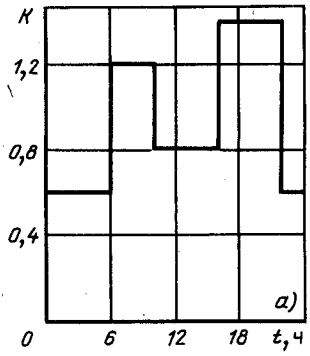
где

$$A_i = \exp\sum_{i=1}^{n}\frac{\Delta t_i}{\tau_i}.$$

Здесь

$$\tau_i = \tau\,\frac{\dfrac{\theta_i}{\theta_{ном}} - \dfrac{\theta_{i-1}}{\theta_{ном}}}{\dfrac{P_i}{P_{ном}} - \dfrac{P_{i-1}}{P_{ном}}}; \qquad (22.22)$$

τ_i – корректированная тепловая постоянная времени для ступени i; $\theta_i/\theta_{ном}$ – относительное превышение температуры масла в установившемся состоянии для ступени i; $\theta_{i-1}/\theta_{ном}$ – то же, но для ступени $i-1$; $P_i/P_{ном}$ – относительная мощность потерь для ступени i; $P_{i-1}/P_{ном}$ –



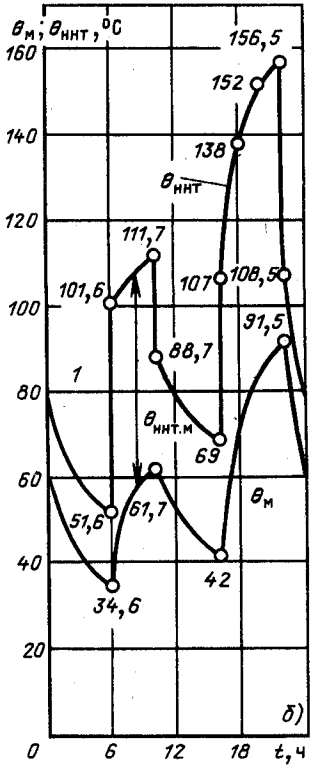


Рис. 22.22. К примеру 22.5:
а – суточный график нагрузки; *б* – графики превышений температуры масла и обмотки над температурой охлаждающей среды

то же, но для ступени $i-1$; $P_i = \dfrac{1+dK_i^2}{1+d}$ – мощность потерь на ступени i; $P_{ном}=1$; $\Delta t_i = t_i - t_{i-1}$ – продолжительность ступени i.

Порядок расчета показан на следующем примере.

Пример 22.5. Определить превышение температуры масла и превышение температуры обмотки над температурой масла для трансформатора с системой охлаждения М (или Д), работающего по повторяющемуся четырехступенчатому суточному графику (рис. 22.22, *а*). Исходные данные приняты согласно ГОСТ 14209–85: $\tau = 3$ ч; $d = 5$; $x = 0{,}9$; $y = 1{,}6$. Начало отсчёта времени принято при $t = 22$ ч, в момент спада максимальной нагрузки. Результаты расчета сведены в табл. 22.2.

Определим начальное превышение температуры масла, а также конечные значения для каждой ступени по выражениям (22.20) и (22.21):

$$\theta_0 = \frac{2\,190\,260}{23\,026-1} = 91{,}5\ ^\circ\text{C};$$

$$\theta'_1 = \frac{91{,}5+600}{20} = 34{,}6\ ^\circ\text{C};$$

$$\theta'_2 = \frac{91{,}5+5460}{90} = 61{,}7\ ^\circ\text{C};$$

$$\theta'_3 = \frac{91{,}5+124\,200}{2981} = 42\ ^\circ\text{C};$$

$$\theta'_4 = \frac{91{,}5+2\,060\,000}{23\,026} = 91{,}5\ ^\circ\text{C} = \theta_0.$$

График превышения температуры масла показан на рис. 22.22, *б*. Как видно из рисунка, максимальное превышение температуры масла составляет 91,5 °С. Превышения температуры обмотки над температурой масла могут быть определены по соответствующей кривой на рис. 22.19, *а*. Они указаны в последнем столбце табл. 22.2. Суммируя ординаты кривых $\theta_м$ и $\theta_{нит.м}$, получим превышение температуры обмотки над температурой охлаждающей среды $\theta_{нит}$.

Сопоставляя превышения температуры масла в трансформаторах с системами охлаждения Ц, ДЦ (рис. 22.21) и с системами охлаждения М, Д (рис. 22.22), можно установить, что превышение температуры масла в первом случае заметно ниже, чем во втором, что объясняется значениями нормированных превышений температуры масла 40 °С и 60 °С (см. положение кривых $\theta_м$ на рис. 22.19).

Превышение температуры обмотки над температурой масла в трансформаторах с системами охлаждения Ц и ДЦ выше, чем в трансформаторах с системами охлаждения М и Д, что объясняется значениями показателя y, равного 1,8 и 1,6 соответственно. В результате

Таблица 22.2. **Определение превышений температуры масла и обмотки трансформатора**

Ступень i	Δt_i, ч	τ_i, ч	$\sum \frac{\Delta t_i}{\tau_i}$	A_i	$A_i - A_{i-1}$	K_i	θ_{yi}, °С	$\theta_{yi}(A_i - A_{i-1})$, °С	$\sum_{i=1}^{n} \theta_{yi}(A_i - A_{i-1})$	$\theta_{ннт.м}$, °С
1	8	2,65	3,02	20	20	0,6	30	600	600	17
2	4	2,66	4,52	90	70	1,2	78	5460	6060	50
3	6	1,74	7,97	2981	2891	0,8	43	124 200	130 260	27
4	6	2,1	10,73	23 026	20 045	1,4	103	2 060 000	2 190 260	65

превышения температуры обмотки $\theta_{ннт}$ над температурой охлаждающей среды при одинаковой нагрузке в трансформаторах с системами охлаждения Ц и ДЦ выше, чем в трансформаторах с системами М и Д, что особенно заметно в часы пик.

22.5. Номинальная мощность и нагрузочная способность трансформаторов

Номинальная мощность трансформатора представляет собой значение полной мощности трансформатора на основном ответвлении, гарантированное заводом-изготовителем в номинальных условиях охлаждающей среды при номинальном напряжении и номинальной частоте.

Под нагрузочной способностью понимают свойство трансформатора нести нагрузку сверх номинальной при условиях эксплуатации, определяемых предшествующей нагрузкой и температурой охлаждающей среды.

Опыт показывает, что трансформаторы могут без ущерба для нормального срока службы работать в течение части суток (года) с нагрузкой, превышающей номинальную, если в другую часть рассматриваемого периода их нагрузка меньше номинальной. Критерием допустимости того или иного режима (в течение суток и года) является не номинальная мощность, а износ изоляции за рассматриваемый период. Если при выборе трансформаторов и их эксплуатации руководствоваться только номинальной мощностью, они будут недоиспользованы.

Тепловое старение изоляции. При повышении температуры изоляции класса А ускоряются в соответствии с законом Аррениуса химические реакции (главным образом окислительные), что ведет к потере механической прочности изоляции. Зависимость среднего срока службы изоляции класса А от температуры при изменении последней в пределах от 80 до 140 °С может быть представлена следующей показательной функцией:

$$V = Ae^{-a\vartheta},$$

где A и a – некоторые постоянные; ϑ – температура изоляции в наиболее нагретой точке.

Срок службы изоляции при номинальной температуре +98 °С равен

$$V_{ном} = Ae^{-a\vartheta_{ном}}.$$

Отношение $V/V_{ном}$ представляет собой относительный срок службы изоляции (величина безразмерная):

$$\underset{*}{V} = e^{-a(\vartheta - \vartheta_{ном})}.$$

Величина, обратная относительному сроку службы, называется относительным износом изоляции:

$$\underset{*}{F} = e^{a(\vartheta - \vartheta_{ном})}.$$

При расчетах удобно перейти от основания e к основанию 2. Тогда выражение для относительного износа получит следующий вид:

$$\underset{*}{F} = 2^{a(\vartheta - \vartheta_{ном})/0{,}693} = 2^{(\vartheta - \vartheta_{ном})/\Delta}, \quad (22.23)$$

где $1/0{,}693 = \ln e/\ln 2$; $\Delta = 0{,}693/a$.

Постоянную Δ принимают равной 6 °С. Это означает, что при изменении температуры на каждые 6 °С относительный износ и соответственно срок

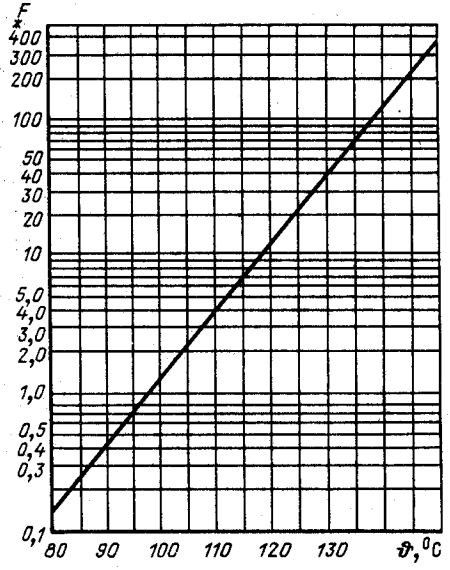


Рис. 22.23. Зависимость относительного износа изоляции класса А от температуры

службы изоляции изменяются в 2 раза (шестиградусное правило).

При температуре 98 °С относительный износ изоляции равен единице, т. е. номинальному износу. Зависимость относительного износа F изоляции класса А от температуры ϑ приведена на рис. 22.23. В полулогарифмическом масштабе это наклонная прямая.

Произведение относительного износа при некоторой температуре ϑ на время t представляет собой износ (выраженный в часах, сутках) за это время:

$$F = \underset{*}{F}t. \qquad (22.24)$$

Если в течение суток температура изменяется, график температуры разбивают на участки, в пределах которых температуру можно считать неизменной, и определяют износ за сутки, выраженный в часах, как сумму произведений:

$$F_{сут} = \sum_{i=1}^{n} \underset{*}{F_i} t_i. \qquad (22.25)$$

Если износ за сутки равен 24 ч, то он соответствует «нормальным суткам».

При расчете износа достаточно определить износ на участке графика, где температура обмотки превышает 80 °С, поскольку при температуре, меньшей 80 °С, износ ничтожно мал.

Пример 22.6. Определить суточный износ изоляции трансформатора с системой охлаждения М (или Д), температурный режим которого определен в примере 22.5. Температура воздуха принята равной нулю.

На рис. 22.22, *б* указаны превышения температуры обмотки над температурой охлаждающей среды для заданного графика. Так как последняя принята равной нулю, значения температуры, указанные на рисунке, соответствуют температуре обмотки.

Средние значения температуры обмотки на отдельных участках, а также относительный износ изоляции, определенный по диаграмме рис. 22.23, приведены ниже:

Интервал, ч	Средняя температура, °С	Относительный износ, ч	Продолжительность, ч	$\underset{*}{F} \times t$, ч
7 – 10	(80 + 112)/2 = 96	0,8	3	2,4
10 – 13	(112 + 80)/2 = 96	0,8	3	2,4
16* – 18	(80 + 112)/2 = 96	0,8	2	1,6
18 – 20	(112 + 140)/2 = 126	20	2	40
20 – 22	(140 + 156)/2 = 148	120	2	240
22 – 24	(156 + 110)/2 = 133	60	2	120
		Итого		406 ч

* Температура обмотки становится равной 80 °С спустя 15 мин после начала перегрузки, однако, для простоты расчетов этим временем пренебрегаем.

Суточный износ изоляции составляет 406/24 = 17 «нормальных суток».

Допустимые нагрузки для трансформатора, работающего по двухступенчатому графику. Расчеты допустимой нагрузки связаны с определением износа изоляции. Объем вычислительной работы велик. Поэтому наряду с точными расчетами, показанными выше, применение получили расчеты по таблицам, составленным для двухступенчатых графиков суточной нагрузки с параметра-

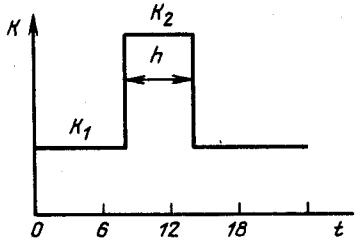


Рис. 22.24. Двухступенчатый график нагрузки с параметрами K_1, K_2 и h

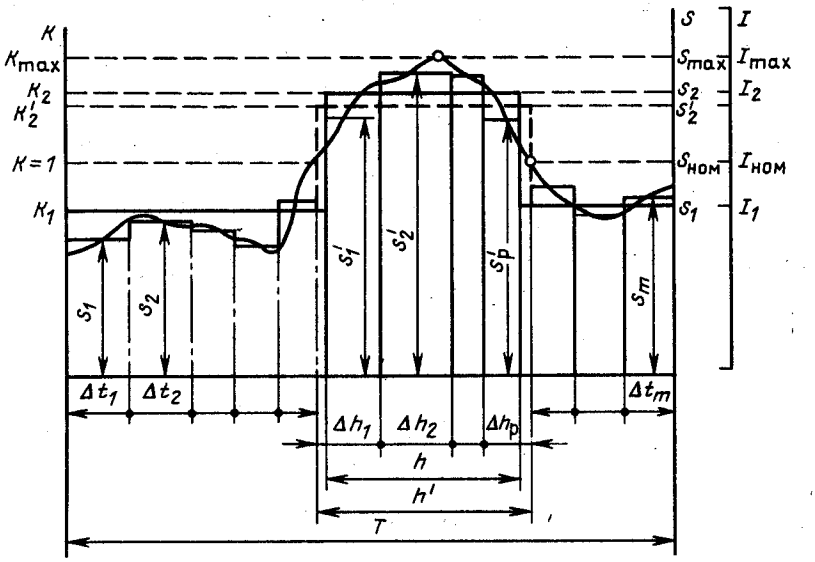


Рис. 22.25. Преобразование заданного графика нагрузки в эквивалентный двухступенчатый

ми K_1, K_2 и h (рис. 22.24). Предварительно заданный суточный график должен быть преобразован в эквивалентный (в отношении износа) двухступенчатый.

Преобразование заданного графика нагрузки в эквивалентный двухступенчатый график (рис. 22.25) следует выполнять в следующей последовательности:

1) провести на заданном графике горизонтальную линию с ординатой $K = 1$, т. е. линию номинальной нагрузки $S_{ном}$;

2) пересечением этой линии с исходным графиком выделить участок наибольшей перегрузки продолжительностью h';

3) оставшуюся часть исходного графика разбить на m интервалов Δt_i, исходя из возможности провести линию средней нагрузки в каждом интервале, и определить значения $S_1, S_2, \ldots, S_m$;

4) определить начальную нагрузку K_1 эквивалентного графика из выражения

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \ldots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \ldots + \Delta t_m}}; \quad (22.26)$$

5) участок перегрузки h' на исходном графике разбить на p интервалов Δh_i, исходя из возможности провести линию средней нагрузки в каждом интервале, и определить значения $S'_1, S'_2, \ldots, S'_p$;

6) определить предварительное значение нагрузки K'_2 эквивалентного графика нагрузки из выражения

$$K'_2 = \frac{1}{S_{ном}} \times \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \Delta h_1 + (S'_2)^2 \Delta h_2 + \ldots + (S'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \ldots + \Delta h_p}}. \quad (22.27)$$

Затем следует сравнить предварительное значение K'_2 с K_{max} исходного графика; если $K'_2 \geqslant 0{,}9K_{max}$, следует принять $K_2 = K'_2$; если $K'_2 < 0{,}9K_{max}$, следует принять $K_2 = 0{,}9K_{max}$; продолжительность перегрузки следует скорректировать по формуле

$$h = \frac{K_2^2 h'}{(0{,}9K_{max})^2}. \quad (22.28)$$

Различают режим систематической нагрузки и режим аварийной перегрузки трансформаторов. В режиме систематической нагрузки износ изоляции трансформатора в течение рассматриваемого периода (суток, года) равен номинальному износу. Максимальная нагрузка

трансформатора не должна превышать $1{,}5S_{ном}$, температура масла в верхних слоях не должна превышать 95 °С, а температура в наиболее нагретой точке обмотки не должна превышать 140 °С. В таком режиме трансформатор может работать в течение всего срока службы.

В режиме аварийной перегрузки износ изоляции превышает номинальный. Максимальная нагрузка трансформатора не должна превышать $2{,}0S_{ном}$, температура масла в верхних слоях не должна превышать 115 °С, температура в наиболее нагретой точке обмотки трансформаторов с номинальным напряжением до 110 кВ включительно не должна превышать 160 °С, а трансформаторов с номинальным напряжением выше 110 кВ – 140 °С. Такой режим допускается в исключительных условиях в течение ограниченного времени, чтобы не прерывать электроснабжения.

Таблицы допустимых нагрузок трансформаторов приведены в приложении 4. Они рассчитаны по следующим значениям параметров номинального режима:

а) для трансформаторов с системами охлаждения М и Д $\theta_{м.ном} = 60$ °С; $\tau = 3$ ч; $x = 0{,}9$ и $y = 1{,}6$; допускается использование таблиц и для трансформаторов, у которых $\theta_{м.ном} = 55$ °С;

б) для трансформаторов с системами охлаждения Ц и ДЦ $\theta_{м.ном} = 40$ °С; $\tau = 2$ ч; $x = 1{,}0$ и $y = 1{,}8$; $d = P_{к.ном}/P_{ном} = 5$.

Таблицы П4.1 – П4.7 определяют допустимые систематические нагрузки трансформаторов при работе по двухступенчатому графику при температуре охлаждающей среды от –20 до +40 °С. Обозначение (+) указывает на то, что $K_2 > 2{,}0$, что недопустимо. Подчеркнутые значения указывают на то, что $1{,}5 < K_2 \leqslant 2{,}0$. Такие режимы допустимы, но требуют согласования с заводом-изготовителем.

Таблицы П4.8 – П4.14 определяют допустимые аварийные перегрузки трансформаторов при работе по двухступенчатому графику при температуре охлаждающей среды от –20 до +40 °С. Соответствующий износ изоляции может быть определен по табл. П4.16 – П4.31, в которых приведены значения относительного износа изоляции F_* при температуре охлаждающей среды +20 °С, а также границы предельно допустимых значений K_2 при различных $\vartheta_{охл}$ и K_1. Для определения относительного суточного износа изоляции при температуре $\vartheta_{охл} \neq 20$ °С необходимо умножить износ, найденный по таблицам, на коэффициент f, значения которого приведены в табл. П4.15.

Пример 22.7. Определить допустимую продолжительность h систематической нагрузки трансформатора с системой охлаждения М (или Д) при $K_1 = 0{,}5$ и $K_2 = 1{,}2$ и температуре воздуха +20 °С, а также допустимую продолжительность аварийной перегрузки $K_2 = 1{,}7$ при предшествовавшей нагрузке $K_1 = 0{,}5$ и температуре воздуха 0 °С.

По табл. П4.5 определяем значение h при $K_1 = 0{,}5$ и $K_2 = 1{,}2$. Допустимая продолжительность составляет $h = 6$ ч при $K_2 = 1{,}23$.

По табл. П4.10 находим допустимую продолжительность аварийной перегрузки $h = 4$ ч.

Износ изоляции при аварийной перегрузке может быть определен по табл. П4.15 и П4.19. По табл. П4.19 для $K_1 = 0{,}5$ и $K_2 = 1{,}7$ определяем значение $F_* = 151$. По табл. П4.15 определяем коэффициент $f = 0{,}10$. Износ изоляции составит $F_* = 151 \cdot 0{,}10 = 15{,}1$ «нормальных суток».

Эквивалентная температура воздуха. Температура воздуха непрерывно изменяется. Соответственно изменяется и температура обмоток трансформатора даже в том случае, когда нагрузка не изменяется. Принимая во внимание, что относительный износ изоляции не пропорционален температуре, нельзя при расчете износа за некоторое время исходить из средней температуры воздуха за это время. Вместо средней следует вводить в расчет эквивалентную температуру.

Эквивалентной температурой воздуха за время T называется некоторая постоянная температура, при которой износ изоляции класса А получается такой же, как в действительных условиях при изменяющейся температуре

воздуха за рассматриваемый период времени. Допустим, что нагрузка трансформатора в течение некоторого времени T не изменяется. Тогда при естественно изменяющейся температуре воздуха $\vartheta_{охл}$ и при неизменном превышении температуры обмотки $\theta_{нит}$ износ изоляции за время T может быть определен из следующего выражения:

$$F = \int_0^T 2^{(\vartheta_{охл}+\theta_{нит}-98)/6}\,dt = 2^{(\theta_{нит}-98)/6}\int_0^T 2^{\vartheta_{охл}/6}\,dt.$$

Если вместо изменяющейся температуры воздуха ввести некоторую постоянную температуру $\vartheta_{эк}$, то получим $F = T\cdot 2^{(\vartheta_{эк}+\theta_{нит}-98)/6} = T\cdot 2^{(\theta_{нит}-98)/6}\cdot 2^{\vartheta_{эк}/6}$.

Из условия сохранения износа имеем

$$2^{\vartheta_{эк}/6} = \frac{1}{T}\int_0^T 2^{\vartheta_{охл}/6}\,dt. \qquad (22.29)$$

Эквивалентная температура воздуха за время T не зависит от нагрузки трансформатора. Она выше средней температуры воздуха за это же время. Однако, если отклонение температуры от среднего значения невелико, разница между средней и эквивалентной температурами может оказаться незначительной. Так, например, эквивалентную суточную температуру можно в большинстве случаев заменить среднесуточной.

На основании многолетних наблюдений за температурой воздуха определены месячные, сезонные и годовые эквивалентные температуры воздуха для разных климатических зон. Они служат единственными характеристиками естественно изменяющейся температуры воздуха в месте установки трансформаторов. Среднегодовые и эквивалентные температуры воздуха некоторых городов приведены в ГОСТ 14209–85. Эквивалентная годовая температура в Москве равна +10,1 °С; эквивалентная зимняя температура равна −8,2 °С и эквивалентная летняя +18 °С.

Согласно ГОСТ 11677–85* для трансформаторов установлены следующие допустимые температуры:

Среднесуточная температура воздуха . . . . . Не выше +30 °С

Среднегодовая температура воздуха . . . . . Не выше +20 °С

Температура охлаждающей воды у входа в охладитель . . . . Не выше +25 °С

Указанные в ГОСТ температуры следует рассматривать как расчетные предельные, при которых заводы-изготовители гарантируют нормальную работу трансформаторов. Наблюдаемые температуры воздуха в большинстве районов СССР отличаются от предельных. Так, например, среднегодовая температура в СССР нигде не достигает +20 °С. Лишь в некоторых районах Средней Азии она равна +18 °С; на всей территории к северу от Черного, Каспийского и Аральского морей среднегодовая температура ниже +9 °С; в северных районах Сибири она ниже нуля. Среднесуточные температуры выше +30 °С наблюдаются на значительной части территории СССР, однако число дней в году с такой температурой в большинстве районов невелико. Таким образом, трансформатор, выполненный по ГОСТ 11677–85*, может удовлетворительно работать в любой климатической зоне СССР. Однако износ изоляции и срок службы трансформатора неодинаковы в разных климатических зонах. Они зависят от режима трансформатора и соответствующих эквивалентных температур (месячных и годовой).

Глава двадцать третья

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

23.1. Распределительные устройства с одной системой сборных шин

На рис. 23.1, *а* приведена схема РУ 10 кВ станции с одной системой сборных шин. К сборным шинам присоединены два генератора, два двухобмоточных трансформатора и четыре линии распределительной сети. В каждом присоединении предусмотрены выключатели и разъединители, необходимые для изоляции выключателей на время их ремонта от соседних частей РУ, находящихся под напряжением. В присоединениях линий необходимы два разъединителя – шинный *QS1* и линейный *QS2*. Последний необходим в замкнутых сетях, так как при отключенном выключателе линия может оставаться под напряжением сети. В присоединениях генераторов ограничиваются установкой шинного разъединителя, так как на время ремонта выключателя генератор должен быть развозбужден и остановлен. В присоединениях двухобмоточных повышающих и понижающих трансформаторов также ограничиваются шинными разъединителями, так как со стороны высшего или низшего напряжения имеются выключатели и соответствующие разъединители.

Достоинство РУ с одной системой сборных шин заключается в исключительной простоте и относительно низкой стоимости. Однако область его применения ограничена по следующим соображениям:

профилактический ремонт сборных шин и шинных разъединителей связан с отключением всего устройства;

повреждение в зоне сборных шин приводит к отключению РУ;

ремонт выключателей связан с отключением соответствующих присоединений.

Эти недостатки могут быть частично устранены с помощью указанных ниже дополнительных устройств; затраты при этом увеличиваются. Чтобы избежать полного отключения РУ при замыкании в зоне сборных шин и обеспечить возможность их ремонта по частям, прибегают к секционированию сборных шин, т. е. разделению их на части – секции – с установкой в точках деления секционных выключателей *QB*, нормально замкнутых или нормально разомкнутых (рис. 23.1, *б*). Секционирование должно быть выполнено так, чтобы каждая секция имела источники энергии (генераторы, трансформаторы) и соответствующую нагрузку. Присоединения распределяют между секциями с таким расчетом, чтобы вынужденное отключение одной секции по возможности не нарушало работы системы и электроснабжения потребителей. Число секций зависит от числа и мощности источников энергии, номинального напряжения, схемы сети и режима установки. В РУ с большим числом секций сборные шины замыкают в кольцо.

На станциях секционные выключатели при нормальной работе, как правило, замкнуты, поскольку генераторы должны работать параллельно. В случае КЗ в зоне сборных шин поврежденная секция отключается автоматически. Остальные секции остаются в работе. Таким образом, секционирование через нормально замкнутые выключатели способствует повышению надежности РУ и электроустановки в целом. Заметим, однако, что в случае замыкания в секционном выключателе отключению подлежат две смежные секции, следовательно, в устройствах с двумя секциями полное отключение не исключено, хотя вероятность его относительно мала.

В РУ низшего напряжения 6 – 10 кВ подстанций секционные выключатели, как правило, разомкнуты в целях ограничения тока КЗ. Выключатели снабжают устройствами автоматического включения резервного питания (АВР), замыкающими выключатели в случае отключения трансформатора, чтобы не нарушать электроснабжения потребителей.

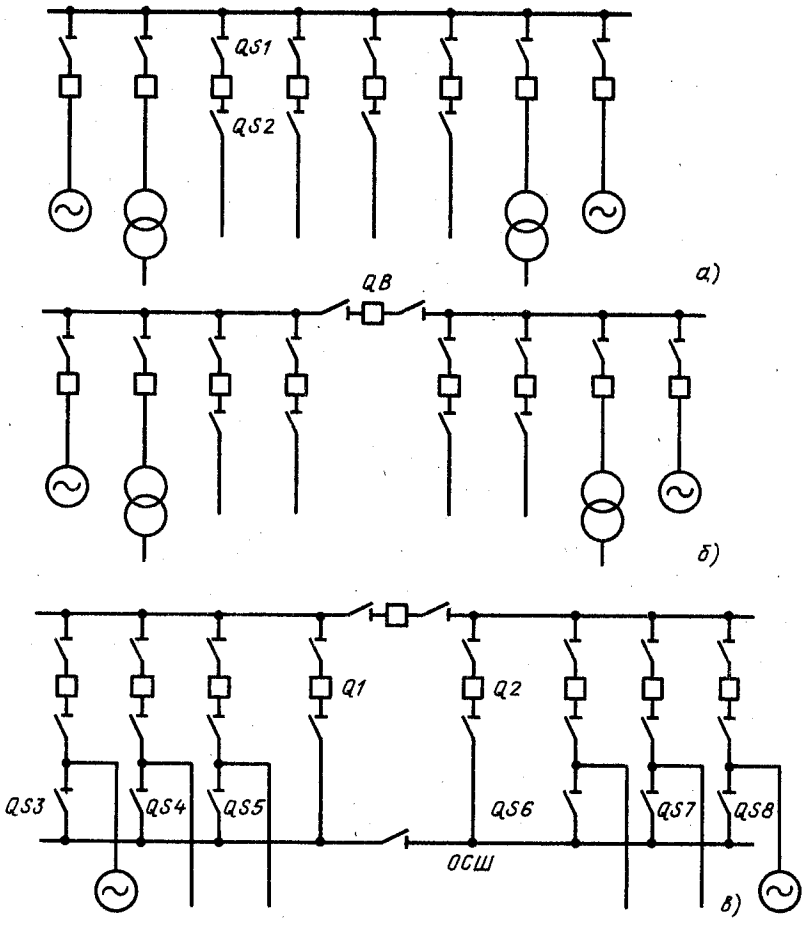


Рис. 23.1. Схема распределительного устройства с одной системой сборных шин:
а – шины не секционированы; *б* – секционированные шины; *в* – секционированные сборные шины и обходное устройство

Чтобы обеспечить возможность поочередного ремонта выключателей, не нарушая работы соответствующих цепей, предусматривают (преимущественно в РУ 110–220 кВ) обходные выключатели *Q1*, *Q2* и обходную систему шин ОСШ с соответствующими разъединителями *QS3–QS8* в каждом присоединении (рис. 23.1, *в*). При нормальной работе установки обходные разъединители и обходные выключатели отключены. Замена рабочего выключателя обходным производится в следующем порядке: включают обходной выключатель; включают обходной разъединитель ремонтируемого присоединения; отключают выключатель, подлежащий ремонту, и соответствующие разъединители. Защита цепи на время ремонта осуществляется обходным выключателем, снабженным соответствующим комплектом релейной защиты.

В устройствах с секционированными сборными шинами и обходной системой шин (рис. 23.1, *в*), строго говоря, необходимы два обходных выключателя. Однако в целях экономии средств часто ограничиваются одним выключателем

с двумя шинными разъединителями, с помощью которых обходной выключатель может быть присоединен к той или другой секции сборных шин.

Устройства с одной секционированной системой сборных шин, без обходной системы, применяют в качестве РУ 6–35 кВ подстанций, РУ 6–10 кВ станций типа ТЭЦ, РУ собственных нужд станций и др. Аналогичные устройства, но с обходной системой шин, применяют при ограниченном числе присоединений в качестве устройств среднего напряжения 110–220 кВ станций и подстанций.

23.2. Распределительные устройства с двумя системами сборных шин

В РУ с двумя системами сборных шин (рис. 23.2, *а*) каждое присоединение содержит выключатель и два шинных разъединителя. Последние служат для изоляции выключателей от сборных шин при их ремонте, а также для переключения присоединений с одной системы шин на другую без перерыва в их работе. Линейные разъединители предусмотрены в присоединениях, где это необходимо для безопасного ремонта выключателей. Предусмотрен шиносо-

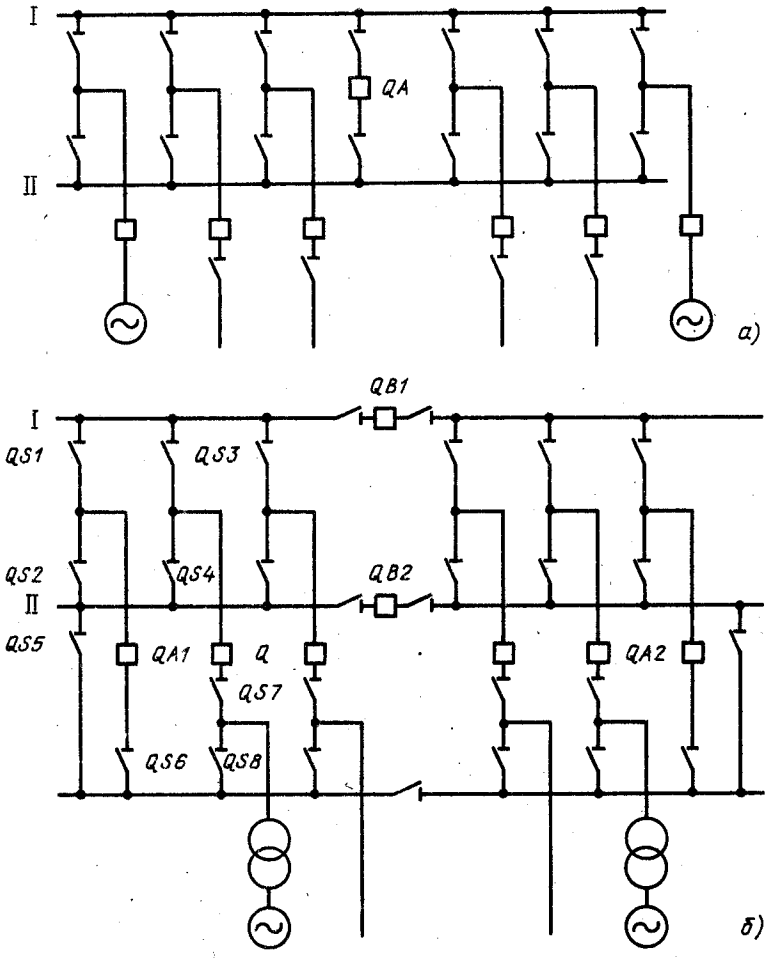


Рис. 23.2. Схема распределительного устройства с двумя системами сборных шин: *а* – шины не секционированы; *б* – секционированные шины и обходное устройство

единительный выключатель *QA*, функции которого пояснены ниже.

Вторую систему сборных шин в прежнее время использовали только эпизодически в качестве резервной системы при ремонте рабочей системы. В настоящее время в РУ 110—220 кВ, где рассматриваемая схема получила наибольшее применение, вторую систему сборных шин используют постоянно в качестве рабочей системы в целях повышения надежности электроустановки. При этом присоединения с источниками энергии и нагрузками распределяют между обеими системами. Шиносоединительный выключатель *QA* нормально замкнут. Исключения из этого правила могут быть сделаны только в целях ограничения тока КЗ. Для защиты сборных шин применяют дифференциальную токовую защиту, обеспечивающую селективное отключение поврежденной системы. При этом вторая система шин с соответствующими источниками энергии и нагрузкой остается в работе. Работа на одной системе сборных шин допускается только временно при ремонте другой системы.

Переключение присоединений с одной системы шин на другую производят с помощью шинных разъединителей. Как известно, операции с разъединителями допустимы, если электрическая цепь предварительно отключена выключателем или разъединитель шунтирован параллельной ветвью с малым сопротивлением. Как видно из схемы, при включенном шиносоединительном выключателе все разомкнутые шинные разъединители первой и второй систем шунтированы через сборные шины и шиносоединительный выключатель. В этих условиях можно включить в любом присоединении разъединитель одной системы и отключить разъединитель второй системы, не опасаясь образования дуги на контактах. В процессе переключения ток присоединения смещается из одного разъединителя в другой. При разомкнутом шиносоединительном выключателе такие операции недопустимы. Во избежание случайного отключения шиносоединительного выключателя в процессе переключения правила технической эксплуатации электрических станций и сетей предписывают предварительно разомкнуть цепь отключающего электромагнита шиносоединительного выключателя и вновь замкнуть ее после окончания операций с шинными разъединителями.

В указанном порядке могут быть переключены с одной системы шин на другую часть присоединений, если это необходимо при изменении режима станции и системы, или все присоединения — при подготовке к ремонту системы шин. В последнем случае необходимо после окончания операций с шинными разъединителями отключить шиносоединительный выключатель с соответствующими разъединителями.

Во избежание неправильных операций с разъединителями предусматривают блокирующие устройства. В устройствах с двумя системами сборных шин шинные разъединители каждого присоединения блокируют с шиносоединительным выключателем. Кроме того, предусматривают блокировку между выключателем и разъединителями в пределах каждого присоединения.

Достоинства РУ с двумя системами сборных шин:

возможность поочередного ремонта сборных шин без перерыва работы присоединений;

возможность деления системы на две части в целях повышения надежности. Для этого следует распределить присоединения генераторов и линий между первой и второй системами шин и держать шиносоединительный выключатель включенным;

возможность ограничения тока КЗ в сети; в этом случае шиносоединительный выключатель следует держать отключенным. Недостатки РУ заключаются в следующем:

при ремонте одной из систем шин нормальная работа установки на двух системах нарушается, следовательно, на это время надежность ее снижается;

при замыкании в шиносоединительном выключателе отключаются обе системы шин;

в случае внешнего замыкания и отказа выключателя соответствующего присоединения отключается система шин;

ремонт выключателей и линейных разъединителей связан с отключением на время ремонта соответствующих присоединений;

сложность схемы;

частые переключения с помощью разъединителей увеличивают вероятность повреждений в зоне сборных шин по сравнению с устройствами с одной системой при том же числе присоединений.

Перечисленные недостатки могут быть частично устранены, однако это ведет к дальнейшему усложнению схемы.

Чтобы обеспечить возможность поочередного ремонта выключателей без перерыва работы соответствующих присоединений, предусматривают обходную систему шин и обходной выключатель.

При большом числе присоединений прибегают к секционированию сборных шин. В РУ 110–220 кВ станций секционируют обе системы шин с помощью нормально замкнутых выключателей и предусматривают два шиносоединительных и два обходных выключателя. Таким образом, РУ делится на четыре части, связанные между собой через шиносоединительные и секционные выключатели (рис. 23.2, *б*).

Для уменьшения общего числа выключателей функции обходных и шиносоединительных выключателей могут быть объединены. При двух секциях необходимы два выключателя с совмещенными функциями *QA1* и *QA2*. При нормальной работе на двух системах сборных шин разъединитель *QS2* отключен, а разъединители *QS5* и *QS6* включены. Выключатель *QA1* также включен; он выполняет функции шиносоединительного выключателя. Для ремонта какого-нибудь выключателя, например выключателя *Q* блочного агрегата, присоединенного к системе сборных шин *I* (разъединитель *QS4* отключен), необходимо: отключить выключатель *QA1* и разъединитель *QS5*; включить обходной разъединитель *QS8* и выключатель *QA1*, отключить выключатель *Q*, а также разъединители *QS7* и *QS3*; присоединить ремонтируемый участок к защитному заземлению и приступить к ремонту. После окончания ремонта следует привести схему РУ в первоначальное состояние.

В отечественных энергосистемах приблизительно до 1950–1960 гг. РУ с двумя системами сборных шин принято было считать универсальными. Они широко применялись на станциях и подстанциях при всех напряжениях от 6 до 220 кВ включительно. В настоящее время область применения этих устройств сократилась вследствие их сложности. Схемы электрических соединений с двумя системами сборных шин и с третьей обходной системой используются главным образом в РУ 110–220 кВ при большом числе присоединений.

23.3. Распределительные устройства кольцевого типа

Рассмотренные в § 23.1, 23.2 схемы РУ с одной и двумя системами сборных шин можно назвать схемами радиального типа. Характерные черты этих схем заключаются в следующем:

присоединения с источниками энергии и нагрузками сходятся в одной точке – на сборных шинах, поэтому повреждения в зоне сборных шин неизбежно связаны с отключением группы присоединений;

ремонт выключателей, установленных на ответвлениях от сборных шин, связан с отключением соответствующих присоединений, а сооружение обходных устройств приводит к усложнению РУ и увеличению его стоимости;

разъединители помимо своего прямого назначения – изоляции элементов оборудования, подлежащих ремонту, используются также для изменения схемы, например для переключений присоединений с одной системы сборных шин на другую или при замене рабочего выключателя обходным. Эти операции

с разъединителями снижают надежность РУ.

Наряду со схемами радиального типа применение получили принципиально иные схемы кольцевого типа. Особенности их заключаются в следующем:

схема представляет собой кольцо или несколько связанных между собой колец с ответвлениями к источникам энергии и нагрузкам;

отключение каждой ветви (каждого присоединения) производится двумя и даже тремя выключателями;

отключение любого выключателя для ремонта не нарушает работы ветвей, хотя нормальное состояние схемы при этом нарушается;

при повреждениях в пределах РУ или внешних КЗ и отказах выключателей отключение всего устройства или значительной его части практически исключено;

разъединители используются только по своему прямому назначению – для изоляции отключенных частей РУ.

Ниже рассмотрены типовые схемы кольцевого типа. Они значительно разнообразнее радиальных схем.

Простая кольцевая схема. Как видно из рис. 23.3, *а*, сборные шины (этот термин следует понимать здесь условно) замкнуты в кольцо и секционированы с помощью выключателей по числу присоединений (на рисунке показаны четыре линии и два трансформатора). На ответвлениях от сборных шин предусмотрены только разъединители. Отношение числа выключателей к числу присоединений равно единице. Релейная защита каждого присоединения включена на сумму токов, проходящих через соответствующие (ближайшие к присоединению) выключатели. Для этого вторичные обмотки трансформаторов тока каждой пары выключателей соединены параллельно. Внешнее замыкание в любом присоединении отключается двумя выключателями. При этом кольцо размыкается, но все ветви, кроме поврежденной, остаются в работе. После такого отключения поврежденную ветвь следует изолировать с помощью линейного разъединителя и включить выключатели, чтобы кольцо не оставалось разомкнутым.

Замыкание в выключателе или отказ выключателя при внешнем замыкании связаны с отключением двух ветвей.

Отрицательные стороны РУ с одним кольцом заключаются в следующем. При размыкании кольца, например при ремонте выключателя, внешнее замыкание может привести к отключению вместе с поврежденной ветвью также соседней неповрежденной ветви. Так,

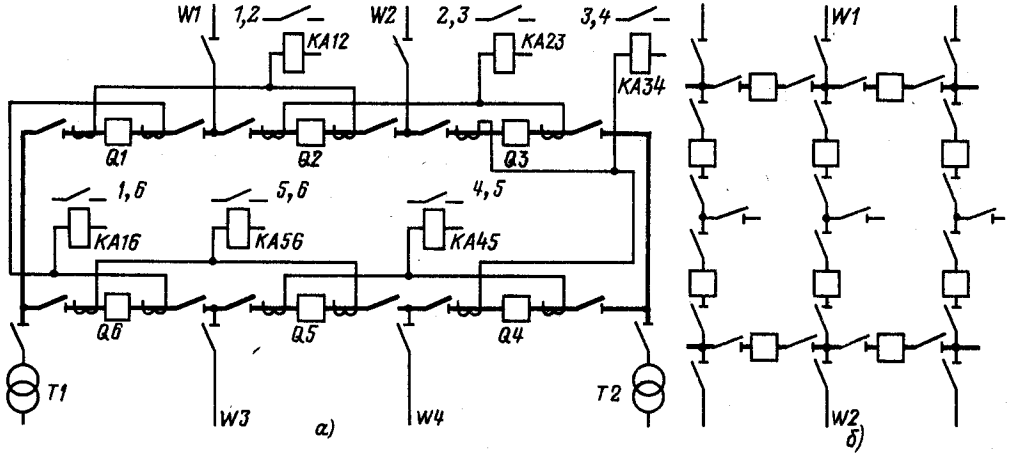


Рис. 23.3. Схемы распределительных устройств кольцевого типа:
а – простое кольцо; *б* – два связанных кольца

например, если во время ремонта выключателя *Q1* произойдет замыкание на линиях *W2* или *W3*, то одновременно с поврежденной линией отключится линия *W1* или трансформатор *T1*. Это происходит потому, что каждый выключатель защищает две ветви. Работу отключившихся неповрежденных ветвей можно быстро восстановить. Для этого достаточно отключить линейный разъединитель поврежденной ветви и замкнуть отключившиеся выключатели.

Возможны и другие случаи. Например, если во время ремонта выключателя *Q2* произойдет замыкание на линии *W4*, то кольцо окажется разделенным на две части. В одной части окажутся линии *W1*, *W3* и трансформатор *T1*, в другой части – линия *W2* и трансформатор *T2*. Такое нарушение связи между частями кольца может вызвать в зависимости от схемы сети частичное нарушение электроснабжения. Чтобы уменьшить последствия таких анормальных режимов, следует чередовать ветви с источниками энергии и нагрузками. Такое чередование способствует также более равномерному распределению рабочего тока в кольце.

Вероятность внешних замыканий в период ремонта выключателей и связанных с ними отключений неповрежденных ветвей зависит от числа присоединений и продолжительности ремонта выключателей. Продолжительность ремонта современных воздушных выключателей невелика и измеряется часами. Поэтому вероятность совпадений КЗ с временем ремонта выключателей мала. Тем не менее схема простого кольца имеет ограниченное применение при числе присоединений, не превышающем 6.

Схемы связанных колец (рис. 23.3, *б*) могут быть применены при большом числе присоединений. На рисунке представлены два связанных кольца с девятью присоединениями. Общее число выключателей равно десяти.

В отличие от простого кольца в рассматриваемой схеме часть ветвей подлежит отключению тремя выключателями (ветви *W1* и *W2*). Связь колец способствует повышению надежности РУ. Вероятность отключения неповрежденных ветвей при ремонте выключателей и внешних замыканиях уменьшена. Распределение рабочего тока в кольцах при нормальном режиме и в особенности при нарушении его для этой схемы более благоприятно.

Распределительные устройства с двумя системами сборных шин и числом выключателей на каждую ветвь 2, 3/2 и 4/3. В устройствах этого типа (рис. 23.4–23.6) имеются явно выраженные сборные шины и элементы колец в виде ряда цепочек из двух, трех и четырех выключателей, связывающих сборные шины. К каждой такой цепочке присоединены одна, две или три ветви с источниками энергии и нагрузкой.

Распределительные устройства с двумя выключателями на каждое присоединение (рис. 23.4) имели одно время применение в США. Они выполнены также на некоторых мощных станциях в СССР. Существенный недостаток этих устройств заключается в их высокой стоимости. В настоящее время устройства с двумя выключателями на каждое присоединение уступили место устройствам типа 3/2 и 4/3 (рис. 23.5, 23.6). Это основные схемы главных РУ 330–750 кВ мощных станций и подстанций с большим числом присоединений. Эксплуатационные свойства этих устройств близки к свойствам устройств со связанными кольцами, однако отрицатель-

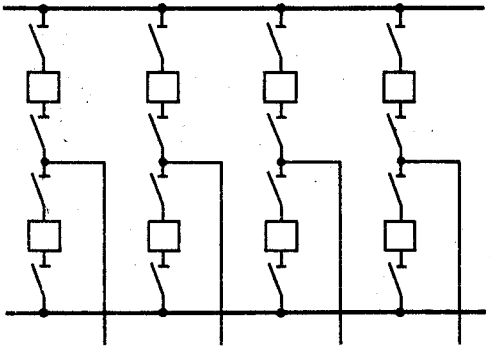


Рис. 23.4. Схема распределительного устройства с двумя системами сборных шин и двумя выключателями на каждое присоединение

ные стороны последних выражены здесь слабее. Действительно, все ветви подлежат отключению только двумя выключателями. Вероятность отключения ветвей при ремонте выключателей и внешних замыканиях здесь меньше. Так, например, в РУ, выполненном по схеме на рис. 23.5, *а*, при ремонте одного из выключателей верхнего или нижнего ряда (например, выключателя *Q9*) и внешнем замыкании в любом присоединении кроме линии *W1* отключится только поврежденное присоединение. При КЗ на линии *W1* вместе с поврежденной линией отключится блок *G1*.

При ремонте любого выключателя среднего ряда и внешнем замыкании отключению подлежит только поврежденная ветвь при условии, что все выключатели исправны. Однако при ремонте одного из выключателей среднего ряда (например, выключателя *Q5*), внешнем замыкании на ветви другой цепочки (например, на линии *W2*) и отказе одного из выключателей поврежденной ветви (например, выключателя *Q2*) неизбежна потеря двух ветвей *W1* и *W2*. В тех же условиях, но при повреждении ветвей *G2* и отказе выключателя *Q10* неизбежна потеря двух блоков *G1* и *G2*.

Во избежание потери двух ветвей, одновременное отключение которых недопустимо, например двух линий транзита или двух блоков, следует присоединять эти ветви к разным цепочкам и чередовать присоединение их к системам шин, как показано на рис. 23.5, *б* (*W1 – W2*, *W3 – W4*, *G1 – G2*, *G3 – G4* и т. д.). При этом рассматриваемые ветви, одновременное отключение которых недопустимо, должны отстоять друг от друга по любому контуру не менее чем на три последовательно включенных выключателя: *Q5 – Q9 – Q10*; *Q11 – Q12 – Q8*; *Q5 – Q1 – Q2*; *Q3 – Q4 – Q8*.

Короткое замыкание на сборных шинах не нарушает работы ветвей при

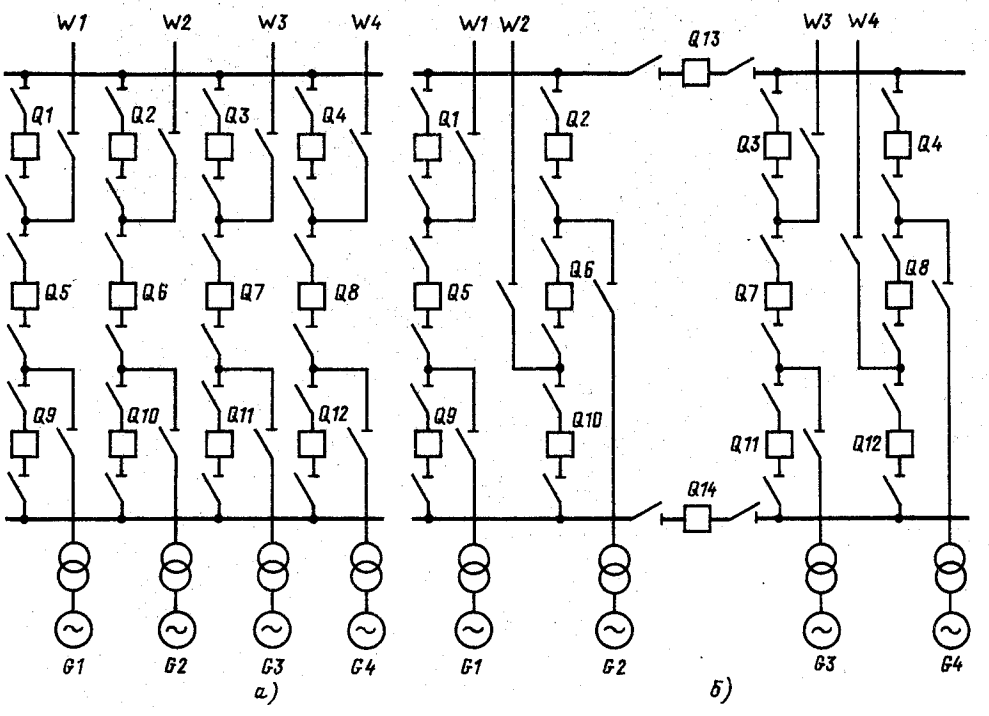


Рис. 23.5. Схемы распределительных устройств кольцевого типа с тремя выключателями на каждые два присоединения:
а – без чередования ветвей; *б* – с чередованием ветвей

условии, что все выключатели включены. При ремонте какого-либо выключателя замыкание на сборных шинах может вызвать отключение одной ветви либо отключение одной пары ветвей от сборных шин с сохранением связи между ними.

При ремонте системы шин и замыкании на другой системе (вероятность таких замыканий весьма мала) все ветви остаются в работе, но цепочки оказываются разобщенными, что может вызвать частичное нарушение электроснабжения. Для повышения надежности РУ при числе цепочек, равном четырем и более, прибегают к секционированию сборных шин через выключатели (рис. 23.5, *б*).

Эксплуатационные свойства РУ, выполненных по схеме типа 4/3 (рис. 23.6), близки к свойствам схемы типа 3/2. Выбор между этими устройствами определяется числом присоединений и местными условиями.

Как отмечено выше, вероятность совпадения внешнего замыкания с ремонтом одного из выключателей мала. Еще менее вероятен отказ выключателя в указанных условиях. Надежность РУ зависит прежде всего от надежности выключателей. Поэтому не следует преувеличивать недостатки рассматриваемых РУ типа 3/2 и 4/3, получивших исключительное применение как в СССР, так и за рубежом.

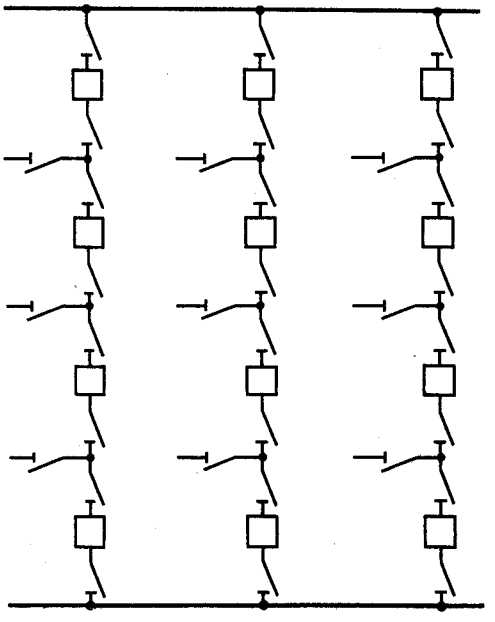


Рис. 23.6. Схема распределительного устройства кольцевого типа с четырьмя выключателями на каждые три присоединения

Распределительные устройства, выполненные по кольцевым схемам, позволяют развивать РУ по мере увеличения числа присоединений. Например, если в первую очередь вводятся в работу один блок и две линии, РУ может быть выполнено в виде кольца из трех выключателей. По мере увеличения присоединений число выключателей может быть увеличено и кольцо постепенно превращено в схему 3/2 или 4/3.

23.4. Упрощенные схемы распределительных устройств

Упрощенные схемы без сборных шин или с короткими перемычками между присоединениями получили применение для РУ с малым числом присоединений. На рис. 23.7, *а* приведена схема устройства для четырех присоединений – двух линий и двух трансформаторов. Здесь предусмотрены выключатели на линиях, вероятность повреждений которых значительно больше вероятности повреждений трансформаторов. Третий выключатель предусмотрен на перемычке. Такую схему называют схемой с мостом. Отключение трансформаторов в случае их повреждения производится двумя выключателями высшего напряжения *Q1*, *Q3* или *Q2*, *Q3* и соответствующим выключателем низшего напряжения. Следовательно, вместе с поврежденным трансформатором отключается и линия. Работа ее может быть быстро восстановлена после отключения разъединителя поврежденного трансформатора и включения выключателя перемычки.

При наличии трех линий и двух трансформаторов (рис. 23.7, *б*) необходимо иметь четыре выключателя – два на линиях и два на перемычках. Такую

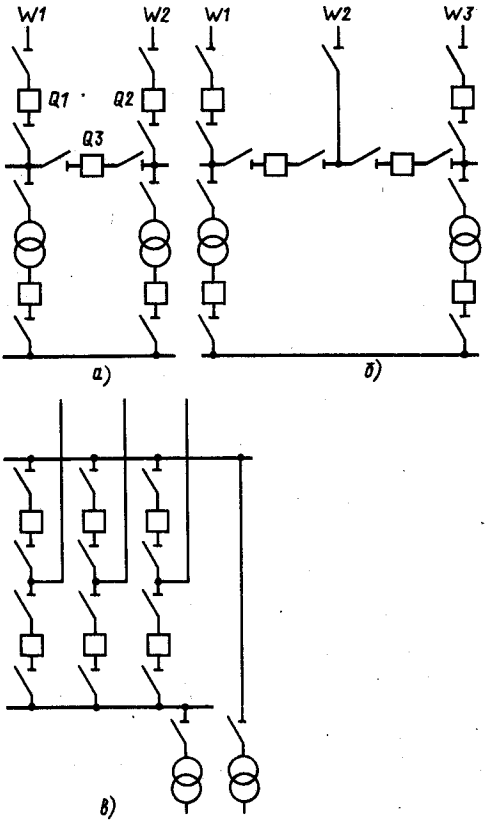


Рис. 23.7. Упрощенные схемы распределительных устройств:
а – одиночный мост; *б* – двойной мост; *в* – схема шины – трансформаторы

схему называют схемой с двойным мостом. В случае замыкания на средней линии происходит деление устройства на две части. Связь между ними может быть восстановлена после отключения линейного разъединителя поврежденной линии и включения выключателей перемычек.

На рис. 23.7, *в* показан другой вариант РУ для трех линий и двух трансформаторов. Здесь предусмотрены две системы сборных шин, к которым каждая линия присоединена через два выключателя. Трансформаторы присоединены соответственно к одной и другой системам через разъединители или выключатели нагрузки. Такую схему называют схемой шины – трансформаторы. Отключение трансформаторов происходит тремя выключателями. После этого следует отключить разъединитель поврежденного трансформатора и вновь включить выключатели.

Глава двадцать четвертая

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СХЕМЫ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

24.1. Задание на технический проект электрической станции, подстанции

Проектированию электрической станции, подстанции предшествует разработка схемы развития соответствующей части электроэнергетической системы на ближайшие 10–15 лет. При разработке этой схемы возникает ряд вариантов, подлежащих анализу и сопоставлению по технико-экономическим показателям. На основании этой предварительной работы (она выполняется обычно институтом «Энергосетьпроект») выдается задание на технический проект той или иной станции, подстанции, включающее в себя следующие данные:

установленную мощность станции;

единичные мощности, типы и параметры основного энергетического оборудования, принимаемого в технологической части проекта (турбо- или гидроагрегатов, парогенераторов);

очередность ввода агрегатов в работу;

режим работы станции (место проектируемой станции в суточных графиках системы);

электрические нагрузки по годам

проектного периода, их характеристики (максимальная и минимальная суточные нагрузки, коэффициенты мощности, годовое число часов использования максимальной нагрузки);

распределение нагрузки по ступеням напряжения;

схемы сетей, примыкающих к проектируемой станции, с указанием числа присоединяемых линий по годам, их направления и передаваемые мощности;

данные по токам КЗ от системы;

особые условия, которые должны быть учтены при проектировании.

Руководствуясь материалами задания, а также Нормами технологического проектирования (НТП), инженер-проектировщик намечает варианты главной схемы станции, на которой указывает мощности генераторов, трансформаторов (включая мощности трансформаторов СН), сборные шины РУ всех ступеней напряжения, линии, подлежащие присоединению к сборным шинам, коммутационные аппараты, токоограничивающие реакторы и т. д. Число вариантов определяется конкретными условиями.

Далее следуют расчеты токов КЗ и выбор выключателей. Такие расчеты должны быть выполнены для каждого варианта схемы, поскольку токи КЗ определяют типы выключателей и стоимость РУ.

Для намеченных вариантов схемы определяют годовые потери энергии в трансформаторах, поскольку стоимость потерянной энергии является одним из показателей экономичности.

В качестве критерия экономичности сравниваемых вариантов исполнения электроустановки принимают полные расчетные затраты, руб/год, состоящие из трех слагаемых

$$З = Kp_н + И + У, \qquad (24.1)$$

где K – капитальные вложения в проектируемую установку; $p_н$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, установленный для расчетов в энергетике равным 0,12; $И$ – ежегодные издержки производства; $У$ – вероятный народнохозяйственный ущерб, вызванный возможным нарушением нормальной работы системы и нарушением электроснабжения потребителей.

Издержки производства слагаются из отчислений на амортизацию оборудования, обслуживание и текущий ремонт, а также из стоимости электроэнергии, теряемой ежегодно в трансформаторах, реакторах и линиях.

24.2. Требования, предъявляемые к схемам электроустановок

Требования, предъявляемые к электрической схеме станции, подстанции, следует понимать как требования к самой установке, поскольку схема определяет основное электрическое оборудование и эксплуатационные свойства установки. Эти требования, выдвигаемые на стадии проектирования и сформулированные в НТП [24.1]–[24.4], сводятся к следующему:

соответствие электрической схемы условиям работы станции, подстанции в энергосистеме, ожидаемым режимам, а также технологической схеме станции;

удобство эксплуатации, а именно: простота и наглядность схемы, минимальный объем переключений, связанных с изменением режима, доступность электрического оборудования для ремонта;

удобство сооружения электрической части с учетом очередности ввода в эксплуатацию генераторов, трансформаторов, линий;

возможность автоматизации установки в экономически целесообразном объеме;

достаточная, экономически оправданная степень надежности.

Последнее требование нуждается в разъяснении. Надежность представляет собой свойство объекта (элементов оборудования, системы из ряда элементов, электроустановки в целом) выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в определенных пределах. Под надежностью электрической

станции, подстанции следует понимать свойство (способность) выдавать мощность в сеть в соответствии с запланированным графиком, снабжать электроэнергией потребителей, сохраняя качество электроэнергии в пределах, установленных действующими нормативами. Количественно надежность объекта оценивают с помощью ряда показателей, выбираемых и определяемых с учетом особенностей объекта, условий его эксплуатации и последствий отказов, т. е. нарушений работоспособности. Отказы рассматривают как случайные события. Соответственно для анализа надежности используют методы математической теории вероятностей.*

24.3. Схемы тепловых конденсационных электростанций

Как известно из предыдущего (§ 1.2), тепловые конденсационные станции с агрегатами мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт выполняют из ряда автономных частей – блоков.

Электрические схемы блоков. Применение получили следующие схемы:

а) схема, в которой генератор *G* соединен с повышающим трансформатором непосредственно, т. е. без всяких коммутационных аппаратов (рис. 24.1, *а*). Между генератором и повышающим трансформатором *Т1* предусматривают ответвление для отбора части мощности в систему собственных нужд (СН) блока через понижающий трансформатор *Т2*. Последний присоединяют также без выключателя на ответвлении, чтобы не снижать надежности блока установкой дополнительного аппарата, вероятность повреждения которого заметно больше вероятности повреждения трансформатора. Выключатели предусматривают только на стороне высшего напряжения повышающего трансформатора и на стороне низшего напряжения трансформатора собственных нужд.

Чтобы ввести блок в работу, необходимо обеспечить электроэнергией систему СН через пускорезервный трансформатор *Т3*, присоединенный к сборным шинам высшего или среднего напряжения. Пуск блока производится в следующем порядке. При отключенных выключателях блока и выключателях рабочего трансформатора СН включают пускорезервный трансформатор на соответствующие секции системы СН и пускают электродвигатели рабочих машин. Прогревание и разворот турбины происходит одновременно. Когда частота вращения агрегата достигнет номинальной, генератор может быть возбужден, синхронизирован и включен, т. е. соединен электрически с сетью энергосистемы. Теперь можно постепенно нагрузить блок, включить рабочий трансформатор СН и отключить пускорезервный. Процесс останова блока протекает в обратном порядке. Система СН должна быть переключена с рабочего трансформатора на пускорезервный, так как после отключения блока часть рабочих машин должна продолжать свою работу. После этого блок может быть разгружен, отключен от сборных шин и генератор может быть развозбужден.

Недостаток рассматриваемой схемы заключается в необходимости переключения системы СН в процессе пуска и останова блока; в случае повреждения в тепломеханической части блока он должен быть отключен выключателями высшего напряжения, что нежелательно в РУ кольцевого типа, поскольку нормальная работа РУ при этом нарушается. Указанные недостатки могут быть устранены, если предусмотреть выключатель у генератора;

б) схема с выключателем у генератора (рис. 24.1, *б*), она удобнее в эксплуатации, поскольку в процессах пуска блока система СН обеспечена энергией от сборных шин станции через главный трансформатор и рабочий трансформатор СН при отключенном выключателе генератора. Рабочие машины СН могут быть введены в работу. Когда частота вращения агрегата достигнет номиналь-

* Методы расчета надежности излагаются в курсе «Надежность электростанций».

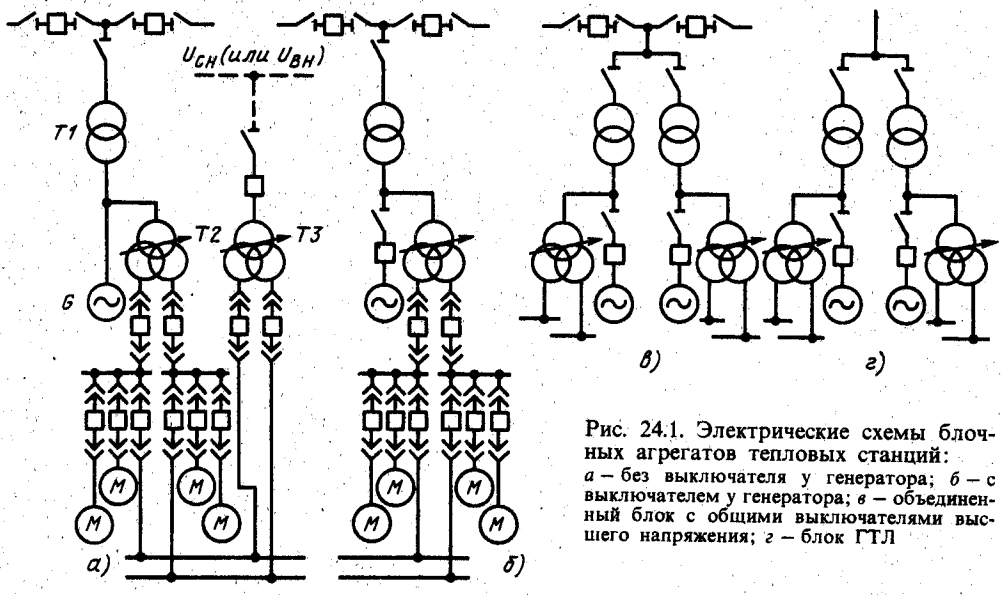


Рис. 24.1. Электрические схемы блочных агрегатов тепловых станций:
а – без выключателя у генератора; *б* – с выключателем у генератора; *в* – объединенный блок с общими выключателями высшего напряжения; *г* – блок ГТЛ

ной, генератор может быть синхронизирован и включен своим выключателем.

В случае повреждения в тепломеханической части блока отключению подлежит выключатель генератора. Отключение блока от сборных шин и развозбуждение генератора необходимо лишь при повреждении в электрической части блока. При этом система СН должна быть переключена на резервный трансформатор СН.

Выключатели генераторов могут быть заменены выключателями нагрузки с соответствующим номинальным током и отключающей способностью. Такие выключатели освоены отечественной электропромышленностью и поставляются комплектно вместе с разъединителем, заземляющим устройством и измерительными трансформаторами тока и напряжения (аппаратный генераторный комплекс ПО «Электроаппарат»);

в) на станциях с высшим напряжением 500 кВ и выше применение получила схема с объединенными (сдвоенными) блоками (рис. 24.1, *в*), в которой два блочных агрегата присоединены к сборным шинам станции через общие выключатели. Такая схема позволяет уменьшить число выключателей высшего напряжения, стоимость которых высока. Однако при этом необходимо учитывать возможность отключения двух генераторов. Работа одного из них может быть быстро восстановлена после отключения поврежденного генератора. Возможность применения объединенных блоков определяется мощностью системы, а точнее, ее аварийным резервом. Экономическая целесообразность оценивается с учетом показателей надежности и зависит от напряжения и схемы сети, режима работы агрегатов и других факторов;

г) на некоторых станциях применение получила схема на рис. 24.1, *г*, в которой сдвоенный блок соединен с воздушной линией (блок генератор – трансформатор – линия, сокращенно ГТЛ) и присоединен к сборным шинам ближайшей подстанции. При такой схеме должна быть предусмотрена возможность дистанционного управления выключателем высшего напряжения блока, расположенным на относительно большом расстоянии от станции. В СССР и за рубежом имеются станции, в которых все блоки выполнены по схеме ГТЛ и присоединены к подстанциям. Такие схемы позволяют рассредоточить генерирующую мощность и ограничить ток КЗ. Технико-экономическая

целесообразность схемы должна быть проверена соответствующим расчетом.

Принципиальные схемы КЭС. Электростанции рассматриваемого типа в большинстве случаев выдают вырабатываемую энергию в сети двух ступеней напряжения, а именно: 330, 500, 750 кВ и сеть среднего напряжения – 110, 150, 220 кВ. Электростанция с тремя напряжениями, например 500, 220 и 110 кВ, встречаются значительно реже. Вопросы выбора номинальных напряжений схемы сетей, числа линий, подлежащих присоединению к сборным шинам, решаются в проекте развития системы (§ 24.1). При проектировании электрической схемы станции возникает вопрос о распределении блоков между РУ высшего и среднего напряжений и связи между ними. Эти вопросы решаются различно в зависимости от единичной мощности блоков и нагрузок сетей высшего и среднего напряжений.

Наибольшее распространение получила схема, в которой сборные шины высшего и среднего напряжений связаны через автотрансформаторы (рис. 24.2, *а*). В таких схемах блоки должны быть распределены между РУ высшего и среднего напряжений так, чтобы перетоки мощности были минимальны.

Мощность, передаваемая через автотрансформаторы связи в том или другом направлении, изменяется вследствие изменения нагрузки сетей, рабочей мощности станции, нарушения нормальной схемы системы и других причин. Номинальная мощность автотрансформаторов должна соответствовать максимальной мощности, передаваемой в том или ином направлении в наиболее тяжелых условиях. Применение получили следующие варианты связи: а) с одним трехфазным автотрансформатором на полную мощность; б) с двумя автотрансформаторами, каждый из которых рассчитан на половину передаваемой мощ-

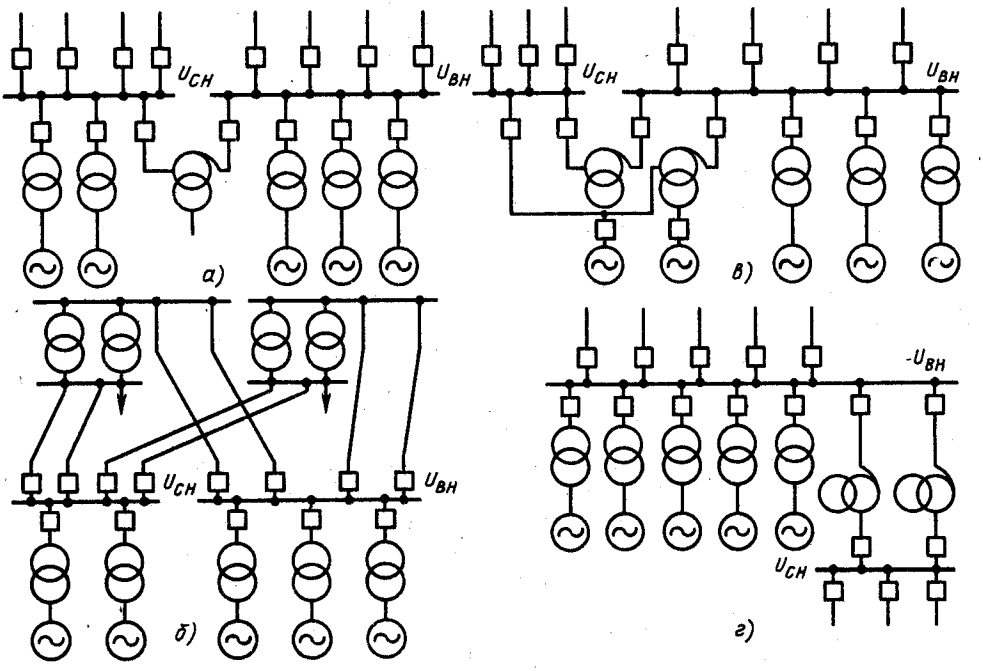


Рис. 24.2. Принципиальные схемы КЭС с двумя ступенями номинального напряжения: *а* – связь через автотрансформаторы; *б* – связь через сеть; *в* – связь через блочные повышающие автотрансформаторы; *г* – связь через понижающие автотрансформаторы

ности (они могут быть присоединены к сборным шинам через общие или отдельные выключатели). Выбор варианта связи должен быть сделан с учетом режима электростанции, наличного резерва мощности частей системы высшего и среднего напряжений, перспектив развития энергосистемы и надежности связи. Обычно мощность автотрансформаторов связи не превосходит мощности блока. Обмотки низшего напряжения автотрансформаторов могут быть использованы для присоединения резервных трансформаторов СН.

В отечественных энергосистемах имеются станции с двумя напряжениями, в которых блоки распределены между РУ высшего и среднего напряжений, но без автотрансформаторов, связывающих эти устройства. Связь двух частей станции осуществляется через сеть на подстанциях (рис. 24.2, *б*). Такие схемы возможны и целесообразны при условии, что схема сети и пропускная способность линий соответствуют режиму станции.

На некоторых отечественных электростанциях с блоками 200 и 300 МВт для первых двух блоков в качестве повышающих трансформаторов применены автотрансформаторы, используемые также для связи РУ высшего и среднего напряжений (рис. 24.2, *в*). В таких схемах номинальная мощность автотрансформаторов должна быть выбрана так, чтобы мощность обмотки низшего напряжения $S_{\text{Н ном}}$ соответствовала мощности генератора, МВ · А:

$$S_{\text{Н ном}} = S_{\text{АТ ном}} K_{\text{Т}} = S_{\text{Г ном}}, \quad (24.2)$$

или $S_{\text{АТ ном}} = \dfrac{S_{\text{Г ном}}}{K_{\text{Т}}}$.

Так как коэффициент типовой мощности $K_{\text{Т}}$ меньше единицы, номинальная мощность автотрансформатора превосходит мощность генератора.

В рассматриваемой схеме (рис. 24.2, *в*) автотрансформаторы могут пропустить мощность генераторов, присоединенных к обмоткам низшего напряжения, на сборные шины высшего напряжения и передать дополнительную мощность, ограниченную мощность последовательной обмотки, от шин среднего напряжения на сборные шины высшего напряжения (режим 1). Автотрансформаторы могут также пропустить мощность генераторов на сборные шины среднего напряжения, но не могут одновременно пропустить дополнительную мощность от сборных шин высшего напряжения на сборные шины среднего напряжения (режим 2), поскольку общие обмотки автотрансформаторов будут перегруженными (22.7).

Недостатки рассматриваемой схемы заключаются в следующем. Размеры, масса и стоимость автотрансформаторов получаются значительными. В ряде случаев приходится устанавливать вместо одного два трехфазных автотрансформатора, включенных параллельно, или группу из однофазных автотрансформаторов, что нежелательно. Ток КЗ на шинах среднего напряжения, а также на стороне низшего напряжения значительно больше, чем в схемах с автотрансформаторами связи. Поэтому на станциях с блоками 500 МВт и выше использование автотрансформаторов в качестве повышающих трансформаторов оказывается нецелесообразным.

На станциях большой мощности при относительно небольшой нагрузке сети среднего напряжения и неясности перспективы ее развития выделение части блоков для электроснабжения потребителей на среднем напряжении нецелесообразно. Электроснабжение этих потребителей может быть обеспечено через понижающие автотрансформаторы соответствующей мощности, присоединенные к сборным шинам высшего напряжения (рис. 24.2, *г*).

Схемы РУ высшего и среднего напряжений. Распределительные устройства 330–750 кВ, через которые в систему выдается очень большая мощность, должны быть выполнены исключительно надежно. При большом числе присоединений применение получили схемы с двумя системами сборных шин типа 3/2 и 4/3; при относительно небольшом числе присоединений – схемы типа простых и связанных многоугольников. Распределительные устрой-

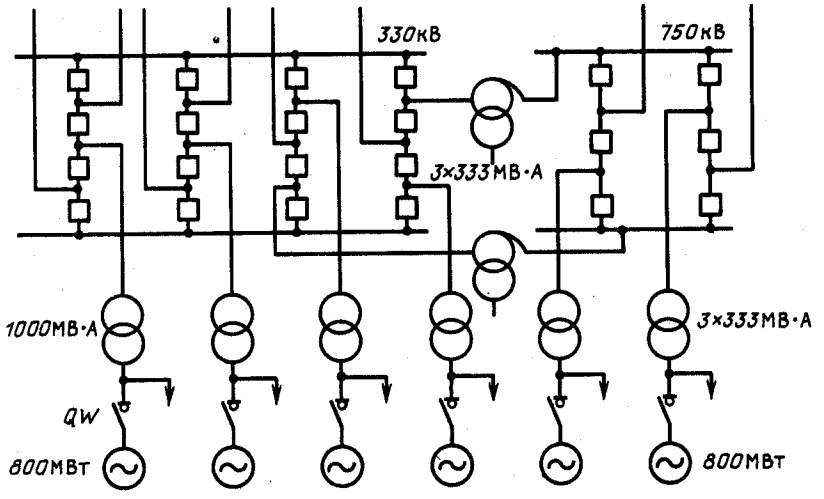


Рис. 24.3. Схема КЭС с шестью блоками по 800 МВт и напряжениями 750 и 330 кВ

ства 110–220 кВ обычно имеют большое число присоединений. Применение получили здесь схемы с двумя системами сборных шин и обходной системой с одним выключателем для каждого присоединения.

В качестве иллюстрации к изложенному на рис. 24.3 приведена типичная схема КЭС мощностью 4800 МВт с шестью блоками по 800 МВт, с двумя напряжениями 750 и 330 кВ. Чтобы не усложнять схему, на ней опущены разъединители, не показаны также трансформаторы СН. Как видно из рисунка, в блоках генератор–трансформатор установлены выключатели нагрузки *QW*. Четыре блока с трехфазными трансформаторами по 1000 МВ·А присоединены к сборным шинам 330 кВ. Два блока с группами из однофазных трансформаторов 3×333 МВ·А присоединены к сборным шинам 750 кВ. Для связи РУ 750 и 330 кВ предусмотрены две группы однофазных автотрансформаторов 3×333 МВ·А. Распределительное устройство 330 кВ выполнено с двумя системами сборных шин с присоединением каждых трех ветвей через четыре выключателя. Распределительное устройство 750 кВ выполнено по схеме шестиугольника. В обоих устройствах предусмотрено чередование в цепочках присоединений линий и блоков.

В качестве второго примера на рис. 24.4 приведена схема Экибастузской ГРЭС с восемью блоками по 500 МВт (выключатели нагрузки не показаны). Мощность станции выдается в сети 500 и 220 кВ. Как видно из рисунка, РУ 500 и 220 кВ связаны через группу однофазных автотрансформаторов *Т9* мощностью 3×267 МВ·А. Предусмотрена резервная фаза. К обмоткам низшего напряжения автотрансформаторов присоединен резервный трансформатор СН *Т19* мощностью 63 МВ·А. Второй резервный трансформатор СН *Т18* присоединен к сборным шинам 220 кВ. РУ 220 кВ выполнено с двумя системами сборных шин и обходной системой. Вместо шиносоединительного выключателя предусмотрены два выключателя в присоединении автотрансформатора. РУ 500 кВ выполнено по схеме 3/2. Блоки 3 и 4 одиночные. Блоки 5, 6 и 7, 8 объединены попарно. Повышающие трансформаторы трехфазные; предусмотрен трехфазный резервный трансформатор.

В качестве третьего примера на рис. 24.5 приведена схема Березовской ГРЭС № 1 мощностью 8×800 =

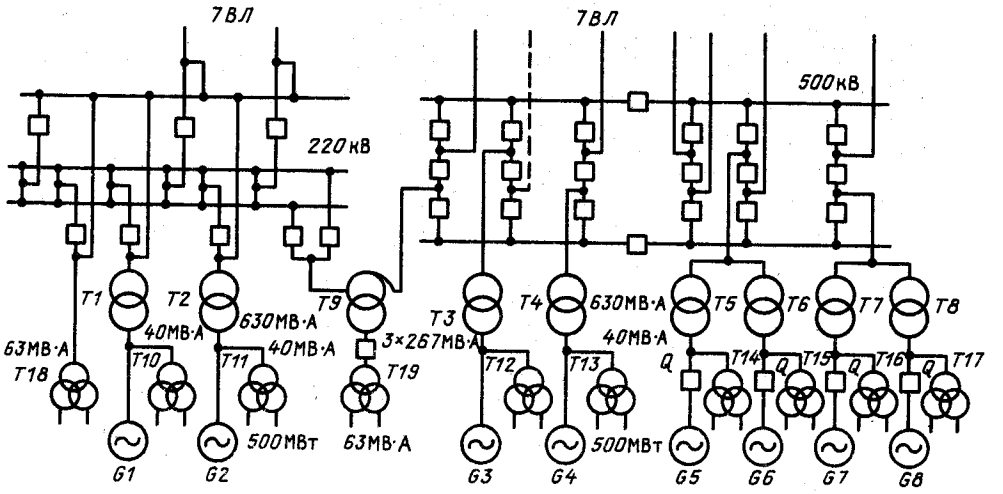


Рис. 24.4. Схема электрических соединений 200 и 500 кВ Экибастузской ГРЭС

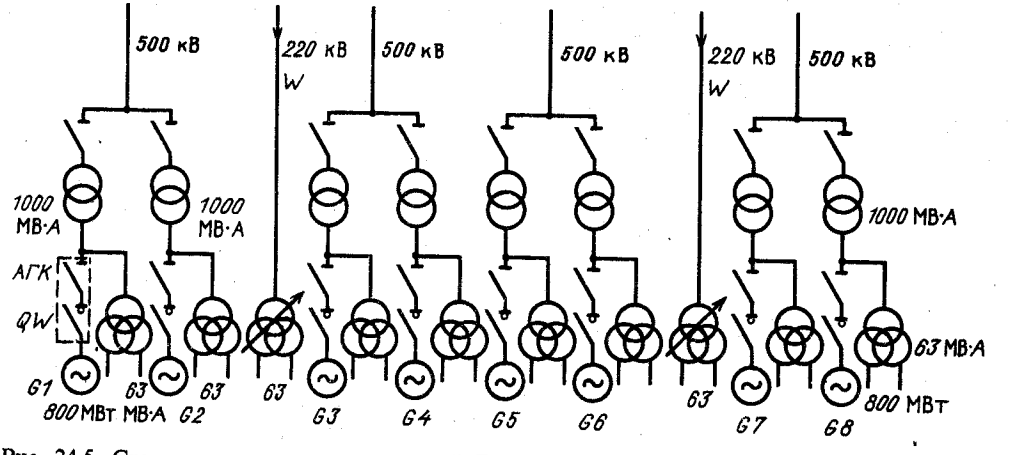


Рис. 24.5. Схема электрических соединений Березовской ГРЭС № 1

= 6400 МВт. Как видно из рисунка, блоки объединены попарно и соединены с линиями 500 кВ по схеме ГТЛ. У генераторов предусмотрены упомянутые выше аппаратные генераторные комплексы (АГК) с выключателями нагрузки *QW*. Мощность блоков передается на подстанции; РУ 500 кВ на станции отсутствует. Для резервного электроснабжения системы СН станции предусмотрены две воздушные линии *W* 220 кВ от ближайших подстанций и два резервных трансформатора мощностью по 63 МВ · А.

24.4. Схемы теплофикационных электростанций

В СССР первые станции рассматриваемого типа были оборудованы агрегатами, мощность которых не превышала 30 и 60 МВт. Они предназначались для снабжения теплом и электроэнергией ближайших потребителей городов и промышленных предприятий. После некоторой реконструкции эти станции работают до настоящего времени. Большая часть электрической мощности выдается в местную распределительную

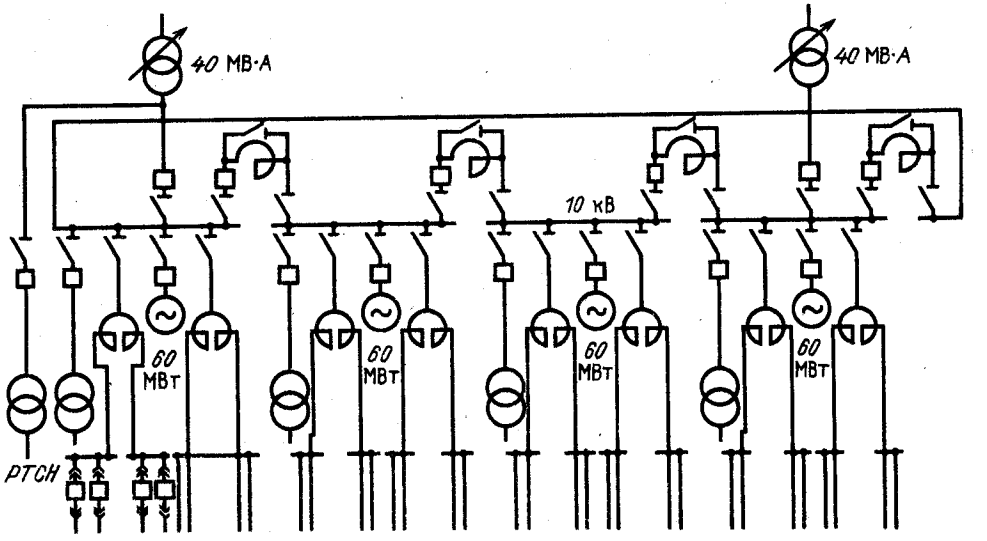


Рис. 24.6. Типовая схема РУ 10 кВ ТЭЦ с одной системой сборных шин

сеть при напряжении 6—10 кВ без промежуточной трансформации. Связь станции с другими станциями системы осуществляется при напряжении 110—220 кВ через трансформаторы соответствующей мощности. К сборным шинам главного РУ 6—10 кВ присоединены генераторы, трансформаторы связи, линии распределительной сети и система СН (рис. 24.6).

При параллельном включении на сборные шины нескольких генераторов указанной мощности с напряжением 6—10 кВ ток КЗ получается значительным. Возникает необходимость в его ограничении до значений, соответствующих отключающей способности серийных выключателей (номинальный ток отключения наиболее мощного выключателя 6—10 кВ типа МГ-10 составляет 105 кА). С этой целью сборные шины разделяют на секции и соединяют их через секционные реакторы и выключатели. Число секций зависит от числа генераторов, их мощности и напряжения. Обычно число секций находится в пределах от двух до четырех.

Ограничение тока в кабельной распределительной сети и на подстанциях до экономически целесообразных значений (примерно 10—15 кА) достигается с помощью линейных реакторов (подробнее см. § 25.2).

Желательно, чтобы секции РУ были нагружены одинаково и чтобы реакторы находились в точках токораздела. В этом случае напряжения секций при нормальной работе одинаковы. Однако это условие обычно не выполняется, так как число трансформаторов связи не соответствует числу секций и мощность, выдаваемая в сеть системы, непостоянна. Поэтому при нормальном режиме через секционные реакторы проходит некоторый ток и напряжения на секциях несколько различны. В случае отключения части генераторов или одного из трансформаторов ток через секционные реакторы увеличивается. Увеличиваются и отклонения напряжения на секциях сборных шин от нормального. Замыкание сборных шин в кольцо способствует лучшему обмену мощностью между секциями.

В РУ с секционными реакторами обычно предусматривают коммутационные аппараты — выключатели или разъединители — с целью шунтирования реакторов при отключении части генераторов или трансформаторов, чтобы уменьшить отклонения напряжения на

секциях сборных шин от нормального. Возможность такого шунтирования должна быть проверена соответствующим расчетом тока КЗ.

Мощность трансформаторов связи. Трансформаторы, предназначенные для связи с системой, работают обычно реверсивно. Они должны удовлетворять следующим условиям: 1) суммарная мощность трансформаторов должна быть достаточной для выдачи в сеть энергосистемы свободной мощности станции, равной разности номинальной мощности генераторов и мощности, выдаваемой в местную сеть в часы дневного минимума нагрузки. Эта разность зависит от режима потребления электроэнергии местными потребителями; 2) трансформаторы должны обеспечивать получение из энергосистемы мощности, необходимой местным потребителям при вынужденном отключении наиболее крупного генератора.

При выборе числа трансформаторов связи следует руководствоваться следующими соображениями. Установка одного трансформатора допустима только на электростанциях с одним или двумя генераторами, например для первой очереди станции. На станциях с тремя-четырьмя генераторами необходимо иметь два трансформатора связи, суммарная мощность которых должна соответствовать указанным выше условиям.

Трансформаторы выбирают трехфазными. Для независимого регулирования напряжения на стороне высшего напряжения необходимы устройства для регулирования напряжения под нагрузкой.

Схемы РУ генераторного напряжения. Приблизительно до 1960 г. главные РУ 6—10 кВ ТЭЦ принято было выполнять с двумя системами сборных шин и размещать в двухэтажных зданиях. Объем строительных и монтажных работ был относительно велик. Позднее перешли к более простым РУ с одной системой сборных шин, стоимость которых значительно ниже, а надежность практически такая же, как схемы РУ с двумя системами сборных шин. На рис. 24.6 приведена типовая схема РУ 10 кВ ТЭЦ с четырьмя агрегатами по 60 МВт и двумя трансформаторами мощностью по 40 МВ · А. Сборные шины разделены на четыре секции, связанные через реакторы и секционные выключатели в кольцо. Для шунтирования секционных реакторов предусмотрены разъединители. Шунтирование и дешунтирование реакторов может быть произведено только при отключенном секционном выключателе. Для ограничения тока КЗ в распределительной сети предусмотрены сдвоенные линейные реакторы по два на каждую секцию. Питание системы СН осуществляется через понижающие трансформаторы 10/6 кВ, присоединенные к сборным шинам.

Схемы РУ высшего напряжения. Схемы этих устройств с напряжением 110—220 кВ зависят от числа трансформаторов связи и числа линий. Они должны быть также согласованы со схемой сети системы. Если число присоединений достигает шести — восьми, РУ обычно выполняют с двумя системами сборных шин и третьей обходной системой. При малом числе присоединений РУ может быть выполнено по схеме многоугольника или по одной из упрощенных схем. На многих ТЭЦ сборные шины высшего напряжения вообще отсутствуют; трансформаторы связаны в блоки с линиями и присоединены к сборным шинам ближайших узловых подстанций.

На многих ТЭЦ с агрегатами по 30—60 МВт, выполненных по описанным выше схемам и проработавших в течение ряда лет, возникла необходимость в расширении в связи с увеличением теплового потребления. Дополнительные генераторы мощностью 60—100 МВт оказалось целесообразным соединить в блоки с повышающими трансформаторами и присоединить к РУ высшего напряжения, чтобы избежать реконструкции РУ генераторного напряжения.

Электрические схемы ТЭЦ с агрегатами 120—200 МВт. Мощности ТЭЦ, предназначенных для энергоснабжения крупных промышленных предприятий и больших городов, достигают 1000 МВт и выше. Применение получили более экономичные агрегаты мощностью по

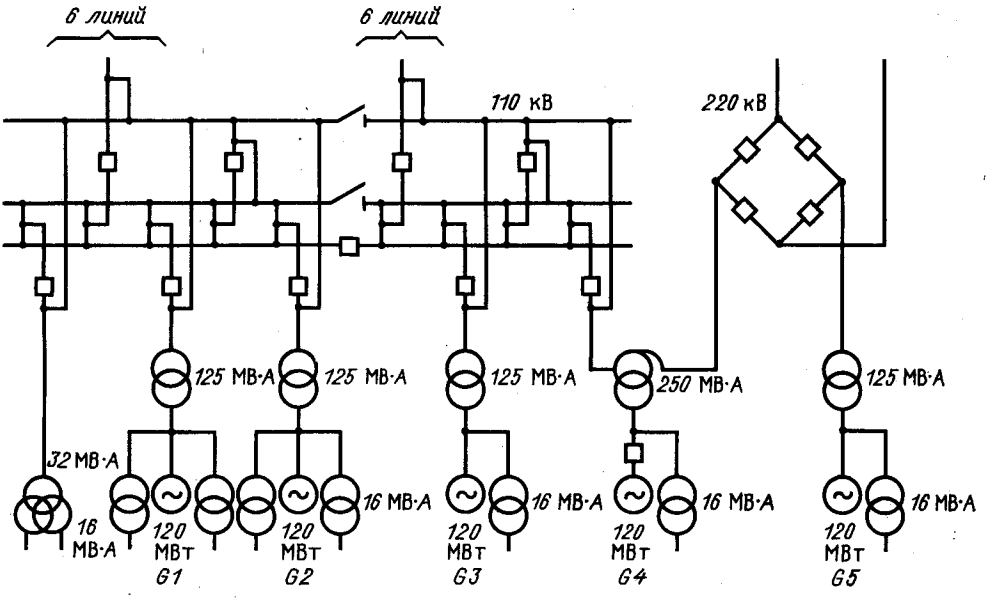


Рис. 24.7. Схема электрических соединений РУ 110 и 220 кВ Новосвердловской ТЭЦ

120, 165, 200 МВт. Основная мощность ТЭЦ выдается через сеть 110 кВ на понижающие подстанции и далее по сетям 6—10 кВ распределяется по территории завода или города. Связь с системой в зависимости от условий может быть выполнена при напряжении 110—220 кВ. В качестве примера на рис. 24.7 приведена схема Новосвердловской ТЭЦ с пятью агрегатами мощностью по 120 МВт. Как видно из рисунка, здесь предусмотрены две ступени напряжения — 110 и 220 кВ. РУ 110 кВ выполнено с двумя системами сборных шин и обходной системой. К нему присоединены 12 линий и три блочных агрегата. Четвертый генератор присоединен через трехобмоточный автотрансформатор мощностью 250 МВ·А к РУ 110 и 220 кВ. Пятый генератор присоединен к РУ 220 кВ. Связь с системой осуществлена по двум линиям 220 кВ. РУ 220 кВ выполнено по схеме квадрата.

24.5. Схемы атомных электростанций

Электрические схемы АЭС немногим отличаются от схем КЭС. С учетом значительной единичной мощности блоков (до 1000 и 1500 МВт) Нормы технологического проектирования не рекомендуют применение на АЭС сдвоенных блоков. Каждый блок должен быть присоединен к сборным шинам станции через отдельные повышающие трансформаторы и отдельные выключатели. Должны быть приняты необходимые меры к повышению надежности РУ и надежности электроснабжения системы собственных нужд станции.

В качестве примера на рис. 24.8 приведена электрическая схема Ростовской АЭС с четырьмя блоками по 1000 МВт, мощность которых выдается в сеть 500 кВ по пяти линиям. В качестве повышающих трансформаторов выбраны трехфазные трансформаторы 630 МВ·А, по два трансформатора на каждый блок. Для электроснабжения системы СН предусмотрены трансформаторы с расщепленными обмотками низшего напряжения, присоединенные к блокам на ответвлениях на участках между выключателями нагрузки генераторов и повышающими трансформаторами. Первые два блока имеют по два трансформатора мощностью 63 и 25 МВ — А, третий и четвертый блоки —

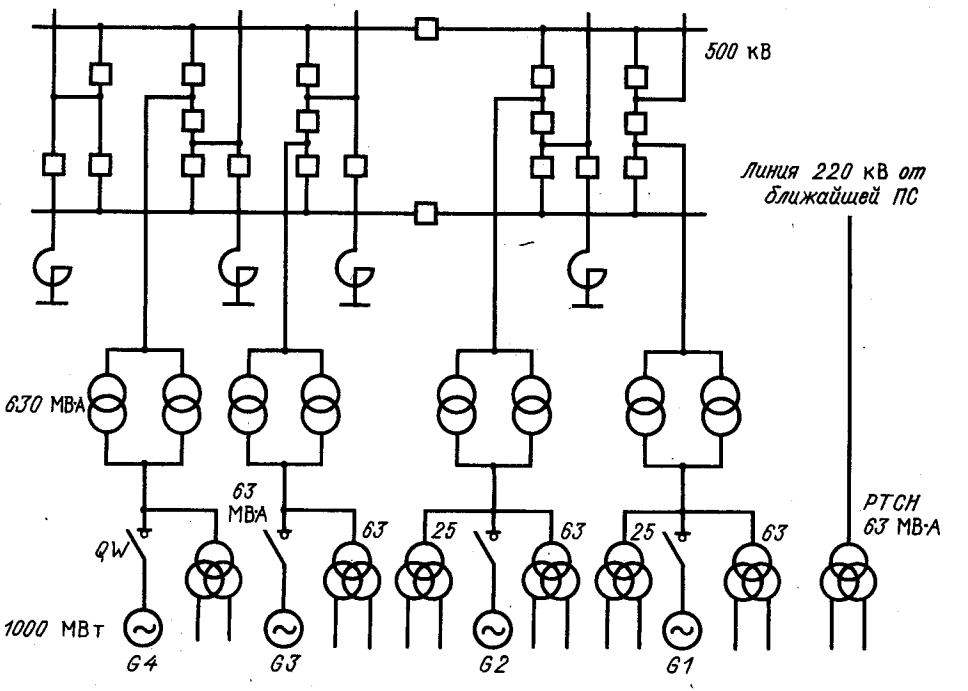


Рис. 24.8. Схема электрических соединений РУ 500 кВ Ростовской АЭС

по одному трансформатору мощностью 63 МВ·А. Резервный трансформатор СН мощностью 63 МВ·А получает питание по воздушной линии 220 кВ от ближайшей подстанции.

Распределительное устройство 500 кВ выполнено по полуторной схеме. Сборные шины секционированы, что способствует повышению надежности РУ. Для компенсации реактивной мощности предусмотрены шунтирующие реакторы, присоединенные к линиям через выключатели.

24.6. Схемы гидростанций и гидроаккумулирующих станций

Главные схемы ГЭС во многом схожи с схемами КЭС соответствующей мощности. Однако имеются и существенные различия, вызванные: 1) режимом работы ГЭС; последние используются в качестве пиковых и полупиковых станций с частыми пусками и остановами агрегатов, быстрым изменением их рабочей мощности от нуля до номинальной; 2) значительно бóльшим числом гидроагрегатов по сравнению с числом турбоагрегатов на КЭС при одинаковой мощности станций, что объясняется зависимостью предельной мощности гидротурбины от напора.

При относительно небольшом напоре (порядка 10 – 30 м), характерном для равнинных рек, и предельном диаметре рабочего колеса (около 10 м) мощность гидроагрегата не превышает 60 – 120 МВт. При напоре порядка 100 – 200 м могут быть изготовлены гидроагрегаты мощностью 500 – 600 МВт (Красноярская, Саяно-Шушенская ГЭС).

На ГЭС получили применение схемы с блочными агрегатами, аналогичные схемам КЭС, с выдачей мощности в сети повышенных напряжений. В зависимости от числа и мощности гидроагрегатов используют простые блоки, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, а также укрупненные блоки с несколькими генераторами, присоединенными к общему трехфазному трансформатору или группе

из однофазных трансформаторов. При таком построении схемы уменьшается число трансформаторов, упрощаются схемы РУ и резко сокращаются капиталовложения в электрическую часть ГЭС. Экономически целесообразная мощность укрупненных блоков зависит от напряжения сети, режима ГЭС, мощности системы и других условий. Чем больше мощность энергосистемы и ее аварийного резерва, тем большая мощность может быть объединена в блок.

Электрическую схему ГЭС в целом строят по тому же принципу, что и схемы КЭС. Если вся мощность ГЭС должна быть выдана при одном напряжении, предусматривают сборные шины высшего напряжения, к которым присоединяют блоки и линии. При двух ступенях напряжения применяют схемы с автотрансформаторами, связывающими сборные шины высшего и среднего напряжений, аналогичные схемам КЭС.

При проектировании электрической схемы ГЭС учитывают возможность изменения рабочей мощности станции в пределах от минимальной до номинальной и строят схему так, чтобы потре-

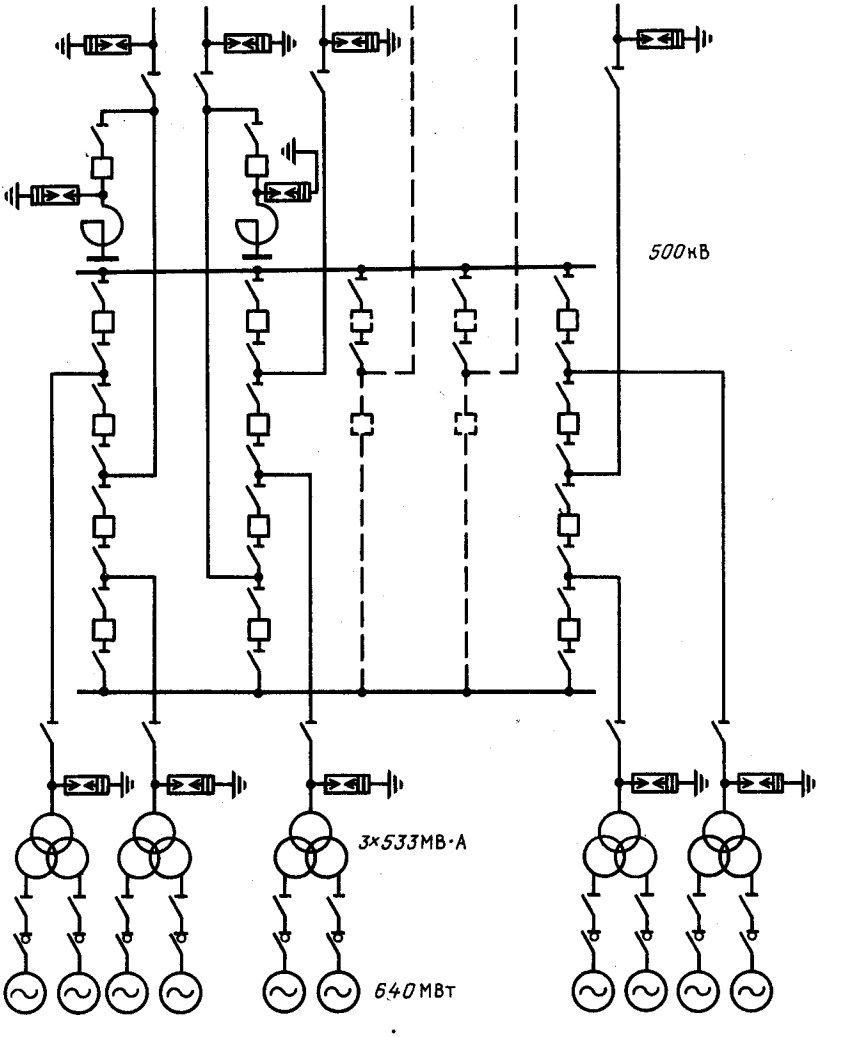


Рис. 24.9. Схема электрических соединений РУ 500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС

бители электрической энергии, присоединенные к сети среднего напряжения, а также система СН были обеспечены энергией при всех режимах, в том числе и при отключении всех генераторов, если такой режим может иметь место. Соответственно выбирают число и мощность трансформаторов и автотрансформаторов связи.

Ниже в качестве примера приведена схема электрических соединений Саяно-Шушенской ГЭС на Енисее с 10 агрегатами мощностью по 640 МВт и выдачей всей мощности в сеть 500 кВ (рис. 24.9). Как видно из рисунка, каждые два генератора присоединены к общей группе повышающих однофазных трансформаторов мощностью 3 × 533 МВ·А с расщепленными обмотками низшего напряжения. РУ 500 кВ выполнено по схеме 4/3 с тремя цепочками, к которым присоединены блочные агрегаты и четыре линии. Предусмотрена возможность присоединения еще двух линий при развитии сети. На схеме не показаны трансформаторы СН и измерительные трансформаторы.

На рис. 24.10 приведена принципиальная электрическая схема Усть-Илимской ГЭС на Ангаре с 18 генераторами по 240 МВт и двумя ступенями напряжения 220 и 500 кВ. Предусмотрены восемь укрупненных блоков, каждый из которых состоит из двух генераторов и повышающего трансформатора 630 МВ·А. Два блока присоединены к сборным шинам 220 кВ и шесть блоков — к сборным шинам 500 кВ. РУ 500 кВ выполнено по схеме 4/3 с тремя цепочками, каждая из которых состоит из двух блоков и одной линии. Четвертая цепочка (изображена пунктиром) подлежит сооружению в будущем; она состоит из одного блока и одной линии. В сборных шинах предусмотрены секционные выключатели. Распределительное устройство 220 кВ выполнено с двумя системами сборных шин с одним выключателем на каждое присоединение и обходной системой. Предусмотрены шиносоединительный выключатель и обходной выключатель; РУ 500 и 220 кВ соединены между собой двумя автотрансформаторами мощностью по 320 МВ·А.

Электрические схемы ГАЭС. На новейших ГАЭС наибольшее применение получили двухмашинные агрегаты, состоящие из обратимой гидромашины (насосотурбины) и синхронной электрической машины. Единичная мощность обратимых агрегатов при напорах 150 м достигла 100 МВт, а при напорах

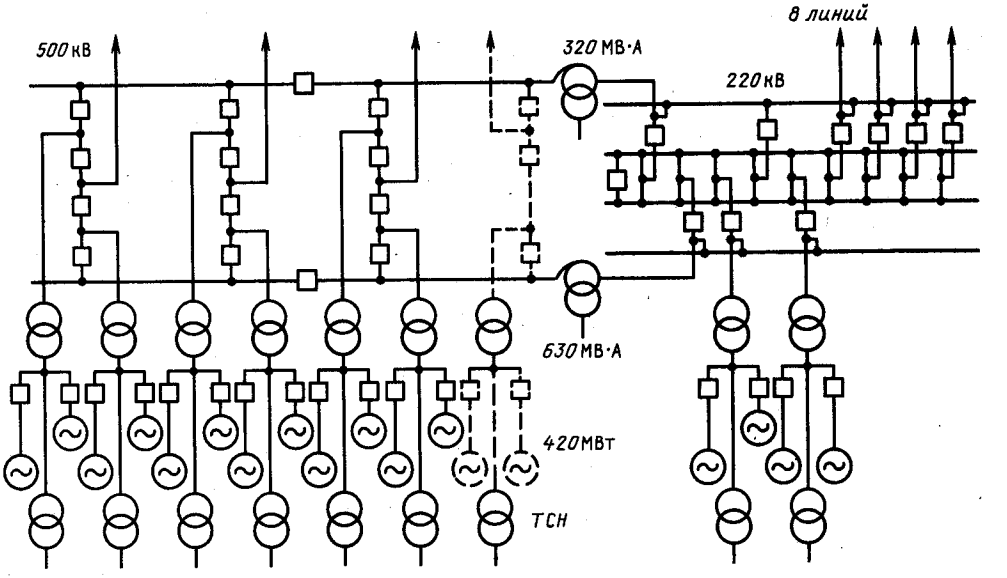


Рис. 24.10. Схема электрических соединений РУ 220 и 500 кВ Усть-Илимской ГЭС

500 м – 250 МВт. Заметна тенденция к дальнейшему увеличению их мощности соответственно до 250 и 450 МВт. Электрические машины обратимых агрегатов должны быть приспособлены для реверсивной работы и тяжелых условий пуска.

В турбинном режиме обратимый агрегат работает как обычный гидроагрегат, нагрузка которого зависит от режима системы. В насосном (двигательном) режиме электрическая машина работает как синхронный двигатель, нагруженный до номинальной мощности. В часы, когда агрегаты ГАЭС не работают в турбинном или насосном режиме, они обычно находятся в режиме синхронного компенсатора. При этом вода отжата из полости рабочего колеса и электрическая машина работает в режиме двигателя, потребляя из сети небольшую активную мощность.

При работе обратимого агрегата в качестве резервного агрегата активной мощности он вращается электрической машиной в турбинном направлении. При понижении частоты в системе под действием соответствующих автоматических устройств происходит открытие направляющего аппарата насосотурбины и возбуждение электрической машины; последняя в течение 15 – 20 с нагружается до номинальной мощности.

Пуск обратимого агрегата в турбинный режим производится так же, как пуск обычного гидроагрегата, он продолжается не более 1 – 2 мин. Пуск агрегата в насосный режим сложнее и требует большего времени. В зависимости от мощности и типа агрегата для пуска в насосный режим применяют следующие способы:

а) асинхронный пуск через пусковой реактор или автотрансформатор;

б) пуск с помощью вспомогательного асинхронного электродвигателя с фазным ротором, посаженного на вал агрегата. Когда агрегат достигает подсинхронной частоты вращения, он возбуждается и входит в синхронизм;

в) частотный пуск, при котором гидроагрегат разворачивается до подсинхронной частоты с помощью дополнительно установленного пускового гидроагрегата меньшей мощности, используемого для пуска двух обратимых гидроагрегатов. Электрические машины пускового и обратимого агрегатов соединяют электрически и запускают их одновременно.

Для обратимых агрегатов мощностью свыше 100 МВт обычно предусматривают вспомогательные разгонные электродвигатели, для агрегатов мощностью свыше 250 МВт – частотный пуск. Чтобы облегчить процесс пуска, предварительно удаляют воду из полости рабочего колеса пускаемого агрегата; применяют масляную или электромагнитную разгрузку подпятника.

Гидроаккумулирующие станции размещают преимущественно в центрах нагрузок. Выдачу мощности в сеть электрической системы осуществляют через повышающие трансформаторы, снабженные устройствами РПН. При этом укрупняют блоки, присоединяя несколько электрических машин к общему повышающему трансформатору через выключатели. Укрупненные блоки присоединяют короткими воздушными или кабельными линиями 110 – 500 кВ к сборным шинам ближайших узловых подстанций.

В качестве примера на рис. 24.11 приведена электрическая схема ГАЭС с четырьмя обратимыми гидроагрегатами по 250 МВт. Они присоединены попарно к повышающим трансформаторам мощностью по 500 МВ·А с расщепленными обмотками низшего напряжения. Гидроаккумулирующая станция связана с сетью системы двумя линиями 330 кВ. У каждой электрической машины предусмотрены силовой выключатель и два параллельно соединенных разъединителя для изменения порядка чередования фаз (*A, B, C* и *A, C, B*) при изменении направления вращения гидроагрегата. Эти разъединители снабжены электродвигательными приводами. В зависимости от режима агрегата (двигательный или генераторный) включают соответствующий разъединитель.

Пуск агрегатов в насосный режим осуществляется с помощью вспомогательных разгонных электродвигателей

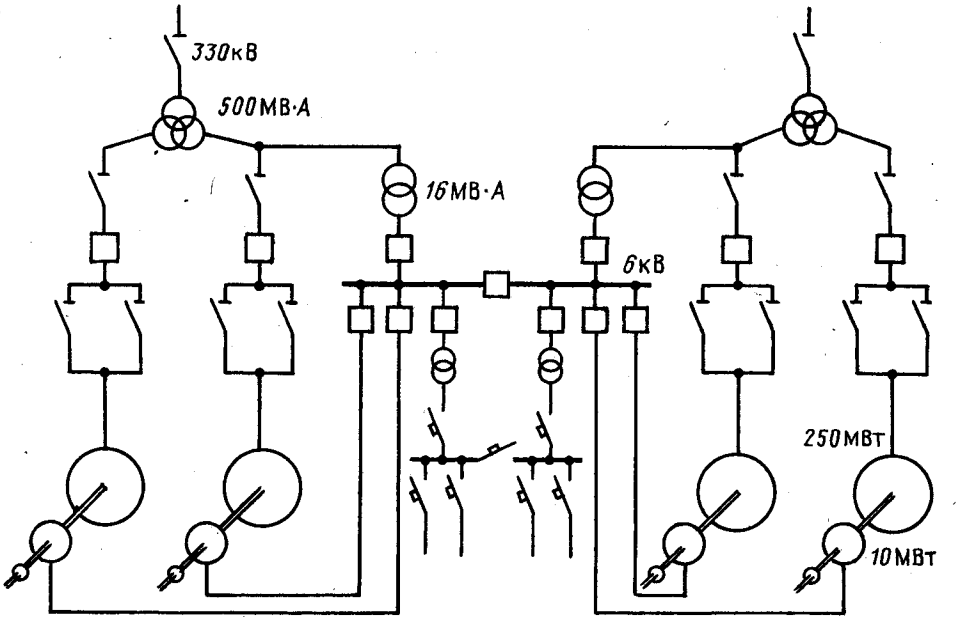


Рис. 24.11. Схема ГАЭС с четырьмя обратимыми гидроагрегатами по 250 МВт

мощностью по 10 МВт, напряжением 6 кВ. Электроэнергия к этим двигателям поступает через два трансформатора СН по 16 МВ·А, присоединенных к повышающим трансформаторам. Остальные электродвигатели системы СН относительно небольшой мощности присоединены к сети 380/220 В через понижающие трансформаторы.

24.7. Схемы трансформаторных подстанций

Трансформаторные подстанции представляют собой электроустановки, предназначенные для преобразования напряжения сетей в целях экономичного распределения энергии в ближайшем районе или дальнейшей ее передачи. Они состоят из следующих частей: одного или нескольких трансформаторов (автотрансформаторов), РУ высшего напряжения, РУ пониженных напряжений (среднего и низшего), вспомогательных устройств. На подстанциях могут быть установлены синхронные компенсаторы, статические конденсаторы и шунтирующие реакторы.

Классификация подстанций затруднительна, поскольку в основу ее положены различные признаки: 1) номинальное напряжение сети высшего напряжения, 2) число ступеней пониженного напряжения, 3) число трансформаторов и их единичные мощности, 4) положение подстанции сети высшего напряжения, определяющее схему РУ этого напряжения, и многие другие.

Главную схему подстанции проектируют на основании разработанной схемы развития электрических сетей системы или сетей района. Она должна обеспечивать: а) надежное электроснабжение присоединенных к подстанции потребителей в нормальном и послеаварийном режимах в соответствии с их категориями; б) надежный транзит мощности через РУ высшего напряжения подстанции по межсистемным и магистральным линиям; в) экономически целесообразное значение тока КЗ на стороне среднего и низшего напряжений; г) возможность постепенного расширения подстанции; д) а также соответствовать требованиям противоаварийной автоматики.

Трансформаторы и автотрансформаторы. Выбор между трансформаторами и автотрансформаторами для подстанций решается однозначно в зависимости от принятой системы рабочего заземления связываемых сетей. Эффективно-заземленные сети 110 кВ и выше связывают с помощью автотрансформаторов; исключение из этого правила делается только в случае необходимости ограничения тока однофазного КЗ. К обмоткам низшего напряжения автотрансформаторов могут быть присоединены незаземленные и компенсированные сети. Связь эффективно-заземленной сети с незаземленной или компенсированной сетью (35 кВ и ниже), а также связь двух незаземленных, компенсированных сетей может быть осуществлена только с помощью трансформаторов, обмотки которых электрически не соединены.

На подстанциях с высшим напряжением до 500 кВ включительно, как правило, устанавливают трехфазные трансформаторы. Исключение может быть сделано только для подстанций очень большой мощности или при наличии ограничений по условиям транспорта. В этих случаях применяют группы из двух спаренных трехфазных трансформаторов меньшей мощности или группы из однофазных трансформаторов.

При одной группе однофазных трансформаторов предусматривают резервную фазу, которая может быть присоединена взамен поврежденного трансформатора при помощи перемычек при снятом напряжении. При двух группах однофазных трансформаторов вопрос о целесообразности установки резервной фазы решается в зависимости от наличия резервных связей по сети среднего напряжения. Замена поврежденного трансформатора резервным осуществляется путем перекатки последнего с одного фундамента на другой.

На подстанции желательно иметь не более двух трансформаторов. На таких подстанциях при отсутствии резервных связей по сетям среднего и низшего напряжений мощность каждого трансформатора выбирают равной 0,65—0,7 суммарной максимальной нагрузки подстанции в расчетный период. В случае повреждения одного трансформатора второй трансформатор должен обеспечить с допустимой перегрузкой нормальное электроснабжение потребителей. Здесь речь идет об аварийной перегрузке, ограниченной лишь максимальной температурой масла 115 °С и максимальной температурой обмотки 140—160 °С в зависимости от системы охлаждения.

Чтобы уменьшить длительность аварийного состояния подстанции, применяют передвижные резервные трансформаторы мощностью до 25—32 МВ·А, которые могут быть быстро доставлены на подстанцию с помощью автотранспорта и введены в работу. Время, необходимое для замены поврежденного трансформатора резервным, зависит от массы трансформатора и состояния дорог. Обычно для этого необходимо от 1 до 5 сут. На подстанциях, обеспеченных передвижным резервом, длительность аварийного состояния минимальна и число «нормальных суток» при аварийной перегрузке трансформатора не слишком велико.

Дальнейшее увеличение мощности двухтрансформаторных подстанций при увеличении нагрузки сверх принятого уровня производится, как правило, путем замены трансформаторов на более мощные. При проектировании подстанций номинальный ток коммутационных аппаратов и сечения шин в присоединениях трансформаторов выбирают с учетом возможности замены трансформаторов более мощными.

Подстанции с одним трансформатором допускаются при условии резервирования потребителей 1-й и 2-й категорий по сетям среднего и низшего напряжений, а также для электроснабжения потребителей 3-й категории при наличии в районе передвижных резервных трансформаторов и возможности замены поврежденного трансформатора в течение суток (не более).

На подстанциях с высшим напряжением 110—220 кВ и двумя пониженными напряжениями 35 и 6—10 кВ применяют трехобмоточные трансформаторы 110—220/35/10—6 кВ.

Режим работы трансформаторов. На подстанциях с несколькими трансформаторами (автотрансформаторами) принято держать все трансформаторы включенными, несмотря на то что нагрузка подстанции подвержена значительным изменениям в течение суток и года. Экономия электроэнергии, которая могла бы быть получена при отключении части трансформаторов в часы минимума нагрузки, относительно невелика. В то же время частые отключения трансформаторов нежелательны, так как каждое отключение связано с перенапряжением, а каждое включение — с появлением значительного переходного тока и соответствующих электродинамических сил в обмотках. При этом нарушается прочность крепления обмоток. Систематические отключения и включения трансформаторов связаны с износом коммутационных аппаратов.

Регулирование напряжения. Трансформаторы и автотрансформаторы, установленные на подстанциях, как правило, должны быть выполнены с устройствами РПН. Исключение из этого правила может быть сделано только для небольших трансформаторов с низшим напряжением 380/220 В. На подстанциях с автотрансформаторами при наличии потребителей, присоединенных к третичным обмоткам автотрансформаторов, предусматривают установку линейных регулировочных трансформаторов для независимого регулирования напряжения на стороне низшего напряжения.

Распределительные устройства высшего напряжения. Схемы РУ высшего напряжения определяются положением подстанции в сети, напряжением сети, числом присоединений. Различают следующие типы подстанций по признаку их положения в сети высшего напряжения: узловые, проходные, присоединенные на ответвлениях и концевые (рис. 24.12). Подстанции с тремя и более линиями напряжением 330 кВ и выше принято относить к узловым подстанциям. Число узловых подстанций в системе относительно невелико. Узловые и проходные подстанции являются транзитными, поскольку мощность, передаваемая по линии, проходит через сборные шины этих подстанций.

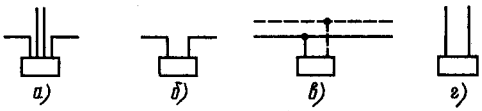


Рис. 24.12. Принципиальные схемы, поясняющие положение подстанций в сети высшего напряжения:
а — узловая; *б* — проходная; *в* — на ответвлениях; *г* — концевая

Электрические схемы РУ высшего напряжения. Распределительные устройства 330 кВ и выше выполняют по схемам кольцевого типа в соответствии с числом присоединений, а именно: при трех и четырех присоединениях — соответственно по схемам треугольника или квадрата; при пяти, шести присоединениях — по схеме трансформаторы — шины с присоединением линий через два выключателя (рис. 24.13, *а*); при семи, восьми присоединениях — по схеме трансформаторы — шины с присоединением линий по схеме 3/2 (рис. 24.13, *б*); при числе присоединений свыше восьми — по полной полуторной схеме (рис. 24.13, *в*). Перечисленные схемы относятся к одному виду и позволяют постепенно преобразовать РУ от простого к сложному по мере развития подстанции.

Распределительные устройства высшего напряжения 220 кВ при трех-четырех линиях рекомендуется также выполнять по схемам кольцевого типа. При этом линии и трансформаторы подлежат присоединению к углам треугольника или квадрата через разъединители и отделители (рис. 24.14). В таких схемах число выключателей получается минимальным. Недостаток их заключается в том, что линия и соответствующий трансформатор в случае повреждения в одной из этих ветвей отключаются вместе. Работа неповрежденной ветви (линии, трансформатора) может быть быстро восстановлена путем отключения соответствующего отделителя и повторного вкючения выключателей. Эти операции целесообразно автоматизировать.

Для РУ высшего напряжения 110—220 кВ при числе присоединений, равном семи и более, применяют схему с двумя

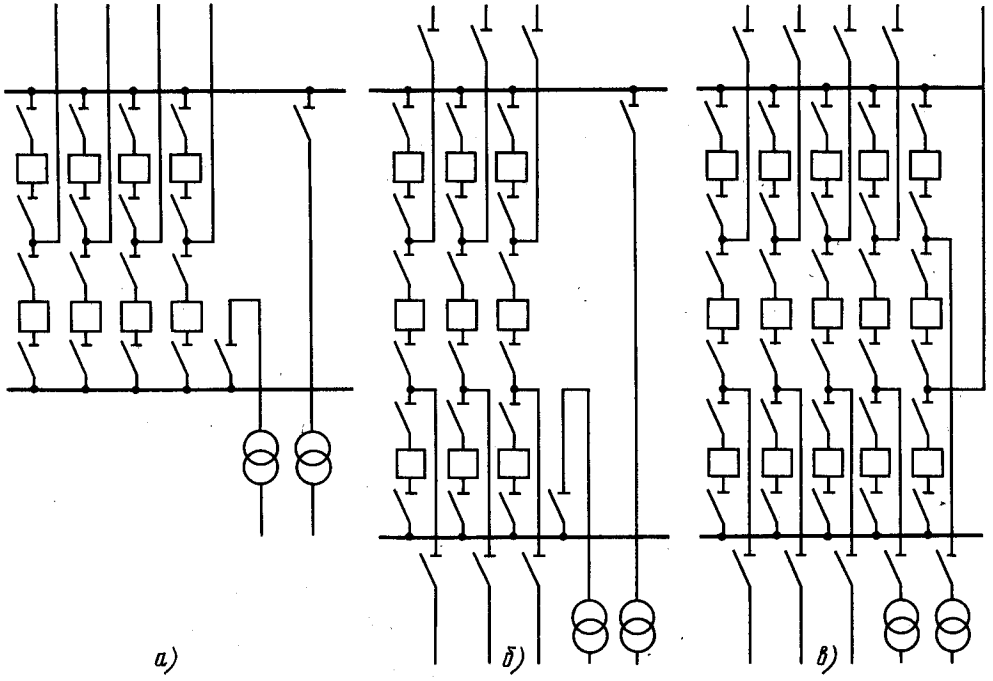


Рис. 24.13. Схемы РУ высшего напряжения узловых подстанций 330—500 кВ:
а — схема шины—трансформаторы с присоединением линий через два выключателя; *б* — схема шины—трансформаторы с присоединением линий по схеме 3/2; *в* — полуторная схема

системами сборных шин и обходной системой.

Распределительные устройства высшего напряжения 110—220 кВ с числом присоединений до 10 и преобладанием парных линий или линий, резервированных от других подстанций, могут быть выполнены с одной секционированной системой сборных шин и обходной системой. При числе линий до четырех и трансформаторах мощностью до 63 МВ·А допускается присоединение последних к сборным шинам через отделители.

Распределительные устройства высшего напряжения проходных подстанций 110—220 кВ на линиях с двухсторонним питанием следует выполнять с одним выключателем и ремонтной перемычкой из двух нормально отключенных разъединителей. При этом трансформаторы подлежат присоединению к линии по обе стороны выключателя через разъединители и отделители (рис. 24.15). При такой схеме в случае повреждения линии слева или справа от рассматриваемой подстанции отключению подлежит поврежденный участок вместе с трансформатором. Работа последнего может быть быстро восстановлена после отключения разъединителя поврежденной линии и повторного включения выключателя. В случае повреждения трансформатора и отключения соответствующего участка линии поврежденный трансформатор должен быть отсоединен, а линия включена вновь.

В схемах с трансформаторами, присоединенными через отделители (рис. 24.14, 24.15 и др.), трансформаторы подлежат отключению линейными выключателями, отстоящими часто на значительном расстоянии. Передача отключающего импульса от защиты трансформатора к соответствующему выключателю может быть осуществлена по специальным линиям связи. Применение получили также схемы с короткозамыкателями (§ 14.1), включение которых рав-

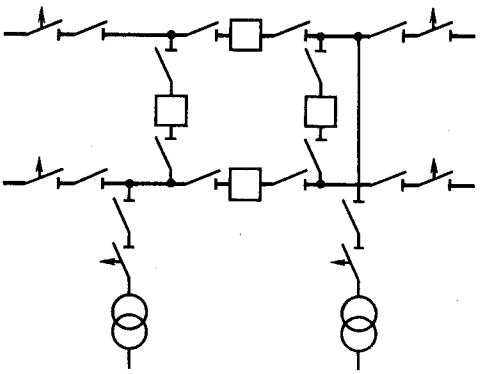


Рис. 24.14. Схема РУ высшего напряжения подстанции 220 кВ с присоединением трансформаторов вместе с линиями к углам квадрата

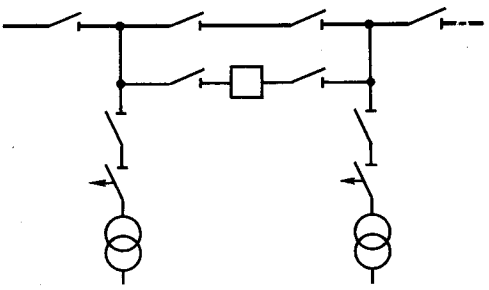


Рис. 24.15. Схема РУ высшего напряжения 110—220 кВ проходной подстанции с одним выключателем

носительно искусственному КЗ у зажимов трансформатора. При этом ток в линии резко увеличивается и срабатывает линейная защита, отключающая линию вместе с поврежденным трансформатором. Полное время отключения линии и трансформатора составляет 0,5—0,8 с. Оно слагается из времени срабатывания защиты трансформатора, короткозамыкателя, линейной защиты и линейных выключателей. После отключения трансформатора наступает пауза (необходимая для проверки отсутствия тока). Затем отключается отделитель, действующий относительно медленно, и повторно включается линия. Для проверки работы отделителей и короткозамыкателей при отключенном трансформаторе предусматривают разъединители с ручным управлением.

Для РУ высшего напряжения 35 кВ при числе присоединений до десяти включительно применяют одиночную систему сборных шин. При большем числе присоединений допускается схема с двумя системами сборных шин.

Особое место занимают двухтрансформаторные подстанции 110—220 кВ, подлежащие присоединению к параллельным линиям на ответвлениях или в качестве концевых подстанций. Число таких подстанций очень велико.

Нормы технологического проектирования рекомендуют для них ряд типо-

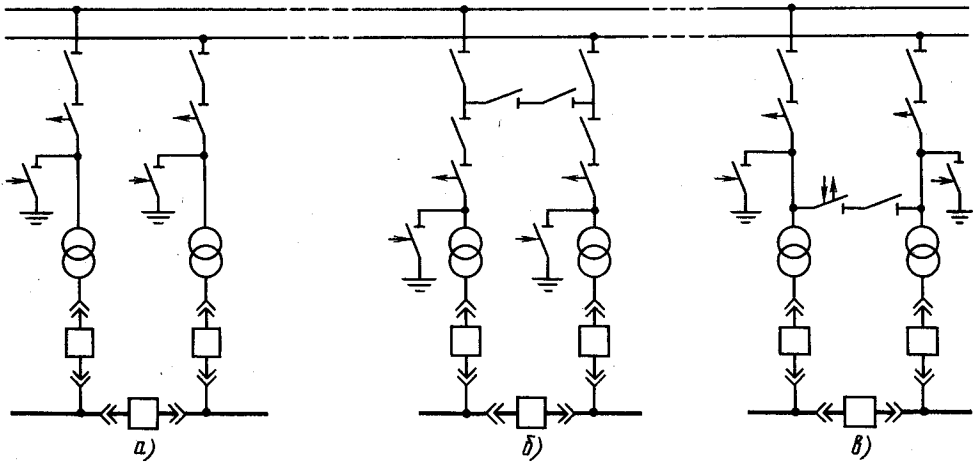


Рис. 24.16. Варианты схем присоединения подстанций к двойной линии 110—220 кВ: *а* — без перемычки; *б* — с перемычкой из разъединителей; *в* — с отделителем на перемычке

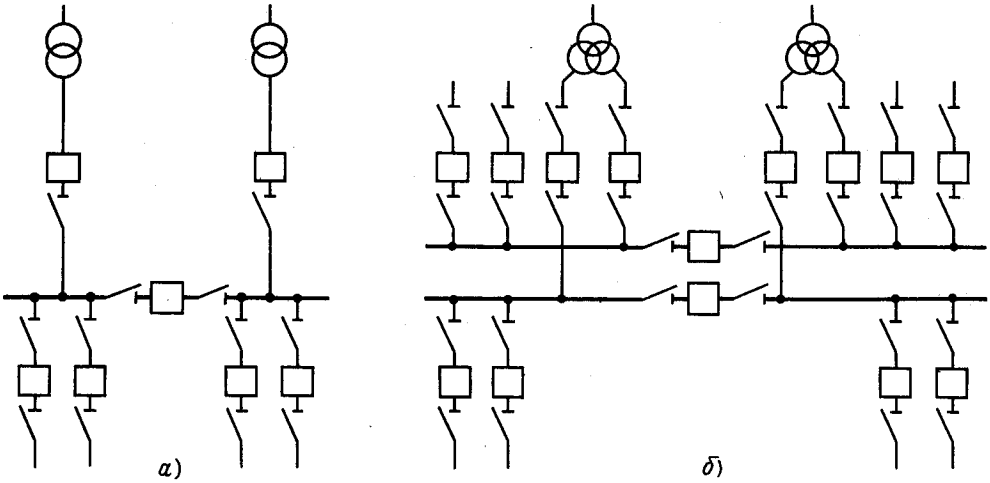


Рис. 24.17. Схемы РУ 6—10 кВ подстанций:
а — одиночная система сборных шин, секционированная через разомкнутый выключатель; *б* — одиночная система сборных шин и трансформаторы с расщепленными обмотками низшего напряжения

вых схем без выключателей: а) блочную схему с присоединением трансформаторов к линиям через разъединители, отделители и установкой короткозамыкателей (рис. 24.16, *а*); б) блочную схему с разъединителями, отделителями и короткозамыкателями у трансформаторов и ремонтной перемычкой из двух нормально отключенных разъединителей со стороны линий (рис. 24.16, *б*); в) блочную схему с разъединителями, отделителями и короткозамыкателями на линиях и перемычкой с отделителем двухстороннего действия у трансформаторов (рис. 24.16, *в*).

Блочная схема без перемычки (рис. 24.16, *а*) целесообразна при небольшой длине линий, поскольку при этом вероятность отключения линии вместе с трансформатором относительно мала. Недостаток этой схемы заключается в том, что при повреждении и ремонте линии в работе остается один трансформатор. Электроснабжение не прерывается, но оставшийся трансформатор может оказаться сильно перегруженным.

Схема с ремонтной перемычкой из разъединителей (рис. 24.16, *б*) обеспечивает возможность присоединения обоих трансформаторов к одной линии при ремонте второй.

Схема с отделителем на перемычке (рис. 24.16, *в*) обеспечивает при повреждении на линии и отключении соответствующего трансформатора возможность автоматического подключения его ко второй линии.

Ввиду низкой надежности электрических схем без выключателей область их применения сокращается. Все шире используются блочные схемы, а также схемы мостов с выключателями (см. рис. 23.7, *а, б*).

Схемы РУ среднего напряжения. Для этих устройств с напряжением 35—220 кВ нормы рекомендуют следующие схемы: а) для РУ 35 кВ — одиночную секционированную систему сборных шин; при числе присоединений 12 и более допускается применение схемы с двумя системами сборных шин; б) для РУ 110—220 кВ при числе присоединений до 6 включительно, а также при числе присоединений до 10 с преобладанием параллельных линий или линий, резервированных от других подстанций, — одиночную секционированную систему сборных шин с обходной системой; в) для РУ 110—220 кВ при числе присоединений 7 и более — две системы сборных шин с обходной системой, при числе присоединений 16 и более — ту же схему,

но с секционными выключателями в обеих системах шин.

Распределительные устройства низшего напряжения. Для РУ 6—10 кВ рекомендуют схему с одной секционированной системой сборных шин (рис. 24.17, *а*). Для ограничения тока КЗ секционный выключатель при нормальной работе должен быть разомкнут. В случае отключения трансформатора секционный выключатель включается автоматически устройством АВР. При необходимости дальнейшего ограничения тока КЗ применяют трансформаторы с расщепленными обмотками низшего напряжения (рис. 24.17, *б*).

Глава двадцать пятая

МЕТОДЫ ОГРАНИЧЕНИЯ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

25.1. Постановка задачи

В течение последних десятилетий токи КЗ в электрических системах катастрофически увеличиваются вследствие увеличения мощности станций и развития сетей [25.1]. На многих станциях значительная часть выключателей и другого оборудования не отвечает возросшему току КЗ. Возникла необходимость замены наличного оборудования или ограничения тока КЗ.

Замена оборудования связана со значительными затратами и требует времени, в течение которого надежность электроснабжения неизбежно снижается. Вновь установленные выключатели окажутся через несколько лет опять недостаточными по отключающей способности, так как ток КЗ продолжает увеличиваться.

Ограничение тока КЗ в сетях 110 кВ и выше с помощью реакторов, включенных в линии, нецелесообразно, так как это снижает устойчивость параллельной работы станций. Реакторы увеличивают также скорость переходного восстанавливающегося напряжения на контактах выключателей.

Ограничение тока КЗ на мощных станциях может быть достигнуто делением их на две независимые части. Однако при этом теряется преимущество совместной работы. Потребуется также увеличение числа линий.

В СССР применение получило автоматическое деление системы (АДС) при КЗ. Такое деление позволяет ограничить ток, отключаемый выключателями, сохраняя при этом преимущество совместной работы станций в нормальных условиях [25.2]. С этой целью предусматривают автоматические устройства, срабатывающие при токах КЗ, превышающих номинальный ток отключения выключателей, и отключают один или несколько секционирующих выключателей в узловых точках системы. После отключения поврежденного участка сети секционирующие выключатели включаются вновь; восстанавливается нормальная работа системы. Продолжительность раздельной работы частей системы должна быть достаточной для отключения секционирующих выключателей и выключателей поврежденного участка сети, но не настолько большой, чтобы возникла опасность нарушения устойчивости системы.

Автоматическое деление системы решает задачу ограничения отключаемого тока, однако выключатели и другое оборудование подвергаются электродинамическому действию начального неограниченного тока КЗ.

Автоматическое деление системы не решает основную задачу — приостановить быстрое увеличение тока КЗ в сети. Для этого необходимы токоограничивающие устройства.

25.2. Токоограничивающие устройства

Токоограничивающее устройство (ТОУ) – это устройство, включаемое последовательно в цепь. Его сопротивление при рабочем токе и токе перегрузки мало, а при КЗ значительно. Токоограничивающее устройство должно ограничивать первую полуволну тока до уровня, соответствующего электродинамической стойкости установленного оборудования, а также последующий ток до уровня, не превышающего номинальный ток отключения выключателей, установленных в сети. В большинстве случаев ТОУ не является отключающим устройством.

Электротехнические организации и исследовательские институты разных стран, в том числе и СССР, разработали ТОУ различных типов. Все многообразие разработанных ТОУ можно классифицировать по принципу действия. Наиболее разработаны ТОУ следующих типов: магнитосвязанные реакторы, магнитоуправляемые реакторы, коммутационные токоограничивающие устройства, резонансные ТОУ.

Магнитосвязанные реакторы могут выполняться либо с взаимной магнитной связью обмоток одноименных фаз различных присоединений (сдвоенные реакторы), либо с магнитной связью обмоток разных фаз одного присоединения (токоограничивающие реакторы нулевой последовательности). Реакторы могут выполняться с ферромагнитными магнитопроводами. Сдвоенные реакторы нашли широкое применение в сетях 6–10 кВ. В последнее время предложено использовать сдвоенные реакторы, выполненные на ферромагнитных магнитопроводах, в сетях 110–220 кВ. Токоограничивающий реактор нулевой последовательности целесообразно применять для ограничения токов однофазного КЗ в сетях 330–750 кВ.

Магнитоуправляемые реакторы выполняются на ферромагнитных насыщающихся магнитопроводах, которые подмагничивают постоянным током или вдоль основного магнитного потока от переменного тока или перпендикулярно ему, поэтому различают реакторы с продольным или поперечным подмагничиванием. Они могут быть выполнены большой электромагнитной мощности для использования в сетях любого напряжения. Так, в 1953 г. в Великобритании был изготовлен трехфазный реактор с продольным подмагничиванием мощностью 100 Мвар.

Токоограничивающий реактор с продольным подмагничиванием выполняется на трехстержневом магнитопроводе (рис. 25.1). На крайних стержнях установлены встречно соединенные обмотки, включаемые в фазу сети переменного тока защищаемой цепи. Обмотка, расположенная на среднем стержне, подключается к источнику постоянного тока. Магнитное поле этого тока насыщает магнитопровод в такой степени, чтобы переменное магнитное поле при рабочих токах и токах перегрузки в обмотках переменного тока не выводило магнитопровод из состояния насыщения. При этом индуктивное сопротивление обмоток переменного тока незначительно. Ток КЗ существенно больше тока перегрузки, поэтому он размагничивает насыщенный магнитопровод. При этом индуктивное сопротивление обмоток переменного тока возрастает и происходит ограничение тока КЗ. Существует оптимальное соотношение степени подмагничивания магнитопровода постоянным током и области рабочих токов, обеспечивающее наибольший эффект токоограничения (рис. 25.2) [25.1].

Коммутационные токоограничивающие устройства основаны на использовании быстродействующих синхронных выключателей, которые отключают

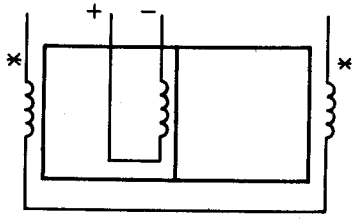


Рис. 25.1. Магнитоуправляемый токоограничивающий реактор с продольным подмагничиванием

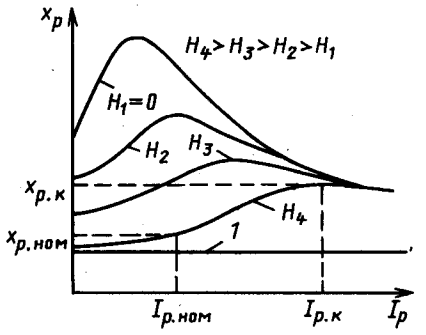


Рис. 25.2. Зависимость индуктивного сопротивления $X_р$ управляемого реактора с продольным подмагничиванием от тока в обмотке переменного тока и от напряженности H магнитного поля, обусловленного постоянным током:
1 – сопротивление обмотки переменного тока при отсутствии магнитопровода

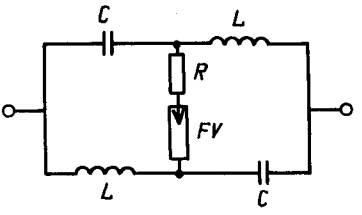


Рис. 25.3. Схема резонансного токоограничивающего устройства мостового типа

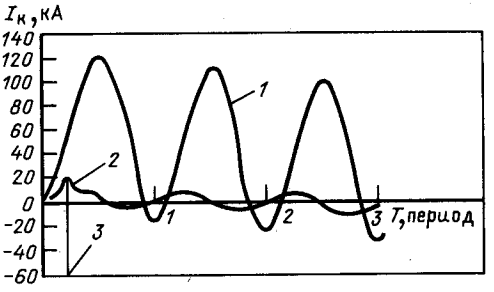


Рис. 25.4. Осциллограммы, полученные при испытании РТОУ:
1 – неограниченный ток КЗ; *2* – ток, ограниченный РТОУ; *3* – момент срабатывания порогового элемента на перемычке

цепь переменного тока при первом прохождении тока КЗ через нуль. Разработаны также коммутационные устройства – ограничители тока, которые не только отключают ток КЗ при первом прохождении его через нуль, но и искусственно снижают первую полуволну тока. На базе быстродействующих выключателей разработаны упрощенные токоограничивающие устройства коммутационного типа, которые описаны ниже.

Резонансные токоограничивающие устройства (РТОУ) представляют наибольший интерес, так как могут выполнять не только функции ограничения токов КЗ, но и функции устройств продольной компенсации индуктивного сопротивления сети. Типичное резонансное токоограничивающее устройство мостового типа [25.3] (рис. 25.3) состоит из двух параллельных ветвей, каждая из которых содержит реактор с индуктивностью L и батарею конденсаторов C. На перемычке установлен пороговый элемент, состоящий из резистора R и разрядника FV. В нормальных условиях сопротивление порогового элемента очень высоко. При этом сопротивление РТОУ близко к нулю, так как обе ветви настроены в резонанс на частоте сети. При КЗ сопротивление порогового элемента резко уменьшается из-за нелинейной зависимости от напряжения. При этом сопротивление РТОУ увеличивается до значения X^2/R, где $X = \omega L = 1/\omega C$; $\omega = 2\pi f$; f – частота сети. Необходимое сопротивление РТОУ обеспечивается выбором соответствующих параметров X и R.

На рис. 25.4 приведены осциллограммы испытаний РТОУ с параметрами $X = 14$ Ом и $R = 7$ Ом при включении в цепь с эквивалентным сопротивлением $Z_{эк} = 0{,}062 + j1{,}86$, мощностью $S = 300$ МВ·А и $U_{ном} = 145$ кВ. Как видно из рисунка, максимальный сквозной ток уменьшается от 120 до 15 кА, а периодическая составляющая тока – от 45 до 3 кА.

РТОУ обладает неоценимым достоинством, заключающимся в том, что токоограничение практически не зависит от мощности системы. Так, например, в рассматриваемых условиях при уменьшении сопротивления системы в 2 раза ограниченный ток КЗ увеличивается только на 1 %. Стоимость РТОУ высока (она пропорциональна мощности), а размеры и занимаемая площадь значи-

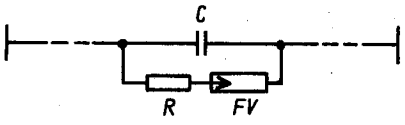


Рис. 25.5. Схема РТОУ с использованием конденсатора, предназначенного для продольной компенсации линии

тельны. Такие устройства целесообразно применять при напряжении 110 кВ и выше.

В сетях 330 кВ и выше часто применяют устройства продольной компенсации (УПК). С этой целью в линию включают батарею конденсаторов соответствующей емкости. Если шунтировать батарею низкоомным резистором R с последовательно включенным разрядником (рис. 25.5), то такое устройство приобретает свойства РТОУ. В нормальном режиме конденсатор C компенсирует индуктивность воздушной линии. При КЗ разрядник пробивается и конденсатор шунтируется. Результирующее сопротивление электропередачи увеличивается и ток КЗ ограничивается. Такое устройство позволяет снизить расходы на сооружение РТОУ, поскольку при этом используется конденсаторная батарея, предназначенная для другой цели.

Упрощенные токоограничивающие устройства. Наибольшие трудности технического и экономического порядка представляет требование ограничения первой полуволны тока КЗ. Конструкция ТОУ может быть значительно упрощена, если отказаться от этого требования.

Предложены следующие виды упрощенных ТОУ [25.4], в которых первая волна не ограничена:

а) устройства, состоящие из токоограничивающего реактора и параллельно включенного быстродействующего выключателя с соответствующей релейной защитой (рис. 25.6, *в*). В нормальных условиях выключатель замкнут и сопротивление близко к нулю. При КЗ выключатель размыкает свои контакты в течение нескольких миллисекунд и в цепь после большой полуволны тока вводится реактор, ограничивающий последующий ток (см. осциллограмму). Такое устройство в дальнейшем обозначается РБВ (реактор, быстродействующий выключатель);

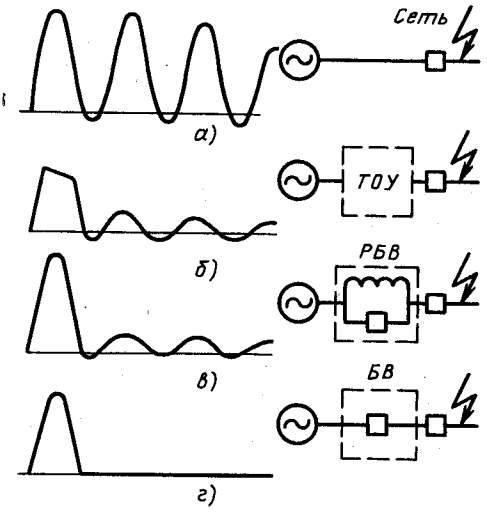


Рис. 25.6. Схемы токоограничивающих устройств и осциллограммы тока КЗ:
а – осциллограмма неограниченного тока КЗ; *б* – идеальное ТОУ; *в* – упрощенное ТОУ с реактором; *г* – упрощенное устройство без реактора

б) устройство, состоящее из быстродействующего выключателя с соответствующей релейной защитой (рис. 25.6, *г*). В нормальных условиях выключатель замкнут. При КЗ, как симметричном, так и асимметричном, он размыкает цепь при первом нуле тока. Такое устройство в дальнейшем обозначается БВ (быстродействующий выключатель).

Схемы и осциллограммы, приведенные на рис. 25.6, поясняют отличие упрощенных ТОУ от идеального ТОУ, отвечающего всем требованиям (рис. 25.6, *б*). Осциллограмма, приведенная на рис. 25.6, *а*, соответствует неограниченному току КЗ.

В качестве выключателей для ТОУ упрощенного вида могут быть использованы одноперiодные выключатели, производство которых освоено за рубежом. Таким образом, для построения упрощенных ТОУ не требуются новые разработки.

Упрощенные ТОУ обладают достаточным быстродействием, чтобы в тече-

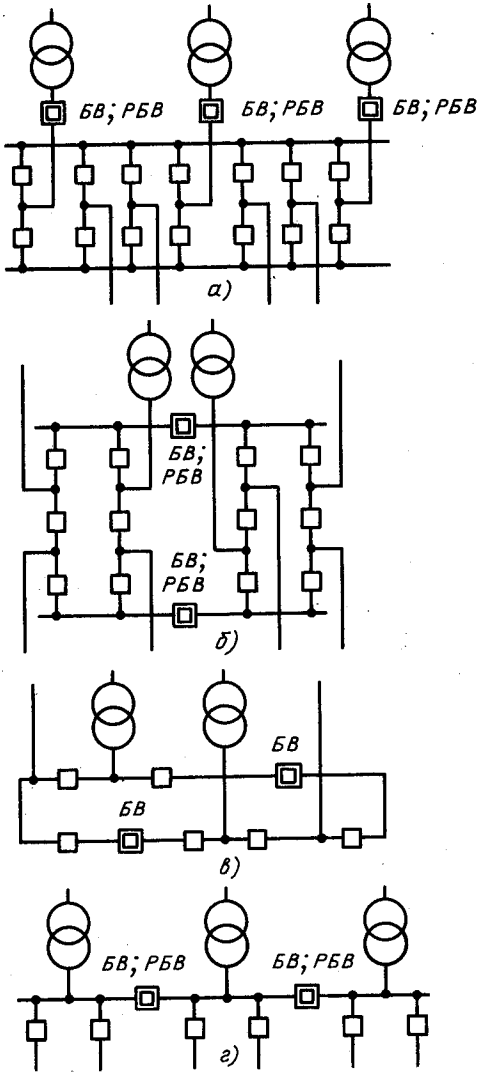


Рис. 25.7. Схемы включения ТОУ в РУ станции:
а – две системы сборных шин с двумя выключателями; *б* – полуторная схема; *в* – кольцевая схема; *г* – одиночная система сборных шин

ние одного периода ограничить ток КЗ до уровня, соответствующего номинальному току отключения выключателей. При этом быстродействии не требуется увеличивать время релейной защиты у выключателей, установленных в сети.

Так как механическая нагрузка, вызванная электродинамическими силами при КЗ, резко ограничена во времени, потенциальная возможность повреждения электрического оборудования резко уменьшена. Этот вопрос детально рассмотрен ниже.

На рис. 25.7 показаны типичные схемы размещения ТОУ упрощенного вида в РУ станции. Устройства типа БВ могут быть использованы в качестве секционных выключателей или для отключения ветвей с источниками энергии. Устройства типа РБВ могут быть использованы для введения в цепь реактора, ограничивающего ток КЗ.

Устройства РБВ с реактором, ограничивающим ток КЗ приблизительно в 2 раза, могут быть введены в цепь без заметного снижения напряжения. Они обладают следующими преимуществами по сравнению с устройствами БВ:

а) в установках с быстродействующим АПВ при КЗ и срабатывании РБВ в цепь вводится реактор, который остается включенным в течение всего процесса повторного включения. Поскольку число устойчивых КЗ составляет от 5 до 25 %, реактор существенно ограничивает ток КЗ в значительном числе случаев;

б) как известно из предыдущего (см. § 10.7), включение ненагруженной линии представляет значительные трудности для выключателя. При введении реактора с помощью РБВ эти трудности полностью отпадают.

Возможность и целесообразность применения упрощенных ТОУ, не ограничивающих первую полуволну тока КЗ, обосновывается следующими соображениями (поясненными ниже):

1) исследования и опыт показывают, что первая неограниченная полуволна тока с амплитудным значением, превышающим номинальный ток электродинамической стойкости электрооборудования в 1,6 раза, не вызывает повреждений или вызывает такие повреждения, которые не нарушают основных функций электрооборудования:

2) расчеты показывают, что вероятность возникновения тяжелых КЗ, при которых возможны указанные выше повреждения, ничтожно мала (порядка 1 раза в 10 лет).

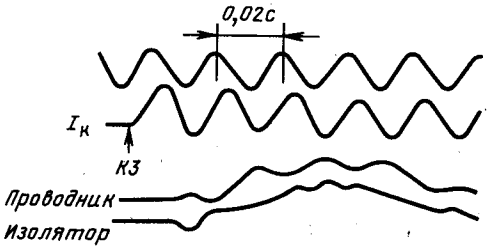


Рис. 25.8. Осциллограммы, поясняющие реакцию токопровода с жесткими проводниками на ток КЗ

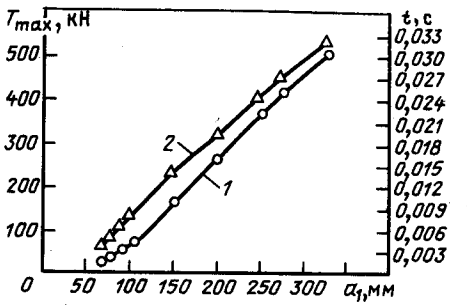


Рис. 25.9. Зависимость максимума тяжения проводов *1* и времени до наступления максимума *2* от расстояния между проводами

Реакция электрооборудования на первую полуволну тока КЗ с амплитудой, превышающей электродинамическую стойкость в 1,6 раза

Токопроводы с жесткими проводниками:

а) частота свободных колебаний токопроводов 110 кВ и выше весьма мала. Поэтому от момента КЗ до момента, когда отклонения проводника и головки изолятора становятся максимальными, проходит значительное время (рис. 25.8). Следовательно, при продолжительности, уменьшенной до одной полуволны, действие тока КЗ на токопровод будет значительно ослаблено;

б) наибольшие напряжения и деформации возможны в токопроводах с частотой свободных колебаний, близкой к 100 Гц, вследствие резонанса при затянувшемся КЗ. При уменьшении продолжительности тока до одной полуволны возможность резонанса исключена.

Токопроводы с гибкими проводниками:

а) частота свободных колебаний токопроводов с гибкими проводниками настолько мала, что отклонение проводов от нормального положения под действием электродинамических сил при междуфазных КЗ, ограниченных одной полуволной, весьма мало. Поэтому возможность схлестывания проводов исключена;

б) в токопроводах с расщепленными проводниками при КЗ возникают электродинамические силы, стремящиеся сблизить провода в пределах каждой фазы. Тяжение проводов при этом увеличивается пропорционально расстоянию a_1 между ними. Однако при увеличении расстояния между проводами значительно увеличивается и время от момента КЗ до момента наступления максимума тяжения и смыкания проводов, как показано на рис. 25.9. Поэтому увеличение тяжения под действием первой полуволны тока незначительно.

Разъединители: опыт показывает, что наиболее опасными являются двухфазные КЗ между соседними полюсами. Разъединители с более высоким номинальным напряжением обладают большей электродинамической стойкостью вследствие большей инерции и бóльших расстояний между полюсами. Опыт также показывает, что в равных условиях электродинамическая стойкость разъединителей заметно превышает стойкость выключателей.

Выключатели:

а) в баковых выключателях при отключении тока КЗ масло, разлагающееся под действием дуги, создает значительное давление на проходные изоляторы. Это давление во много раз превышает электродинамическую нагрузку на U-образный токоведущий контур выключателя. Однако, если ток КЗ ограничивается раньше размыкания контактов сетевых выключателей, давления на изоляторы, вызванного электрической дугой, можно не опасаться;

б) способность выключателей к

включению на КЗ с посадкой на защелку должна быть обеспечена в условиях, когда ударный ток превышает электродинамическую стойкость выключателя. Это требование обеспечивается, так как продолжительность тока уменьшена токоограничивающим устройством до одной полуволны;

в) наибольшую опасность для выключателей представляет вибрация контактов при включении. В промежутках между контактами образуется дуга, под действием которой металл плавится, и возникает опасность сваривания контактов. Надежность работы контактов нуждается в дальнейшем изучении.

Трансформаторы: электродинамическая стойкость современных трансформаторов очень высока. Они рассчитаны на работу в мощных системах. Необходимость обеспечения электродинамической стойкости трансформаторов не является препятствием к применению упрощенных ТОУ.

Вероятность возникновения тяжелых КЗ, при которых возможны повреждения электрооборудования

а) Частота КЗ: частота возникновения КЗ зависит от номинального напряжения сети. Чем выше напряжение, тем реже КЗ. Так, например, согласно данным статистики СССР на линиях 110 кВ с металлическими опорами число КЗ составляет 1,28 на 100 км в год. На линиях 500 кВ число КЗ составляет только 0,21 на 100 км в год.

б) Асимметрия тока КЗ: анализ осциллограмм тока КЗ показывает, что число замыканий с высокой асимметрией исключительно мало. Так, например, КЗ с асимметрией, превышающей 0,6, составляет только от 7 до 1 %. Под асимметрией здесь понимается отношение $i_a/(\sqrt{2}I_{п0})$. Асимметрия зависит от фазы включения, а также от отношения $R/(\omega L)$ (рис. 25.10), где R включает в себя сопротивление дуги и земли.

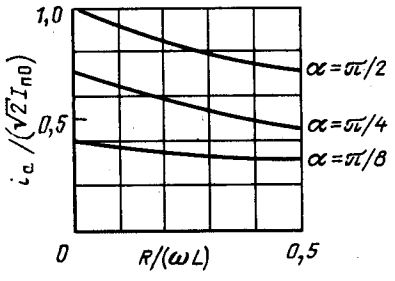


Рис. 25.10. Зависимость асимметрии тока КЗ от отношения $R/(\omega L)$ при различных фазах включения

в) Рабочая мощность системы: значительную часть времени в году часть генераторов отключена. Следовательно, в течение этого времени ток КЗ не достигает расчетного значения.

г) Использование выключателей: эксплуатационный опыт показывает, что в течение большей части времени (98 %) выключатели включены. Они подлежат отключению только при ремонте оборудования, что составляет 2 % всего времени. Отсюда следует, что в РУ, выполненных по кольцевым схемам, в подавляющем числе случаев через выключатель проходит только половина тока КЗ.

Упрощенные ТОУ, описанные выше, следует рассматривать как попытку практического решения задачи ограничения токов КЗ в электрических сетях. Однако эти устройства в настоящее время еще не реализованы.

25.3. Ограничение токов однофазного короткого замыкания в сетях 110—1150 кВ

В эффективно-заземленных сетях 110 кВ и выше ток однофазного короткого замыкания может превышать ток трехфазного КЗ. Поскольку ток однофазного КЗ и ток трехфазного КЗ определяются соответственно по выражениям

$$I_к^{(1)} = \frac{3E}{X_1 + X_2 + X_0},$$

$$I_к^{(3)} = \frac{E}{X_1};$$

при $X_1 = X_2$ $\dfrac{I_к^{(1)}}{I_к^{(3)}} = \dfrac{3}{2+\alpha}$,

где

$$\alpha = \frac{X_0}{X_1}.$$

Для однофазного КЗ

$$0 \leqslant \frac{I_к^{(1)}}{I_к^{(3)}} \leqslant 1{,}5$$

при $\infty > \alpha \geqslant 0$.

При КЗ на шинах 110–1150 кВ электрических станций и подстанций, как правило, $\alpha < 1$, а $I_к^{(1)} > I_к^{(3)}$. Относительная частота возникновения КЗ на землю на электростанциях и в сетях 110–1150 кВ существенно выше, чем трехфазных КЗ. По данным ЦДУ ЕЭС СССР [25.5] в сети 500 кВ КЗ на землю составляют 96%, а трехфазные КЗ – 2,3%. По экспертным оценкам на электростанциях и в сетях 110–750 кВ КЗ на землю составляют соответственно 91–98%. С учетом частоты возникновения КЗ возрастание уровней токов КЗ на землю до значения токов трехфазного КЗ и их дальнейший рост означает резкое утяжеление условий работы выключателей.

В 1985 г. максимальные уровни токов трехфазного и однофазного КЗ в сетях 110 кВ составили соответственно 35 и 41 кА, а в сетях 220 кВ – 35 и 37 кА.

Для ограничения тока однофазного КЗ в сетях напряжением 110–1150 кВ необходимо увеличивать сопротивление нулевой последовательности относительно точки КЗ. При этом возникает возможность увеличивать только сопротивление нулевой последовательности, включая дополнительные сопротивления в ветви, по которым протекают только токи нулевой последовательности. К ним относятся ветви заземления нейтралей трансформаторов и автотрансформаторов, а также их третичные обмотки, соединенные в треугольник, при отсутствии подключенных к ним потребителей и генераторов.

В СССР приняты следующие методы и средства ограничения тока однофазного КЗ:

разземление части нейтралей трансформаторов;

заземление нейтралей через реакторы;

заземление нейтралей через резисторы;

применение реакторов нулевой последовательности.

Основными факторами, определяющими допустимость применения указанных методов и средств ограничения токов КЗ, являются:

допустимые уровни повышений напряжений промышленной частоты на неповрежденных фазах;

допустимые уровни напряжений на нейтралях трансформаторов и автотрансформаторов;

обеспечение селективности и чувствительности релейной защиты;

допустимые параметры восстанавливающегося напряжения при отключении токов КЗ;

технико-экономические показатели использования средств ограничения токов КЗ.

Наиболее важными являются первые два фактора, остальные ограничения могут быть обеспечены дополнительными мероприятиями при использовании средств ограничения токов КЗ. Допустимые уровни повышений напряжений промышленной частоты на неповрежденных фазах определяются свойствами грозозащитных разрядников, защищающих изоляцию трансформаторов и других объектов, подключенных к шинам, от грозовых перенапряжений. В сетях 110–1150 кВ используются так называемые 80%-ные разрядники с напряжением гашения дуги тока промышленной частоты, возникающей в разряднике при его срабатывании, равным 80% номинального напряжения сети. Очевидно, что перенапряжения, возникающие при однофазных КЗ, на неповрежденных фазах не должны превышать напряжения гашения разрядников, иначе последние будут разрушены. Таким образом, характеристикой, определяющей допустимость использования средств ограничения токов однофазного КЗ, является коэффициент заземления сети

$$K_з = \frac{|U_{ф-з}|}{U_{ном}},$$

где $U_{ф-з}$ – напряжение неповрежденной фазы относительно земли.

При однофазном КЗ

$$K_з = \frac{\sqrt{X_0^2 + X_0X_2 + X_2^2}}{2X_2 + X_0} = \frac{\sqrt{\alpha^2+\alpha+1}}{\alpha+2}.$$

Для эффективно-заземленных сетей $K_з \leqslant 0{,}8$. При этом $X_0/X_1 \leqslant 5$.

При частичном разземлении нейтралей или включении в нейтраль реакторов и резисторов напряжение при КЗ на нейтрали не должно превышать предельно допустимого по условиям испытаний изоляции нейтрали напряжением промышленной частоты. Если нейтраль при этом защищается разрядником от грозовых перенапряжений, то перенапряжение на нейтрали не должно превышать напряжения гашения разрядника. Эти условия определяют возможность частичного разземления нейтралей, а также наибольшее значение сопротивления включаемого в нейтраль реактора или резистора.

Ограничение токов однофазных КЗ путем частичного разземления нейтралей трансформаторов. Разземление нейтралей у части трансформаторов – наиболее эффективный и дешевый способ ограничения токов однофазных КЗ. При этом X_0 может быть доведено до предельных значений по условиям допустимых перенапряжений. При разземлении нейтраль защищается разрядником. Разземление нейтралей автотрансформаторов не допускается. Основным недостатком этого способа является возможность выделения отдельных частей сети и блоков (при действии защиты и автоматики), в которых $K_з$ будет больше 0,8. При этом сохранение КЗ в этих частях или его повторное возникновение приведет к массовому разрушению разрядников и обесточиванию шин станций и подстанций. Поэтому, как правило, не разземляют нейтрали блочных трансформаторов, нейтрали трансформаторов тупиковых подстанций, нейтрали трансформаторов однотрансформаторных подстанций, т. е. при разземлении нейтралей строго учитывают возможность образования неэффективно заземленных частей сети. Не разземляют также нейтрали трансформаторов 330 кВ и выше, так как существующие разрядники не обеспечивают защиту изоляции разземленной нейтрали таких трансформаторов. Указанное существенно снижает возможности частичного разземления нейтрали. По существу областью применения являются сетевые многотрансформаторные подстанции напряжением 110, 154 и 220 кВ.

Ограничение токов однофазных КЗ путем включения в нейтрали резисторов и реакторов. Ограничение токов однофазных КЗ с помощью резисторов или реакторов, включаемых в нейтраль, менее эффективно, чем частичное разземление нейтралей, и требует дополнительных затрат. Эффективность этого способа может быть оценена по следующим выражениям:

$$\frac{I_{кX}^{(1)}}{I_к^{(1)}} = \frac{1}{1 + \Delta X_0/\beta}$$

и

$$\frac{I_{кR}^{(1)}}{I_{(к)}^{(1)}} = \frac{1}{\sqrt{1 + \Delta R_0^2/\beta^2}},$$

где $\beta = 2X_1 + X_0$; ΔX_0 – приращение индуктивного сопротивления нулевой последовательности; ΔR_0 – приращение активного сопротивления нулевой последовательности при установке в нейтраль трансформатора соответственно реакторов и резисторов.

Как правило, токи однофазных КЗ превышают токи трехфазного КЗ на 15–20 %, таким образом, требуемая степень ограничения тока КЗ на землю невелика. Более глубокое, чем до уровня тока трехфазного КЗ, ограничение тока однофазного КЗ не облегчает выбор коммутационной аппаратуры и может быть оправдано только обеспечением динамической стойкости третичных обмоток автотрансформаторов и повышением надежности работы коммутационной аппаратуры. Ограничение тока однофазного КЗ до уровня тока трехфазного КЗ, как правило, не требует установки реакторов и резисторов с большим сопротивлением, что исключает возможность перехода выделенных автоматикой частей сети в режим неэффективного

заземления. В этом случае допускается включение токоограничивающих реакторов и резисторов также в нейтрали автотрансформаторов со средним напряжением не более 220 кВ и блочных трансформаторов с высшим напряжением не более 220 кВ. При выборе резисторов и реакторов обязательно проверяются во всех режимах КЗ на землю уровни перенапряжений на неповрежденных фазах и нейтрали. Сопоставление эффективности токоограничения, обеспечиваемой реактором и резистором, легко сделать из приведенных выражений. Для достижения равного токоограничения необходимо включать резисторы с большим сопротивлением, чем реакторы. Таким образом, при одном и том же токе КЗ напряжение на нейтрали, заземленной через резистор, будет выше, чем на нейтрали, заземленной через реактор. Из этого следует, что реактор позволяет обеспечить более глубокое ограничение тока однофазного КЗ и имеет при этом меньшую номинальную мощность, чем резистор.

Недостатком использования реакторов является необходимость защиты нейтрали разрядником или резистором, имеющим сопротивление 2–3 кОм и включенным через искровой промежуток. При использовании токоограничивающих резисторов специальной защиты нейтрали от грозовых перенапряжений не требуется. В СССР имеется достаточный опыт применения реакторов и резисторов для ограничения токов КЗ на землю, и выбор средства ограничения тока КЗ производится на основе технико-экономического сопоставления.

Ограничение токов КЗ на землю с помощью реакторов нулевой последовательности. В СССР разработаны и находятся в опытной эксплуатации трехфазные токоограничивающие реакторы нулевой последовательности (ТТРНП). Конструктивно реактор состоит из трехстержневого магнитопровода, на среднем стержне которого установлены обмотки фаз, намотанные согласно. Обмотки имеют одинаковые числа витков. При этих условиях магнитный поток в магнитопроводах будет вызываться только токами нулевой последовательности, а потоки от токов прямой и обратной последовательностей в магнитопроводе будут компенсироваться. Соответственно индуктивное сопротивление реактора токам прямой последовательности будет определяться потоком рассеивания обмоток, а токам нулевой последовательности – потоком намагничивания. Сопротивление реактора токам нулевой последовательности будет больше, чем токам прямой или обратной последовательности, в 10–100 раз. Реактор включается в фазные провода силовых трансформаторов, секционных выключателей и т. д. Использование ТТРНП позволяет обеспечить глубокое ограничение токов КЗ на землю при заземленных нейтралях трансформаторов, что существенно при номинальных напряжениях 330 кВ и выше, для которых разземлять нейтрали трансформаторов недопустимо. Перспективной областью применения ТТРНП являются сети напряжением 330 кВ и выше.

25.4. Ограничение тока короткого замыкания и распределительных устройствах 6—10 кВ электростанций с помощью токоограничивающих реакторов

На первых электростанциях типа ТЭЦ устанавливали турбоагрегаты мощностью 30 и 60 МВт. Вырабатываемая энергия выдавалась в кабельные сети при первичном генераторном напряжении 6–10 кВ. При мощности станций 120–240 МВт, связанных с системой через трансформаторы, ток КЗ на сборных шинах станции достигает 100 кА и выше. Возникла необходимость в его ограничении, чтобы уменьшить отключающую способность выключателей в РУ станции и на распределительных подстанциях, а также обеспечить термическую стойкость кабелей распределительной сети. Эта задача решалась с помощью токоограничивающих реакторов – секционных и линейных.

Применение токоограничивающих реакторов связано с дополнительными капиталовложениями, потерями напряжения и энергии. Поэтому экономи-

ческая целесообразность применения реакторов должна быть проверена соответствующим расчетом в каждом частном случае. В рассматриваемых условиях – РУ 6–10 кВ станций – целесообразность применения секционных и линейных реакторов не вызывает сомнений, так как затраты, связанные с их установкой, и стоимость дополнительных потерь энергии с избытком окупаются снижением затрат на сооружение РУ станции, а также распределительной сети и подстанций.

Выбор секционных реакторов. Параметры секционных реакторов должны быть выбраны исходя из следующих условий: 1) номинальный ток реакторов должен соответствовать наибольшей мощности, передаваемой от секции к секции при нарушении нормального режима станции; 2) сопротивление реакторов должно быть достаточным для ограничения тока КЗ до значения, соответствующего номинальным параметрам выключателей, намеченных к установке в РУ. Опыт проектирования показывает, что в кольцевых схемах с тремя-четырьмя секциями, замкнутыми в кольцо, достаточно иметь реакторы с номинальным током в пределах от 1/2 до 2/3 номинального тока генератора и с относительным сопротивлением от 0,08 до 0,12. Дальнейшее увеличение относительного сопротивления не дает заметного уменьшения тока КЗ и поэтому нецелесообразно.

Токоограничивающее действие линейных реакторов. Токоограничивающее действие линейных реакторов можно уяснить с помощью схемы замещения, приведенной на рис. 25.11, *а*. Здесь X_c – эквивалентное сопротивление системы до сборных шин станции; $X_р$ – сопротивление реактора. При коротком замыкании на сборных шинах (точка *К1*) ток $I_{K1} = E/X_c$. При коротком замыкании за реактором (точка *К2*) ток $I_{K2} = E/(X_c + X_р)$. Отношение токов I_{K2}/I_{K1} характеризует токоограничивающее действие реактора:

$$\frac{I_{K2}}{I_{K1}} = \frac{X_c}{X_c + X_р} = \frac{1}{1 + X_р/X_c}. \qquad (25.1)$$

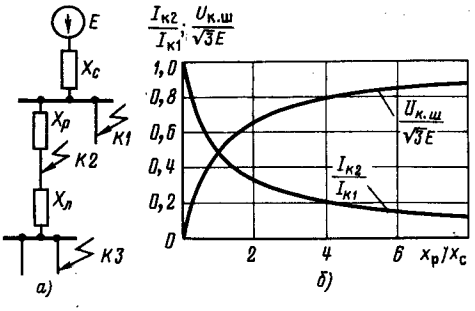


Рис. 25.11. Схема замещения (*а*) и диаграмма (*б*), поясняющие токоограничивающее действие линейного реактора

Эта зависимость показана на рис. 25.11, *б*. Из рисунка видно, что по мере увеличения отношения $X_р/X_c$ отношение I_{K2}/I_{K1} уменьшается сначала быстро, потом более медленно.

Напряжение $U_{к.ш}$ на сборных шинах станции при КЗ за реактором может быть определено из следующего выражения:

$$\frac{U_{к.ш}}{\sqrt{3}E} = \frac{X_р}{X_c + X_р} = \frac{X_р/X_c}{1 + X_р/X_c}. \qquad (25.2)$$

Соответствующая кривая (см. рис. 25.11, *б*) аналогична кривой тока, но повернута выпуклостью вверх. Напряжение $U_{к.ш}$ принято называть остаточным напряжением.

При отношении $X_р/X_c = 10$ ток I_{K2} составляет $0{,}091I_{K1}$, а остаточное напряжение составляет $0{,}91\sqrt{3}E$, т. е. близко к нормальному. Линейный реактор поддерживает напряжение на сборных шинах станции при КЗ в сети, что способствует устойчивой работе приемников энергии, присоединенных к соседним линиям.

Схемы распределительных сетей и схемы включения линейных реакторов. В отечественных энергосистемах применение имеют почти исключительно разомкнутые сети, что способствует ограничению тока КЗ и упрощает релейную защиту сети. В районе города или на территории промышленного предприятия предусматривают ряд распределительных подстанций с максимальной нагрузкой каждой до 10 МВт, а иногда

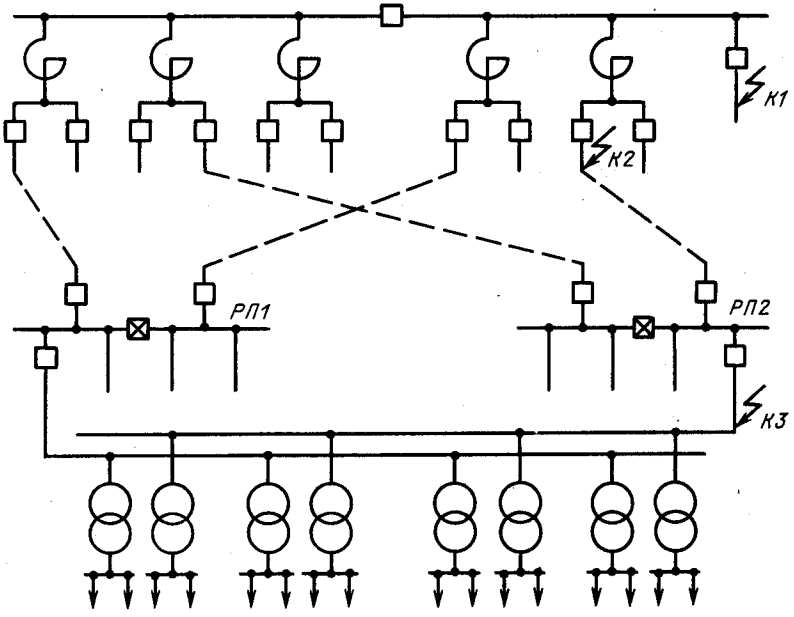


Рис. 25.12. Схема участка распределительной сети, присоединенной к сборным шинам станции

и больше, в зависимости от плотности нагрузки и номинального напряжения сети. Сборные шины распределительных подстанций секционируют через выключатели, нормально разомкнутые (рис. 25.12). Предусматривают устройства автоматического включения секционных выключателей (АВР), которые приходят в действие в случае отключения одной из линий, связывающих подстанцию с шинами станции. В рассматриваемой схеме нагрузка каждой линии при нормальной работе сети не превышает $0{,}5P$, где P – максимальная нагрузка распределительной подстанции. В случае вынужденного отключения одной линии нагрузка второй увеличивается до значения P. Соответственно этим мощностям должны быть выбраны сечения кабелей и номинальные токи реакторов. Линии, предназначенные для питания одной подстанции, присоединяют к разным секциям сборных шин станции.

В линиях с большой пропускной способностью (около 1000 А) целесообразно иметь особые (индивидуальные) реакторы для каждой линии (рис. 25.13,*а*) или сдвоенные реакторы для каждых двух линий (рис. 25.13,*б*). Для линий с меньшей пропускной способностью целесообразно иметь групповые реакторы – одинарные или сдвоенные (рис. 25.13,*в* и *г*). Количество линий, которые

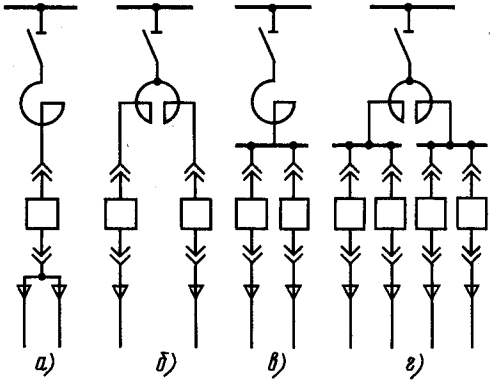


Рис. 25.13. Схемы включения линейных реакторов:
а – одинарный реактор для одной линии; *б* – сдвоенный реактор для двух линий; *в* – одинарный реактор для двух линий; *г* – сдвоенный реактор для четырех линий

могут быть присоединены к одному реактору или одной ветви сдвоенного реактора, зависит от пропускной способности линий. Достоинство схемы с индивидуальными реакторами заключается в том, что замыкание на линии не влечет за собой значительного понижения напряжения на соседних линиях. В схеме с групповыми реакторами замыкание на линии приводит к снижению напряжения на всех линиях, присоединенных к той же сборке.

В схемах, приведенных на рис. 25.13, линейные выключатели установлены после реакторов, считая от сборных шин. Отключающая способность выключателей может быть выбрана с учетом токоограничивающего действия реакторов, т. е. относительно небольшой. В случае повреждения в реакторе отключению подлежит секция РУ с соответствующими генераторами и нагрузками. Опыт эксплуатации показывает, что такие повреждения встречаются исключительно редко. Поэтому в отечественных системах указанные схемы включения реакторов и выключателей приняты в качестве типовых.

Выбор линейных реакторов. Выбор линейных реакторов связан с проектированием распределительной сети. В качестве исходных данных необходимо иметь схему сети, нагрузки распределительных подстанций, длины линий и сечения кабелей. Необходимо также задаться временем срабатывания линейных защит на станции и на подстанциях с целью проверки кабелей на термическую стойкость. При наличии этих данных можно распределить основные линии между секциями РУ станции и предварительно наметить типы реакторов и их номинальные токи.

Сопротивление реактора обычно определяют, исходя из следующих условий:

а) при замыкании в точке *К3* (рис. 25.12) ток КЗ (действующее значение периодической составляющей) не должен превосходить номинального тока отключения выключателей, намеченных к установке на подстанциях (затухание тока КЗ в рассматриваемых условиях практически отсутствует), т. е.

$$I_{K3} \leqslant I_{\text{от.ном}}; \qquad (25.3)$$

б) ток I_{K3} (рис. 25.12) должен быть также меньше тока термической стойкости кабелей к электродвигателям и трансформаторам, присоединенным к сборным шинам подстанций:

$$I_{K3} \leqslant I_{\text{тер}} = \frac{sC \cdot 10^{-3}}{\sqrt{t + T_a}}, \qquad (25.4)$$

где t – время отключения присоединений; s – сечение кабелей к электродвигателям и трансформаторам.

Из двух значений I_{K3}, определяемых выражениями (25.3) и (25.4), следует выбрать меньшее;

в) при замыкании в точке *К2* (рис. 25.12) ток I_{K2} не должен превосходить номинального тока отключения линейных выключателей в РУ станции, а также тока термической стойкости кабелей основных линий к подстанциям.

Заметим, что $I_{K2} > I_{K3}$ и время срабатывания линейных защит на станции больше времени срабатывания защит на подстанциях. Однако сечение кабелей основных линий от станции значительно больше сечения кабелей, присоединенных к подстанциям. Поэтому сопротивление реакторов обычно определяется условиями а) и б).

Результирующее полное сопротивление цепи до точки *К3*, отвечающее условиям а) и б), может быть определено из следующего выражения:

$$Z_{K3} = \frac{1{,}05U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}I_{K3}} = \sqrt{(X_c + X_p + X_л)^2 + R_л^2}, \qquad (25.5)$$

где $X_л$ – индуктивное сопротивление основной кабельной линии от сборных шин станции до распределительной подстанции (определяют приближенно из расчета 0,08 Ом/км кабеля); $R_л$ – активное сопротивление основной кабельной линии.

Задавшись допустимым значением тока I_{K3}, можно определить результирующее сопротивление Z_{K3}, а также

необходимое сопротивление, Ом, реактора $X_р = \omega L$.

В предварительных расчетах можно пренебречь активным сопротивлением кабельной линии. Тогда выражение (25.5) получает более простой вид:

$$X_{КЗ} = \frac{1{,}05U_{ном}}{\sqrt{3}I_{КЗ}} = X_с + X_р + X_л. \qquad (25.6)$$

Найденное значение $X_р$ следует округлить до ближайшего большего сопротивления в соответствии с принятой заводами шкалой.

Теперь можно определить потерю напряжения, %, в реакторе в нормальном и утяжеленном режимах:

для одинарных реакторов

$$\varepsilon = \frac{IX_р\sqrt{3}\,100\sin\varphi}{1{,}05U_{ном}}; \qquad (25.7)$$

для сдвоенных реакторов

$$\varepsilon = \frac{IX_р(1-k_{св})\sqrt{3}\cdot 100\sin\varphi}{1{,}05U_{ном}}, \qquad (25.8)$$

где ε – потеря напряжения в реакторе при рабочем токе и фазовом угле φ, отнесенная к среднему эксплуатационному напряжению $1{,}05U_{ном}$; $k_{св} = M/L$ – коэффициент связи сдвоенного реактора, указываемый заводом-изготовителем (он равен примерно 0,4 – 0,6).

Из последних выражений следует, что сопротивление ветвей сдвоенных реакторов может быть выбрано в 1,7 – 2,5 раза большим сопротивления одинарных реакторов. При этом потеря напряжения в нормальном режиме не превзойдет допустимого значения при условии, что обе ветви нагружены одинаково.

Пример 25.1. Выбрать линейные реакторы для ограничения тока КЗ в распределительной сети 10 кВ, присоединенной к сборным шинам ТЭЦ и представляющей собой сеть промышленного предприятия (рис. 25.14) с четырьмя распределительными подстанциями, с максимальной нагрузкой по 8,8 МВт и коэффициентом мощности 0,85. Потребители относятся к 1-й и 2-й категориям с продолжительностью использования максимальной нагрузки $T_{max} = 5000$ ч. Для питания каждой подстанции предусмотрены две кабельные линии, резервирующие друг друга (всего восемь линий). Расстояние от ТЭЦ до распределительных подстанций составляет около 2 км. Сборные шины ТЭЦ разделены выключателем на две секции. Эквивалентное сопротивление системы до этих шин составляет 0,05 Ом. Полное время отключения линий, присоединенных к шинам ТЭЦ, составляет 1,5 с. Время отключения линий, присоединенных к шинам подстанций, равно 0,5 с. Минимальное сечение кабелей к понижающим трансформаторам и электродвигателям на подстанциях – 70 мм² (алюминий). Сечение кабелей основных линий от ТЭЦ до подстанций подлежит выбору. Максимальные рабочие токи основных кабельных линий от ТЭЦ в нормальном режиме

$$I = \frac{P}{2\sqrt{3}U_{ном}\cos\varphi} = \frac{8800}{2\sqrt{3}\cdot 10\cdot 0{,}85} = 300 \text{ А}.$$

Эти же токи в утяжеленном режиме составляют 600 А.

Линии к подстанциям могут быть выполнены из двух трехжильных кабелей сечением по $3\cdot 150$ мм². Допустимый ток для такой линии в нормальном режиме при прокладке кабелей в земле в одной траншее равен (см. табл. П2.2) $275\cdot 2\cdot 0{,}9 = 495$ А. Допустимый ток в утяжеленном режиме может быть определен из табл. 19.3. При этом предшествующая нагрузка кабелей должна быть принята равной 0,5; продолжительность максимальной нагрузки принята равной 6 ч. В этих условиях коэффициент перегрузки равен 1,25 и допустимый ток в линии может быть принят равным $275\cdot 2\cdot 0{,}9\cdot 1{,}25 = 619$ А > 600 А. Таким образом сечение кабелей определяется нагрузкой в утяжеленном режиме.

Рассмотрим следующие варианты схем присоединения линий к сборным шинам ТЭЦ:

1) с одинарными реакторами с номинальным током 630 А и сопротивлением 0,56 Ом (рис. 25.14, *а*);

2) со сдвоенными реакторами с номинальным током $2\cdot 630$ А, сопротивлением 0,56 Ом и коэффициентом связи 0,53 (рис. 25.14, *б*).

Дальнейшее увеличение номинального тока сдвоенных реакторов до $2\cdot 1600$ А для присоединения четырех линий, как показывает расчет, невозможно, поскольку сопротивление таких реакторов недостаточно.

Определим допустимые значения тока КЗ в распределительной сети и на подстанциях. Ток термической стойкости кабелей сечением 150 мм² при полном времени

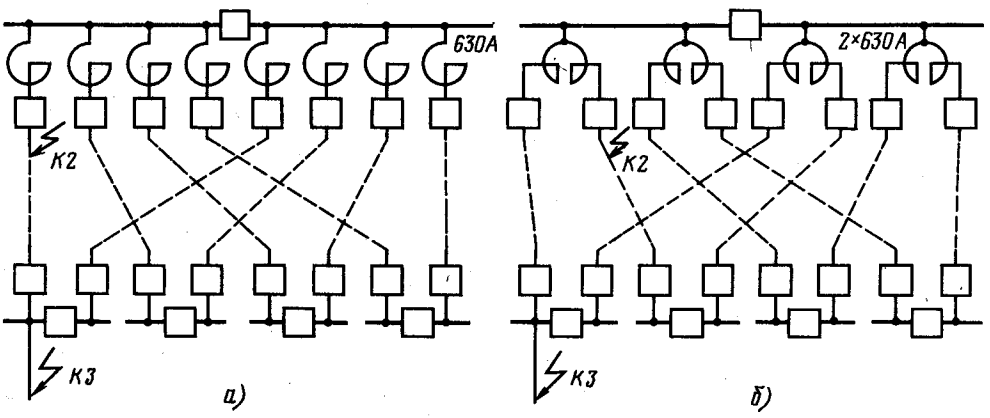


Рис. 25.14. Схема участка распределительной сети к примеру 25.1

отключения 1,5 с составляет

$$I_{\text{тер}K2} = \frac{sC10^{-3}}{\sqrt{t+T_a}} = \frac{150\cdot 100\cdot 10^{-3}}{\sqrt{1,5+0,05}} = 12,05 \text{ кА}.$$

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ в точке *К2* (рис. 25.14) принята равной 0,05 с.

Ток термической стойкости кабелей сечением 70 мм² при полном времени отключения 0,5 с равен

$$I_{\text{тер}K3} = \frac{sC\cdot 10^{-3}}{\sqrt{t+T_a}} = \frac{70\cdot 100\cdot 10^{-3}}{\sqrt{0,5}} = 9,9 \text{ кА}.$$

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ при замыкании в точке *К3* принята равной нулю.

На подстанциях, а также в РУ ТЭЦ намечены к установке выключатели типа ВМП-10 с номинальным током отключения 20 кА. Следовательно, параметры реакторов определяются требованием термической стойкости кабелей.

Результирующее полное сопротивление цепи КЗ до точки *К3* следует определить исходя из допустимого значения тока КЗ 9,9 кА. Оно не должно быть меньше

$$Z_{K3} = \frac{1,05U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}I_{K3}} = \frac{1,05\cdot 10}{\sqrt{3}\cdot 9,9} = 0,61 \text{ Ом}.$$

Результирующее полное сопротивление до точки *К2* из условия допустимого тока 11,85 кА равно

$$Z_{K2} = \frac{1,05U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}I_{K2}} = \frac{1,05\cdot 10}{\sqrt{3}\cdot 12,05} = 0,5 \text{ Ом}.$$

Индуктивное сопротивление $X_л$ кабельной линии из двух кабелей длиной 2 км составляет $0,08\cdot 2/2 = 0,08$ Ом; активное сопротивление кабельной линии $R_л = 0,2\cdot 2/2 = 0,2$ Ом.

Сопротивление одинарных и сдвоенных реакторов должно быть в соответствии с (25.5) не меньше

$$X_р = \sqrt{Z_{K3}^2 - R_л^2} - X_с - X_л =$$
$$= \sqrt{0,61^2 - 0,2^2} - 0,05 - 0,08 = 0,446 \text{ Ом}.$$

Сопротивление намеченных к установке реакторов равно 0,56 Ом. Следовательно, они удовлетворяют требованиям.

Определим потери напряжения в нормальном и утяжеленном режимах. В одинарных реакторах в нормальном режиме

$$\varepsilon = \frac{IX_р\sqrt{3}\cdot 100\sin\varphi}{1,05U_{\text{ном}}} =$$
$$= \frac{300\cdot 0,56\sqrt{3}\cdot 100\cdot 0,534}{1,05\cdot 10000} = 1,48\%.$$

Потери напряжения в утяжеленном режиме составляют 2,96 %.

В сдвоенных реакторах в нормальном режиме

$$\varepsilon = \frac{IX_р(1-k_{св})\sqrt{3}\cdot 100\sin\varphi}{1,05U_{\text{ном}}} =$$
$$= \frac{300\cdot 0,56(1-0,53)\sqrt{3}\cdot 100\cdot 0,534}{1,05\cdot 10000} = 0,695\%.$$

Потери напряжения в утяжеленном режиме составляют 1,39 %.

Уточним значения токов I_{K3} и I_{K2} применительно к параметрам выбранных реакторов – одинарных и сдвоенных.

Полное сопротивление до точки *К3*

$$Z_{K3} = \sqrt{(X_с + X_р + X_л)^2 + R_л^2} =$$
$$= \sqrt{(0,05+0,56+0,08)^2 + 0,2^2} = 0,718 \text{ Ом}.$$

Ток КЗ в точке *К3*

$$I_{K3} = \frac{1{,}05U_{ном}}{\sqrt{3}Z_{K3}} = \frac{1{,}05 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 0{,}718} = 8{,}44 \text{ кА} < 9{,}9 \text{ кА}.$$

Полное сопротивление цепи до точки *К2*

$$X_{K2} = X_c + X_p = 0{,}05 + 0{,}56 = 0{,}61 \text{ Ом},$$

а ток КЗ в точке *К2*

$$I_{K2} = \frac{1{,}05U_{ном}}{\sqrt{3}X_{K2}} = \frac{1{,}05 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 0{,}61} = 9{,}94 \text{ кА} < 12{,}05 \text{ кА}.$$

Из рассмотренного примера могут быть сделаны следующие выводы: при применении сдвоенных реакторов число реакторов может быть уменьшено, что упрощает РУ станции. Токоограничение в обоих вариантах одинаковое. Потери напряжения при сдвоенных реакторах приблизительно в 2 раза меньше.

Глава двадцать шестая

СИСТЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

26.1. Источники энергоснабжения

Процесс производства электроэнергии на электрических станциях полностью механизирован. Экономичная работа современных мощных котлоагрегатов и паротурбинных агрегатов ТЭС возможна только при участии множества вспомогательных рабочих машин (мельниц, дробилок, кранов, транспортеров, насосов, вентиляторов и др.), необходимых для приготовления и транспорта топлива, подачи воздуха в камеры горения и удаления из них продуктов сгорания и золы, подачи воды в котлы, поддержания вакуума в конденсаторах турбин, водоснабжения станции, перекачки горячей воды для теплоснабжения, вентиляции помещений и многого другого.

Еще более ответственны функции вспомогательных рабочих машин на АЭС, например главных циркуляционных насосов или газодувок, обеспечивающих циркуляцию теплоносителя через активную зону реактора, насосов технического водоснабжения, а также системы технологического контроля реактора, его управления и защиты.

Производственный процесс на гидростанциях значительно проще; число вспомогательных рабочих машин меньше. Однако и здесь необходимы насосы для технического водоснабжения, масляные насосы системы регулирования и смазки гидроагрегатов, компрессоры маслонапорных установок и др.

Большинство рабочих машин приводится в движение электродвигателями трехфазного переменного тока. Лишь для привода некоторых ответственных рабочих машин небольшой мощности применяют электродвигатели постоянного тока. Для электроснабжения этих двигателей предусматривают преобразователи переменного тока в постоянный.

Для привода питательных насосов котлов большой производительности, а также дутьевых вентиляторов, работающих при избыточном давлении, используют паровые турбины.

Некоторое количество электроэнергии расходуется во вспомогательных цехах, мастерских, для освещения станции, управления и контроля. Таким образом, электрические станции не только вырабатывают, но также потребляют электрическую и тепловую энергию, необходимую для обеспечения нормальной работы основных агрегатов.

Для электроснабжения электродвигателей рабочих машин электростанции, а также других приемников энергии предусматривают ряд понижаю-

щих трансформаторов, присоединяемых к генераторам и главным РУ станции. Поскольку мощность электродвигателей лежит в пределах от нескольких киловатт до нескольких тысяч киловатт, целесообразно иметь распределительные сети и соответствующие РУ двух ступеней напряжения: 6 кВ для электродвигателей мощностью 200 кВт и выше и 380/220 В для электродвигателей меньшей мощности и освещения. На мощных ТЭС и АЭС предполагается в будущем повысить номинальные напряжения сетей до 10 кВ для электродвигателей мощностью 800 кВт и выше и до 660 В для электродвигателей 630 кВт и ниже. Повышение номинальных напряжений снизит токи КЗ и улучшит условия самозапуска электродвигателей.

Таким образом, основными источниками электроэнергии для собственных нужд станций являются генераторы и электрическая система в целом. Вместе с тем, как показывает опыт эксплуатации, необходимы также не зависимые от энергосистемы источники энергии ограниченной мощности. Вспомогательное оборудование, необходимое для экономичной и надежной работы станции: рабочие машины с приводными электродвигателями (паровыми турбинами), приемники электроэнергии всех видов, электрические сети, РУ, понижающие трансформаторы, независимые источники электроэнергии, а также соответствующая система управления — составляют *систему собственных нужд* (СН) электростанции.

Мощность и энергия, потребляемая системой СН, зависят от типа электростанции, вида топлива, типа и мощности турбин, типа ядерного реактора и других условий. Ниже приведены обобщенные данные по максимальным нагрузкам системы СН отечественных электростанций разных типов в процентах установленной мощности:

АЭС:	с водяным теплоносителем	5 – 8
	с газовым теплоносителем	5 – 14
КЭС:	на пылеугольном топливе	6 – 8
	на газомазутном топливе	3 – 5
ТЭЦ:	на пылеугольном топливе	8 – 14
	на газомазутном топливе	5 – 7
ГЭС:	большой мощности	0,5 – 1
	малой и средней мощности	2 – 3

Нормальная работа электростанции и безопасность ее обслуживания возможны только при условии надежной работы системы СН. Поэтому надежность является основным требованием, которому должна удовлетворять система СН, особенно атомных и тепловых электростанций. Согласно ПУЭ потребители системы СН электростанций отнесены к 1-й категории и их электроснабжение должно быть обеспечено от двух независимых источников питания. Перерыв электроснабжения допускается лишь на время действия устройств автоматического ввода резерва (АВР). Особо выделяется группа электроприемников, перерыв питания которых связан с опасностью для жизни персонала или с повреждением основного силового оборудования. Для электроснабжения этой группы особо ответственных потребителей требуется не менее трех независимых источников питания — рабочего и двух резервных.

Система СН должна быть также экономичной. Это означает, что требуемая надежность должна обеспечиваться при минимально возможных капиталовложениях и расходе электроэнергии. Расход электроэнергии в системе СН входит в состав основных технико-экономических показателей электростанции.

В настоящее время общепризнано, что электроснабжение системы СН электростанций разных типов (тепловых, атомных и гидростанций) может быть обеспечено наиболее просто, экономично и надежно от генераторов станции и энергосистемы. Надежность электроснабжения обеспечивается при выполнении следующих условий:

1) при применении быстродействующей релейной защиты, позволяющей уменьшить опасность снижения напряжения в системе СН при КЗ во внешней сети и вызванного этим торможения электродвигателей, следовательно, уменьшения производительности рабочих машин;

2) при автоматическом регулировании возбуждения генераторов, обеспечивающего быстрое восстановление нормального напряжения генераторов после отключения КЗ;

3) при использовании для привода рабочих машин асинхронных электродвигателей с короткозамкнутыми роторами, легко разворачивающихся после кратковременного снижения частоты вращения;

4) при рациональном построении схемы электроснабжения системы СН, в основу которой положено секционирование с присоединением группы электроприемников, относящихся к каждому агрегату (блоку, котлу), к отдельной секции РУ с отдельным рабочим трансформатором. Благодаря этому КЗ в сети СН вызывают понижение напряжения только у соответствующей группы электроприемников.

Для особо ответственных потребителей СН, требующих повышенной надежности электроснабжения, предусматривают независимые источники энергии ограниченной мощности, обеспечивающие питание этой группы электроприемников при полном исчезновении напряжения на станции. Такими независимыми источниками энергии могут быть: а) автономные агрегаты с автоматическим пуском, состоящие из первичного двигателя в виде дизеля или газовой турбины и синхронного генератора; б) вспомогательные генераторы, установленные на валу главных агрегатов; в) аккумуляторные батареи со статическими преобразователями.

Автономные агрегаты требуют для пуска и набора нагрузки несколько минут. Поэтому они получили применение на ТЭС и АЭС для приемников энергии, допускающих такой перерыв в подаче энергии.

Для вспомогательного генератора, как и для главного генератора, первичным двигателем является турбина. При нарушении работы главного агрегата резервное питание системы СН может быть обеспечено от вспомогательного генератора в течение времени выбега главного агрегата. Вспомогательные генераторы заметно усложняют конструкцию главного агрегата и увеличивают ширину машинного зала, поэтому в настоящее время их применяют только на некоторых АЭС для электроснабжения двигателей главных циркуляционных насосов в режиме аварийного расхолаживания реактора.

Аккумуляторные батареи применяют на всех электростанциях. Для заряда батареи предусматривают статический (тиристорный) преобразователь, присоединенный к сети 380 В переменного тока. В нормальном режиме приемники энергии постоянного тока питаются от сети переменного тока через преобразователь, который также подзаряжает батарею. При исчезновении напряжения в сети переменного тока приемники постоянного тока обеспечиваются энергией от аккумуляторной батареи без перерыва питания, даже кратковременного.

26.2. Рабочие машины системы собственных нужд электростанций и их характеристики

Рабочие машины системы СН электростанций весьма разнообразны по своему назначению, конструкции, мощности. Для выбора типа привода рабочих машин необходимо ознакомиться с их механическими характеристиками и способами регулирования производительности.

Рабочие машины с нелинейновозрастающей механической характеристикой

Наибольшее применение в системе СН электростанций имеют лопастные насосы и вентиляторы. На ТЭС и АЭС лопастные насосы используют в качестве питательных, конденсатных, циркуляционных насосов и др.; на станциях всех типов — в качестве насосов технического, противопожарного и хозяйственного водоснабжения. Лопастные вентиляторы используют на ТЭС в качестве дымососов, дутьевых вентилято-

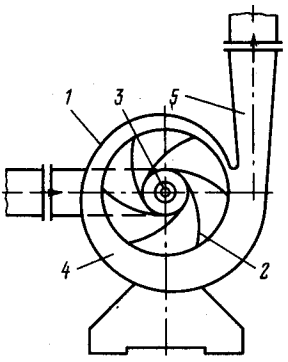


Рис. 26.1. Схема лопастной машины центробежного типа:
1 – корпус; *2* – лопасть; *3* – входное отверстие; *4* – спиральный отвод; *5* – напорный патрубок

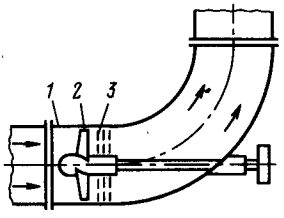


Рис. 26.2. Схема лопастной машины осевого типа:
1 – корпус; *2* – лопасть; *3* – лопаточный отвод (направляющий аппарат)

ров, вентиляторов первичного воздуха и др.

Кроме лопастных насосов некоторое применение имеют объемные насосы (насосы вытеснения), в частности ротационные. Последние используют, например, в системах смазки и регулирования турбин. Однако их доля в системе СН электростанций незначительна. Поэтому ниже рассмотрены основные характеристики лишь лопастных машин.

Лопастные машины передают энергию от двигателя к перемещаемой жидкости (газу) с помощью рабочего колеса с лопастями. Лопастные машины делятся на центробежные и осевые.

В центробежной машине лопасти вместе с боковыми стенками рабочего колеса образуют каналы, направленные от центра колеса к периферии (рис. 26.1). Поэтому при работе машины жидкость (газ), поступающая в насос (вентилятор) в осевом направлении, приходит во вращательное движение и под действием центробежных сил перемещается в основном в радиальном направлении. Затем по спиральному отводу, выполненному в виде диффузорного канала, жидкость (газ) направляется в напорный патрубок.

В осевой машине (рис. 26.2) лопасти имеют обтекаемый профиль (как у крыла самолета) и закреплены на втулке под углом к плоскости вращения колеса. Благодаря этому по обе стороны каждой лопасти возникает разность давлений и как следствие – движение жидкости (газа) в осевом направлении.

Осевые машины обладают рядом преимуществ перед центробежными: они легко обеспечивают большую производительность при умеренных напорах, более надежно работают при запыленном газе и имеют более высокий КПД в области расчетной производительности. Поэтому в последние годы они находят все большее применение в системе СН тепловых электростанций.

Эксплуатационные качества лопастных насосов и вентиляторов полностью определяются их рабочими характеристиками – зависимостями напора H, представляющего собой удельную энергию, которую сообщает машина жидкости или газу, мощности на валу P и полного КПД η от подачи (производительности) Q. Эти характеристики зависят от типа машины.

Насосы центробежного типа обычно имеют выпуклую характеристику $H = f(Q)$ (ее часто называют главной или $H-Q$-характеристикой) с восходящей и нисходящей частями [участки $1-2$ и $2-3$ кривой $H=f(Q)$, приведенной на рис. 26.3]. Работа насоса на восходящей части характеристики нежелательна, так как она сопровождается большими гидравлическими потерями, шумом и может быть неустойчивой. Поэтому при разработке конструкций насосов стремятся добиться, чтобы эта часть характеристики была относительно небольшой. Нисходящая часть $H-Q$-характеристи-

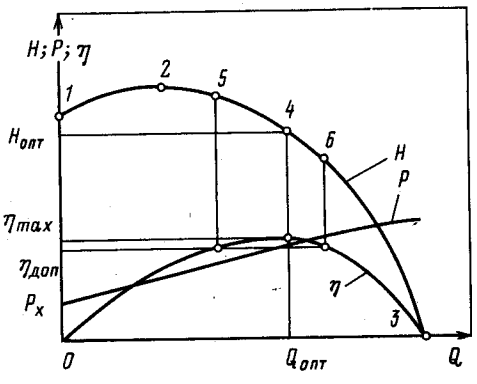


Рис. 26.3. Рабочие характеристики насоса центробежного типа

ки может быть как пологой (крутизна не превышает 10–12%), так и крутой (крутизна доходит до 25–30%). Выбор насоса с той или иной крутизной характеристики определяется тем, какой параметр – напор или подача – должен мало изменяться при изменении режима работы насоса. Зависимость КПД насосов центробежного типа от их подачи также представляет собой выпуклую кривую (линия η на рис. 26.3), которая при некоторой подаче $Q_{опт}$ имеет максимум η_{max}. Поэтому подача $Q_{опт}$ и соответствующий ей напор $H_{опт}$ являются оптимальными, а точка *4* – главной характеристики – точкой оптимального режима. В условиях эксплуатации насосы часто работают с подачей и напором, отличными от оптимальных, и, следовательно, с пониженным КПД. Однако снижение КПД более чем на 7% нежелательно. Этим и определяется рабочий участок $H-Q$-характеристики (на рис. 26.3 он ограничен точками *5* и *6*, которым соответствует минимально допустимый КПД $\eta_{доп}$).

Зависимость мощности на валу насосов центробежного типа от их подачи обычно представляет собой слегка изогнутую восходящую линию (кривая *P* на рис. 26.3). Точка пересечения этой линии с осью ординат определяет мощность холостого хода P_x, которая расходуется на покрытие потерь, обусловленных циркуляционными потоками в насосе, трением дисков о жидкость, а также трением в сальниках и подшипниках. Мощность холостого хода обычно не превышает 30–40% номинальной мощности на валу насоса, поэтому пуск в ход центробежных насосов производят при закрытых напорных задвижках.

Вентиляторы центробежного типа работают со сравнительно небольшими напорами (до 15000 Па) и практически не сжимают газ, поэтому их рабочий процесс мало отличается от рабочего процесса центробежных насосов. Однако присущие вентиляторам конструктивные особенности отражаются на их характеристиках. Последние могут иметь только нисходящую часть или при малых подачах седлообразную форму.

Насосы и вентиляторы осевого типа передают энергию потоку жидкости или газа благодаря подъемной силе лопастей. Поэтому их рабочие характеристики по форме существенно отличаются от характеристик машин центробежного типа. В частности, $H-Q$-характеристики часто имеют седлообразную форму (рис. 26.4). Наличие в средней части характеристики восходящего участка (участок *1–2* на рис. 26.4) может явиться причиной неустойчивой работы насоса (вентилятора), поэтому машины осевого типа обычно работают на нисходящей части характеристики, расположенной правее точки *2*, т. е. с большими подачами. Минимальную подачу насоса (вентилятора) выбирают таким образом, чтобы развиваемый

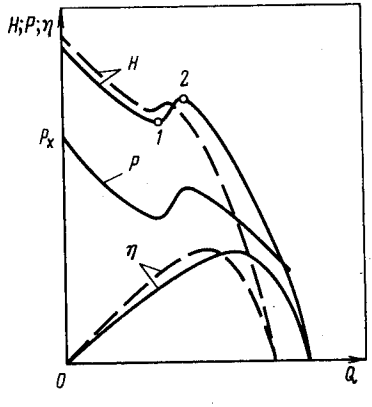


Рис. 26.4. Рабочие характеристики машины осевого типа

при этом напор машины составлял не более 90% напора, соответствующего вершине горба главной рабочей характеристики.

Диапазон изменения производительности, в котором отклонения КПД от максимального не выходят за допустимые пределы, при постоянной частоте вращения зависит от угла поворота лопастей. Машины с жестким закреплением лопастей имеют сравнительно небольшой рабочий участок $H-Q$-характеристики. Насосы (вентиляторы), снабженные устройством для поворота лопастей при остановленной машине, позволяют путем изменения угла поворота лопастей изменять пределы регулирования подачи, однако при любом выбранном значении угла эти пределы остаются сравнительно небольшими. Более экономичное, широкое и плавное изменение подачи обеспечивают машины, оборудованные устройством для поворота лопастей на ходу. Объясняется это тем, что при неизменном угле поворота лопастей характеристика КПД машины осевого типа имеет резко выраженный максимум (кривая η на рис. 26.4) и существенное изменение производительности машины сопровождается быстрым уменьшением ее КПД; при изменении угла поворота лопастей происходит изменение как главной рабочей характеристики, так и характеристики КПД (см. пунктирные кривые на рис 26.4), причем максимум последней, оставаясь практически неизменным, смещается в ту же сторону, что и рабочая часть $H-Q$-характеристики.

Особенностью характеристики мощности на валу машин осевого типа является значительное превышение мощности холостого хода над номинальной мощностью (кривая P на рис. 26.4). Поэтому в отличие от центробежных машин пуск осевых машин при закрытой задвижке на напорном трубопроводе недопустим.

Изменение частоты вращения лопастных насосов и вентиляторов приводит к изменению их главных рабочих характеристик. Характеристику при любой частоте вращения n_i можно получить путем пересчета $H-Q$-характеристики, снятой при частоте вращения n_1, на частоту вращения n_i с помощью так называемых формул пропорциональности. При неучете изменения объемного и гидравлического КПД лопастных машин с изменением частоты вращения эти формулы имеют следующий простой вид:

$$\frac{Q_i}{Q_1}=\frac{n_i}{n_1} \qquad (26.1)$$

и

$$\frac{H_i}{H_1}=\left(\frac{n_i}{n_1}\right)^2. \qquad (26.2)$$

Из этих формул следует

$$Q_i=Q_1\frac{n_i}{n_1} \qquad (26.3)$$

и

$$H_i=H_1\left(\frac{n_i}{n_1}\right)^2=H_1\left(\frac{Q_i}{Q_1}\right)^2. \qquad (26.4)$$

Таким образом, при изменении частоты вращения лопастных насосов (вентиляторов) перемещение любой точки $H-Q$-характеристики происходит по параболе, вершина которой находится в начале координат (см. пунктирные линии на рис. 26.5). Обычно такие параболы называют линиями пропорциональности.

Производительность насоса (вентилятора) при заданной частоте вращения определяется не только его главной характеристикой, но и свойствами трубопроводной системы (сети), на которую он работает. В общем случае насос (вентилятор) должен создать напор, достаточный для повыше-

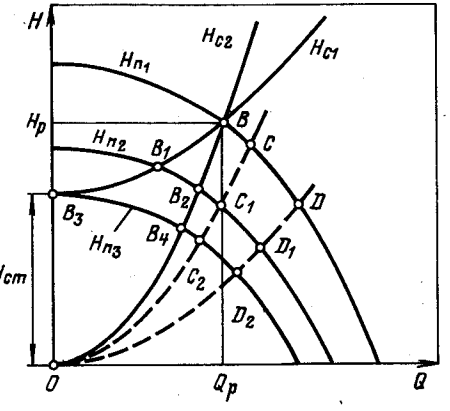


Рис. 26.5. Изменение главной рабочей характеристики насоса (вентилятора) и положения рабочих точек при изменении частоты вращения

ния давления от p_1 в резервуаре на стороне всасывания до p_2 в резервуаре на стороне нагнетания, подъема жидкости (газа) на высоту $H_г$, равную разности геодезических высот между уровнями жидкости или точками измерения давления в резервуарах, увеличения скорости движения жидкости (газа) соответственно от v_1 до v_2 (скорости v_1 и v_2 измеряются в тех же точках, что и давление) и покрытия потерь напора ΔH в подводящем и напорном трубопроводах, обусловленных гидравлическим сопротивлением.

Если давления p_1 и p_2 выражены в паскалях, то требуемый напор $H_с$, м, который определяется трубопроводной системой, равен

$$H_с = H_г + \frac{p_2 - p_1}{g\rho} + \frac{v_2^2 - v_1^2}{2g} + \Delta H, \qquad (26.5)$$

где $g = 9{,}81$ м/с^2 – ускорение свободного падения; ρ – плотность жидкости (газа), кг/м^3.

Выражение (26.5) называется характеристикой трубопровода (сети). Первое и второе слагаемые этого выражения не зависят от скорости движения жидкости (газа), поэтому определяемый ими напор $H_г + (p_2 - p_1)/(g\rho) = H_{ст}$ называется статическим. Третье и четвертое слагаемые зависят от скорости движения жидкости (газа), поэтому соответствующий напор $(v_2^2 - v_1^2)/(2g) + \Delta H = H_{дин}$ называется динамическим. Таким образом, характеристику трубопроводной сети можно представить так:

$$H_с = H_{ст} + H_{дин}. \qquad (26.5а)$$

В осях $H-Q$ характеристика трубопроводной сети представляет собой кривую, отсекающую на оси ординат отрезок $H_{ст}$ (см. кривую $H_{с1}$ на рис. 26.5).

При турбулентном движении жидкости (газа) суммарные потери напора в подводящем и напорном трубопроводах с достаточной точностью можно считать пропорциональными квадрату скорости движения жидкости (газа) и, следовательно, квадрату подачи:

$$\Delta H = KQ^2, \qquad (26.6)$$

где K – коэффициент пропорциональности или характеристический коэффициент трубопровода (сети).

Скорости движения жидкости (газа) в резервуарах на сторонах всасывания и нагнетания в большинстве случаев исчезающе малы, поэтому с учетом (26.6) выражение (26.5) можно представить в следующем виде:

$$H_с = H_{ст} + KQ^2. \qquad (26.7)$$

Влияние отдельных членов выражения (26.7) различно в зависимости от назначения насоса и вентилятора. У питательных насосов (см. ниже) основным является первый член, так как таким насосам приходится преодолевать большое противодавление пара в котле.

Если и на стороне всасывания, и на стороне нагнетания резервуары с жидкостью находятся под атмосферным давлением (это имеет место, например, в системах водоснабжения), то второй член выражения (26.5), определяемый разностью давлений воздуха в конце и начале трубопроводной системы, весьма мал и им можно пренебречь. Для вентиляторов, подающих воздух при атмосферном давлении, статический напор равен нулю, так как вследствие изменения барометрического давления составляющие статического напора всегда численно равны и противоположны по знаку. Поэтому характеристика сети в этом случае представляет собой параболу, проходящую через начало координат (кривая $H_{с2}$ на рис. 26.5).

При установившемся режиме работы насоса (вентилятора) мощность, передаваемая потоку жидкости (газа) машиной, равна мощности, расходуемой в трубопроводной сети. Очевидно, равенство этих мощностей соблюдается только в точке пересечения $H-Q$-характеристики насоса (вентилятора), соответствующей заданной частоте вращения (кривая H_{n1} на рис. 26.5), с характеристиками сети (кривые $H_{с1}$ и $H_{с2}$). Таким образом, точка B, в которой пересекаются указанные характеристики, полностью определяет установившийся режим работы насоса (вентилятора) – его напор $H_р$, расход $Q_р$, мощность на валу $P_р$ и КПД $\eta_р$. Эта точка должна лежать на рабочем участке $H-Q$-характеристики машины и называется рабочей.

Изменение частоты вращения насоса (вентилятора) приводит к смещению точки пересечения его $H-Q$-характеристики с характеристикой трубопроводной сети и к изменению напора, подачи, мощности на валу и КПД машины. Это смещение зависит не только от степени изменения частоты вращения и характеристики машины, но и от характеристики трубопроводной сети, в частности от статического напора: чем больше статический напор, тем быстрее снижается производительность машины при уменьшении ее частоты вращения. Это следует, например, из сравнения абсцисс точек B_1 и B_2, в которых

главная рабочая характеристика машины, построенная для частоты вращения $n_2 < n_1$ (кривая $H_{н2}$), пересекается с характеристиками трубопроводной сети соответственно при $H_{ст} \neq 0$ (кривая $H_{с1}$) и $H_{ст} = 0$ (кривая $H_{с2}$). При значительных статических напорах, характерных, в частности, для питательных насосов, даже сравнительно небольшое уменьшение частоты вращения машины приводит к резкому снижению ее производительности или даже полному прекращению подачи жидкости. Последнее имеет место, если в результате снижения частоты вращения машины ее $H - Q$-характеристика не пересекается с характеристикой сети (см. кривые $H_{н3}$ и $H_{с1}$ на рис. 26.5), т. е. если напор, развиваемый машиной, оказывается равным статическому или меньше его.

Соотношение моментов на валу насоса или вентилятора при частотах вращения n_i и n_1 определяется следующим выражением:

$$\frac{M_i}{M_1} = \frac{P_i/\omega_i}{P_1/\omega_1} = \frac{Q_i H_i \eta_1}{Q_1 H_1 \eta_i} \frac{n_1}{n_i}, \quad (26.8)$$

или, если принять во внимание (26.7),

$$\frac{M_i}{M_1} = \frac{Q_i (H_{ст} + KQ_i^2)\eta_1}{Q_1 (H_{ст} + KQ_1^2)\eta_i} \frac{n_1}{n_i}. \quad (26.8а)$$

В частном случае, когда статический напор равен нулю, подача и частота вращения лопастной машины связаны соотношением (26.1), поэтому выражение для механической характеристики принимает вид

$$\frac{M_i}{M_1} = \frac{\eta_1}{\eta_i}\left(\frac{n_i}{n_1}\right)^2. \quad (26.9)$$

Таким образом, лишь при отсутствии статического напора и небольших изменениях частоты вращения лопастной машины, когда изменение ее КПД незначительно, механическую характеристику в первом приближении можно считать параболической. При наличии же статического напора момент на валу машины является сложной функцией этого напора и частоты вращения, так как подача не пропорциональна частоте вращения и зависит от статического напора.

Чтобы получить механическую характеристику лопастной машины, работающей при статическом напоре, необходимо: 1) на главной характеристике машины, соответствующей номинальной частоте вращения, выбрать ряд точек и, используя формулы (26.3) и (26.4), найти координаты соответствующих точек при других частотах вращения; 2) по этим точкам построить $H - Q$-характеристики при разных частотах вращения; 3) построить характеристику трубопроводной сети, предварительно выбрав характеристический коэффициент K в (26.7) таким, чтобы характеристика сети проходила через точку оптимального режима главной характеристики машины, построенной при номинальной частоте вращения; 4) найти точку пересечения характеристики трубопроводной сети с $H - Q$-характеристиками машины при разных частотах вращения и определить соответствующие значения подачи и напора машины; 5) для выбранных частот вращения и найденных в п. 4 значениях подачи найти КПД машины; 6) по найденным в пп. 4 и 5 значениям подачи, напора и КПД машины определить, используя формулу (26.8а), моменты на ее валу, соответствующие разным частотам вращения.

Полученные таким образом механические характеристики для насоса центробежного типа при $H_{ст}/H_{ном} = 0{,}5$ и $H_{ст}/H_{ном} = 0{,}9$ приведены на рис. 26.6. Там же приведена механическая характеристика при $H_{ст}/H_{ном} = 0$, полученная с

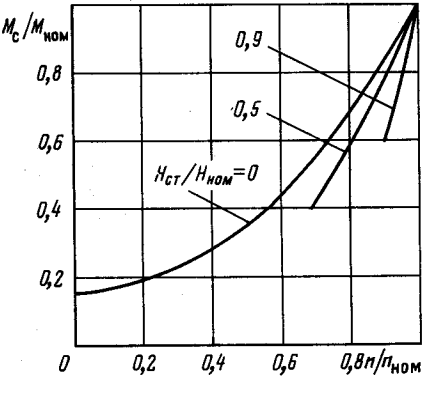


Рис. 26.6. Механические характеристики насоса центробежного типа при разных значениях статического напора

помощью выражения (26.9) в предположении, что при любом изменении частоты вращения машины ее КПД не изменяется. Кривые показывают, что с увеличением статического напора существенно возрастает крутизна механической характеристики и уменьшается длина участка, отвечающего производительной работе машины (обрыв кривых означает прекращение подачи жидкости или газа), поэтому значительно уменьшается допустимое снижение частоты вращения.

На тепловых электростанциях с большим статическим напором работают питательные насосы. Поэтому при снижении частоты вращения они резко уменьшают подачу питательной воды в котлы.

Рабочие машины с не зависящей от частоты вращения механической характеристикой

В системе СН тепловых электрических станций, работающих на пылеугольном топливе, имеется значительная группа рабочих машин, предназначенных для приготовления и транспорта топлива (см. § 26.3). Эти машины существенно отличаются друг от друга конструктивно, работают с разными частотами вращения и т. д. Однако большинство таких машин (дробилки, мельницы, питатели, краны, конвейеры, транспортеры, шнеки и др.) имеют практически не зависящую от частоты вращения механическую характеристику. Это обстоятельство учитывают при выборе приводных электродвигателей (см. § 26.3).

Регулирование производительности рабочих машин системы собственных нужд

Производительность значительной части рабочих машин системы СН электростанций не остается постоянной. Это связано с изменением нагрузки электростанций и соответствующим изменением производительности котлов ТЭС и мощности, развиваемой турбинами. В ряде случаев необходимость регулирования производительности рабочих машин системы СН связана также с изменением внешних условий. Так, например, производительность циркуляционных насосов зависит не только от нагрузки турбин, но и от температуры охлаждающей воды; производительность сушильных и мельничных вентиляторов определяется как нагрузкой котлов, так сортом и влажностью топлива и т. д.

Изменение производительности лопастных машин, т. е. изменение положения точки пересечения $H - Q$-характеристики насоса (вентилятора) с характеристикой трубопроводной системы, может быть осуществлено или изменением их главной характеристики, или изменением характеристики трубопроводной системы. Поэтому возможны различные способы регулирования производительности лопастных насосов и вентиляторов. Так, для машин центробежного типа применяют:

1) дроссельное регулирование, т. е. регулирование задвижкой при неизменной частоте вращения приводного двигателя и рабочей машины;

2) регулирование изменением частоты вращения насоса (вентилятора);

3) регулирование с помощью лопаточного отвода (направляющего аппарата) – только для вентиляторов;

4) комбинированное регулирование, т. е. регулирование изменением частоты вращения в совокупности с дросселированием или регулированием с помощью направляющего аппарата.

Регулирование производительности машин осевого типа обычно осуществляют:

1) изменением частоты вращения;

2) поворотом лопастей рабочего колеса;

3) с помощью лопаточного отвода (направляющего аппарата) – только для вентиляторов.

Выбор способа регулирования производительности определяется требованиями в отношении плавности и пределов регулирования, экономичности, надежности работы регулирующих устройств в различных условиях (как нормальных, так и аварийных), возможности применения сравнительно простых способов дистанционного управления. На выбор

способа регулирования существенно влияют также тип электростанции, назначение и мощность рабочих машин и пр. Например, для рабочих машин, установленных на тепловых электрических станциях, условие экономичности регулирования является одним из определяющих, так как уменьшение энергии, затрачиваемой на привод рабочих машин системы СН тепловых электростанций, даже на доли процента дает значительный экономический эффект.

Дроссельное регулирование насосов центробежного типа осуществляют дросселем (задвижкой), установленным на напорном трубопроводе, а центробежных вентиляторов – дросселем, установленным на подводящем трубопроводе. При закрытии дросселя характеристический коэффициент сети K, входящий в уравнение (26.7), увеличивается, характеристика сети становится более крутой (см. кривую H_{c2} на рис. 26.7) и рабочая точка машины, определяемая пересечением характеристики сети с главной рабочей характеристикой насоса (вентилятора), перемещается по последней в сторону уменьшения расхода (точка B_1). Новой производительности Q_1 соответствует напор машины H_1, хотя до закрытия дросселя для обеспечения той же подачи достаточен был напор H'_1, определяемый точкой B'_1 на характеристике трубопроводной сети H_{c1}.

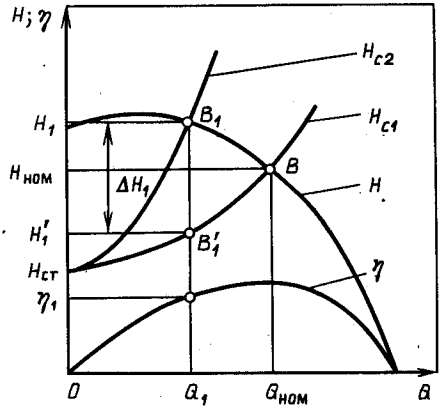


Рис. 26.7. Изменение напора и подачи машины центробежного типа при дроссельном регулировании ее производительности

Таким образом, разность напоров $H_1 - H'_1 = \Delta H_1$ представляет собой потерю напора (энергии) в дросселе. Очевидно, потеря мощности на дросселирование в долях мощности на валу машины, работающей в номинальном (оптимальном) режиме, составляет

$$\frac{\Delta P}{P_{ном}} = \frac{Q_1 \Delta H_1}{Q_{ном} H_{ном}} \frac{\eta_{max}}{\eta_1}. \quad (26.10)$$

С увеличением глубины такого регулирования возрастает потеря напора в дросселе и, следовательно, возрастают непроизводительные потери мощности. Эти потери особенно велики при отсутствии противодавления. Следовательно, дроссельное регулирование производительности машин центробежного типа весьма неэкономично. Однако благодаря своей простоте и отсутствию каких-либо дополнительных устройств (задвижка необходима не только для регулирования производительности, но и для отделения машины от трубопроводной сети в периоды остановок этой машины) такое регулирование получило широкое применение, особенно для машин небольшой производительности, приводимых в движение асинхронными электродвигателями с короткозамкнутым ротором.

Для машин осевого типа дроссельное регулирование не применяют, поскольку уменьшение их производительности путем использования этого способа регулирования обычно сопровождается существенным увеличением мощности на валу (см. характеристику мощности на рис. 26.4) и, следовательно, мощности, потребляемой приводным электродвигателем.

Изменение частоты вращения лопастной машины сопровождается соответствующим изменением ее главной рабочей характеристики и перемещением рабочей точки по неизменной характеристике сети (т. е. по кривым H_{c1} или H_{c2} на рис. 26.5). При этом отсутствуют потери напора в задвижке. Таким образом, регулирование производительности лопастных машин изменением их частоты вращения с точки зрения потерь мощности значительно экономичнее дроссельного, поэтому оно широко при-

меняется для насосов и вентиляторов как центробежного, так и осевого типа.

Особенно большой эффект такое регулирование дает при отсутствии противодавления. Если при дроссельном регулировании производительности машины центробежного типа мощность на ее валу изменяется в соответствии с характеристикой мощности, построенной для номинальной частоты вращения, т. е. практически по линейному закону, то при регулировании изменением частоты вращения эта мощность в первом приближении (в предположении, что КПД машины остается неизменным при изменении ее подачи и частоты вращения) пропорциональна кубу производительности:

$$\frac{P_1}{P_{\text{ном}}} = \frac{Q_1 H_1}{Q_{\text{ном}} H_{\text{ном}}} \frac{\eta_{max}}{\eta_1'} \approx \left(\frac{Q_1}{Q_{\text{ном}}}\right)^3, \quad (26.11)$$

где η_1' – КПД насоса (вентилятора) при частоте вращения n_1 и производительности Q_1.

Регулирование частоты вращения лопастных машин может быть осуществлено или с помощью электродвигателей, способных изменять частоту вращения, или с помощью вариаторов частоты вращения, включаемых между валом электродвигателя и валом приводимой машины: гидромуфт, электромагнитных муфт скольжения и т. д.

Гидромуфта состоит из двух полумуфт (рис. 26.8), одна из которых насаживается на вал *1* электродвигателя, а другая – на вал *2* рабочей машины. Каждая полумуфта имеет вид чаши и с внутренней стороны снабжена радиальными перегородками. Образуемые при этом полости заполнены жидкостью. При работе машинного агрегата вал электродвигателя вращается быстрее вала рабочей машины, поэтому на частицы жидкости, находящиеся в различных полумуфтах, но одинаково удаленные от оси вращения, действуют неодинаковые центробежные силы: в ведущей полумуфте они больше, чем в ведомой. В результате этого жидкость циркулирует между полумуфтами (в ведущей она движется в направлении от оси вращения, а в ведомой – в противоположном направлении). Движущиеся массы жидкости развивают силы Кориолиса, которые давят на радиальные перегородки и тем самым приводят ведомую полумуфту и рабочую машину во вращение. Разница в частотах вращения ведущей и ведомой полумуфт зависит от количества жидкости, прогоняемой через муфту, которое можно изменять в широких пределах.

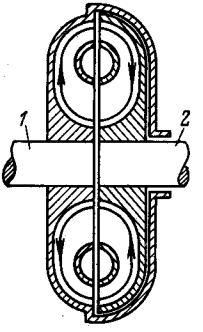


Рис. 26.8. Схема гидромуфты

Гидромуфты способны обеспечить плавное изменение частоты вращения рабочих машин. Однако применение гидромуфт целесообразно только при больших мощностях рабочих машин, высоких частотах вращения и неглубоком регулировании производительности, так как стоимость гидромуфт высока, а их КПД уменьшается с уменьшением частоты вращения рабочей машины, поскольку в установившемся режиме $M_c = M$ и

$$\eta_M = \frac{P_c}{P} = \frac{M_c}{M}\frac{n_c}{n} = \frac{n_c}{n}, \quad (26.12)$$

где P_c и P – мощности на валу соответственно рабочей машины и электродвигателя; n_c и n – частоты вращения рабочей машины и электродвигателя.

Электромагнитная муфта состоит из двух основных частей – якоря, напоминающего ротор асинхронного электродвигателя, и цилиндрического электромагнита. Последний имеет полюсы, возбуждаемые постоянным током, и отделен от якоря воздушным зазором. Одна из частей муфты крепится на валу двигателя, а другая – на валу рабочей машины. При вращении ведущей части муфты магнитное поле электромагнита пересекает якорь и наводит в нем токи. В резуль-

тате взаимодействия магнитного поля, созданного этими токами, и магнитного поля электромагнита создается электромагнитный момент, под действием которого ведомая часть муфты и рабочая машина приходят во вращение. Частота этого вращения зависит от тока возбуждения якоря, вследствие чего ее можно изменять в широких пределах.

Электромагнитные муфты позволяют обеспечить регулирование частоты вращения рабочих машин в широких пределах, однако имеют сравнительно низкий КПД.

Комбинированное регулирование производительности машин центробежного типа широко используется на тепловых электростанциях. В этом случае в качестве приводных двигателей используют двухскоростные асинхронные двигатели, позволяющие производить ступенчатое регулирование частоты вращения и, следовательно, производительности машин, а плавное регулирование производительности в относительно небольших пределах производят задвижкой или направляющим аппаратом.

Регулирование производительности машин осевого типа поворотом лопастей рабочего колеса позволяет, как было показано выше, существенно изменять подачу насосов (вентиляторов), сохраняя КПД машин близким к максимальному. Однако осевые машины, имеющие устройство для поворота лопастей на ходу, конструктивно достаточно сложны и сравнительно дороги. Поэтому их применение оправдано только при больших мощностях машин.

Лопаточные отводы (направляющие аппараты), устанавливаемые на входе в рабочее колесо лопастных машин, широко используют для регулирования производительности вентиляторов (как центробежного, так и осевого типа). Регулирование с помощью лопаточных отводов даже для вентиляторов центробежного типа экономичнее дроссельного. Это объясняется зависимостью удельной энергии, передаваемой потоку газа в лопастном вентиляторе, от угла входа потока на лопасти. Лопаточный отвод закручивает поток, поступающий на

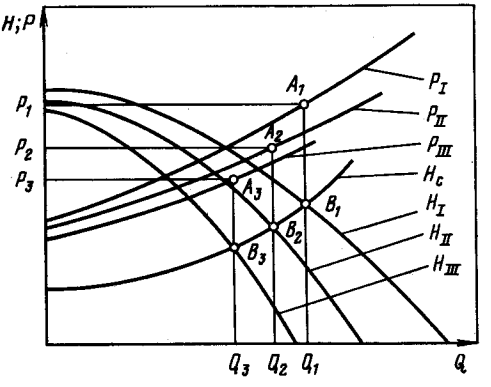


Рис. 26.9. Изменение напора и мощности на валу вентилятора центробежного типа при регулировании производительности с помощью направляющего аппарата

рабочее колесо, и изменяет $H - Q$-характеристику вентилятора (рис. 26.9, где $H - Q$-характеристики вентилятора центробежного типа при разных положениях лопаток направляющего аппарата обозначены H_{I}, H_{II} и H_{III}). При данной характеристике трубопроводной сети изменение главной характеристики вентилятора приводит к смещению рабочих точек (точки B_1, B_2 и B_3 на рис. 26.9) и соответствующему изменению производительности вентилятора. Разным положениям лопаток направляющего аппарата соответствуют и разные характеристики мощности на валу (кривые P_{I}, P_{II} и P_{III}), поэтому при снижении производительности лопастной машины от Q_1 до Q_3 с помощью направляющего аппарата мощность на валу уменьшается не в соответствии с исходной характеристикой мощности P_{I}, как при дроссельном регулировании, а по кривой, соединяющей точки A_1, A_2 и A_3 разных характеристик мощности (на рис. 26.9 эта кривая не показана), т. е. существенно быстрее.

Регулирование производительности насосов центробежного типа с помощью направляющего аппарата существенного выигрыша в потерях мощности по сравнению с дроссельным регулированием не дает, так как поворот лопаток направляющего аппарата таких насосов (лопатки, так же как и дроссели, могут быть установлены только на выходе из

насоса во избежание возникновения явления кавитации) в большинстве случаев не изменяет характеристику мощности насосов. Поэтому такое регулирование производительности насосов не получило распространения.

Особенности питательных насосов паровых котлов и их привода

В качестве питательных насосов котлов используют многоступенчатые насосы центробежного типа, рассчитанные на работу при высокой температуре питательной воды. Мощность их зависит от паропроизводительности котла и давления пара. Питательные насосы энергоблоков 300 – 1200 МВт имеют мощность от 12 до 42 МВт и составляют большую часть мощности системы СН блока.

Питательные насосы относятся к числу наиболее ответственных рабочих машин системы СН тепловых электростанций, так как они должны обеспечивать непрерывную подачу питательной воды в котлы с максимальной надежностью и экономичностью. В течение многих лет, пока максимальная мощность блочных агрегатов не превышала 200 МВт, а давление пара оставалось докритическим, для привода питательных насосов использовали асинхронные электродвигатели с частотой вращения 3000 об/мин. Насосы с приводом от паровых турбин применяли только в качестве резервных. При переходе к единичным мощностям блоков 300 МВт и более и закритическим давлениям пара резко выявились преимущества паротурбинного привода (турбопривода). Они заключаются в следующем:

1) питательный насос может быть выполнен с частотой вращения 8000 – 12 000 об/мин. Увеличение частоты вращения позволяет уменьшить число ступеней и размеры насоса;

2) мощность приводной турбины не ограничена, и ее экономичность увеличивается с увеличением мощности. Это позволяет иметь один питательный насос в блоке. При применении приводных асинхронных электродвигателей максимальная мощность питательного насоса ограничивается мощностью электродвигателя, которая не превышает 6 – 8 МВт;

3) увеличивается выдача электроэнергии от электростанции в энергосистему вследствие уменьшения нагрузки системы СН;

4) обеспечивается высокая экономичность регулирования производительности насоса при переменных нагрузках, поскольку частота вращения приводной турбины может быть плавно и экономично изменена в широких пределах;

5) значительно уменьшаются мощности трансформаторов системы СН электростанции и значение тока КЗ в сети собственных нужд;

6) при применении паротурбинного привода частота вращения питательного насоса, работающего с большим противодавлением, не зависит от частоты сети. Следовательно, при отклонениях частоты от номинального значения производительность питательных насосов не снижается.

Перечисленные преимущества паротурбинного привода питательных насосов мощных КЭС послужили основанием к отказу от электрического привода для питательных насосов блочных агрегатов мощностью 300 МВт и выше.

26.3. Системы собственных нужд тепловых электростанций

Рабочие машины системы СН тепловых электростанций удобно разделить на две неравные части: 1) рабочие машины, обеспечивающие работу главных агрегатов – котлов, паровых турбин, генераторов; 2) рабочие машины общестанционного назначения, не имеющие прямого отношения к работе главных агрегатов.

Основные рабочие машины и их привод

Питательные насосы котлов. Для блоков мощностью не более 200 МВт (давление 13 МПа) устанавливают питательные насосы с двумя электродвигателями – одним рабочим и одним резервным или двумя рабочими с произво-

дительностью по 50% без резерва. Для конденсационных блоков мощностью 300 МВт и теплофикационных мощностью 250 МВт устанавливают по одному питательному насосу с турбоприводом (турбонасос), а на блоках большей мощности – по два питательных турбонасоса, каждый на 50% номинальной подачи. Пар для приводной турбины берется из соответствующего отбора главной турбины. При этом возникают затруднения с пуском котла и блока в целом. Поэтому для блоков мощностью 250–300 МВт предусматривают по одному дополнительному питательному насосу с приводом от электродвигателя и с подачей, равной 50% подачи главного турбонасоса. На станциях с более мощными блоками сооружают особые пусковые котельные с соответствующим давлением пара или дополнительные паровые магистрали для подачи пара к питательному насосу от соседних блоков.

Тягодутьевые рабочие машины. Котлы, работающие с разряжением, имеют дутьевые вентиляторы, которые подают в топку воздух, необходимый для горения топлива, и дымососы, отсасывающие газообразные продукты сгорания. Вентиляторы и дымососы приводятся во вращение двухскоростными асинхронными двигателями типа ДАЗО или АО. Регулирование производительности достигается направляющими аппаратами в сочетании с переключением числа пар полюсов двухскоростных двигателей.

Для котлов, работающих при избыточном давлении, необходимость в дымососах отпадает, но значительно увеличивается мощность дутьевых вентиляторов. Поэтому для них оказывается экономически и технически оправданным турбопривод. Ввиду ответственности тягодутьевых рабочих машин на каждый котел предусматривают два комплекта рабочих машин (А и Б), каждый из которых рассчитан на 50–70% производительности котла.

Циркуляционные и конденсатные насосы обслуживают конденсатор турбины: циркуляционные насосы обеспечивают циркуляцию охлаждающей воды через трубки конденсатора, а конденсатные насосы отсасывают из него конденсат. Производительность конденсатных насосов мало зависит от нагрузки турбоагрегата, и поэтому для них не предусматривают специальных мер для регулирования. Производительность циркуляционных насосов приходится регулировать, так как расход охлаждающей воды в сильной степени зависит от ее температуры. Расчетная производительность определяется по летнему режиму работы, когда расход воды бывает максимальным.

На ТЭЦ обычно сооружают общестанционные насосные, и их производительность регулируют числом параллельно работающих циркуляционных насосов. На КЭС чаще сооружают отдельные насосные для каждого блока с установкой на них двух насосов осевого типа. При выходе из работы одного из насосов другой обеспечивает приблизительно 60% полного расхода циркуляционной воды. Подачу насосов регулируют поворотом лопастей рабочего колеса.

Конденсатные насосы отказывают чаще, чем питательные и циркуляционные, а стоимость их значительно меньше. Поэтому на каждый блок обычно предусматривают три насоса: два рабочих и один резервный, каждый рассчитан на 50% полной производительности.

Конденсатные и циркуляционные насосы приводят во вращение асинхронными двигателями вертикального исполнения. Для циркуляционных насосов часто применяют двухскоростные двигатели с короткозамкнутым ротором, что позволяет расширить пределы регулирования.

Рабочие машины топливоприготовления наиболее многочисленны на пылеугольных ТЭС: мельницы, мельничные вентиляторы, питатели пыли и др.

При применении шаровых барабанных мельниц предусматривают промежуточные бункера с запасом пыли для работы котла с номинальной паропроизводительностью в течение 2–2,5 ч. Это обеспечивает надежность подачи топлива в топку котла; регулирования производительности шаровых мельниц не требуется. При применении молотковых

мельниц количество их выбирают так, чтобы при выходе из работы одной из них оставшиеся в работе обеспечивали номинальную паропроизводительность котла. Регулирование производительности осуществляют изменением числа работающих мельниц. Таким образом, электроприводы мельниц допускают кратковременные перерывы электроснабжения.

Молотковые мельницы приводят во вращение асинхронными двигателями с двойной клеткой на роторе, что определяется тяжелыми условиями пуска мельниц. Для привода тихоходных шаровых мельниц используют синхронные двигатели с соответствующей частотой вращения.

Для регулирования подачи пыли в топку котла требуется широкое и плавное изменение частоты вращения питателей пыли. Такую возможность дают двигатели постоянного тока.

Рабочие машины системы смазки и регулирования турбины относятся к категории особо ответственных рабочих машин, так как при их отказах могут быть повреждены сама турбина или подшипники турбогенератора. Высокая надежность этих машин достигается резервированием самих машин и выбором соответствующих источников электроснабжения. Так, например, систему регулирования турбины 300 МВт обслуживают три маслонасоса: два взаимозаменяемых рабочих насоса имеют электропривод переменного тока, а третий – аварийный насос – имеет привод постоянного тока. Нормально работает один маслонасос с приводом переменного тока. При его отключении или опасном снижении давления масла в напорной линии автоматически без выдержки времени включается второй маслонасос, а через одну секунду дополнительно включается аварийный маслонасос с приводом постоянного тока и электроснабжением от независимого источника – аккумуляторной батареи.

Сетевые насосы входят в состав рабочих машин системы СН теплофикационных электростанций. Они обеспечивают циркуляцию горячей воды в отопительной системе. Приводом этих насосов служат асинхронные двигатели.

Электрические схемы системы собственных нужд КЭС

Поскольку технологическая схема и главная электрическая схема КЭС построены по блочному принципу без поперечных связей, схему системы СН целесообразно строить по тому же принципу. Это означает, что для электроснабжения системы СН каждого блока предусматривают отдельный рабочий трансформатор соответствующей мощности, который присоединяют к блокам на участке между генератором и повышающим трансформатором, как показано на рис. 26.10. Эти трансформаторы являются основными источниками электроснабжения системы СН блоков. Кроме рабочих трансформаторов необходимы один или два резервных трансформатора для замены рабочих трансформаторов в случае их повреждения. Они могут быть присоединены: а) к сборным шинам РУ среднего напряжения (110–220 кВ); б) к третичным обмоткам автотрансформатора связи; в) к токопроводам блоков при наличии выключателей у генераторов; г) к линиям 110–220 кВ от ближайших подстанций. Необходимы также резервные токопроводы 6–10 кВ, с помощью которых резервные трансформаторы могут быть присоединены к любой секции СН блоков.

Единичная мощность рабочих и резервных трансформаторов составляет 25–32 МВ · А и более. Их целесообразно иметь с расщепленными обмотками низшего напряжения (для ограничения тока КЗ в сети 6 кВ) и устройством РПН для регулирования напряжения.

Поскольку трансформаторы СН имеют расщепленные обмотки низшего напряжения, сборные шины 6 кВ блоков должны быть разделены на две секции, что соответствует двойному числу рабочих машин. Резервные токопроводы также удвоены. На станциях с большим числом блоков возможны режимы, при которых необходимо использовать одновременно два резервных трансформа-

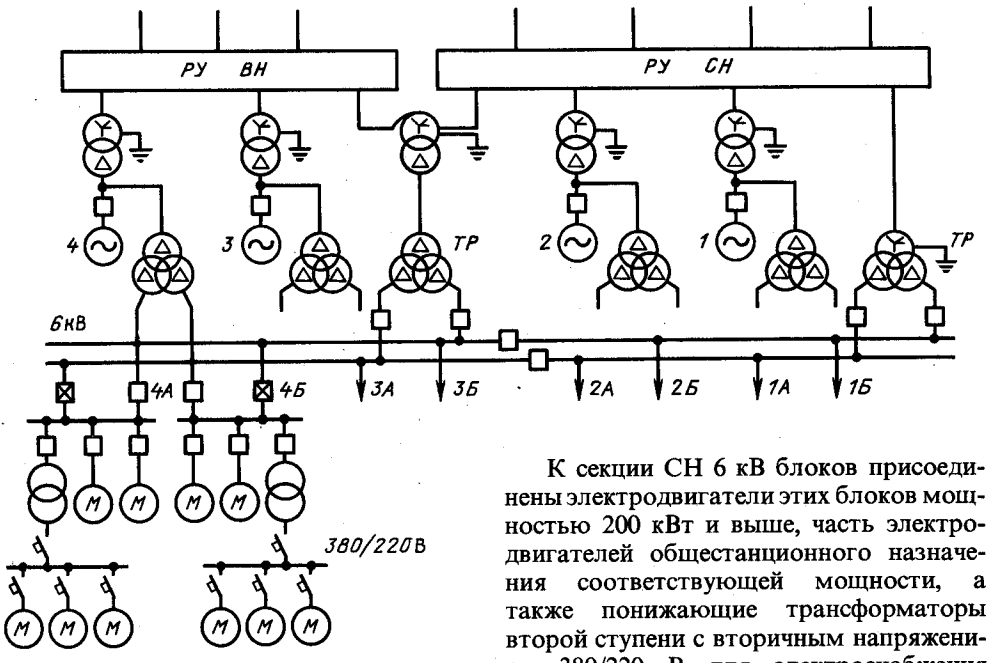


Рис. 26.10. Схема электроснабжения системы СН конденсационной электростанции

тора, например для замены рабочего трансформатора одного блока и пуска или останова другого блока. Чтобы исключить параллельную работу трансформаторов, недопустимую по току КЗ, резервные токопроводы секционируют выключателями через каждые два-три блока.

Схема на рис. 26.10 с выключателями у генераторов получила наибольшее применение. Преимущества ее перед схемой без выключателей у генераторов известны из предыдущего (§ 24.3). Особенность схемы заключается также в том, что один из резервных трансформаторов СН присоединен к сборным шинам среднего напряжения. Чтобы обеспечить возможность кратковременной параллельной работы этого трансформатора с одним из рабочих трансформаторов при переключении, схема и группа соединения обмоток резервного трансформатора должны быть согласованы со схемой и группой соединения рабочих трансформаторов (人/Δ/Δ, рис. 26.10).

К секции СН 6 кВ блоков присоединены электродвигатели этих блоков мощностью 200 кВт и выше, часть электродвигателей общестанционного назначения соответствующей мощности, а также понижающие трансформаторы второй ступени с вторичным напряжением 380/220 В для электроснабжения двигателей небольшой мощности и других приемников энергии.

Трансформаторы второй ступени, предназначенные для электроснабжения приемников энергии блоков, присоединены к секциям 6 кВ соответствующих блоков (4А, 4Б и т. д.); трансформаторы второй ступени с нагрузкой общестанционного назначения распределены равномерно между секциями. Резервные трансформаторы второй ступени присоединены так, чтобы исключить опасность одновременной потери рабочего и резервного трансформаторов (рис. 26.11). Для электроснабжения особо ответственных электроприемников предусмотрен независимый источник электроэнергии в виде дизель-генератора, который автоматически подключается к секциям с указанной нагрузкой.

Электрические схемы системы собственных нужд ТЭЦ

Электрическая схема системы собственных нужд ТЭЦ должна быть согласована с тепловой схемой станции. Для ТЭЦ с поперечными технологичес-

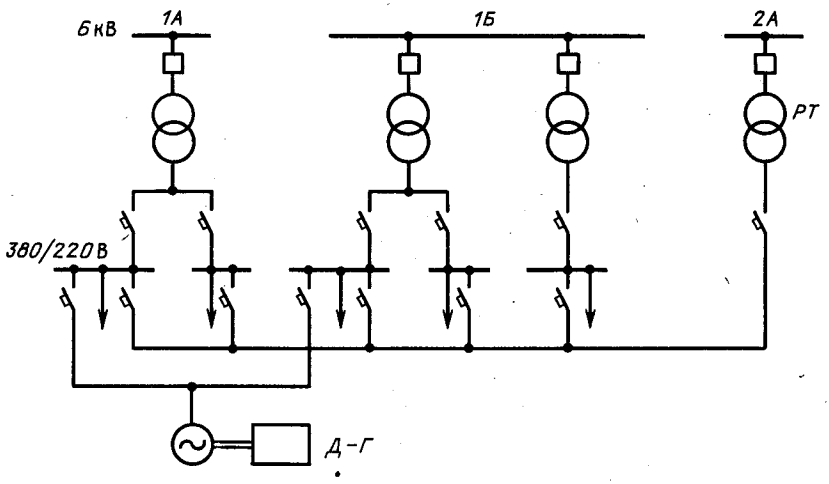


Рис. 26.11. Схема присоединения трансформаторов второй ступени к секциям СН 6 кВ

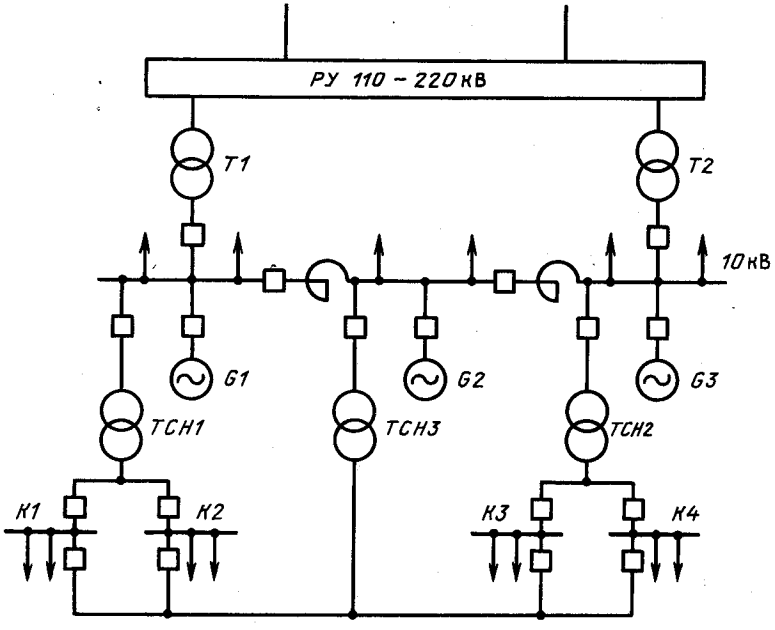


Рис. 26.12. Схема электроснабжения системы СН теплофикационной станции с поперечными связями в теплосиловой части

кими связями (без промежуточного перегрева пара) секционирование системы СН целесообразно осуществлять по числу котлов. В качестве примера на рис. 26.12 приведена электрическая схема ТЭЦ с тремя генераторами мощностью по 60 МВт и четырьмя котлоагрегатами соответствующей паропроизводительности. РУ собственных нужд 6 кВ состоит из четырех секций с питанием от двух рабочих и одного резервного трансформаторов. Основную нагрузку секций

составляют электродвигатели котельных агрегатов. Электродвигатели, обеспечивающие работу турбин, а также общестанционная нагрузка распределены между секциями. При такой схеме система СН обеспечена электроэнергией во всех режимах станции. Резервные трансформаторы необходимы лишь для замены рабочих трансформаторов в случае их повреждения. Поскольку функции резервных трансформаторов ограничены, достаточно иметь один резервный трансформатор. При числе рабочих трансформаторов более шести НТП рекомендуют установку двух резервных трансформаторов. Резервный трансформатор должен быть присоединен так, чтобы исключить возможность одновременной потери рабочего и резервного трансформаторов. Последний может быть присоединен к одной из секций главного РУ, свободной от рабочего трансформатора, или к трансформатору связи ТЭЦ с системой на участке между трансформатором и выключателем (см. рис. 24.6).

На ТЭЦ с агрегатами блочного типа систему СН выполняют аналогично рассмотренным выше схемам СН КЭС.

Определение номинальной мощности трансформаторов

Номинальную мощность рабочих трансформаторов системы СН ТЭС выбирают в соответствии с их максимальной нагрузкой. Перегрузка рабочих трансформаторов не допускается. Определение максимальной нагрузки трансформатора представляет значительные трудности, поскольку далеко не все присоединенные к ним электродвигатели работают постоянно. Некоторые электродвигатели работают периодически, другие являются резервными. Нагрузка отдельных электродвигателей может в процессе эксплуатации изменяться. Это относится, например, к электродвигателям вентиляторов и дымососов, нагрузка которых зависит от степени износа лопаток рабочих машин, загрязнения газоходов и др. Коэффициент мощности и КПД электродвигателей зависят от их нагрузки. Поэтому при определении номинальной мощности трансформаторов проектные организации используют опыт эксплуатации электростанций соответствующих типов и вводят ряд эмпирически установленных коэффициентов.

Расчетную мощность трансформаторов первой ступени, МВ · А, определяют из выражения

$$S_{\text{I}} = 0{,}9\left(\sum P_{\text{д}} + \sum S_{\text{т.ном}}\right), \quad (26.13)$$

где $\sum P_{\text{д}}$ – сумма расчетных мощностей на валу электродвигателей, присоединенных к трансформатору, МВт; $\sum S_{\text{т.ном}}$ – сумма номинальных мощностей присоединенных трансформаторов второй ступени, МВ · А; 0,9 – коэффициент, учитывающий одновременность работы, нагрузку, коэффициент мощности, КПД электродвигателей и других приемников энергии.

Расчетную мощность трансформаторов второй ступени, кВ · А, определяют из следующего выражения:

$$S_{\text{II}} = 0{,}75\sum P'_{\text{д}} + \sum P''_{\text{д}} + 0{,}2\sum P_{\text{д.з}} + 0{,}9P_{\text{осв}}, \quad (26.14)$$

где $\sum P'_{\text{д}}$ и $\sum P''_{\text{д}}$ – суммы расчетных мощностей, кВт, электродвигателей мощностью соответственно более и менее 75 кВт; $\sum P_{\text{д.з}}$ – сумма мощностей электродвигателей задвижек, кВт; $P_{\text{осв}}$ – мощность, необходимая для освещения, кВт.

Номинальную мощность резервных трансформаторов первой ступени СН выбирают в соответствии с условиями их использования, а именно: на ТЭЦ, а также на КЭС при наличии выключателей у генераторов мощность рабочих и резервных трансформаторов выбирают одинаковой.

26.4. Системы собственных нужд атомных электростанций

Система обеспечения безопасности АЭС

При проектировании и эксплуатации АЭС важнейшей проблемой является обеспечение безопасности, поскольку на АЭС существует потенциальная возможность выделения в окружающую среду

радиоактивных веществ. Атомная электростанция считается безопасной, если обеспечена надежная защита обслуживающего персонала от облучения, а окружающей среды – от загрязнения радиоактивными веществами. Защита должна исключить возможность превышения установленных норм радиации как при нормальной эксплуатации АЭС, так и в аварийных ситуациях. Вокруг АЭС создается санитарно-защитная зона, размеры которой зависят от параметров реакторов и местных климатических, метеорологических и топографических условий. В санитарной зоне запрещается размещать населенные пункты.

Для того чтобы радиоактивные продукты, образующиеся в реакторе, не распространялись во внешнюю среду, предусматривают не менее трех защитных барьеров. Первый барьер – это металлические оболочки твэлов, которые препятствуют выходу радиоактивных продуктов в контур циркуляции теплоносителя. При нормальном состоянии оболочек твэлов радиоактивная загрязненность теплоносителя очень мала. Радиоактивные вещества, проникшие в теплоноситель, удерживаются вторым барьером – прочными герметичными оболочками трубопроводов и оборудования первого контура. И, наконец, в случае утечек из первого контура радиоактивный теплоноситель попадает в герметичные изолированные помещения – боксы, в которых размещаются оборудование и трубопроводы первого контура. Это – зона строгого режима.

Производственные помещения, в которых персонал может находиться неограниченное время, составляют зону свободного режима. К ним в первую очередь следует отнести машинный зал двухконтурных и трехконтурных АЭС. Контроль за радиационной обстановкой на АЭС и в окружающей среде несет специальная служба дозиметрического контроля.

Управляемую и надежно контролируемую цепную реакцию в ядерном реакторе обеспечивает система управления и защиты реактора с соответствующими контрольно-измерительными приборами и автоматическими устройствами. При этом предполагается надежная работа всех рабочих машин, обслуживающих контур циркуляции теплоносителя, и в первую очередь – главных циркуляционных насосов (ГЦН).

В процессе нормальной эксплуатации АЭС неизбежны побочные отходы, которые тоже могут содержать радиоактивные вещества: жидкие – вода системы дезактивации оборудования, трубопроводов внутренних поверхностей помещений первого контура, сточные воды спецпрачечных и т. п.; твердые – демонтированные детали и оборудование первого контура, инструмент и обтирочный материал, спецодежда и т. д.

Для сбора и транспортировки радиоактивных жидких стоков к местам хранения или переработки прокладывается сеть спецканализации с соответствующими насосами.

Специальная приточно-вытяжная вентиляция очищает воздух в зоне строгого режима. На выходе из вентиляционной системы очищенный воздух выбрасывается в верхние слои атмосферы через вентиляционную трубу.

В аварийных ситуациях вероятность выброса радиоактивных веществ резко возрастает. Такие аварийные режимы могут возникать при местном разрыве главного циркуляционного контура, при отключении всех ГЦН, при аварийном останове ядерного реактора, при внешних событиях типа стихийных бедствий (пожар, наводнение, землетрясение) и т п. Опасность такого рода аварий заключается в разгерметизации реактора с выбросом радиоактивных веществ в зону свободного режима и окружающую среду. За максимальную проектную аварию принимается полный разрыв главного циркуляционного контура. При этом резко сокращается циркуляция теплоносителя через активную зону реактора, что может вызвать расплавление оболочек твэлов и их разгерметизацию.

В аварийных ситуациях, как правило, дается автоматическая команда на аварийный останов реактора. Однако при этом в реакторе сохраняется остаточное тепловыделение за счет продол-

жающегося радиоактивного распада продуктов деления, поэтому возможна разгерметизация оболочек твэлов. Чтобы исключить эту опасность, необходим надежный отвод остаточного тепловыделения при любом состоянии электрической части АЭС.

Безопасность АЭС в аварийных ситуациях обеспечивается с помощью защитных и локализующих устройств. В состав защитных устройств входят система аварийной защиты и аварийной остановки реактора, система аварийного охлаждения активной зоны реактора (САОАЗ), система охлаждения и снижения давления в помещениях реакторного контура и т. д.

В качестве примера на рис. 26.13 показана упрощенная схема системы аварийного охлаждения активной зоны водо-водяного корпусного реактора типа ВВЭР-1000 (для одной петли). Действие системы основано на быстром вводе борного раствора в активную зону реактора при появлении в нем утечки теплоносителя. Бор хорошо поглощает тепловые нейтроны, т. е. уменьшает количество нейтронов, участвующих в процессе деления в активной зоне реактора.

Система аварийного охлаждения состоит из двух частей: пассивной – гидроаккумуляторов *1*, не требующих каких-либо источников энергии, и активной – аварийных насосов высокого *2* и низкого *3* давления с соответствующими баками *4* и *5* борного раствора. Всего на реактор устанавливают три такие независимые системы, причем каждая из них обеспечивает 100% расчетной производительности.

В начальный период – до включения аварийного источника энергии – необходимое количество воды подают в активную зону гидроаккумуляторы *1*, в которых нужное давление создается и поддерживается азотной подушкой. После включения аварийного источника энергии приходят в действие насосы высокого давления *2*, которые впрыскивают концентрированный борированный раствор из бака *4* в активную зону реактора (имеются три независимых канала связи с первым контуром). Одно-

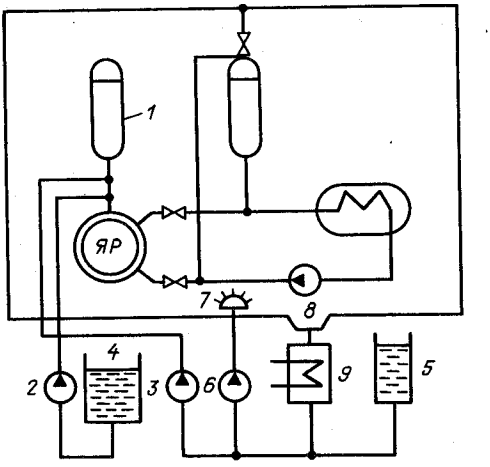


Рис. 26.13. Упрощенная схема системы аварийного охлаждения активной зоны водо-водяного корпусного реактора типа ВВЭР-1000

временно автоматически включаются насосы низкого давления *3*, которые подают холодный борный раствор из бака *5* в реакторный контур с помощью спринклерного насоса *6* в сопла *7*. Струи раствора, разбрызгиваемые соплами, предотвращают повышение давления под защитной оболочкой. Собирающаяся в приямках *8* вода через теплообменник *9* теми же насосами снова закачивается в контур и в спринклерное устройство. Насосы низкого давления обеспечивают надежный отвод тепловыделений в послеаварийный период.

Из изложенного видно, что безопасность АЭС обеспечивается рядом систем, в состав которых входят рабочие агрегаты, нуждающиеся в особо надежном электропитании.

Классификация потребителей системы собственных нужд АЭС

В соответствии с предъявляемыми требованиями в отношении надежности электроснабжения потребители СН АЭС разделяются на три группы: I – особо ответственные потребители, не допускающие перерывов питания и требующие обязательного питания после срабатывания аварийной защиты; II – особо ответственные потребители, допускающие

перерыв питания на время 1—3 мин, что позволяет осуществить автоматический ввод резервного питания от автономного источника; они также требуют питания после срабатывания аварийной защиты; III — потребители, не предъявляющие повышенных требований к надежности электроснабжения.

В состав потребителей группы I входят электроприемники системы управления и защиты реактора (СУЗ), системы контроля и измерений реактора (КИП), системы дозиметрического контроля за содержанием радиоактивных излучений, системы памяти и логики информационно-вычислительной части АСУ ТП, аппаратура управления и автоматики, система аварийного останова реактора (САОР), двигатели аварийных масляных насосов системы регулирования и смазки турбины и т. п. Перечисленные электроприемники имеют небольшие единичные мощности и нуждаются в источниках энергии трехфазного переменного тока 380—660 В и постоянного тока 220 В.

К группе II потребителей относятся электродвигатели насосов, обслуживающих первый радиоактивный контур и его вспомогательные устройства; электродвигатели САОР; электроприемники ответственных вспомогательных систем, участвующих в обеспечении безопасности АЭС, — спецвентиляции, аварийного освещения, противопожарной защиты; электродвигатели аварийных питательных насосов и технической воды; электроприводы быстродействующих клапанов и арматуры САОР и т. д. Поскольку диапазон единичных мощностей указанных электроприемников довольно широк, для их электроснабжения необходимо предусмотреть два уровня напряжения трехфазного переменного тока: 6—10 кВ для питания мощных двигателей и 380—660 В для двигателей малой мощности и прочих электроприемников этой группы.

Потребители группы III аналогичны электроприемникам СН ТЭС. Их электроснабжение осуществляют на двух ступенях напряжения трехфазного переменного тока: 6—10 кВ и 380—660 В.

Главные циркуляционные насосы и газодувки

Мощными рабочими машинами на АЭС являются главные циркуляционные насосы для реакторов с водяным и жидкометаллическим теплоносителями и газодувки для реакторов с газовым заполнителем.

Число ГЦН зависит от типа реакторов: для реакторов типа ВВЭР число ГЦН соответствует числу петель (4 петли у ВВЭР-1000), для реакторов типа РБМК-1000 предусмотрено по 4 ГЦН на каждую половину, т. е. всего 8, причем все ГЦН каждой половины работают с общими всасывающими и напорными коллекторами. Ответственность этих машин весьма велика: они должны обеспечить непрерывную циркуляцию теплоносителя через активную зону реактора не только в нормальном режиме, но и в режиме аварийного расхолаживания.

Главные циркуляционные насосы приводятся во вращение асинхронными двигателями с короткозамкнутым ротором типа ВДА, ВАЗ (реакторы типа ВВЭР и РБМК) или с фазным ротором типа ВАКЗ (реактор типа БН-600). Для питания этих электродвигателей требуется напряжение переменного тока 6 или 10 кВ.

В начале развития атомной энергетики мощности ядерных блоков были невелики и основное требование, которое предъявлялось к ГЦН, сводилось к исключению протечек. В этих условиях применялись ГЦН, у которых насос, подшипники и электродвигатель заключались в общий герметизированный корпус. Конструкция получалась дорогой, сложной, с низким КПД (50—65%) и малой инерционностью. Последнее приводило к тому, что на циркуляцию теплоносителя сильно влияли нарушения нормального электропитания приводных двигателей. Поэтому выдвигалось требование, чтобы питание не прерывалось на время более 1 с. С ростом мощностей ядерных блоков изменилось и конструктивное решение ГЦН. В настоящее время применяют ГЦН с выносным электродвигателем обычного ис-

полнения, с механическим уплотнением вала, с контролируемыми утечками. Агрегаты получаются приблизительно вдвое дешевле герметичных, а их КПД на 12—15% больше; значительно возрастает инерционность, которую дополнительно увеличивают с помощью маховика, устанавливаемого на валу агрегата. Момент инерции агрегата получается в 3—4 раза больше, чем агрегата общепромышленного назначения на те же параметры. Все это позволяет выполнить требование НТП, согласно которому собственного выбега агрегата должно быть достаточно для сохранения номинальной мощности реактора в течение 2—3 с при переходных режимах на станции и в энергосистеме. В случае полного исчезновения напряжения на АЭС инерционность агрегата ГЦН обеспечивает переход на естественную циркуляцию теплоносителя. Это возможно при небольших нагрузках СН и отключении его от сети.

Современные конструкции ГЦН обеспечивают на выбеге в течение 30 с необходимую принудительную циркуляцию теплоносителя. Если в течение этого времени электропитание привода будет восстановлено, энергоблок будет сохранен в работе. В противном случае подключается система аварийного охлаждения активной зоны реактора. Продолжительность работы ГЦН до полного его останова составляет около 130 с. Большая инерционность ГЦН с выносными электродвигателями позволяет осуществлять электроснабжение последних при напряжении 6—10 кВ совместно с электродвигателями группы III.

Источники энергии системы собственных нужд АЭС

Наличие на АЭС особо ответственных электроприемников, требующих повышенной надежности электроснабжения, определяет необходимость трех источников питания: ими являются генераторы АЭС, энергосистема, с которой АЭС должна иметь связь не менее чем по трем линиям, и автономный аварийный источник.

Нормальное электроснабжение СН осуществляют от генераторов через трансформаторы СН, подключаемые на ответвлении от них. Выключатель у генераторов обязателен. В случае исчезновения рабочего питания, не связанного с полной потерей напряжения на АЭС, резервирование электроснабжения СН происходит от энергосистемы через соответствующие резервные трансформаторы. Места их присоединения и число выбирают так же, как на ТЭС.

Для электроприемников группы III достаточно использовать только источники нормального рабочего и резервного питания, тогда как электроприемники групп I и II требуют еще третьего независимого источника питания — аварийного резервного. В качестве такого на АЭС применяют аккумуляторные батареи, автоматизированные дизель-генераторы, газотурбинные установки, или используют энергию выбега турбогенераторов. На отечественных АЭС наибольшее применение получили аккумуляторные батареи (для электроприемников группы I) и дизель-генераторы (для потребителей группы II). Каждая из трех систем безопасности имеет свои автономные источники питания.

Схемы электроснабжения системы собственных нужд АЭС

Ниже в качестве примеров рассмотрены схемы электроснабжения системы СН дубль-блока с реактором типа РБМК-1000 и моноблока с реактором типа ВВЭР-1000.

Дубль-блок с канальным водографитовым реактором типа РБМК-1000 включает в себя два турбоагрегата с генераторами типа ТВВ-500-2. Оба генератора соединены по схеме укрупненного блока с трансформаторной группой мощностью 3·417 МВ·А (рис. 26.14). В цепи каждого генератора установлено по два последовательно включенных выключателя, между которыми имеются ответвления для рабочих трансформаторов СН мощностью по 63 МВ·А. Выключатель *Q1* используется при нормальных пусках и остановах блока, а вы-

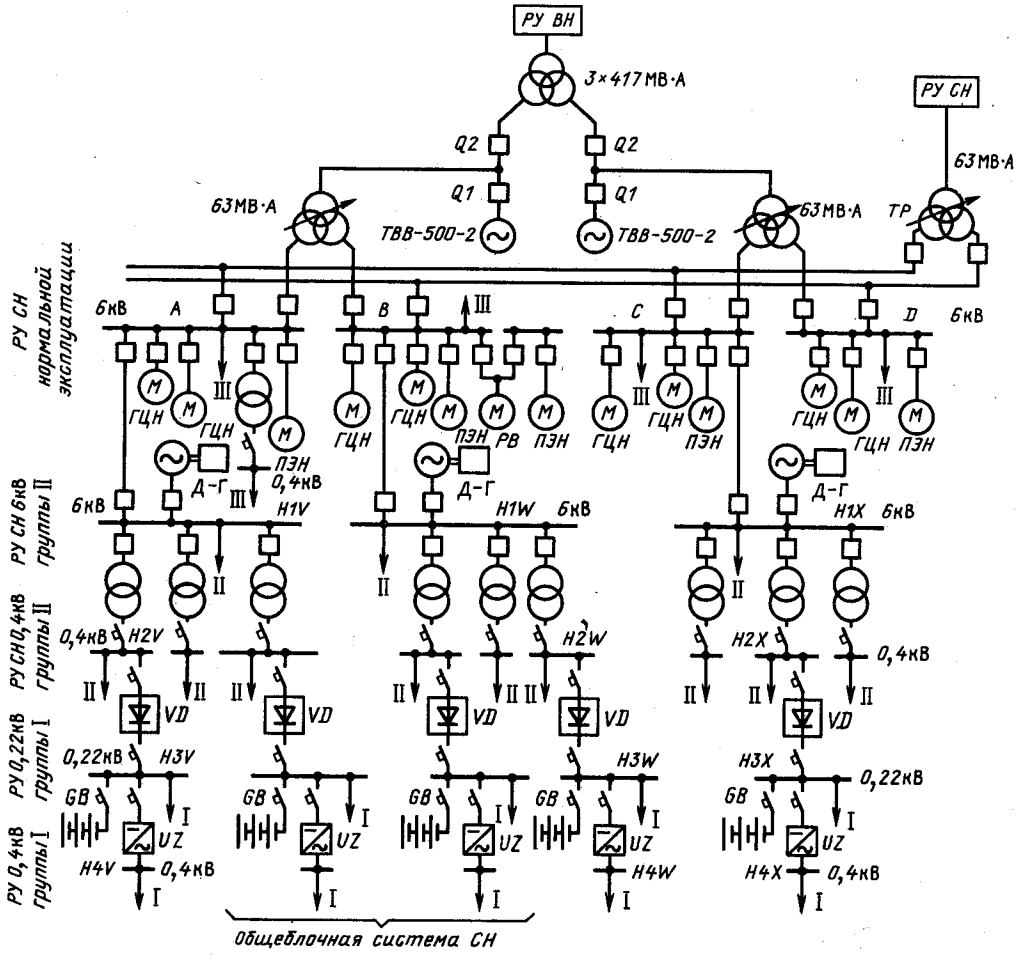


Рис. 26.14. Схема электроснабжения системы СН блока АЭС с реактором типа РБМК-1000

ключатель *Q2* дает возможность использовать энергию выбега турбоагрегатов для аварийного расхолаживания реактора.

Моноблок с корпусным водо-водяным реактором типа ВВЭР-1000 и турбогенератором типа ТВВ-1000-4 имеет один генераторный выключатель и два трансформатора СН (рис. 26.15). Трансформатор мощностью 63 МВ·А предназначен для электроснабжения потребителей СН блока, а трансформатор мощностью 25 МВ·А – для электроприемников общестанционного назначения.

В системе СН АЭС следует различать: РУ СН 6 кВ и 380 В нормальной эксплуатации, от которых питаются потребители группы III и ГЦН; РУ надежного питания 6 кВ и 380 В переменного тока и 220 В постоянного тока – для электроснабжения особо ответственных потребителей групп I и II. Количество секций РУ 6 кВ нормальной эксплуатации выбирают в зависимости от числа ГЦН. Нормы технологического проектирования рекомендуют подключать к одной секции не более двух ГЦН при общем их числе на блок от шести до восьми и не более одного ГЦН при четырех и менее ГЦН на блок. Отключение одной секции при этом не приводит к снижению нагрузки реактора.

В рассматриваемых примерах согласно указанным рекомендациям РУ 6 кВ блока имеют по четыре секции — *A, B, C* и *D*. Реактор типа РБМК-1000 имеет восемь ГЦН, и, следовательно, к каждой секции РУ 6 кВ подключается по два ГЦН (рис. 26.14). Циркуляцию теплоносителя в реакторе типа ВВЭР-1000 обеспечивают четыре ГЦН и, следовательно, на каждую секцию РУ 6 кВ приходится по одному ГЦН (рис. 26.15).

Для реактора типа РБМК-1000 применены питательные насосы с электроприводом (4 рабочих и 1 резервный). Для реактора типа ВВЭР-1000 предусмотрены питательные насосы с турбоприводом, что заметно снижает нагрузку системы СН. В обеих схемах предусмотрены резервные трансформаторы мощностью по 63 МВ·А.

Распределительные устройства и сети

Для электроснабжения особо ответственных электроприемников групп I и II на АЭС сооружают особые секционированные РУ надежного питания. Количество секций соответствует числу систем безопасности АЭС, принятому в технологической части. В настоящее время приняты три системы безопасности с соответствующим разделением РУ СН надежного питания на три части: *V, W* и *X* (рис. 26.14 и 26.15).

Для питания электродвигателей мощных рабочих машин группы II сооружаются секции *H1* надежного питания 6 кВ (*H1V, H1W, H1X*); к ним через соответствующие трансформаторы присоединяют секции *H2* надежного питания 380 В (*H2V, H2W* и *H2X*), от которых происходит электроснабжение остальных приемников группы II.

В нормальном режиме на секции надежного питания *H1* энергия подается от секций *A, B, C* распределительного устройства 6 кВ нормальной эксплуатации, с которыми они связаны через два последовательно включенных выключателя.

Независимыми источниками энергии для потребителей группы II служат дизель-генераторы, как показано на рисунке. Поскольку электроприемники группы II допускают кратковременный перерыв питания, применены дизель-генераторы, которые могут быть быстро введены в работу.

В аварийных ситуациях секции *H1* надежного питания отделяются от секций РУ нормальной эксплуатации. Наличие двух последовательно включенных секционных выключателей обеспечивает надежное отделение секции *H1* даже в случае отказа одного из выключателей. Устройство АВР включает дизель-генераторы.

Время от начала пуска до готовности к принятию нагрузки составляет 15—20 с для агрегатов мощностью 500 кВт и около 40 с для агрегатов 1800 кВт. Набор нагрузки происходит ступенями в очередности, диктуемой требованиями технологического процесса аварийного охлаждения реактора.

Электроснабжение потребителей постоянного тока группы I осуществляют от секций *H3* надежного питания 220 В (*H3V, H3W, H3X*), а потребителей переменного тока группы I — от секций *H4* надежного питания 380 В (*H4V, H4W, H4X*). Независимыми источниками энергии служат аккумуляторные батареи *GB*.

В нормальном режиме секции *H3* и *H4* питаются от секций *H2* потребителей группы II, т. е. рабочим источником энергии для электроприемников группы I служит генератор. Через выпрямители *VD* происходит подзарядка аккумуляторной батареи, питание электроприемников постоянного тока группы I, а через автоматический инвертор *UZ* питание нагрузки 380 В группы I. Таким образом, имеет место последовательное выпрямление и инвертирование тока для передачи мощности от шин *H2* к шинам *H4*.

В аварийных условиях, когда напряжение на шинах *H2* исчезает, потребители группы I продолжают получать питание от аккумуляторной батареи, которая переходит из режима подзаряда в режим разряда. Электроприемники постоянного тока получают питание от

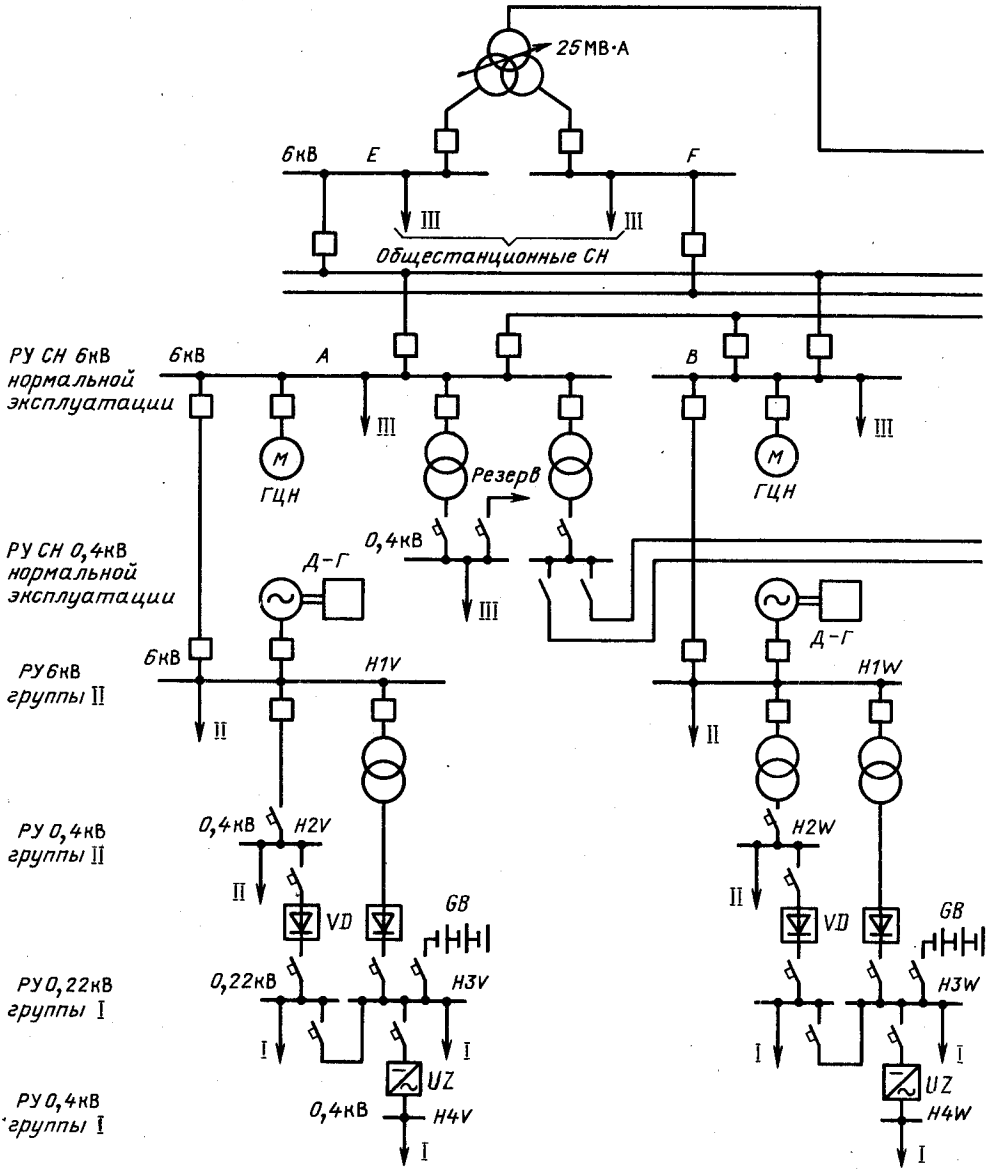
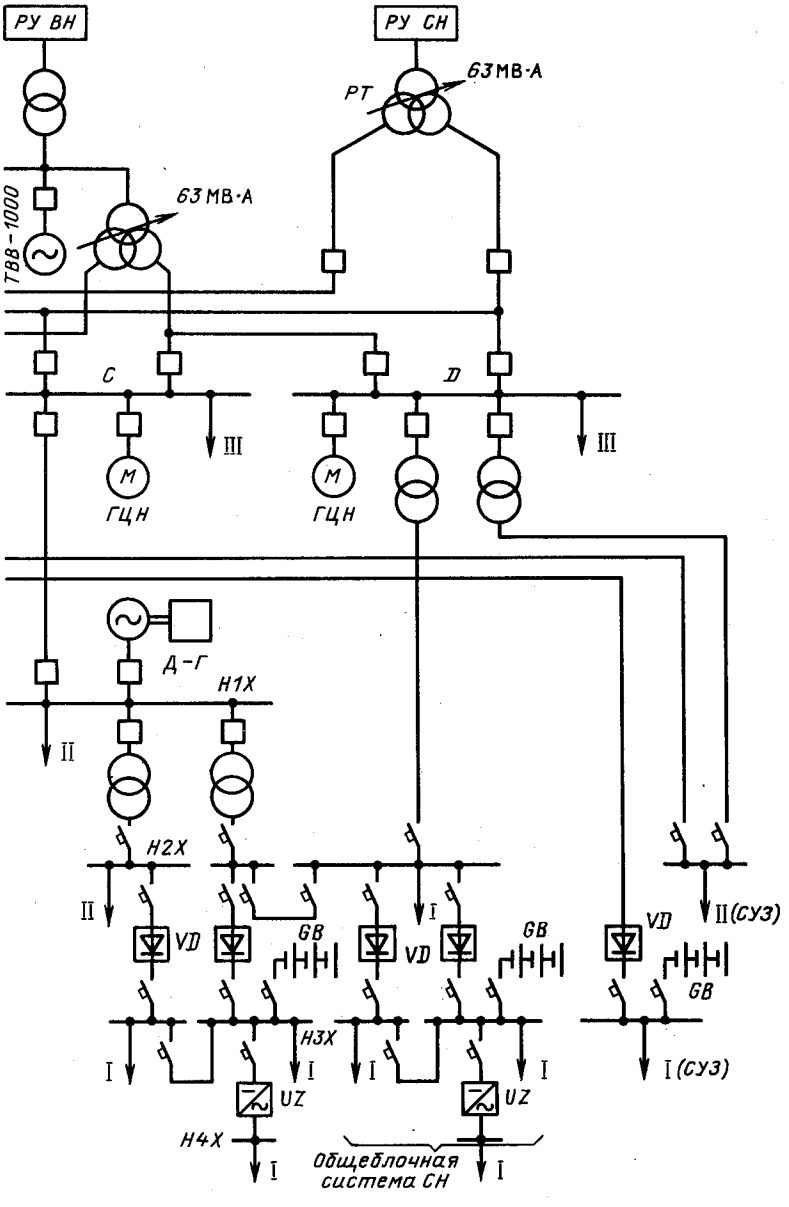


Рис. 26.15. Схема электроснабжения системы СН

аккумуляторной батареи непосредственно, а электроприемники переменного тока (шины *H4*) — через инвертор. Благодаря выпрямителям прямая связь между шинами *H3* постоянного тока и шинами *H4* переменного тока отсутствует.

26.5. Системы собственных нужд гидростанций и гидроаккумулирующих станций

Электроприемники собственных нужд ГЭС по аналогии с ТЭС удобно разделить на агрегатные, которые обслуживают гидроагрегаты и располо-



блока АЭС с реактором типа ВВЭР-1000

жены около них, и общестанционного назначения, которые размещены по всей территории ГЭС. Кроме того, к РУ системы собственных нужд ГЭС могут быть присоединены потребители энергии, не имеющие прямого отношения к станции, но расположенные вблизи нее. Сюда относятся судоходный шлюз, поселок для обслуживающего персонала и др.

Наиболее ответственными рабочими машинами на ГЭС являются насосы системы регулирования и смазки гидротурбин, насосы технического водоснаб-

жения, насосы и вентиляторы системы охлаждения генераторов и трансформаторов, вспомогательные устройства системы возбуждения генераторов, пожарные насосы. Допустимая продолжительность перерыва питания ответственных электродвигателей и вспомогательных устройств составляет от долей секунды (вспомогательные устройства системы возбуждения генераторов, водяная смазка подшипников) до нескольких минут (масляные насосы системы регулирования турбин). Следовательно, все приемники электроэнергии СН ГЭС, за исключением системы управления, релейной защиты, автоматики и связи, допускают кратковременный перерыв электроснабжения в течение времени действия АВР.

В отличие от паротурбинных агрегатов система СН гидроагрегатов не нуждается в электроэнергии в процессе их останова при внезапном отключении, так как маслонапорная установка имеет достаточный запас энергии, чтобы закрыть направляющий аппарат и затормозить агрегат. Рабочие машины ГЭС не требуют регулирования производительности. Для привода их применяют исключительно асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором. В отличие от тепловых станций, где основную нагрузку системы СН составляют электродвигатели большой мощности, на гидростанциях применение имеют в основном электродвигатели небольшой мощности, которые целесообразно присоединять к сети 380/220 В. Так же как на тепловых станциях, основными источниками электроэнергии для системы СН ГЭС являются генераторы и электрическая система. В качестве независимых источников энергии для электроснабжения системы управления, релейной защиты, автоматики и связи предусматривают аккумуляторные батареи.

Ниже рассмотрены характерные варианты схем электроснабжения системы собственных нужд ГЭС.

На ГЭС малой мощности нагрузка системы СН невелика; приемники энергии размещены на небольшой площади. В этих условиях целесообразно иметь сеть собственных нужд одной ступени напряжения 380/220 В. В качестве примера на рис. 26.16 приведена схема собственных нужд ГЭС с двумя укрупненными блоками. Здесь предусмотрены два трансформатора СН, присоединен-

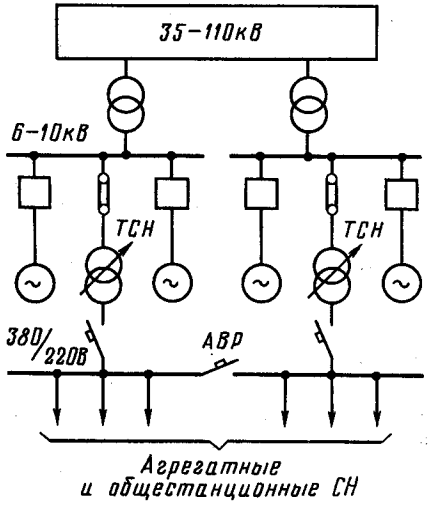


Рис. 26.16. Схема электроснабжения системы СН гидростанции малой мощности

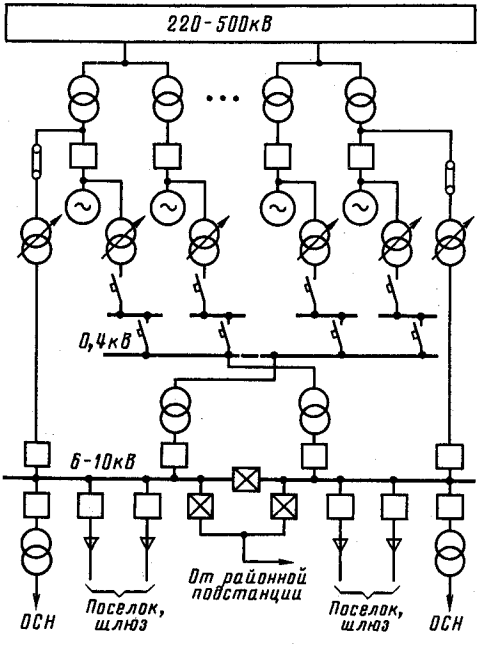


Рис. 26.17. Схема электроснабжения системы СН многоагрегатной гидростанции

ных к сборкам генераторов. Мощность каждого трансформатора выбрана достаточной для обеспечения всей нагрузки.

На гидростанциях с большим числом агрегатов относительно большой мощности электроснабжение агрегатных и общестанционных приемников электроэнергии от общей сети нецелесообразно. В этих условиях применение получили схемы с двумя ступенями напряжения, а именно 6—10 кВ для мощных электроприемников общестанционного назначения и местной нагрузки и 380/220 В для электродвигателей системы СН гидроагрегатов (рис. 26.17). Трансформаторы, предназначенные для электроснабжения электродвигателей системы СН гидроагрегатов, имеют небольшую мощность. Целесообразно применение трансформаторов без масла с сухой изоляцией. Они присоединены к токопроводам генераторов на участках между генераторами и выключателями. Для их резервирования предусмотрены два трансформатора такой же мощности, присоединенные к сборным шинам РУ 6—10 кВ.

Для электроснабжения приемников общестанционного назначения и местной нагрузки предусмотрены два трансформатора соответствующей мощности с вторичным напряжением 6—10 кВ, присоединенные к блочным агрегатам на участках между выключателем и повышающим трансформатором. При наличии укрупненных блоков эти трансформаторы могут быть присоединены к сборкам генераторов. Мощность каждого трансформатора выбирают достаточной для обеспечения всей присоединенной нагрузки. Сборные шины 6—10 кВ секционируют через выключатели, нормально отключенные.

На многих ГЭС для резервирования системы СН предусмотрены линии, связывающие ГЭС с одной из близлежащих подстанций.

Схемы электроснабжения системы собственных нужд ГАЭС практически не отличаются от аналогичных схем ГЭС. Исключение составляют ГАЭС с обратимыми агрегатами, для пуска которых используют вспомогательные разгонные двигатели с напряжением 6 кВ. Эти двигатели являются самыми мощными электроприемниками системы СН. Они подключаются к РУ 6 кВ, как показано на рис. 24.11. Остальные электроприемники имеют относительно небольшую мощность и присоединяются к сети 380/220 В через понижающие трансформаторы.

26.6. Система собственных нужд подстанций

Приемниками энергии системы СН подстанций являются: электродвигатели системы охлаждения трансформаторов и синхронных компенсаторов; устройства обогрева масляных выключателей и шкафов с установленными в них электрическими аппаратами и приборами; электродвигатели компрессоров, снабжающих воздухом воздушные выключатели и пневматические приводы; электрическое отопление и освещение; система пожаротушения. Наиболее ответственными приемниками электроэнергии системы СН являются приемники систем управления, телемеханики и связи, электроснабжение которых может быть осуществлено или от сети переменного тока через стабилизаторы и выпрямители, или от независимого источника энергии — аккумуляторной батареи. В последнем случае должны быть предусмотрены преобразователи для заряда батареи.

Для электроснабжения потребителей системы СН подстанций предусматривают трансформаторы с вторичным напряжением 380/220 В. Они могут быть присоединены к сборным шинам РУ 6—10 кВ. Однако такая схема обладает недостатком, который заключается в нарушении электроснабжения системы СН при повреждениях в РУ. Поэтому трансформаторы СН предпочитают присоединять к выводам низшего напряжения главных трансформаторов — на участках между трансформатором и выключателем.

Глава двадцать седьмая

УСТАНОВКИ ПОСТОЯННОГО ТОКА С АККУМУЛЯТОРНЫМИ БАТАРЕЯМИ

27.1. Назначение аккумуляторных батарей

Аккумуляторные батареи являются независимыми источниками энергии в системах собственных нужд станций и подстанций. Основное их назначение заключается в питании систем управления, автоматики, сигнализации, связи, а также электроснабжении особо ответственных рабочих машин и сети освещения при нарушении нормальной работы установки в течение времени, необходимого для восстановления нормальной работы.

На ТЭС обычно предусматривают аккумуляторную батарею на каждый блок или на два блока и еще одну батарею для главного щита управления. На АЭС число аккумуляторных батарей значительно больше. На гидростанциях в зависимости от установленной мощности ограничиваются одной или двумя батареями. На мощных подстанциях также предусматривают аккумуляторные батареи.

27.2. Устройство свинцово-кислотных аккумуляторов и их установка

Свинцово-кислотный аккумулятор состоит из следующих основных частей: положительных и отрицательных пластин, сепараторов, сосуда и электролита. Активными веществами, участвующими в электрохимических реакциях, являются перекись свинца PbO_2 на положительных пластинах, губчатый свинец Pb на отрицательных пластинах и раствор серной кислоты в воде. Перекись свинца и губчатый свинец имеют кристаллическое строение и непрочны; они удерживаются на основе в виде каркаса из свинца или сплава свинца с сурьмой.

Пластины. Ниже рассмотрены аккумуляторы с намазными пластинами, получившие применение на станциях. Намазная пластина имеет каркас – решетку из сплава свинца с сурьмой, на которую накладывают массу, состоящую из окислов свинца (глета PbO и сурика Pb_3O_4) и свинцового порошка, смешанного с разведенной кислотой. Массу наносят на каркас пластины, где она постепенно затвердевает. Пластины просушивают и далее подвергают формированию.

Формированием называют электрохимический процесс, при котором на положительных пластинах происходит дальнейшее окисление наложенных на каркас окислов до перекиси свинца, а на отрицательных пластинах – их восстановление до металлического свинца. Формирование пластин производят обычно на заводе. В процессе формирования активная масса пластин приобретает пористость, вследствие чего электролит получает доступ внутрь активной массы, что важно для работы аккумулятора.

Положительные и отрицательные пластины собирают в блоки. Число пластин в блоке определяется емкостью аккумулятора. Все соединения осуществляют пайкой. Между пластинами помещают изолирующие кислотоустойчивые пористые прокладки – сепараторы, которые позволяют установить постоянные расстояния между пластинами и предупредить их соприкосновение, возможное в случае коробления, опадания кусков активной массы и других ненормальных явлений. Сепараторы изготовляют из стекловойлока и перфорированной пластмассы.

Электролит. В качестве электролита в аккумуляторах используют водный раствор серной кислоты. Для приготовления электролита применяют кислоту, отвечающую определенным требованиям, и дистиллированную воду. Вредные примеси вызывают коррозию каркаса пластин, разрушают сепараторы и увеличивают саморазряд пластин обеих полярностей.

Исключительно важно, чтобы электролит содержал нужное количество кислоты. О содержании кислоты в растворе принято судить по его относитель-

ной плотности — отношению массы раствора к массе чистой воды такого же объема и при той же температуре. Плотность электролита убывает с возрастанием температуры. Поэтому указывают, к какой температуре она отнесена. Обычно за базисную температуру принимают 25 °С. Относительную плотность электролита измеряют ареометром, градуированным при определенной температуре; последнюю указывают на шкале. Если измерение производится при другой температуре, вводится соответствующая поправка.

Стационарные аккумуляторы заливают электролитом с относительно низкой плотностью – 1,18 при 25 °С (содержание кислоты по массе составляет 25,2%). В процессе формирования пластин плотность электролита несколько повышается.

Аккумуляторы с намазными пластинами. Аккумуляторы типа СН (С – стационарные, Н – намазные пластины) имеют стеклянные или пластмассовые сосуды с уплотненными крышками (рис. 27.1). Испарение воды и унос электролита при зарядах минимальны, поскольку отверстие в крышке, необходимое для заливки электролита, закрывается пробкой особой конструкции, обеспечивающей выход газов, но задерживающей мельчайшие капли кислоты, увлекаемые газами при заряде. В связи с этим доливка воды производится исключительно редко.

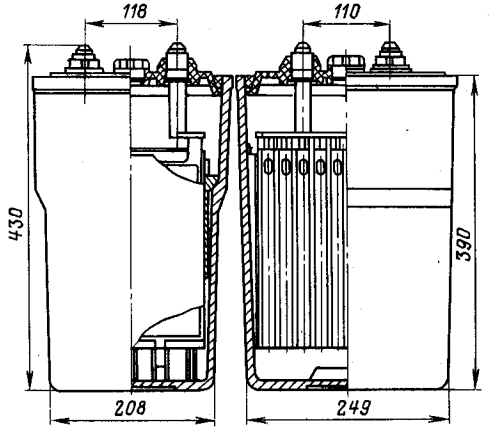


Рис. 27.1. Аккумулятор типа СН-360 со стеклянным сосудом

Установка аккумуляторных батарей. Для аккумуляторных батарей предусматривают особые помещения, изолированные от соседних производственных помещений, так как пары серной кислоты вредны для человека. Они действуют также разрушающе на цемент, металлы и оборудование. Помещение для аккумуляторов должно вентилироваться. Температура в помещении должна поддерживаться в пределах 15 – 25 °С.

Аккумуляторы устанавливают на деревянных стеллажах, конструкция которых определяется размерами и массой аккумуляторов; применение получили стеллажи для однорядной и двухрядной установки аккумуляторов.

27.3. Электрохимические реакции в аккумуляторе. Электродвижущая сила. Внутреннее сопротивление. Саморазряд. Сульфатация пластин

Если замкнуть внешнюю цепь заряженного аккумулятора, появится электрический ток. При этом происходят следующие реакции:

у отрицательной пластины

$$Pb + SO_4'' \rightleftarrows PbSO_4 + 2e; \qquad (27.1)$$

у положительной пластины

$$PbO_2 + 2H_2O + 2H^\circ + H_2SO_4 + 2e \rightleftarrows \rightleftarrows PbSO_4 + 4H_2O, \qquad (27.2)$$

где e – заряд электрона, равный $1{,}591 \cdot 10^{-19}$ К.

На каждые две молекулы расходуемой кислоты образуются четыре молекулы воды, но в то же время расходуются две молекулы воды. Поэтому в итоге имеет место образование только двух молекул воды. Складывая уравнения (27.1) и (27.2), получаем реакцию разряда в окончательном виде:

$$Pb + PbO_2 + 2H_2SO_4 \rightleftarrows \rightleftarrows 2PbSO_4 + 2H_2O. \qquad (27.3)$$

Уравнения (27.1) – (27.3) следует читать слева направо.

При разряде аккумулятора на пластинах обеих полярностей образуется сульфат свинца. Серная кислота расходуется как у положительных, так и у отрицательных пластин, при этом у положительных пластин расход кислоты больше, чем у отрицательных. У положительных пластин образуются две молекулы воды. Концентрация электролита при разряде аккумулятора снижается, при этом в большей мере она снижается у положительных пластин.

Если изменить направление тока через аккумулятор, то направление химической реакции изменится на обратное. Начнется процесс заряда аккумулятора. Реакции заряда у отрицательной и положительной пластин могут быть представлены уравнениями (27.1) и (27.2), а суммарная реакция – уравнением (27.3). Эти уравнения следует теперь читать справа налево. При заряде сульфат свинца у положительной пластины восстанавливается в перекись свинца, у отрицательной пластины – в металлический свинец. При этом образуется серная кислота и концентрация электролита повышается.

Электродвижущая сила и напряжение аккумулятора зависят от множества факторов, из которых важнейшими являются содержание кислоты в электролите, температура, ток и его направление, степень заряженности. Связь между электродвижущей силой, напряжением и током может быть записана следующим образом:

$$\left.\begin{array}{l}\text{при разряде}\\ U = E_0 - E_п - IR;\\ \text{при заряде}\\ U = E_0 + E_п + IR,\end{array}\right\} \qquad (27.4)$$

где E_0 – обратимая ЭДС; $E_п$ – ЭДС поляризации; R – внутреннее сопротивление аккумулятора.

Обратимая ЭДС – это ЭДС идеального аккумулятора, в котором устранены все виды потерь. В таком аккумуляторе энергия, полученная при заряде, полностью возвращается при разряде. Обратимая ЭДС зависит только от содержания кислоты в электролите и температуры. Она может быть определена аналитически, исходя из теплоты образования реагирующих веществ.

Реальный аккумулятор находится в условиях, близких к идеальным, если ток ничтожно мал и продолжительность его прохождения также мала. Такие условия можно создать, если уравновесить напряжение аккумулятора некоторым внешним напряжением (эталоном напряжения) с помощью чувствительного потенциометра. Напряжение, измеренное таким образом, называется напряжением при разомкнутой цепи. Оно близко к обратимой ЭДС. В табл. 27.1 приведены значения этого напряжения, соответствующие плотности электролита от 1,100 до 1,300 (отнесены к температуре 15 °С) и температуре от 5 до 30 °С.

Таблица 27.1. **Напряжение аккумулятора, В, при разомкнутой цепи и разных значениях плотности и температуры электролита, °С**

Относительная плотность электролита при 15 °С	5	10	15	20	25	30
1,100	1,954	1,955	1,956	1,957	1,958	1,960
1,120	1,970	1,972	1,973	1,974	1,975	1,977
1,140	1,987	1,989	1,990	1,991	1,993	1,994
1,160	2,005	2,006	2,008	2,009	2,010	2,012
1,180	2,023	2,024	2,026	2,027	2,028	2,030
1,200	2,041	2,042	2,044	2,045	2,046	2,048
1,220	2,060	2,061	2,062	2,064	2,065	2,066
1,240	2,079	2,080	2,081	2,083	2,084	2,085
1,260	2,098	2,099	2,101	2,102	2,103	2,104
1,280	2,118	2,119	2,120	2,121	2,122	2,123
1,300	2,138	2,139	2,140	2,141	2,142	2,143

Как видно из таблицы, при плотности электролита 1,200, обычной для стационарных аккумуляторов, и температуре 25 °С напряжение аккумулятора при разомкнутой цепи равно 2,046 В. В процессе разряда плотность электролита несколько снижается. Соответствующее снижение напряжения при разомкнутой цепи составляет всего несколько сотых долей вольта. Изменение напряжения при разомкнутой цепи, вызванное изменением температуры, ничтожно мало и представляет скорее теоретический интерес.

Если через аккумулятор проходит некоторый ток в направлении заряда или разряда, напряжение аккумулятора изменяется вследствие внутреннего падения напряжения и изменения ЭДС, вызванного побочными химическими и физическими процессами у электродов и в электролите. Изменение ЭДС аккумулятора, вызванное указанными необратимыми процессами, называется п о л я р и з а ц и е й. Основными причинами поляризации в аккумуляторе являются изменение концентрации электролита в порах активной массы пластин по отношению к концентрации его в остальном объеме и вызываемое этим изменение концентрации ионов свинца. При разряде кислота расходуется, при заряде образуется. Реакция происходит в порах активной массы пластин, и приток или удаление молекул и ионов кислоты происходит через диффузию. Последняя может иметь место только при наличии некоторой разности концентраций электролита в области электродов и в остальном объеме, которая устанавливается в соответствии с током и температурой, определяющей вязкость электролита. Изменение концентрации электролита в порах активной массы вызывает изменение концентрации ионов свинца и ЭДС. При разряде вследствие понижения концентрации электролита в порах ЭДС уменьшается, а при заряде вследствие повышения концентрации электролита ЭДС повышается.

Электродвижущая сила поляризации направлена всегда навстречу току. Она зависит от пористости пластин, тока и температуры. Сумма обратимой ЭДС и ЭДС поляризации, т. е. $E_o \pm E_п$, представляет собой ЭДС аккумулятора под током или д и н а м и ч е с к у ю ЭДС. При разряде она меньше обратимой ЭДС, а при заряде – больше. Напряжение аккумулятора под током отличается от динамической ЭДС только на значение внутреннего падения напряжения, которое относительно мало. Следовательно, напряжение аккумулятора под током также зависит от тока и температуры. Влияние последней на напряжение аккумулятора при разряде и заряде значительно больше, чем при разомкнутой цепи.

Если разомкнуть цепь аккумулятора при разряде, напряжение его медленно увеличится до напряжения при разомкнутой цепи вследствие продолжающейся диффузии электролита. Если разомкнуть цепь аккумулятора при заряде, напряжение его медленно уменьшится до напряжения при разомкнутой цепи.

Неравенство концентраций электролита в области электродов и в остальном объеме отличает работу реального аккумулятора от идеального. При заряде аккумулятор работает так, как если бы он содержал очень разбавленный электролит, а при заряде – очень концентрированный. Разбавленный электролит все время смешивается с более концентрированным, при этом некоторое количество энергии выделяется в виде тепла, которое при условии равенства концентраций могло бы быть использовано. В результате энергия, отданная аккумулятором при разряде, меньше энергии, полученной при заряде. Потеря энергии происходит вследствие несовершенства химического процесса. Этот вид потерь является основным в аккумуляторе.

Внутреннее сопротивление аккумулятора. Внутреннее сопротивление слагается из сопротивлений каркаса пластин, активной массы, сепараторов и электролита. Последнее составляет большую часть внутреннего сопротивления. Сопротивление аккумулятора увеличивается при разряде и уменьшается при заряде, что является следствием изменения концентрации раствора и содержания суль-

фата в активной массе. Сопротивление аккумулятора невелико и заметно лишь при большом разрядном токе, когда внутреннее падение напряжения достигает одной или двух десятых долей вольта.

Саморазряд аккумулятора. Саморазрядом называется непрерывная потеря химической энергии, запасенной в аккумуляторе, вследствие побочных реакций на пластинах обеих полярностей, вызванных случайными вредными примесями в использованных материалах или примесями, внесенными в электролит в процессе эксплуатации. Наибольшее практическое значение имеет саморазряд, вызванный присутствием в электролите различных соединений металлов, более электроположительных, чем свинец, например меди, сурьмы и др. Металлы выделяются на отрицательных пластинах и образуют со свинцом пластин множество короткозамкнутых элементов. В результате реакции образуются свинцовый сульфат и водород, который выделяется на металле загрязнения. Саморазряд может быть обнаружен по легкому выделению газа у отрицательных пластин.

На положительных пластинах саморазряд происходит также вследствие обычной реакции между свинцом основы, перекисью свинца и электролитом, в результате которой образуется сульфат свинца.

Саморазряд аккумулятора происходит всегда: как при разомкнутой цепи, так и при разряде и заряде. Он зависит от температуры и плотности электролита (рис. 27.2), причем с повышением температуры и плотности электролита саморазряд увеличивается (потеря заряда при температуре 25 °С и плотности электролита 1,28 принята за 100%). Потеря емкости новой батареи вследствие саморазряда составляет около 0,3% в сутки. С возрастом батареи саморазряд увеличивается.

Ненормальная сульфатация пластин. Свинцовый сульфат образуется на пластинах обеих полярностей при каждом разряде, что видно из уравнения реакции разряда. Этот сульфат имеет

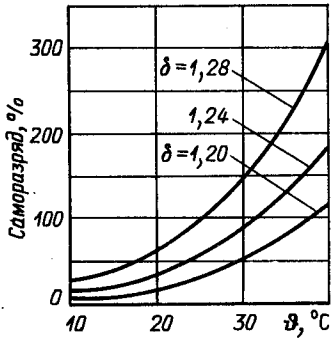


Рис. 27.2. Зависимость саморазряда аккумулятора от температуры ϑ и плотности δ электролита

тонкое кристаллическое строение и зарядным током легко восстанавливается в металлический свинец и перекись свинца на пластинах соответствующей полярности. Поэтому сульфатация в этом смысле – нормальное явление, составляющее неотъемлемую часть работы аккумулятора. Ненормальная сульфатация возникает, если аккумуляторы подвергаются чрезмерному разряду, систематически недозаряжаются или остаются в разряженном состоянии и бездействии в течение длительного времени, а также если они работают с чрезмерно высокой плотностью электролита и при высокой температуре. В этих условиях тонкий кристаллический сульфат становится более плотным, кристаллы растут, сильно расширяя активную массу, и трудно восстанавливаются при заряде вследствие большого сопротивления. Если батарея находится в бездействии, образованию сульфата способствуют колебания температуры. При повышении температуры мелкие кристаллы сульфата растворяются, а при последующем ее понижении сульфат медленно выкристаллизовывается и кристаллы растут. В результате колебаний температуры крупные кристаллы образуются за счет мелких.

У сульфатированных пластин поры закупорены сульфатом, активный материал выдавливается из решеток и пластины часто коробятся. Поверхность сульфатированных пластин становится жесткой, шероховатой, и при растирании

материала пластин между пальцами ощущается как бы песок. Темно-коричневые положительные пластины становятся светлее, и на поверхности выступают белые пятна сульфата. Отрицательные пластины становятся твердыми, беловато-серыми. Емкость сульфатированного аккумулятора понижается.

Начинающаяся сульфатация может быть устранена длительным зарядом малым током. При сильной сульфатации необходимы особые меры для приведения пластин в нормальное состояние.

27.4. Характеристики разряда аккумулятора

Важнейшей характеристикой аккумулятора является напряжение в процессе разряда. Оно ниже напряжения при разомкнутой цепи вследствие поляризации и внутреннего падения напряжения, зависящих от типа пластин, плотности электролита, тока, температуры и степени заряженности. Эти зависимости могут быть определены только экспериментально. На рис. 27.3 приведены характеристики аккумуляторов типа СН при разряде их продолжительным током от 4 до 40 А и температуре электролита 25 °С. Изменение напряжения в течение первых секунд неустановившегося режима на рисунке не показано. Все кривые лежат ниже горизонтальной прямой, соответствующей напряжению при разомкнутой цепи. Чем больше ток, тем короче разряд и тем ниже лежит характеристика. Постепенное уменьшение напряжения аккумулятора в процессе разряда объясняется проникновением реакции глубже в поры активной массы пластин и увеличением разности концентраций электролита внутри пор и в остальном объеме, следовательно, увеличением поляризации. К концу разряда напряжение снижается быстрее и, если не прервать разряд, напряжение в течение короткого времени снизится до нуля. Во избежание повреждения пластин (коробление, усадка активной массы) разряд аккумулятора должен быть прерван при некотором предельном напряжении, которое тем ниже, чем больше разрядный ток.

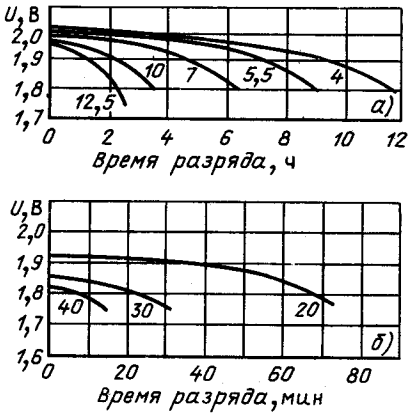


Рис. 27.3. Разрядные характеристики аккумуляторов типа СН при температуре электролита 25 °С:
а – разрядные токи 4; 5,5; 7; 10 и 12,5 А; *б* – разрядные токи 20; 30 и 40 А. Все токи отнесены к первому типовому номеру

В процессе разряда содержание кислоты в электролите уменьшается. Количество разлагающейся кислоты, а также количество образующейся воды строго пропорциональны количеству электричества, отнятого у аккумулятора, и могут быть определены по закону Фарадея, исходя из уравнений химических реакций. Каждому ампер-часу количества электричества соответствуют 3,660 г разлагающейся кислоты и 0,672 г образующейся воды. Соответственно уменьшается плотность электролита. Изменение плотности от максимального значения, соответствующего заряженному состоянию, до минимального значения, соответствующего разряженному состоянию, зависит от количества электролита в сосуде. В стационарных аккумуляторах с относительно большим запасом электролита максимальное изменение плотности составляет только 30 – 60 тысячных долей единицы.

Характерной величиной для аккумулятора является его емкость, под которой понимают количество электричества, которое аккумулятор способен отдать при определенных условиях разряда, а именно: токе, температуре электролита и конечном напряжении. Емкость аккумулятора зависит от типа пластин, их размеров и числа, а также от плотности

Таблица 27.2. **Номинальные емкости и номинальные токи аккумуляторов типа СН (конечное напряжение при разряде 1,75 В, температура электролита 25 °С)**

Обозначение	Число положительных пластин	Продолжительность разряда, ч																Одноминутный ток, А
		10		8		5		3		2		1		0,5		0,25		
		А·ч	А	А·ч	А	А·ч	А	А·ч	А	А·ч	А	А·ч	А	А·ч	А	А·ч	А	
СН-36	1	38	3,8	36	4,5	32	6,4	28	9,3	24,5	12,2	18,5	18,5	12,5	25	8	32	50
СН-72	2	76	7,6	72	9,0	64	12,8	56	18,8	49	24,5	37	37	25	50	16	64	100
СН-108	3	114	11,4	108	13,5	96	19,2	84	27,9	73,5	36,7	55,5	55,5	37,5	75	24	96	150
СН-144	4	152	15,2	114	14,2	128	25,6	112	37,2	98	49	74	74	50	100	32	128	200
СН-180	5	190	19	180	22,5	160	32	140	41,5	122,5	61,2	92,5	92,5	62,5	125	40	160	250
СН-216	6	228	22,8	216	27	192	38,4	168	54,4	147	73,5	110	110	75	150	48	192	300
СН-288	8	304	30,4	288	36	256	51,2	224	74,4	196	98	148	148	100	200	64	256	400
СН-360	10	380	38	360	45	320	64	280	93,7	245	122,5	185	185	125	250	80	320	500
СН-432	12	456	45,6	432	54	384	76,8	376	108,9	294	147	222	222	150	300	96	384	600
СН-504	14	532	53,2	504	63	448	89,6	392	130,7	343	171,5	259	259	175	350	112	448	700
СН-576	16	608	60,8	576	72	512	102,4	448	148,8	392	196	296	296	200	400	128	512	800
СН-648	18	684	68,4	648	81	576	115,2	504	168	441	220,5	333	333	225	450	144	576	900
СН-720	20	760	76	720	90	640	128	560	187,5	490	245	370	370	250	500	160	640	1000
СН-864	24	912	91,2	864	108	768	153,2	588	196	588	294	440	440	300	600	192	768	1200
СН-1008	28	1064	106,4	1008	126	896	179,2	768	217,8	686	343	518	518	350	700	224	896	1400
СН-1152	32	1216	121,6	1152	144	1024	204,8	896	298,6	784	392	592	592	400	800	256	1025	1600

и объема электролита, технического состояния аккумулятора и условий его работы, предшествовавших разряду.

Зависимость емкости аккумулятора от разрядного тока (табл. 27.2) может быть объяснена следующим образом. При разряде аккумулятора сульфат свинца образуется преимущественно у устьев пор. Если разрядный ток велик, образование сульфата становится почти исключительно поверхностным явлением. Пластина покрывается коркой сульфата, препятствующей доступу электролита в глубь активной массы. Такое закупоривание пор ограничивает полезную емкость аккумулятора. При разряде меньшим током тенденция к образованию сульфата только на поверхности ослабевает и, следовательно, электролит может свободнее диффундировать в поры активной массы. Чем больше пористость пластин, тем менее заметно уменьшение емкости с увеличением тока.

Зависимость емкости аккумулятора от температуры объясняется изменением вязкости электролита и скорости диффузии. Для удовлетворительной работы аккумуляторной батареи важно, чтобы температура в помещении была в пределах от 15 до 25 °С.

Заводы-изготовители характеризуют аккумуляторы номинальной емкостью, которую принято относить к заданной продолжительности разряда (или разрядному току) при некотором конечном напряжении. Для аккумуляторов типа СН конечное напряжение установлено равным 1,8 В при разряде током 10—3-часового режима и 1,75 В при разряде током 1—0,25-часового режима.

Емкость аккумулятора не следует рассматривать как строго определенную величину, зависящую только от тока, температуры и конечного напряжения. Емкость аккумулятора изменяется в течение срока службы. Она максимальна в начале эксплуатации, после нескольких разрядов и последующих зарядов. При правильной эксплуатации емкость аккумулятора удерживается близкой к максимальной в течение большей части срока службы и лишь к концу срока службы снижается. Емкость аккумулятора зависит также от работы, предшествовавшей разряду. Так, например, она увеличивается после полного разряда большой продолжительности и последующего заряда малым током. Емкость уменьшается после нескольких разрядов и последующих зарядов большим током.

Короткий разряд большим током. Аккумулятор допускает без вреда для себя разряд очень большим током в течение от нескольких секунд до 1 мин. Количество отдаваемого электричества при этом невелико, но реакции протекают весьма интенсивно, так как вследствие большой плотности тока очень быстро происходит обеднение кислотой слоя электролита, примыкающего к пластинам. Приток свежего электролита требует времени, и напряжение резко снижается. Изменение напряжения аккумулятора в процессе короткого разряда зависит от типа пластин, плотности и температуры электролита, а также от предшествующего состояния аккумулятора. В качестве примера на рис. 27.4 показано изменение напряжения аккумулятора при разряде на активное сопротивление в течение одной минуты током, превосходящим номинальный ток восьмичасового режима в 10 раз. Сначала напряжение аккумулятора снижается мгновенно от напряжения при разомкнутой цепи 2,05 В до 1,8 В и далее относительно медленно достигает 1,75 В. Емкость аккумулятора после столь короткого разряда далеко не исчерпана, и он способен спустя некоторое время, достаточное для выравнивания концентрации

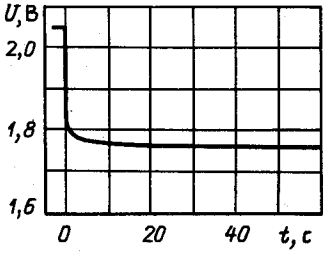


Рис. 27.4. Изменение напряжения аккумулятора при разряде его на активное сопротивление в течение 1 мин током, превосходящим номинальный ток 8-часового разряда в 10 раз

электролита, вновь воспринять такой же ток с той же продолжительностью или подвергнуться длительному разряду меньшим током.

Аккумуляторные заводы характеризуют способность аккумулятора воспринимать большой разрядный ток номинальным током одноминутного разряда до некоторого предельного напряжения (см. табл. 27.2).

27.5. Характеристики заряда аккумулятора

Напряжение аккумулятора при заряде превышает напряжение при разомкнутой цепи вследствие поляризации и внутреннего падения напряжения. Если поддерживать зарядный ток неизменным, напряжение аккумулятора постепенно повышается и к концу заряда достигает наибольшего значения, зависящего от тока и температуры. На рис. 27.5 приведены типичные характеристики аккумулятора при зарядном токе, равном 8-часовому разрядному, а именно: кривые напряжения U, плотности δ и температуры ϑ электролита, объема газов v, выделяющихся в единицу времени. При неизменном зарядном токе различают две стадии заряда: первая стадия характеризуется относительно медленным повышением напряжения (см. пологую часть кривой U), вторая – быстрым повышением напряжения и выделением газов на

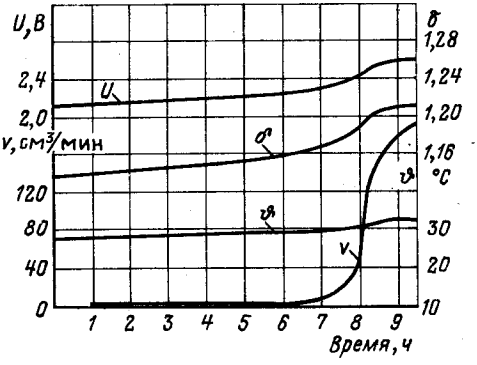


Рис. 27.5. Характеристики аккумулятора при заряде его током, равным току 8-часового разряда:
U – напряжение; δ – плотность электролита; ϑ – температура электролита; v – объем газов, выделяющихся в единицу времени

электродах. Повышение напряжения на первой стадии заряда объясняется в основном поляризацией, вызванной увеличением содержания кислоты в порах активной массы. Поляризация этого вида относительно невелика. На второй стадии заряда наблюдается значительно большее повышение напряжения. Это объясняется следующим образом. Когда заряд приближается к концу, бóльшая часть сульфата уже восстановлена в губчатый свинец на отрицательных пластинах и перекись свинца – на положительных. Концентрация ионов свинца начинает уменьшаться и становится, наконец, недостаточной для переноса электрических зарядов. Если ток остается неизменным, параллельно с реакцией заряда начинается реакция электролиза воды. При этом водород выделяется на отрицательных пластинах (катоде), а кислород – на положительных.

Реакция электролиза требует более высокого напряжения, чем реакция заряда. Начальному слабому выделению газа соответствует напряжение 2,3 В, среднему – 2,4 В и сильному – 2,5 В и выше. Если напряжение зарядного устройства окажется недостаточным, ток будет постепенно спадать. При неизменном токе количество выделяющихся газов и напряжение постепенно увеличиваются до тех пор, пока активный материал не будет восстановлен. После этого весь ток используется исключительно на электролиз, а напряжение и количество выделяющегося газа стабилизируются на некотором уровне, зависящем от тока и температуры. Это указывает на то, что заряд окончен.

При заряде аккумулятора выделяется некоторое количество тепла и температура электролита повышается. Бóльшая часть выделяющегося тепла является следствием несовершенства химического процесса и пропорциональна произведению тока и ЭДС поляризации. Меньшая часть представляет собой джоулево тепло, пропорциональное квадрату тока и внутреннему сопротивлению.

Заряд, сопровождающийся сильным «кипением» электролита, вреден для аккумулятора, так как газы, вырываясь из

пор, разрушают активную массу положительных пластин. Она скапливается на дне сосуда в виде темно-коричневого осадка. Повышение напряжения в конце заряда до 2,5—2,7 В недопустимо также для приемников энергии. Поэтому к концу заряда целесообразно снижать зарядный ток.

Аккумуляторная батарея может быть заряжена при постоянном напряжении порядка 2,3 В на один аккумулятор и ниже, вплоть до 2,15 В. При этом ток постепенно уменьшается и к концу заряда достигает некоторого минимального значения (рис. 27.6). При таком заряде «кипение» электролита практически отсутствует. Заряд при постоянном напряжении порядка 2,3 В требует значительно большего времени, однако батарея получает 80—90% своей емкости в течение нескольких часов, после чего опять готова принять нагрузку. Восполнение остальной части заряда растягивается на длительное время. Если напряжение поддерживается равным 2,2 В на один аккумулятор, батарея постепенно втягивается в нормальное состояние подзаряда.

Аккумулятор в режиме постоянного подзаряда. Термин «подзаряд» означает, что через полностью заряженный аккумулятор проходит незначительный ток, достаточный только для компенсации саморазряда. Аккумулятор может находиться в состоянии подзаряда неограниченное время и всегда готов полностью отдать запасенную в нем энергию. Он не подвержен опасности ненормальной сульфатации пластин. Не происходит также выделения газов, вызывающих усиленный износ пластин.

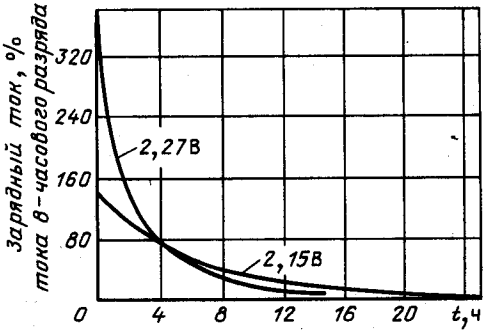


Рис. 27.6. Изменение зарядного тока аккумулятора во времени при постоянном напряжении 2,15 и 2,27 В

Ток подзаряда зависит от размеров аккумулятора, его технического состояния, плотности электролита и температуры, поскольку эти факторы определяют саморазряд. Опыт показывает, что для поддержания аккумулятора в заряженном состоянии к его зажимам должно быть приложено некоторое постоянное напряжение — *напряжение подзаряда*. Необходимый подзарядный ток устанавливается автоматически в зависимости от температуры. При повышении температуры саморазряд увеличивается, в то же время при постоянном напряжении у зажимов увеличивается и зарядный ток вследствие усиления диффузии электролита и уменьшения ЭДС поляризации. Таким образом, увеличившийся с повышением температуры саморазряд компенсируется соответствующим увеличением зарядного тока.

Напряжение подзаряда аккумулятора лежит в пределах от 2,15 до 2,25 В. Аккумуляторные заводы для новых аккумуляторов указывают среднее значение напряжения подзаряда. В процессе эксплуатации батареи напряжение подзаряда подлежит корректировке.

Режим постоянного подзаряда является нормальным режимом работы станционной аккумуляторной батареи. При этом обеспечиваются максимальная надежность и экономичность ее работы.

Уравнительный заряд. Замечено, что саморазряд аккумуляторов одной батареи или даже пластин одного аккумулятора не строго одинаков и изменяется в течение срока службы. Причиной неодинакового саморазряда может явиться неодинаковая температура вследствие близости части аккумуляторов к приборам отопительной системы или вследствие нагревания их солнечными лучами через окна и др. Аккумуляторы, температура которых выше, обладают большим саморазрядом.

У стационарной батареи, находящейся в режиме постоянного подзаряда, приблизительно через месяц после заряда

обнаруживается, что напряжение разных аккумуляторов и плотности их электролита неодинаковы, что является результатом неодинакового саморазряда. Аккумуляторы, саморазряд которых больше, «отстают», т. е. имеют напряжение и плотность электролита несколько ниже средних значений. Подзарядный ток для них недостаточен, они теряют свой заряд, и, если периодически не уравнивать заряд аккумуляторов, расхождение может сделаться большим; при этом отстающие аккумуляторы подвержены опасности ненормальной сульфатации.

Уравнительные заряды имеют назначение привести все аккумуляторы батареи в одинаковое, полностью заряженное состояние и устранить опасность ненормальной сульфатации. С этой целью батареи должны подвергаться уравнительным зарядам не реже 1 раза в 3 мес. При этом напряжение поднимают до 2,33 В на элемент, ток увеличивается и отстающие аккумуляторы подзаряжаются. Аккумуляторы, имеющие полный заряд, неизбежно перезаряжаются. Уравнительный заряд считается оконченным, когда напряжение и плотность электролита каждого аккумулятора, достигнув своих нормальных значений, остаются неизменными в течение определенного времени, в зависимости от тока или напряжения.

27.6. Преобразователи энергии

Преобразователи энергии переменного тока в постоянный служат для электроснабжения потребителей постоянного тока при нормальном режиме, для подзаряда аккумуляторной батареи, периодических уравнительных зарядов, заряда батареи после аварийного разряда. Число преобразователей, их мощность и напряжение выбирают в соответствии с нагрузкой и требованиями к надежности. В качестве преобразователей применение получили статические преобразователи с кремниевыми выпрямителями.

Статический преобразователь состоит из трансформатора, комплекта выпрямителей и вспомогательных аппаратов для регулирования и защиты. Назначение трансформатора – изменить напряжение сети переменного тока до значения, соответствующего заданному выпрямленному напряжению, а в некоторых случаях и для регулирования напряжения изменением числа витков. Трансформатор имеет также назначение исключить электрическую связь сети постоянного тока с сетью переменного тока. Электрическая связь этих сетей, которая могла бы иметь место при включении преобразователя без трансформатора или через автотрансформатор, не допускается во избежание опасных напряжений, могущих возникнуть при однофазном замыкании, а также вследствие суммирования напряжения сети переменного тока и напряжения аккумуляторной батареи. Кроме того, при наличии электрической связи сетей двух родов тока увеличивается вероятность неправильного действия защиты и автоматики, возможного при однофазном замыкании в сети.

Преобразователи снабжают управляемыми кремниевыми выпрямителями, обладающими значительной мощностью и высокой надежностью, а также устройством для стабилизации выпрямленного напряжения или тока в определенных пределах с точностью $\pm 2\%$. Стабилизация напряжения необходима при нормальной работе установки, а также на второй стадии заряда батареи.

Мощность преобразователя зависит от его назначения, емкости батареи и нагрузки нормального режима. Обычно мощность преобразователя выбирают с некоторым запасом, так как нагрузка нормального режима не может быть точно определена. Необходимо также принять во внимание временное увеличение зарядного тока после срабатывания приводов выключателей.

27.7. Режимы работы аккумуляторной батареи

Установка постоянного тока на электростанциях состоит из аккумуляторной батареи, зарядного устройства, распределительного щита с коммутационными

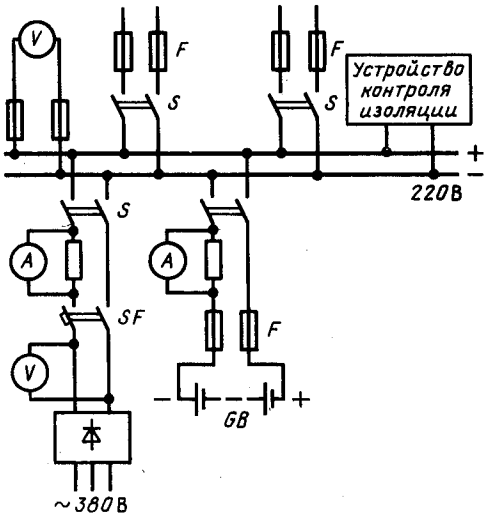


Рис. 27.7. Электрическая схема установки постоянного тока в системе собственных нужд станции

аппаратами и измерительными приборами (рис. 27.7). Заметим, что в рассматриваемой схеме отсутствует батарейный коммутатор, сохранившийся до последнего времени на многих отечественных станциях. Это упрощает эксплуатацию батареи. Все аккумуляторы находятся в одинаковых условиях. Срок службы аккумуляторов увеличивается, надежность электроснабжения повышается.

При нормальной работе станции батарея находится в состоянии подзаряда с напряжением 2,20 В на элемент. Нагрузка сети постоянного тока обеспечивается из сети переменного тока 380/220 В через преобразователь.

При потере переменного тока в системе СН станции аккумуляторная батарея вступает в работу и принимает на себя нагрузку сети. При разряде батареи напряжение ее постепенно понижается и в конце аварийного перерыва достигает 1,75 В на элемент.

После ликвидации аварийного состояния батарея должна быть заряжена. Зарядное устройство, присоединенное к сети СН станции, принимает на себя зарядный ток и нагрузку сети. Напряжение батареи повышается до 2,33 В на элемент.

Таким образом, напряжение батареи изменяется в пределах от 2,2 В на элемент в нормальных условиях до 1,75 В при разряде и до 2,33 В при заряде. Соответственно изменяется напряжение у приемников энергии. Чтобы обеспечить удовлетворительную работу последних при всех режимах, число аккумуляторов, их емкость, а также сечения кабелей сети постоянного тока должны быть выбраны так, чтобы напряжение не выходило за нормированные пределы: от 0,80 до 1,10 номинального (220 В).

27.8. Определение числа аккумуляторов в батарее и их емкости

Число аккумуляторов в батарее можно определить, исходя из напряжения в нормальном режиме подзаряда, которое должно превышать номинальное напряжение приемников энергии 220 В приблизительно на 5–6% с учетом потерь напряжения в сети. Число аккумуляторов получится равным

$$N = \frac{233}{2{,}2} = 106.$$

Напряжение подзаряда принято равным 2,2 В, т. е. относительно высоким, чтобы избежать частых уравнительных зарядов.

Емкость батареи определяется графиком нагрузки и напряжениями у приемников энергии, которые не должны выходить за пределы от 0,80 до 1,10 номинального напряжения, т. е. $220 \cdot 0{,}8 = 176$ В и $220 \cdot 1{,}10 = 242$ В. Следовательно, напряжение батареи в конце разряда не должно быть ниже $106 \cdot 1{,}75 = 185$ В, что обеспечивается соответствующим выбором ее емкости (см. ниже), а напряжение у приемников энергии с учетом потери напряжения в сети не должно быть ниже $185/1{,}05 = 176$ В.

Заряд батареи после ликвидации аварии должен производиться при напряжении, не превышающем $106 \cdot 2{,}33 = 247$ В, чтобы не превысить верхнего предела напряжения, которое у приемников энергии составит $247/1{,}05 = 235$ В.

Рассмотрим график нагрузки батареи

при нарушении нормальной работы станции или отдельных агрегатов. Различают следующие виды нагрузки:

а) продолжительную нагрузку, включенную в течение всего перерыва. Сюда относятся аварийное освещение, постоянно работающие электродвигатели, инверторы, указатели положения коммутационных аппаратов, постоянно возбужденные электромагниты приборов управления;

б) непродолжительную нагрузку, включенную в течение части перерыва. Она может быть отключена автоматически или дежурным персоналом. Сюда относятся электродвигатели аварийных насосов, электродвигатели спецвентиляции, противопожарное устройство и др.;

в) кратковременную нагрузку, продолжительность которой не превышает 1 мин. Несмотря на то, что кратковременная нагрузка может продолжаться только секунду, ее принимают равной минуте, так как снижение напряжения батареи в этих случаях одинаково. Кратковременную нагрузку составляют приводы выключателей и разъединителей, электродвигатели задвижек, пусковые токи электродвигателей, устройства гашения поля генераторов.

В качестве примера на рис. 27.8 приведен многоступенчатый график нагрузки, состоящий из шести периодов и шести секций. (Период – это время, в течение которого нагрузка остается неизменной, секция – это время от начала аварийной нагрузки до конца соответствующего периода.) Здесь $I_1 = 40$ А – продолжительная нагрузка в течение 180 мин; $I_2 = 280$ А – кратковременная нагрузка; по существу это пусковой ток нагрузки I_3; $I_3 = 60$ А – непродолжительная нагрузка от 1-й до 120-й минуты; $I_4 = 100$ А – непродолжительная нагрузка от 30-й до 120-й минуты; $I_5 = 80$ А – непродолжительная нагрузка от 30-й до 60-й минуты; $I_6 = 80$ А – кратковременная нагрузка на последней минуте, например от приводов выключателей.

Для определения емкости батареи воспользуемся методом, рекомендованным стандартом США [27.1].

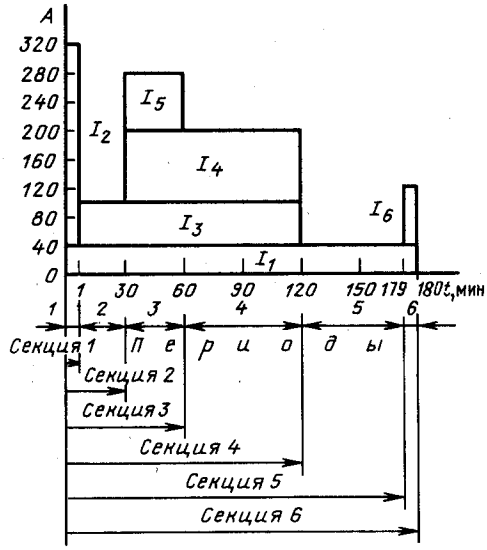


Рис. 27.8. Примерный график нагрузки аккумуляторной батареи в аварийных условиях

В стандарт США введено понятие коэффициента емкости аккумулятора K_T, представляющего собой отношение номинальной емкости аккумулятора, выраженной в ампер-часах (при стандартизованной продолжительности разряда до конечного напряжения при температуре электролита 25 °С), к току, который может быть обеспечен этим аккумулятором в течение T минут (при разряде до конечного напряжения при температуре электролита 25 °С). Коэффициент K_T является функцией времени. Зависимость $K_T(t)$ дают заводы-изготовители. Она может быть получена опытным путем с использованием разрядных характеристик аккумуляторов с пластинами определенной конструкции и определенных размеров. При отсутствии такой характеристики можно воспользоваться характеристикой, приведенной на рис. 27.9, взятой из [27.1]. За номинальную емкость аккумуляторов принята емкость при 8-часовом разряде до конечного напряжения 1,75 В. Характеристика аккумуляторов типа СН (см. табл. 27.2) практически совпадает с этой характеристикой.

Емкость аккумуляторов должна быть достаточной, чтобы обеспечить комби-

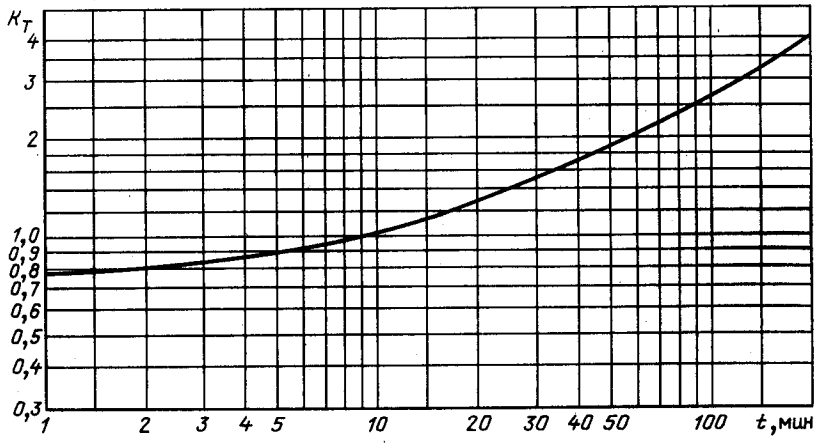


Рис. 27.9. Характеристика K_T (T) аккумуляторов типа СН

нированную нагрузку, соответствующую заданному графику. Для этого следует определить емкости, необходимые для каждой секции.

Первая секция соответствует первому периоду. Необходимая емкость может быть определена умножением тока первого периода на коэффициент K_T, соответствующий продолжительности первого периода, что следует из приведенного выше определения понятия коэффициента емкости:

$$Q_1 = A_1 K_{T(0-1)}.$$

Индекс при K_T указывает, что время T следует считать от начала периода до конца секции.

Вторая секция состоит из двух периодов. При определении необходимой емкости следует предположить, что ток A_1 первого периода продолжается во втором периоде. Необходимая емкость должна быть определена из следующего выражения:

$$Q_2 = A_1 K_{T(0-2)} + (A_2 - A_1) K_{T(1-2)}.$$

Аналогично следует определить емкости для каждой последующей секции. Эта емкость может быть представлена в общем виде как

$$Q_n = \sum_{n=1}^{n} (A_n - A_{n-1}) K_{T(n-1)-n}. \quad (27.5)$$

Если ток периода n больше тока периода $n-1$, то емкость секции n больше емкости секции $n-1$. Следовательно, расчет для секции $n-1$ может быть исключен.

Максимальная емкость секции ($max\, Q_n$) определяет расчетную емкость аккумуляторов для заданного графика нагрузки:

$$Q = max\, Q_n. \quad (27.6)$$

Необходимая емкость аккумулятора определяется умножением расчетной емкости на поправочный коэффициент на температуру электролита, определяемый по табл. 27.3, а также на поправочный коэффициент на старение аккумулято-

Таблица 27.3. **Поправочные множители, учитывающие температуру электролита**

Температура электролита, °С	Поправочный множитель	Температура электролита, °С	Поправочный множитель
−3,9	1,52	26,7	0,98
−1,1	1,43	29,4	0,96
1,7	1,35	32,2	0,94
4,4	1,30	35,0	0,93
7,2	1,25	37,8	0,91
10,0	1,19	40,6	0,89
12,8	1,15	43,3	0,88
15,6	1,11	46,1	0,87
18,3	1,08	48,9	0,86
21,1	1,04	51,7	0,85
25,0	1,00		

ров, равный 1,25, и поправочный коэффициент на неточность расчетов, принимаемый равным 1,15.

Расчеты, связанные с определением емкости аккумуляторов, удобно выполнять в табличной форме.

Пример 27.1. Определить необходимую емкость аккумуляторов для батареи, работающей по графику на рис. 27.8. Температура помещения, в котором установлены аккумуляторы, равна 18 °С.

Определим токи периодов:

$$A_1 = I_1 + I_2 = 40 + 280 = 320 \text{ А};$$
$$A_2 = I_1 + I_3 = 40 + 60 = 100 \text{ А};$$
$$A_3 = I_1 + I_3 + I_4 + I_5 = 40 + 60 + 100 + 80 = 280 \text{ А};$$
$$A_4 = I_1 + I_3 + I_4 = 40 + 60 + 100 = 200 \text{ А};$$
$$A_5 = I_1 = 40 \text{ А};$$
$$A_6 = I_1 + I_6 = 40 + 80 = 120 \text{ А}.$$

Расчет сведен в табл. 27.4. Как видно из таблицы, максимальная емкость секции равна 573,8 А · ч. Введем поправки, рекомендованные стандартом США: поправки на температуру электролита (табл. 27.3) – 1,08; поправка на старение аккумуляторов – 1,25; поправка на неточность расчета – 1,15.

Необходимая емкость аккумуляторов получится равной $573{,}8 \cdot 1{,}08 \cdot 1{,}25 \cdot 1{,}15 = 890$ А · ч при 8-часовом разряде до конечного напряжения 1,75 В и при температуре электролита 25 °С. Выбираем по табл. 27.2 аккумуляторы типа СН-1008 с номинальной емкостью 1008 А · ч.

Пример 27.2. Определить емкость аккумуляторов для батареи блочного агрегата тепловой электростанции при аварийной нагрузке, заданной графиком на рис. 27.10, *а*. Как видно из рисунка, продолжительность перерыва составляет 30 мин. Продолжительная нагрузка составляет 60 А. В течение первой минуты аварийного перерыва имеют место три кратковременные нагрузки: 1000 А от привода выключателя, 480 А от пускового тока электродвигателя масляного насоса уплотнений генератора и 520 А от пускового тока электродвигателя аварийного насоса смазки турбины. Дальше следует нагрузка 300 А. В конце аварийного перерыва

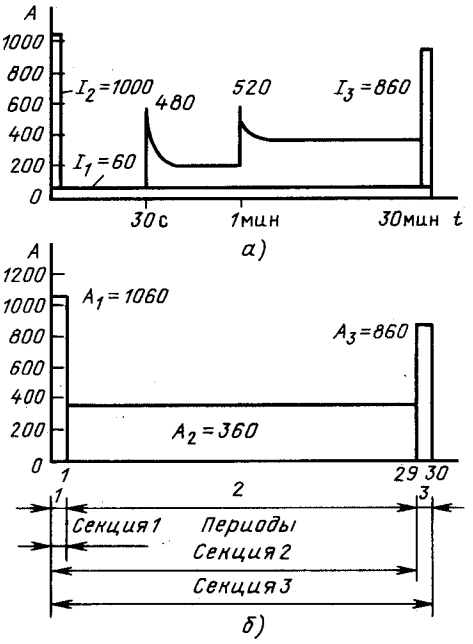


Рис. 27.10. График нагрузки батареи к примеру 27.2

возникает кратковременная нагрузка 800 А. В этих условиях заданный график (рис. 27.10, *а*) может быть заменен трехступенчатым графиком, показанным на рис. 27.10, *б*. Расчеты сведены в табл. 27.5. Температура воздуха в аккумуляторном помещении принята равной 18 °С.

Как видно из таблицы, максимальная емкость секции равна 816 А · ч. Введем необходимые поправки: поправка на температуру электролита (табл. 27.3) – 1,08; поправка на старение аккумуляторов – 1,25; поправка на неточность расчета – 1,15.

Необходимая емкость аккумуляторов получится равной $816 \cdot 1{,}08 \cdot 1{,}15 = 1265$ А · ч при 8-часовом разряде до напряжения 1,75 В. Аккумуляторов типа СН с такой емкостью нет (табл. 27.2). В таких случаях допускается параллельное включение двух батарей меньшей емкости. Выбираем аккумуляторы типа СН-648. Емкость батареи получится равной $648 \cdot 2 = 1296$ А · ч, что соответствует расчету.

Таблица 27.4. **Расчеты к примеру 27.1**

Периоды	Токи, А	Разность токов, А	Продолжительность периодов, мин	Время до конца секции, мин	Коэффициент K_T	Необходимая емкость Q, А·ч
Секция 1 – только первый период						
1	$A_1 = 320$	$A_1 - 0 = 320$	1	1	0,77	$320 \cdot 0,77 = 246,2$
Секция 2 – первые два периода. Поскольку $A_3 > A_2$, следует переходить к секции 3						
Секция 3 – первые три периода						
1	$A_1 = 320$	$A_1 - 0 = 320$	1	$1 + 29 + 30 = 60$	2,0	$320 \cdot 2 = 640$
2	$A_2 = 100$	$A_2 - A_1 = -220$	29	$29 + 30 = 59$	2,0	$-220 \cdot 2 = -440$
3	$A_3 = 280$	$A_3 - A_2 = 180$	30	30	1,44	$180 \cdot 1,44 = 259,2$
						Итого 459,2
Секция 4 – первые четыре периода						
1	$A_1 = 320$	$A_1 - 0 = 0$	1	$1 + 29 + 30 + 60 = 120$	2,91	$320 \cdot 2,91 = 931,2$
2	$A_2 = 100$	$A_2 - A_1 = -220$	29	$29 + 30 + 60 = 119$	2,91	$-220 \cdot 2,91 = -640,2$
3	$A_3 = 280$	$A_3 - A_2 = 180$	30	$30 + 60 = 90$	2,46	$180 \cdot 2,46 = 442,8$
4	$A_4 = 200$	$A_4 - A_3 = -80$	60	60	2,0	$-80 \cdot 2 = -160$
						Итого 573,8
Секция 5 – первые пять периодов. Поскольку $A_6 > A_5$, следует переходить к секции 6						
Секция 6 – первые шесть периодов						
1	$A_1 = 320$	$A_1 - 0 = 320$	1	1 – 6 180	3,72	$320 \cdot 3,72 = 1190,4$
2	$A_2 = 100$	$A_2 - A_1 = -220$	29	2 – 6 179	3,72	$-220 \cdot 3,72 = -818,4$
3	$A_3 = 280$	$A_3 - A_2 = 180$	30	3 – 6 150	3,33	$180 \cdot 3,33 = 599,4$
4	$A_4 = 200$	$A_4 - A_3 = -80$	60	4 – 6 120	2,91	$-80 \cdot 2,91 = -232,8$
5	$A_5 = 40$	$A_5 - A_4 = -160$	59	5 – 6 60	2,0	$-160 \cdot 2 = -320$
6	$A_6 = 120$	$A_6 - A_5 = 80$	1	1	0,77	$80 \cdot 0,77 = 61,6$
						Итого 480,2

Таблица 27.5. **Расчеты к примеру 27.2**

Периоды	Токи, А	Разность токов, А	Продолжительность периодов, мин	Время до конца секции, мин	Коэффициент K_T	Необходимая емкость, Q, А·ч
Секция 1 – только первый период						
1	$A_1 = 1060$	$A_1 - 0 = 1060$	1	1	0,77	$1060 \cdot 0,77 = 816$
Секция 2 – первые два периода. Поскольку $A_3 > A_2$, следует перейти к секции 3						
Секция 3 – первые три периода						
1	$A_1 = 1060$	$A_1 - 0 = 1060$	1	$1 + 28 + 1 = 30$	1,44	$1060 \cdot 1,44 = 1525$
2	$A_2 = 360$	$A_2 - A_1 = -800$	28	$28 + 1 = 29$	1,44	$-800 \cdot 1,44 = -1152$
3	$A_3 = 860$	$A_3 - A_2 = 500$	1	1	0,77	$500 \cdot 0,77 = 385$
						Итого 758

Глава двадцать восьмая

КОНСТРУКЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

28.1. Классификация распределительных устройств. Основные требования

Различают распределительные устройства внутренние и наружные. В устройствах первого вида аппараты размещены в зданиях и, следовательно, защищены от атмосферных осадков, ветра, резких изменений температуры, а также от пыли, морской соли, вредных химических агентов в воздухе. В наружных устройствах аппараты установлены вне зданий и, следовательно, подвержены воздействию атмосферы и содержащихся в воздухе вредных веществ.

Распределительное устройство называют сборным, если большая часть монтажных работ выполняется на месте установки. РУ называют комплектным, если оно изготовлено на специализированном заводе и поставляется к месту установки готовыми частями.

Распределительное устройство любого вида должно отвечать требованиям безопасности, надежности и экономичности.

Безопасность для людей, обслуживающих РУ, обеспечивают многими способами, из которых основными являются следующие:

1) в наружных РУ аппараты и проводники ограждают или устанавливают достаточно высоко, чтобы исключить возможность случайного прикосновения к частям, находящимся под напряжением;

2) во внутренних РУ аппараты и проводники присоединений разделяют защитными стенами, обеспечивающими возможность безопасного ремонта частей РУ, не нарушая работы соседних частей;

3) коридоры обслуживания и проезды выбирают достаточной ширины, чтобы обеспечить безопасный транспорт оборудования;

4) оборудование размещают так, чтобы обеспечить возможность визуальной проверки отключенного положения разъединителей;

5) предусматривают блокирующие устройства, исключающие возможность неправильных операций с коммутационными аппаратами;

6) в РУ 500 кВ и выше предусматривают особые средства для защиты людей от воздействия электрического поля;

7) пожарную безопасность обеспечивают применением аппаратов без масла или с минимальным содержанием масла и горючих компаундов; в наружных устройствах с баковыми масляными выключателями предусматривают маслоприемники, заполненные гравием и щебнем с целью воспрепятствовать возгоранию масла; под трансформаторами предусматривают маслоприемники и маслостоки; между трансформаторами предусматривают прочные огнеупорные стены, препятствующие распространению огня.

Надежность РУ зависит от многих условий, из которых важнейшими являются: высокое качество аппаратов; соответствие коммутационной способности выключателей, электродинамической и термической стойкости аппаратов и проводников расчетным токам КЗ; надежная быстродействующая защита сборных шин и присоединений, а также использование других автоматических устройств; эффективная защита от перенапряжений с помощью разрядников; правильно организованная эксплуатация, в частности профилактические испытания оборудования и ремонты.

Экономичность распределительного устройства определяется его стоимостью при условии удовлетворительного решения требований безопасности и надежности. При проектировании внутренних и наружных РУ оценивают варианты, сопоставляя объемы строительных работ, размеры площадей, количество, массу металлических и железобетонных

конструкций, проводникового материала и изоляторов, а также сроки сооружения.

В Правилах устройства электроустановок (разд. 4) детально изложены основные требования к строительной части, размещению электрооборудования и многие другие. РУ сооружают, как правило, по типовым проектам, разрабатываемым центральными проектными институтами Министерства энергетики и электрификации СССР. При наличии типовых конструкций проектирование облегчается и ускоряется, повышается качество проектов.

28.2. Внутренние распределительные устройства

При напряжении 6—10 кВ габариты электрических аппаратов таковы, что объем здания и его стоимость невелики. В этих условиях целесообразны внутренние распределительные устройства, в которых аппараты защищены от непогоды и пыли, обслуживание удобно. По мере повышения напряжения объем здания и стоимость строительной части быстро увеличиваются. При напряжении 110—220 кВ внутренние РУ сооружают только в стесненных условиях, при наличии в воздухе пыли и вредных химических загрязнений, на Крайнем Севере — в суровых климатических условиях.

Строительная часть. Для распределительных устройств обычно сооружают особые здания, размеры которых выбирают в соответствии с электрической схемой и габаритами оборудования. При определенных условиях РУ могут быть размещены в отсеках производственных помещений. Это относится к устройствам собственных нужд станций, размещаемым, как правило, в главном корпусе станции, а также к РУ генераторного напряжения гидростанций.

Здания РУ сооружают сборными из готовых типовых железобетонных элементов: колонн, балок, плит перекрытий, стеновых панелей и др. Поскольку размеры железобетонных элементов стандартизованы, размеры здания должны быть кратны размерам железобетонных изделий. Так, например, длина здания должна быть кратной 6 м, ширина — 3 м, высота — 0,6 м. Применение сборного железобетона позволяет ускорить строительство и снизить его стоимость. Однако конструктор связан размерами железобетонных элементов и должен найти целесообразное размещение электрического оборудования в габаритах здания.

Естественное освещение помещений внутренних РУ необязательно. Более того, оно нежелательно, поскольку устройство окон усложняет конструкцию здания, окна требуют периодической очистки, через неплотности в здание проникает пыль и т. д. Здания РУ не отапливаются (кроме РУ с элегазовым оборудованием), но нуждаются в вентиляции, поскольку аппараты и проводники выделяют значительное количество тепла. Обычно применяют естественную вентиляцию. В помещениях с большим выделением тепла (камеры токоограничивающих реакторов, силовых трансформаторов), а также расположенных в местностях с высокой температурой воздуха прибегают к установке вентиляторов.

Размещение электрического оборудования. Руководствуясь требованиями удобства и безопасности обслуживания, аппараты присоединений размещают в огражденных камерах, расположенных вдоль коридоров обслуживания. Огражденной камерой называют камеру, ограниченную со всех сторон стенами и перекрытиями, кроме стороны, обращенной в коридор обслуживания. С этой стороны предусматривают лишь сетчатое ограждение высотой не ниже 1,9 м с дверями для доступа в камеру при снятом напряжении. При таком размещении оборудования обеспечиваются хорошая обозреваемость аппаратов, удобный и безопасный ремонт, а также локализация повреждений, т. е. ограничение зоны их распространения. Закрытой называют камеру, ограниченную со всех сторон стенами и перекрытиями, с доступом из коридора обслуживания или снаружи через сплошные

двери. Размеры камер определяются габаритами электрических аппаратов, условиями доступа к ним при ремонте, а также номинальным напряжением РУ (точнее, минимально допустимыми изоляционными расстояниями).

В зависимости от числа присоединений камеры размещают в один, два и большее число рядов с коридорами для обслуживания между ними. В РУ 6—10 кВ с одной системой сборных шин и малогабаритными аппаратами в одну камеру могут быть помещены все аппараты одного присоединения. В устройствах с двумя системами сборных шин и аппаратами большого габарита для размещения аппаратов одного присоединения необходимы две или три камеры, расположенные в одном или двух этажах. Разделяющие стены выполняют кирпичными или железобетонными. Установку электрических аппаратов и проводников выполняют на месте. Такие устройства относятся к сборным. Применение получили также камеры со стальным каркасом и перегородками из асбоцементных и гипсолитовых плит, поддающихся резанию и сверлению. Каркасы камер с аппаратами небольших размеров могут быть изготовлены и доставлены на место с установленными в них аппаратами, изоляторами и проводниками. В этом случае объем электромонтажных работ, выполняемых на месте, невелик. Дальнейшей ступенью совершенствования процесса сооружения РУ являются комплектные устройства заводского изготовления, поставляемые на место установки готовыми ячейками с приборами для измерений, управления и релейной защиты (§ 28.4). Распределительные устройства 6—10 кВ мощных станций с выключателями больших размеров и реакторами выполняют обычно сборными. Это не исключает возможности использования и размещения в том же здании комплектных камер заводского изготовления в присоединениях с меньшим током КЗ и, следовательно, аппаратами с меньшими габаритами.

Минимальные изоляционные расстояния в воздухе для внутренних РУ с напряжением от 3 до 220 кВ, обеспечивающие условия безопасности и удобного обслуживания, установлены ПУЭ (табл. 28.1). Основными из них являются минимальные расстояния от токоведущих частей до заземленных конструкций $A_{ф-з}$, а также минимальные расстояния между токоведущими частями разноименных фаз $A_{ф-ф}$ (рис. 28.1). Установлены также минимальные расстояния от токоведущих частей до сплошных и сетчатых ограждений (размер B на рис. 28.2). Минимальные расстояния по высоте от уровня пола и земли определяются размерами $Д$ и E (рис. 28.3). Неогражден-

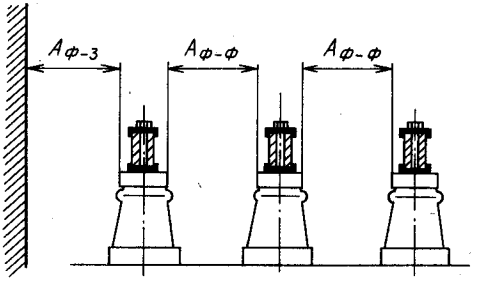


Рис. 28.1. Наименьшие расстояния в свету между неизолированными токоведущими частями разноименных фаз и между ними и заземленными частями для внутренних РУ

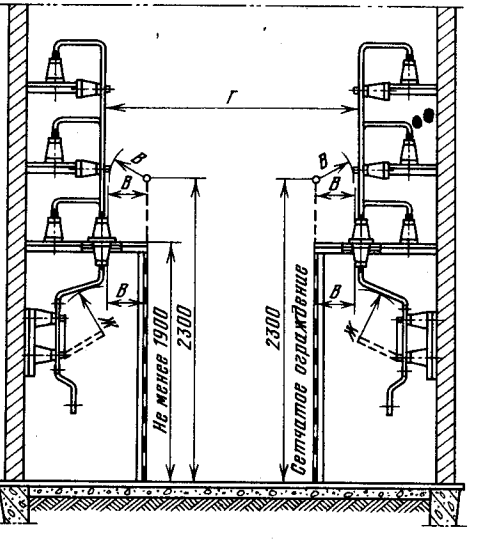


Рис. 28.2. Наименьшие расстояния от неизолированных токоведущих частей до сетчатых ограждений и между неогражденными токоведущими частями разных цепей

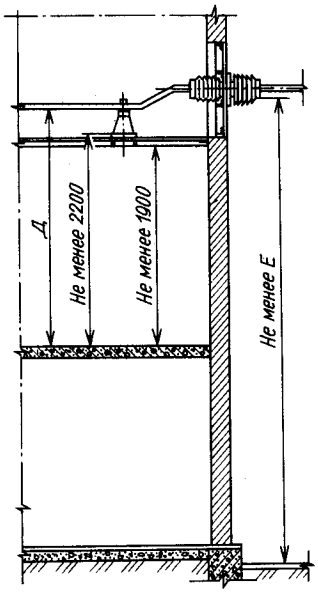


Рис. 28.3. Наименьшие расстояния по высоте от пола и от поверхности земли до токоведущих частей

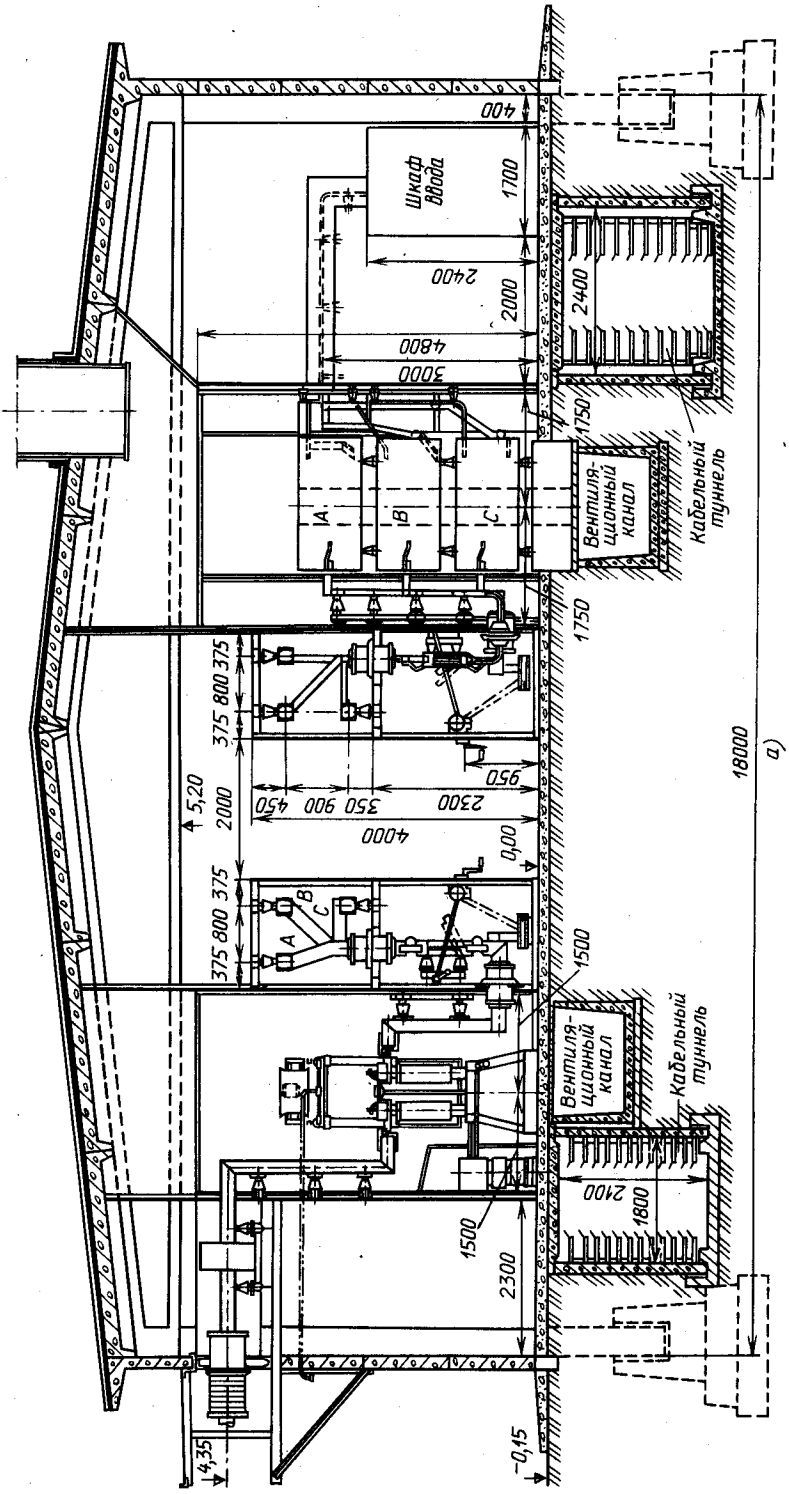
ные проводники, относящиеся к различным цепям и расположенные на высоте, превышающей размер *Д*, должны быть удалены друг от друга на расстояние, определяемое размером *Г* (рис. 28.2). Коридоры обслуживания должны иметь ширину, при которой обеспечивается удобное обслуживание и перемещение оборудования. Минимальная ширина коридоров с односторонним расположением оборудования при наличии в них приводов выключателей или разъединителей установлена равной 1,5 м, при отсутствии приводов — 1,0 м. Минимальная ширина коридоров при двухстороннем расположении оборудования установлена равной соответственно 2,0 и 1,2 м.

Ниже приведены описания РУ, получивших применение в отечественных энергосистемах.

Распределительное устройство 6—10 кВ с одной системой сборных шин, с секционными и линейными реакторами. Такие РУ (рис. 28.4, *а*) были в свое время сооружены для ТЭЦ с агрегатами 30 и 60 МВт. Как видно из рисунка, оборудование РУ размещено в одноэтажном здании шириной 18 м и высотой до балок перекрытия 5,2 м. Длина здания определяется числом секций и присоединений. В середине здания по обеим сторонам коридора обслуживания размещены защищенные камеры сборных шин и шинных разъединителей

Таблица 28.1. **Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до элементов внутреннего РУ**

Номер рисунка	Наименование расстояний	Обозначение	Наименьшее расстояние, мм, для напряжения, кВ							
			3	6	10	20	35	110	150	220
28.1	От токоведущих частей до заземленных конструкций и частей зданий	$A_{ф-з}$	65	90	120	180	290	700	1100	1700
28.1	Между проводниками разных фаз	$A_{ф-ф}$	70	100	130	200	320	800	1200	1800
28.2	От токоведущих частей до сплошных ограждений	*Б*	95	120	150	210	320	730	1130	1730
28.2	От токоведущих частей до сетчатых ограждений	*В*	165	190	220	280	390	800	1200	1800
28.2	Между неогражденными токоведущими частями разных цепей	*Г*	2000	2000	2200	2200	2200	2900	3300	3800
28.3	От неогражденных токоведущих частей до пола	*Д*	2500	2500	2500	2700	2700	2700	3400	4200
28.3	От неогражденных выводов из РУ до земли при выходе их на территорию станции и при отсутствии проезда под выводами	*Е*	4500	4500	4500	4750	4750	5500	6000	6500
28.2	От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до проводника, присоединенного ко второму контакту	*Ж*	80	110	150	220	350	900	1300	2000


Шкаф ввода
1700
2400
2000
4800
3000
400
2400
1750
Вентиляционный канал
Кабельный туннель
1750
375 800 375
950
2300
350 900 450
4000
2000
5,20
0,00
375 800 375
A
B
C
1500
Вентиляционный канал
Кабельный туннель
2400
1800
1500
2300
18000
а)
4,35
-0,15

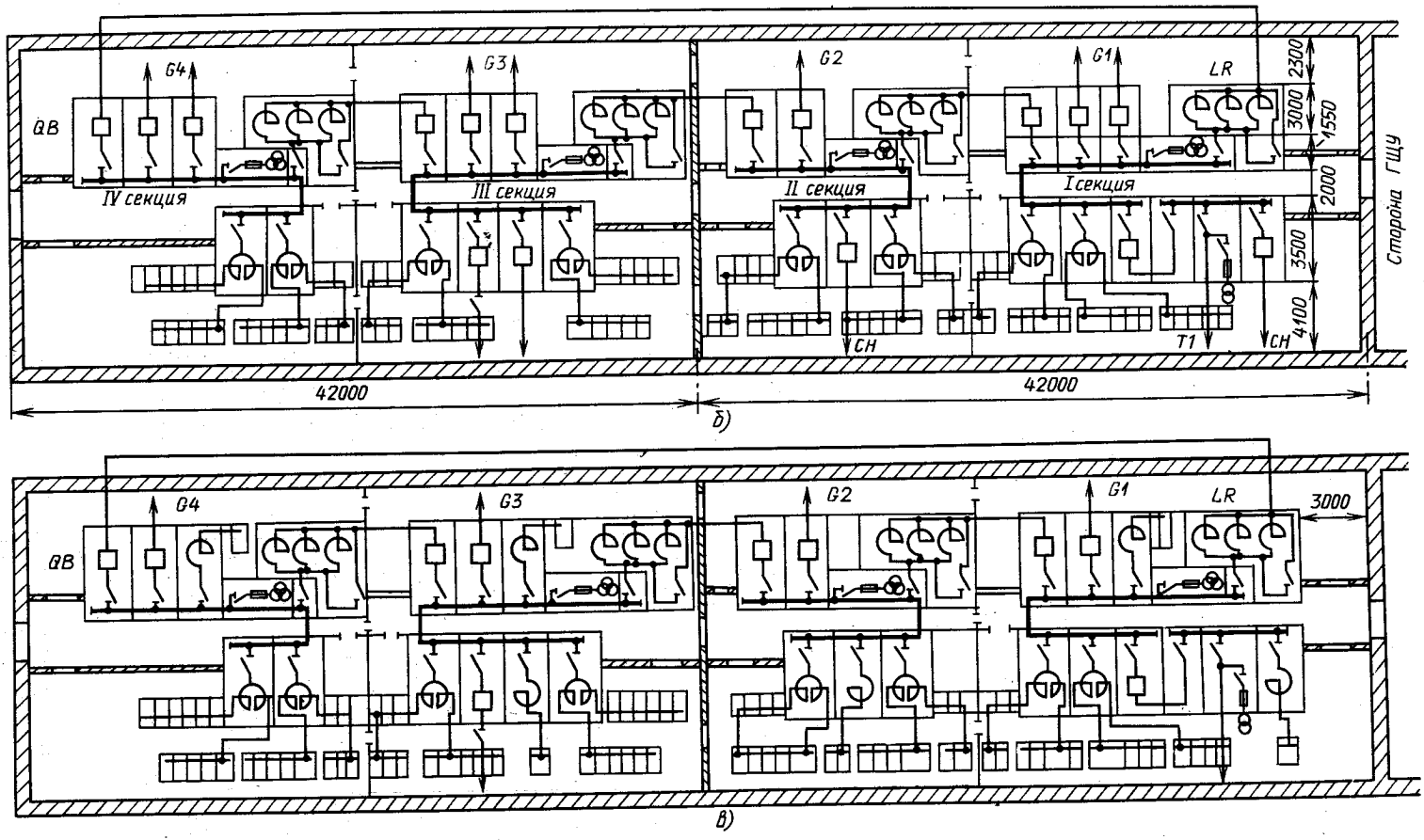


Рис. 28.4. Распределительное устройство 6 – 10 кВ с одной системой сборных шин с секционными и линейными реакторами: *а* – поперечный разрез; *б* – схема заполнения для напряжения 10 кВ; *в* – то же для напряжения 6 кВ

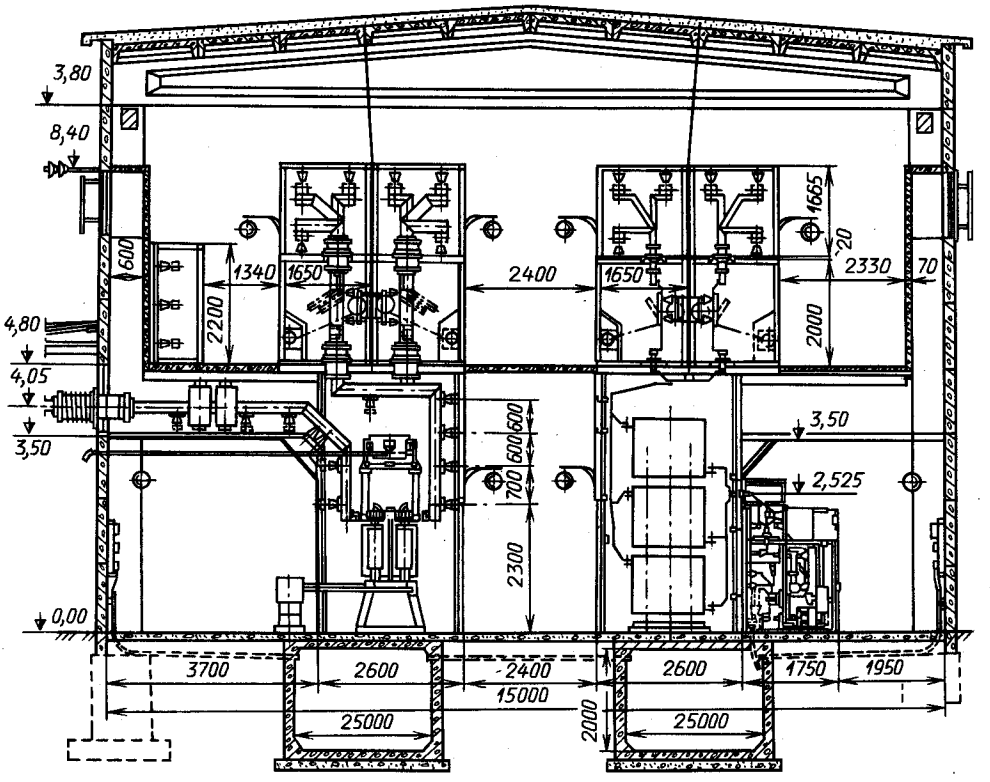


Рис. 28.5. Распределительное устройство 6—10 кВ с двумя системами сборных шин с секционными и линейными реакторами. Поперечный разрез

с шагом ячеек 3 м. К ним примыкают закрытые камеры с выключателями типа МГ-10 и линейными реакторами. Обслуживание этих аппаратов производится из боковых коридоров. Для относительно легких аппаратов – линейных выключателей ВМП-10, трансформаторов тока, а также концевых кабельных заделок – использованы стандартные малогабаритные комплектные камеры, расположенные в одном из боковых коридоров. Под полом предусмотрены каналы для вентиляции камер с реакторами и каналы для прокладки силовых кабелей и кабелей управления.

На рис. 28.4, *б, в* показаны схемы заполнения РУ 10 и 6 кВ с четырьмя секциями, замкнутыми в кольцо через секционные выключатели *QB* и секционные реакторы *LR*. Устройство рассчитано на присоединение четырех генераторов *G1—G4*, двух трансформаторов *T1* и *T2* для связи с системой, шести трансформаторов (рис. 28.4, *б*) или реакторов (рис. 28.4, *в*) СН, восьми сдвоенных групповых линейных реакторов (по два на каждую секцию) и до 64 линейных выключателей в комплектных камерах. Длина РУ составляет 84 м. Его размещают у фронта главного здания станции. Соединение с генераторами и трансформаторами осуществляют гибкими токопроводами или комплектными пофазно-экранированными токопроводами.

Распределительное устройство 6—10 кВ с двумя системами сборных шин, с секционными и линейными реакторами. Такие устройства имели применение на ТЭЦ с агрегатами до 100 МВт. Электрооборудование размещено в двухэтажном здании в два ряда с коридорами обслуживания в середине и по бокам. На рис. 28.5 показан поперечный

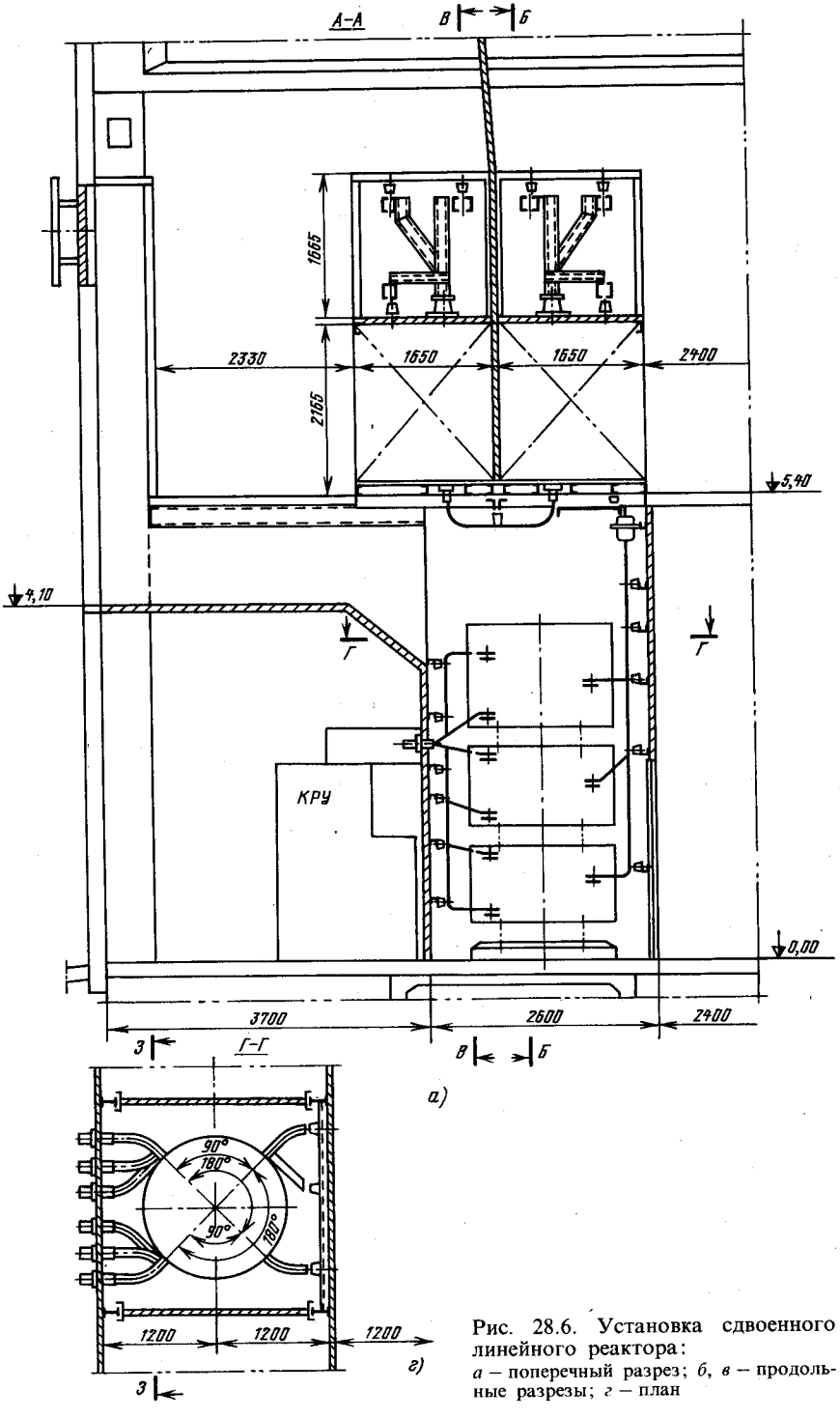
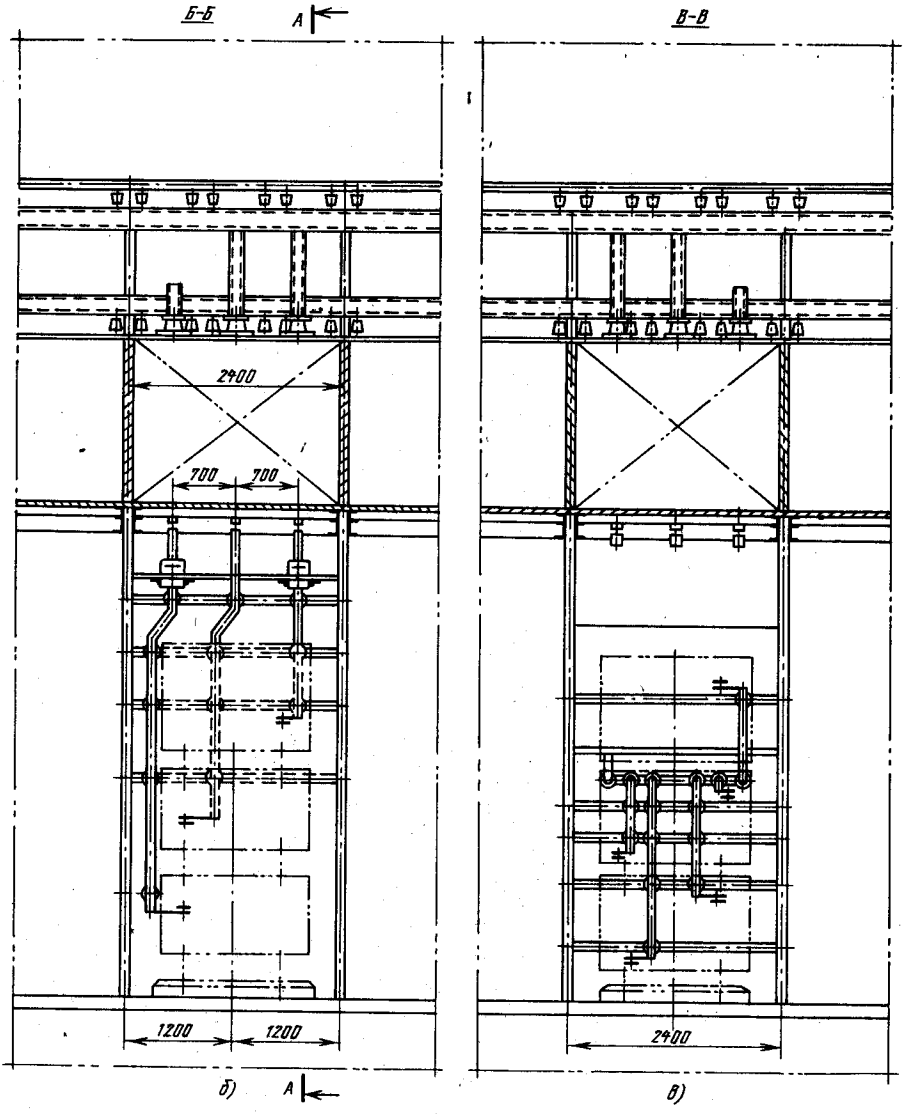


Рис. 28.6. Установка сдвоенного линейного реактора:
а – поперечный разрез; *б*, *в* – продольные разрезы; *г* – план



Продолжение рис. 28.6

разрез РУ по присоединениям генератора и линейного реактора, а на рис. 28.6 – установка сдвоенного линейного реактора. В верхнем этаже размещены сборные шины и шинные разъединители, а также трансформаторы напряжения, присоединенные к сборным шинам. Рабочие секции сборных шин размещены в ячейках среднего коридора, резервная система – в ячейках боковых коридоров. Они разделены легкими асбоцементными плитами, укрепленными на стальном каркасе. Предусмотрены также плиты, расположенные горизонтально между системами шин и соответствующими разъединителями. Они необходимы для безопасного ремонта одной системы шин при работе на другой. Приводы шинных разъединителей расположены в коридорах у фронта соответствующих камер.

В первом этаже расположено все

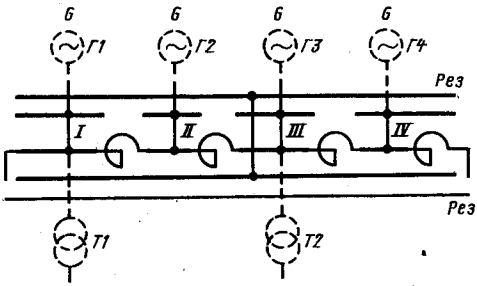


Рис. 28.7. Распределительное устройство 6—10 кВ ТЭЦ с двумя системами сборных шин и четырьмя секциями. Схема, поясняющая размещение секций сборных шин и связей между ними

остальное оборудование: а) выключатели МГ-10 генераторов и трансформаторов (главных и собственных нужд), а также секционные и шиносоединительные выключатели; б) — секционные и линейные реакторы; в) измерительные трансформаторы тока и напряжения; г) комплектные ячейки с линейными выключателями типа ВМП-10. Последние установлены в боковых коридорах и примыкают к соответствующим камерам линейных реакторов. Шаг ячеек 2,4 м.

Схема размещения рабочих секций и резервной системы приведена на рис. 28.7. Расположение рабочих секций соответствует расположению генераторов в главном здании станции, а также расположению трансформаторов у фронта РУ. При четырех секциях желательно соединить их в кольцо. Это связано с установкой четвертого реактора и прокладкой соединительных шин, которые размещены в боковом коридоре второго этажа (см. рис. 28.5).

Сопоставляя рассмотренные РУ 6—10 кВ одного назначения с одной (рис. 28.4) и двумя (рис. 28.5 и 28.6)

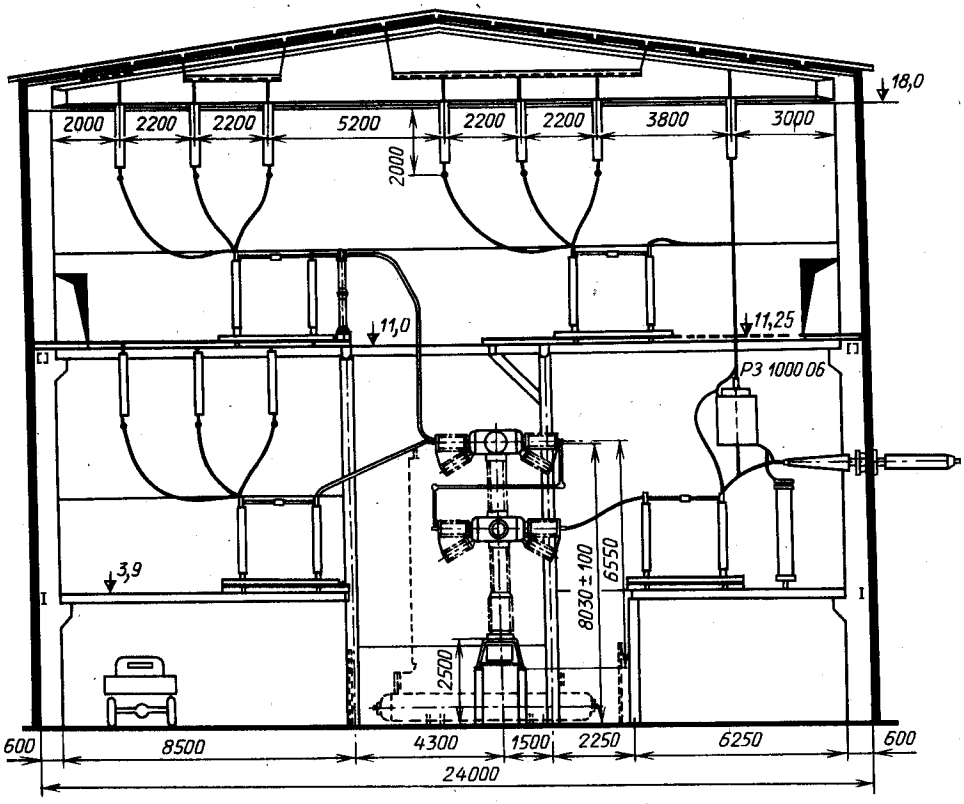


Рис. 28.8. Внутреннее распределительное устройство 220 кВ с двумя основными и третьей обходной системой шин (Теплоэлектропроект)

системами, легко убедиться в том, что последнее устройство значительно сложнее по выполнению, объем строительных и электромонтажных работ значительно больше, стоимость его выше.

Распределительные устройства 110–220 кВ. Такие устройства размещают в зданиях в виде исключения. Объем здания получается большим; размещение электрического оборудования – чрезвычайно сжатое.

В качестве примера на рис. 28.8 показан поперечный разрез РУ 220 кВ с двумя системами сборных шин и обходной системой, оборудованного воздушными выключателями типа ВВБ. Здание РУ сборного типа имеет ширину 24 м и высоту 18 м. По длине здания установлены колонны с шагом 12 м, соответствующим шагу ячеек. Междуэтажное перекрытие в обычном понимании этого слова здесь отсутствует. Внутри здания предусмотрены стальные колонны и поперечные балки на высоте 11 и 3,9 м. Эта конструкция использована для установки шинных, линейных и обходных разъединителей. На высоте 11 м предусмотрены легкие плиты, образующие боковые проходы вдоль здания. Аппараты соседних присоединений разделены по осям ячеек легкими плитами, обеспечивающими безопасность при ремонтах. Сборные шины и обходная система выполнены из проводов марки АСО-500. Они укреплены на подвесных изоляторах к балкам перекрытия и стальным траверсам на отметке 11 и 18 м. По торцам здания предусмотрено дополнительное крепление проводов к стенам с помощью оттяжных изоляторов. Внутриячейковые электрические связи между шинными разъединителями и выключателями выполнены трубами из алюминиевого сплава, остальные связи – сталеалюминиевыми проводами.

Выключатели установлены в середине здания на отметке 0,0. На этой же отметке предусмотрены широкие проезды по сторонам здания для автокранов, необходимых для монтажных и ремонтных работ. Вводы воздушных линий и проводов от трансформаторов в здание РУ предусмотрены с одной стороны на высоте около 8 м.

В настоящее время взамен внутренних РУ напряжением 110–220 кВ с воздушной изоляцией все чаще сооружаются комплектные РУ с элегазовой изоляцией, которые могут быть помещены в здании небольшого объема, а иногда вне зданий.

28.3. Наружные распределительные устройства

При напряжении 35–110 кВ и выше стоимость наружных РУ ниже стоимости соответствующих внутренних РУ вследствие меньшего объема строительных работ. Упрощаются расширение и реконструкция РУ. Отрицательные стороны таких РУ – относительно большая площадь и подверженность изоляторов запылению.

Минимальные расстояния в воздухе между токоведущими частями разноименных фаз и от токоведущих частей до заземленных конструкций $A_{ф-ф}$ и $A_{ф-з}$ (рис. 28.9 и 28.10) для наружных РУ установлены несколько бóльшими соответствующих расстояний для внут-

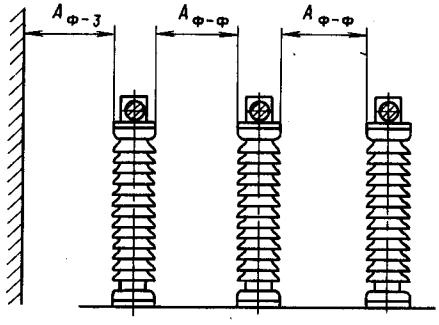


Рис. 28.9. Наименьшие расстояния в свету в наружных РУ при жестких проводниках

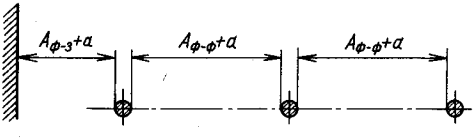


Рис. 28.10. Наименьшие расстояния в свету в наружных РУ при гибких проводниках, расположенных в одной плоскости

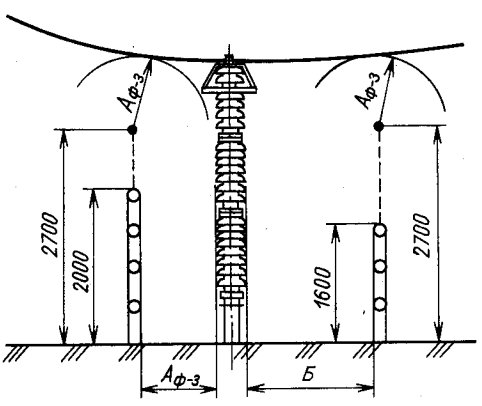


Рис. 28.11. Наименьшие расстояния от токоведущих частей до постоянных ограждений

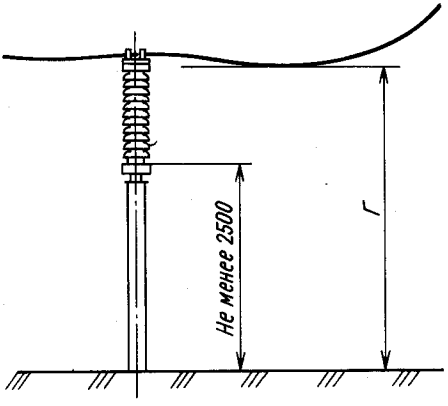


Рис. 28.12. Наименьшие расстояния от неогражденных токоведущих проводников до земли

Таблица 28.2. **Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до элементов наружного РУ**

Номер рисунка	Наименование расстояния	Обозначение	Наименьшее расстояние, мм, для напряжения, кВ							
			до 10	20	35	110	150	220	330	550
28.9, 28.10, 28.11	От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных ограждений высотой не менее 2 м	$A_{ф-з}$	200	300	400	900	1300	1800	2500	3750
28.9, 28.10	Между проводами разных фаз	$A_{ф-ф}$	220	330	440	1000	1400	2000	2800	4200
28.11, 28.13, 28.17	От токоведущих частей или элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных ограждений высотой 1,6 м, до габаритов транспортируемого оборудования	*Б*	950	1050	1150	1650	2050	2550	3250	4500
28.14	Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней	*В*	950	1050	1150	1650	2050	3000	4000	5000
28.12, 28.18	От неогражденных токоведущих частей до земли или кровли зданий при наибольшем провисании проводов	*Г*	2900	3000	3100	3600	4000	4500	5000	6450
28.14, 28.15, 28.16, 28.18	Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и неотключенной другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями	*Д*	2200	2300	2400	2900	3300	3800	4500	5750
28.17	От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до провода, присоединенного ко второму контакту	*Ж*	240	365	485	1100	1550	2200	3100	4600

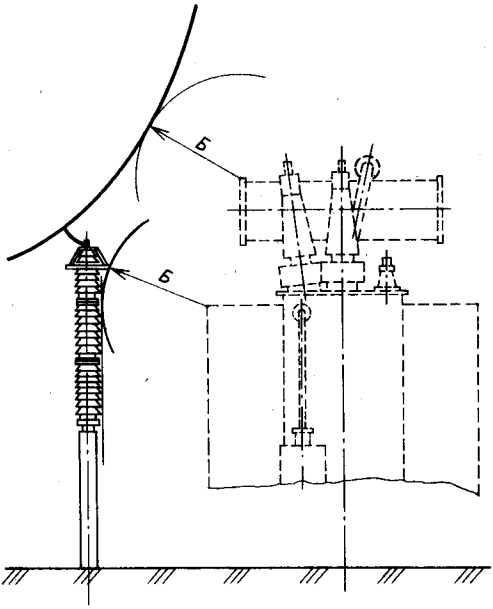


Рис. 28.13. Наименьшие расстояния от токоведущих частей до транспортируемого оборудования

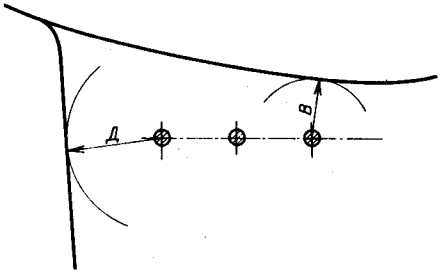


Рис. 28.14. Наименьшие расстояния между проводниками разных цепей, расположенных в разных плоскостях, с обслуживанием нижней цепи при неотключенной верхней

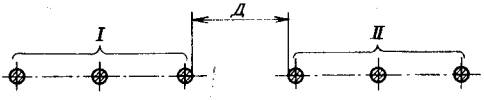


Рис. 28.15. Наименьшие расстояния по горизонтали между токоведущими частями разных цепей с обслуживанием одной цепи при неотключенной другой

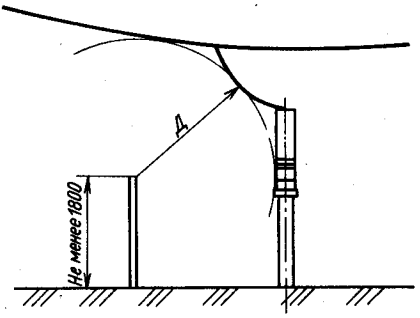


Рис. 28.16. Наименьшие расстояния от токоведущих частей до верхней кромки внешнего ограждения РУ

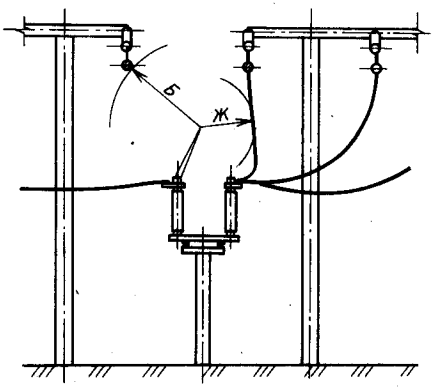


Рис. 28.17. Наименьшие расстояния от контактов и ножей разъединителей в отключенном положении до токоведущих частей

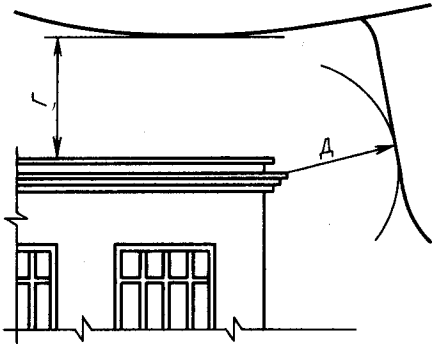


Рис. 28.18. Наименьшие расстояния между токоведущими частями и зданиями

ренних РУ с учетом неблагоприятных условий работы – дождя, снега, пыли и др. (табл. 28.2). Наименьшие расстояния от токоведущих частей до ограждений (рис. 28.11), до поверхности земли (рис. 28.12), до транспортируемого оборудования (рис. 28.13) и многие другие (рис. 28.14–28.18) также увеличены.

Конструкции, размеры и стоимость наружных РУ зависят от вида проводников и изоляторов. В СССР первые наружные РУ 110 кВ были построены в 20-х годах этого столетия. Рабочие токи в то время не превышали 600 А, токи КЗ – 10 кА. В этих условиях применение одиночных гибких проводов, укрепленных на подвесных изоляторах, было целесообразно. В настоящее время при рабочих токах, возросших до нескольких тысяч ампер, применение получили расщепленные проводники из двух, трех и четырех проводов в фазе. При КЗ любого вида с токами, возросшими до 50–80 кА, провода в пучках сближаются под действием электродинамических сил. При этом тяжения проводов и нагрузки на опоры резко увеличиваются (см. гл. 7). При многофазных КЗ гибкие проводники разноименных фаз отклоняются от своего нормального положения, возникают качания и опасность недопустимого сближения и даже схлестывания проводников (см. гл. 7). Поэтому расстояния между фазами, а также между проводами и заземленными конструкциями устанавливают с учетом наибольшего возможного отклонения *а* гибких проводников при КЗ и ветре (см. рис. 28.10).

У жестких трубчатых проводников, укрепленных соответствующим образом на опорах, эти явления не имеют места. Нагрузки на опоры уменьшаются. Расстояния между фазами и размеры РУ в целом могут быть заметно уменьшены, стоимость РУ снижается. Ниже приведено описание типичных РУ с гибкими и жесткими проводниками.

Распределительные устройства с гибкими проводниками. На рис. 28.19 показано типовое РУ 220 кВ с двумя системами сборных шин и третьей обходной системой, разработанное институтом «Энергосетьпроект». Как видно из рисунка, выключатели (любого вида) расположены в один ряд вдоль дороги, необходимой для транспорта оборудования. Выход линий предусмотрен как влево (рис. 28.19), так и вправо; силовые трансформаторы расположены справа. Проводники расположены в трех ярусах на высоте около 5,0; 11,0 и 16,5 м от уровня земли. Опорные конструкции – железобетонные с оттяжками. Расстояние между точками подвеса проводников равно 4 м, шаг ячеек – 16,0 м.

Особенность рассматриваемого РУ заключается в своеобразном расположении полюсов шинных разъединителей. Полюсы разъединителей первой системы шин (рис. 28.19, *а* и *в*) установлены перпендикулярно направлению сборных шин. Полюсы разъединителей второй системы сборных шин установлены ступенчато и параллельно направлению сборных шин. Провода, соединяющие разъединители первой и второй систем, укреплены на соответствующих полюсах разъединителей и дополнительных опорных изоляторах. При такой конструкции РУ может быть выполнено трехъярусным с выходом проводов в двух направлениях. В присоединениях трансформаторов (рис. 28.19, *б*), а также при выходе линий вправо предусмотрены дополнительные опоры между первой и второй системами сборных шин. Такое конструктивное решение исключает возможность перекрытия обеих систем сборных шин при обрыве поперечных проводов.

Схема заполнения РУ, рассчитанная на присоединение к сборным шинам пяти линий, двух трансформаторов, шиносоединительного и обходного выключателей, двух комплектов измерительных трансформаторов напряжения, приведена на рис. 28.20. Аналогично выполняют РУ 110 кВ с уменьшенными размерами.

Распределительные устройства 330 кВ и выше обычно выполняют по схемам кольцевого типа. На рис. 28.21 показано РУ, выполненное по полуторной схеме с выключателями, установленными в три ряда. Около них предусмотрены проезды для транспорта оборудования. Про-

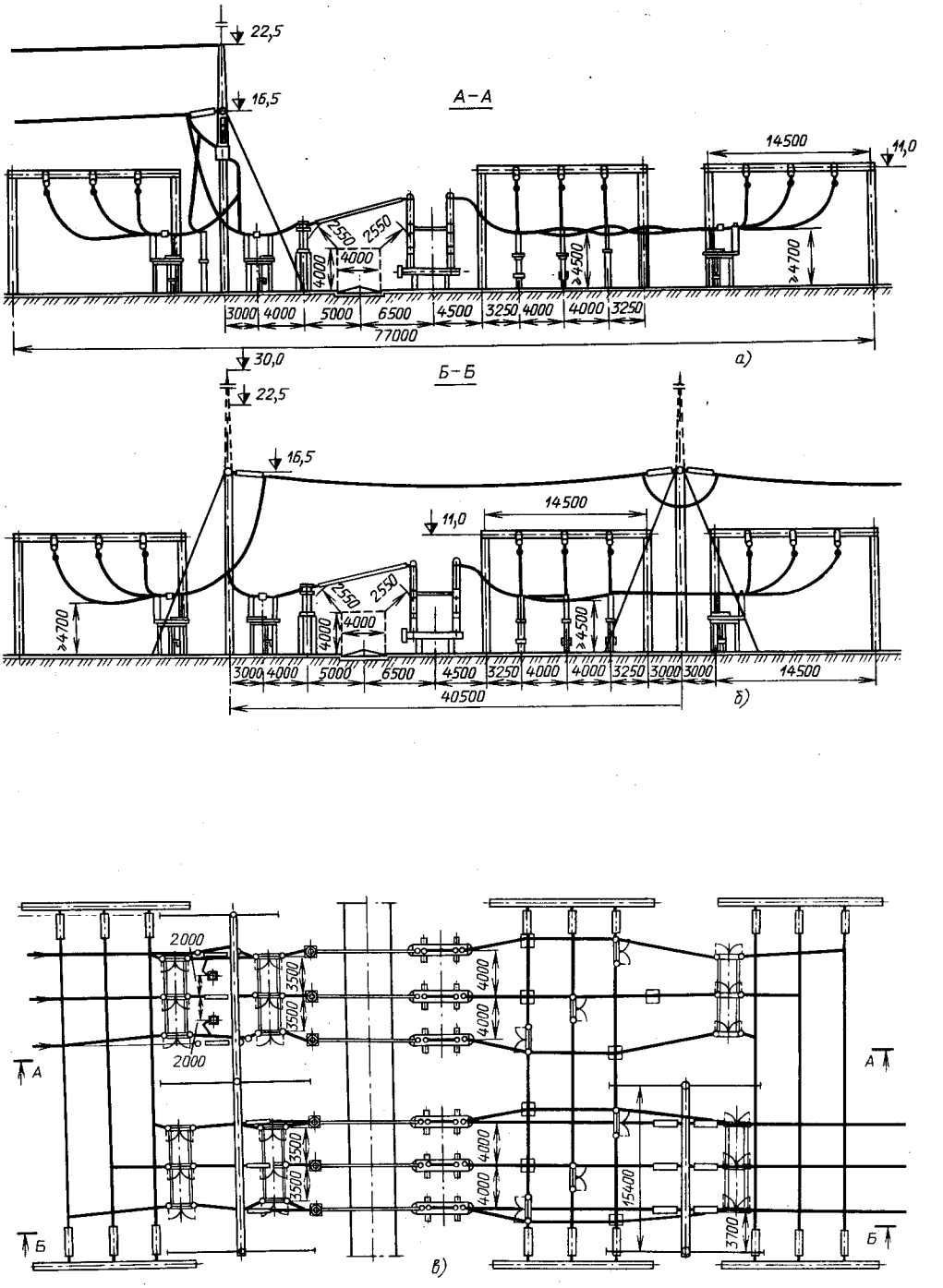


Рис. 28.19. Типовое РУ 220 кВ с двумя системами сборных шин и третьей обходной системой:

а – разрез по линейной цепи; *б* – разрез по цепи трансформатора; *в* – план

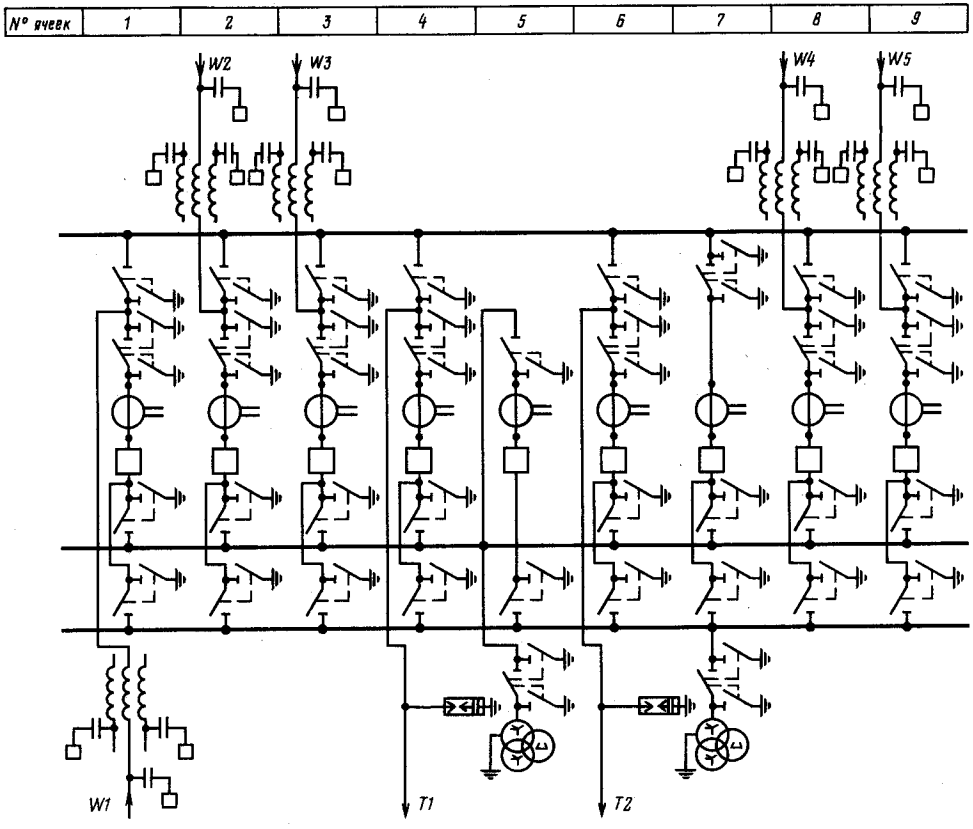


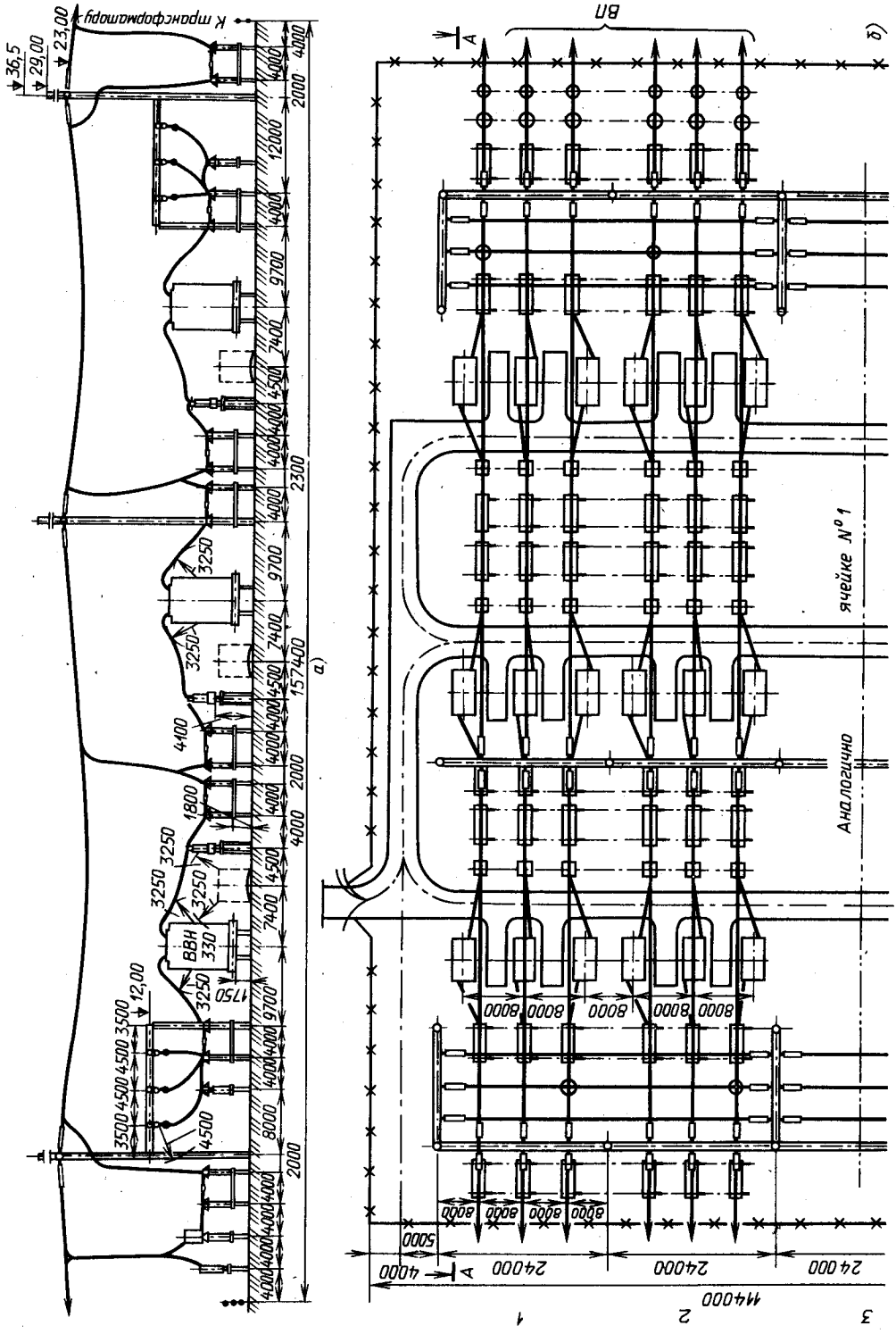
Рис. 28.20. Распределительное устройство 220 кВ с двумя системами сборных шин. Схема заполнения

водники сборных шин укреплены на П-образных порталах высотой 12 м, установленных через каждые 48 м (две ячейки). Расстояние между фазами равно 4,5 м. Разъединители установлены на стальных конструкциях высотой 1,8 м. В третьем ярусе на высоте 23 м расположены проводники к линиям и трансформаторам. Для защиты РУ от прямых ударов молнии на опорах установлены молниеотводы высотой 36,5 м. Ширина РУ (размер в направлении, перпендикулярном к сборным шинам) составляет 157,4 м.

Распределительные устройства для полуторной схемы могут быть выполнены также с установкой выключателей в два ряда и в один ряд. Соответственно ширина РУ может быть уменьшена, а длина увеличена в той мере, в какой это необходимо для согласования размеров РУ с размерами машинного здания станции и распределительным устройством среднего напряжения.

Распределительные устройства 500 кВ для схемы могут быть выполнены аналогично. Надо лишь предусмотреть установку шунтирующих реакторов.

Распределительные устройства с подвесными разъединителями. Подвесные разъединители были предложены М. Л. Зеликиным в 1974 г. [28.2]. Разъединители этого типа отличаются от обычных разъединителей тем, что изоляционный промежуток вытянут по вертикали. Это позволяет выполнить РУ более экономично. В настоящее время РУ 330—750 кВ на многих станциях в СССР выполнены с подвесными разъединителями.


К трансформатору
36,5
29,00
23,00
12,00
ВВН
330
1750
3500
4500
8000
4000
2000
12000
9700
7400
2300
3250
4100
1800
157400
а)
ВЛ
А
ячейке N° 1
Аналогично
8000
24000
44000
5000
б)
1
2
3

←

Рис. 28.21. Распределительное устройство 330 кВ по полуторной схеме с гибкими проводами: *а* – поперечный разрез; *б* – план

Принципиальная схема подвесного разъединителя 500 кВ приведена на рис. 28.22. Неподвижный контакт *1* разъединителя устанавливается на опорном изоляторе или на трансформаторе тока ТФН. Подвижный контакт *2* с грузом подвешен на гирлянде изоляторов *3* и стальном тросе *4*, пропущенном через блоки *5* и прикрепленном другим концом к противовесу *6*. Подвод тока к подвижному контакту разъединителя осуществляется с помощью жесткого проводника *9* (рис. 28.22, *а*) или гибкого провода *10* (рис. 28.22, *б*).

Управление разъединителем производится с помощью привода *8*, представляющего собой лебедку с закрепленным на блоках в виде петли тросом *7*, к которому крепится противовес *6*. Для включения разъединителя необходимо привести в действие лебедку. При этом трос замкнутой петли перематывается, противовес поднимается, а подвижный контакт разъединителя под собственным весом опускается до полной посадки в неподвижный. Необходимое давление в контактах обеспечивается массой подвижного контакта с грузом. Процесс отключения происходит в обратном порядке. Три полюса разъединителя управляются общим приводом. Включение и отключение полюсов происходит одновременно.

На рис. 28.23 показаны поперечный разрез и план одной ячейки РУ 500 кВ с подвесными разъединителями, выполненного по полуторной схеме с выключателями, установленными в три ряда. Как видно из рисунка, проводники сборных шин укреплены на подвесных изоляторах к П-образным опорам высотой 24 м. Расстояния между фазами равно 6 м, шаг ячеек – 28 м. Подвесные разъединители прикреплены к траверсам, расположенным на высоте 24 и 34,5 м.

На рис. 28.24 и 28.25 показаны план и схема заполнения РУ. Оно рассчитано на присоединение к сборным шинам двух блочных агрегатов *T1*, *T2*, семи линий *W1* – *W7*, двух шунтирующих реакторов *LR1*, *LR2* и двух трансформаторов напряжения *TV*. Провода к по-

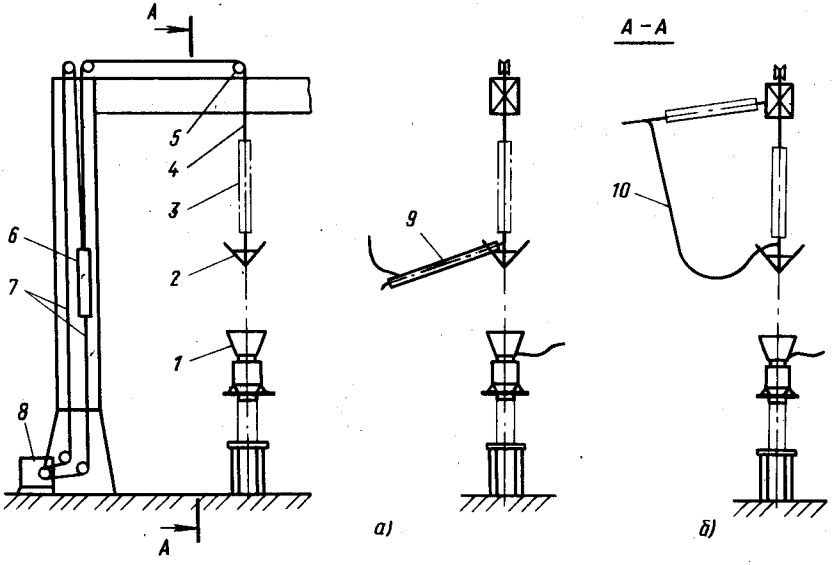


Рис. 28.22. Устройство подвесного разъединителя (условно показан один полюс)

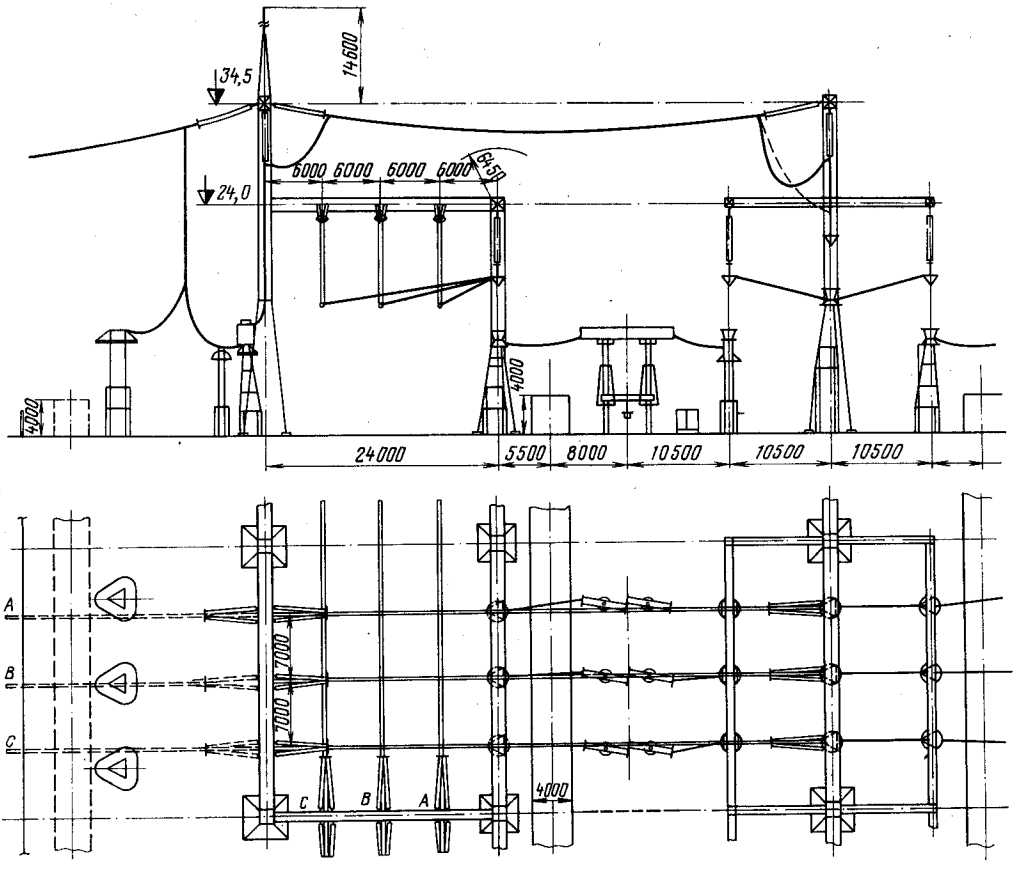
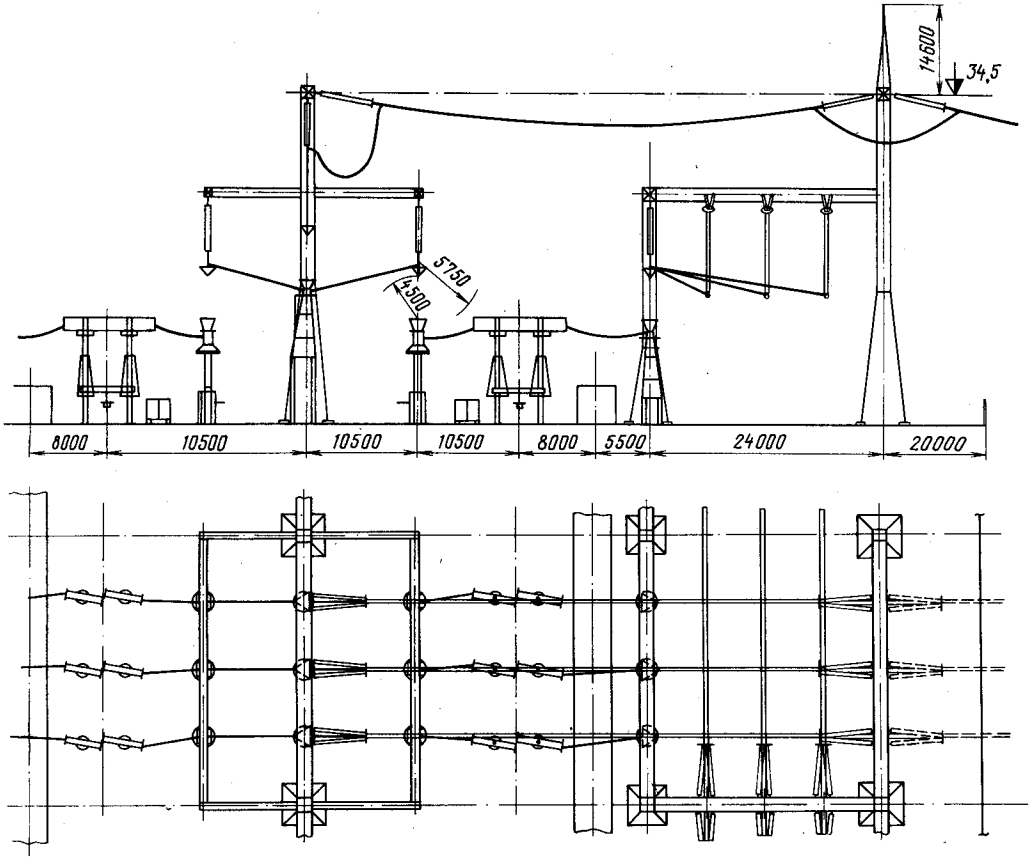


Рис. 28.23. Распределительное устройство 500 кВ по полуторной схеме с подвесными разъе

вышающим трансформаторам и шунтирующим реакторам выводятся в сторону машинного здания. Линии, за исключением одной, выводятся в противоположную сторону. Предусмотрено чередование присоединений блочных агрегатов и линий в цепочках.

Распределительные устройства с жесткими проводниками. В последние годы в РУ 110 кВ и выше все шире используется жесткая ошиновка. На Западе и в Японии наружные РУ выполняют только с жесткими проводниками. В качестве примера на рис. 28.26 приведены поперечные разрезы РУ 400 кВ Великобритании для пяти вариантов электрических схем, а именно: *а* – квадрата (четыре линии и четыре трансформатора); *б* – двух систем сборных шин с одним выключателем на каждое присоединение; *в* – то же, но с Ш-образным расположением сборных шин; *г* – полуторной схемы; *д* – двух систем сборных шин и третьей обходной системы с одним выключателем на каждое присоединение. Все варианты РУ выполнены с применением жестких трубчатых проводников из сплавов алюминия. Сборные шины устанавливают на опорных изоляторах на высоте первого яруса 6,9 м. Расстояние между фазами принято равным 4,57 м. Проводники ответвлений установлены во втором ярусе на высоте 11,3 м. Проводники третьего



динителями и выключателями, установленными в три ряда. Поперечный разрез и план ячейки

яруса расположены на высоте 15,3 м. Они также выполнены трубами и прикреплены к траверсам с помощью двух V-образно расположенных гирлянд изоляторов, как показано на рис. 28.27. При такой конструкции обеспечивается полная неподвижность проводников. Разъединители горизонтально-поворотного типа установлены на стальных конструкциях высотой 6,5 м. Шаг ячеек – 21,3 м; высота опорных конструкций – 19,65 м.

Сопоставим размеры распределительных устройств 330 кВ, выполненных

Таблица 28.3. **Размеры РУ 330 кВ**

Конструкция РУ и вид проводников	Расстояние между фазами, м	Ширина РУ, м	Шаг ячеек, м	Площадь ячейки, м²	Высота опор, м
По рис. 28.21, проводники гибкие	4,5	157	24	$157 \cdot 24 = 3770$	23
По рис. 28.26, *г*, проводники жесткие	3,2	119	24	$119 \cdot 24 = 2856$	13,8

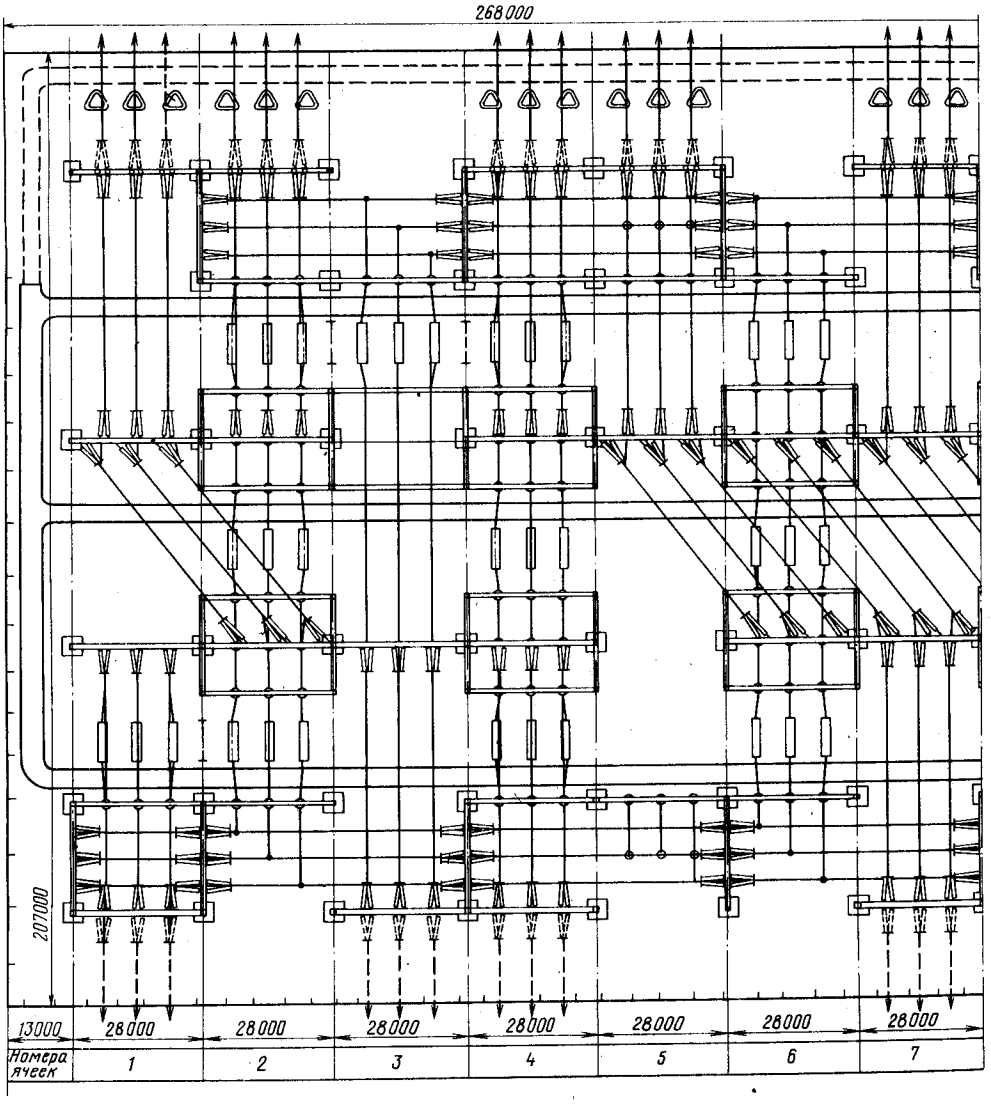


Рис. 28.24. План РУ 500 кВ с подвесными разъединителями

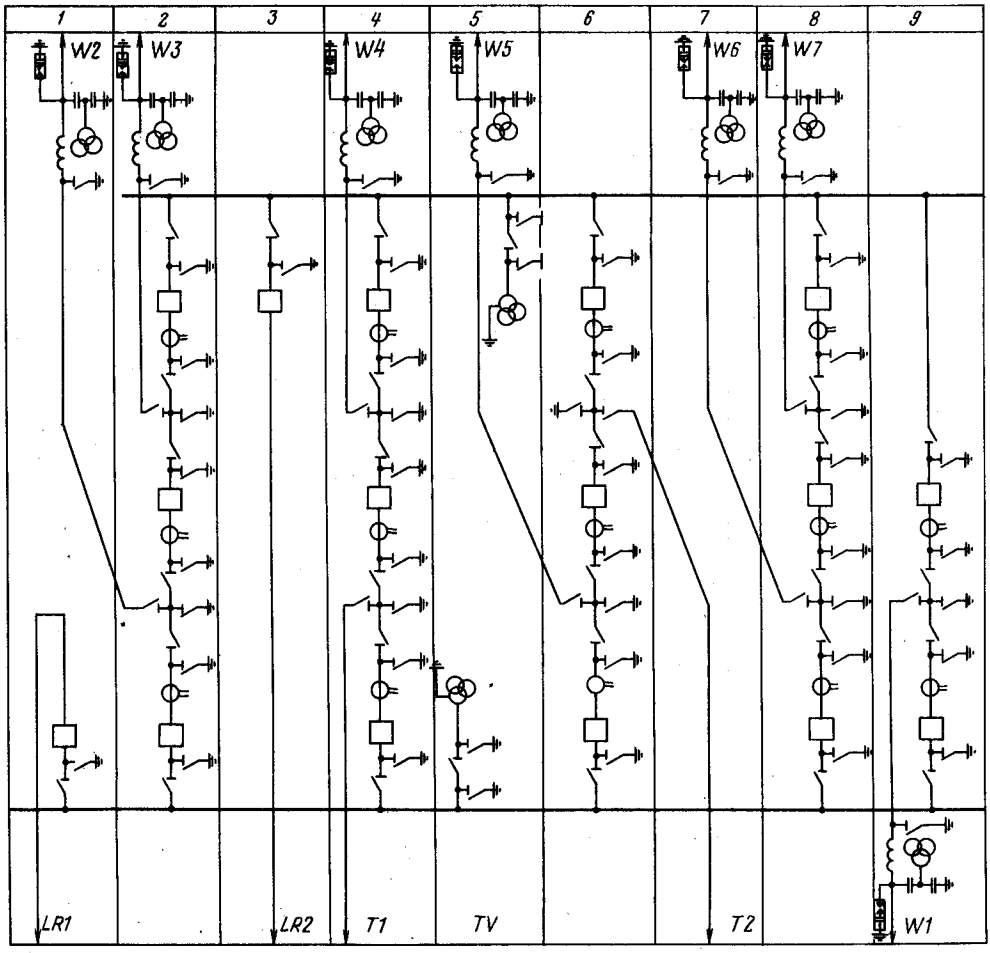


Рис. 28.25. Схема заполнения РУ 500 кВ с подвесными разъединителями

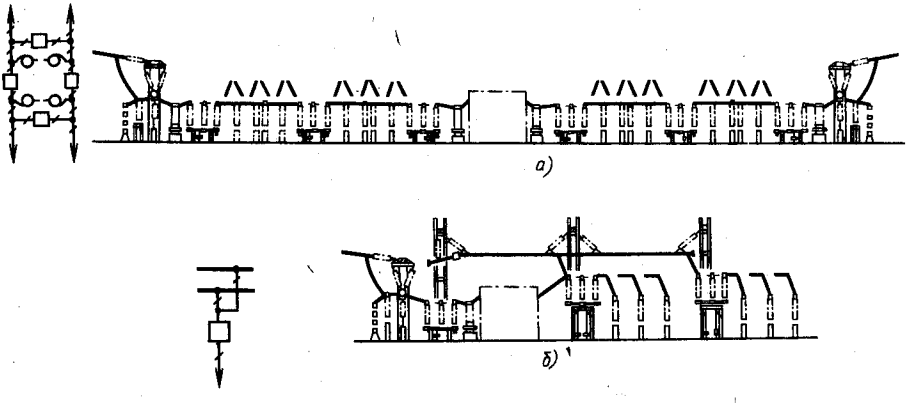
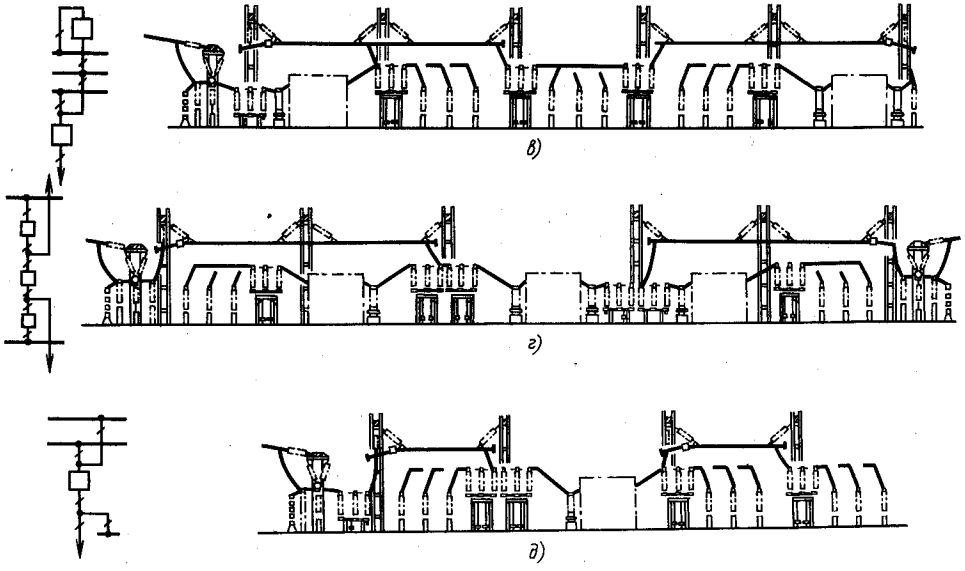


Рис. 28.26. Распределительные устройства 400 кВ с трубчатыми проводниками (Великобритания)



Продолжение рис. 28.26

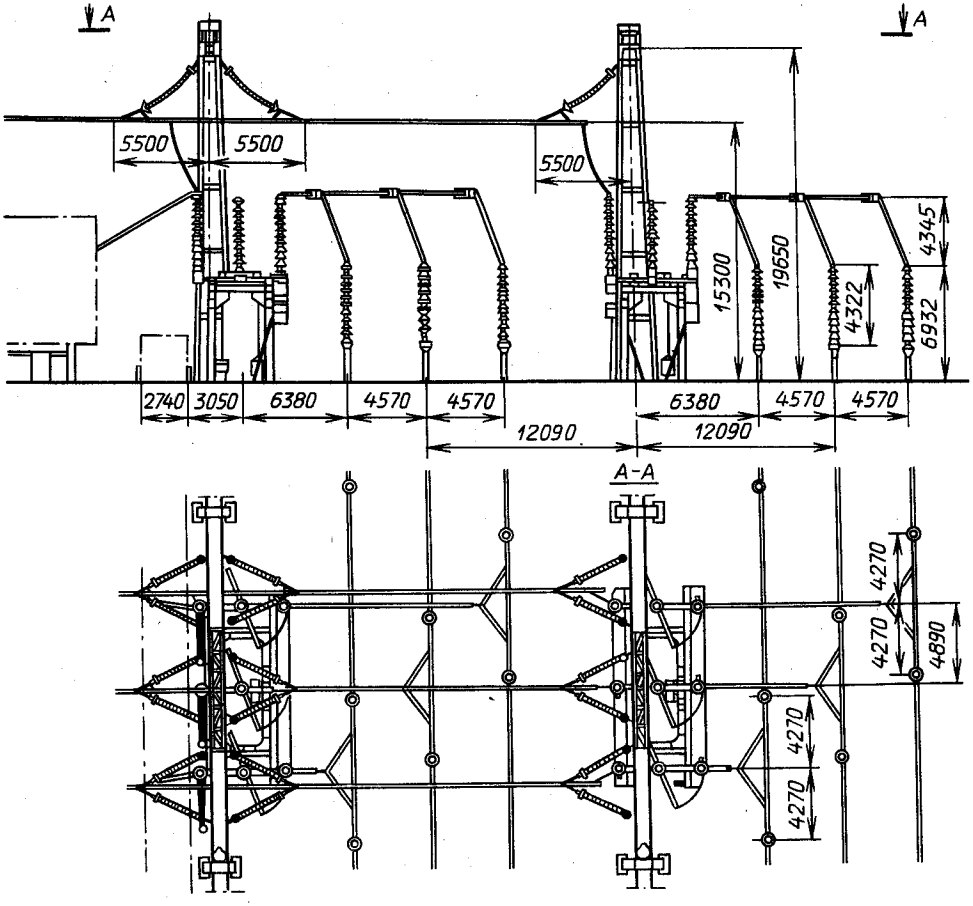


Рис. 28.27. Распределительное устройство 400 кВ с двумя системами сборных шин с одним выключателем на цепь (Великобритания)

по полуторной схеме, для вариантов с гибкими проводниками по рис. 28.21 и с жесткими проводниками по рис. 28.27. Для этого необходимо уменьшить указанные выше размеры РУ 400 кВ в отношении расстояний между фазами при напряжениях 330 и 400 кВ, равном 3,2/4,57 = 0,7. Расстояние 3,2 м определено как сумма размера $A_{ф-ф} = 2{,}8$ м и диаметра трубы 0,4 м. В результате такого пересчета получены размеры распределительных устройств 330 кВ с гибкими и жесткими проводниками, приведенные в табл. 28.3.

Как видно из приведенных данных, размеры РУ при жестких проводниках могут быть заметно уменьшены, стоимость его снижена. Экономия в затратах зависит от номинального напряжения и электрической схемы.

28.4. Комплектные распределительные устройства

Комплектным распределительным устройством (КРУ) называют РУ заводского изготовления, поставляемое заказчику в соответствии с согласованными техническими условиями в виде законченного сооружения, транспортируемого к месту установки укрупненными блоками и готового после установки его к включению под напряжение. Оно содержит несущий каркас с защитным кожухом, электрические аппараты и проводники первичных цепей, а также приборы для измерений, управления и релейной защиты со всеми соединениями.

Комплектные РУ изготовляют применительно к любой электрической схеме. Они отличаются от сборных устройств исключительной компактностью, безопасностью обслуживания и надежностью. Объем строительных и монтажных работ, выполняемых на месте установки, минимален. Возможность сооружения в стесненных условиях, на площадке с ограниченными размерами является во многих случаях решающим условием для выбора комплектного РУ.

Комплектные РУ для напряжения до 35 кВ включительно имеют воздушную изоляцию; КРУ 110 кВ и выше выполняют с изоляцией элегазом.

Отечественные электроаппаратные заводы изготовляют КРУ для напряжений 6—10 и 35 кВ с одной системой сборных шин для внутренней и наружной установки. Они получили широкое применение в электроустановках промышленных предприятий, а также на электрических станциях.

На рис. 28.28 показана линейная ячейка серии К-XII для внутренней установки с выключателем ВМП-10 и разъединителями штепсельного типа с втычными контактами. Она состоит из следующих частей: неподвижного корпуса, в задней части которого размещены верхние и нижние неподвижные контакты *1* разъединителей, кабельная сборка *2* с концевыми заделками *3*, трансформаторы тока *4* и заземляющие ножи *5*; выдвижной тележки с выключателем *6* и приводом; отсека сборных шин; отсека приборов для измерений, релейной защиты, управления и сигнализации.

Корпус ячейки разделен горизонтальной стальной перегородкой *7* на два отсека — верхний с контактами шинных разъединителей и нижний с трансформаторами тока и кабельной сборкой. Предусмотрены также вертикальные подвижные металлические шторы, закрывающие при выкатывании тележки заднюю часть ячейки с аппаратами, находящимися под напряжением, во избежание случайного прикосновения к ним.

Тележка с выключателем может занимать три положения: р а б о ч е е, когда тележка находится в камере, а втычные разъединители и контакты вторичных цепей сигнализации и управления замкнуты; и с п ы т а т е л ь н о е, когда тележка выдвинута настолько, что втычные разъединители разомкнуты, а контакты цепей управления еще замкнуты; р е м о н т н о е, когда тележка находится вне камеры. Для опробования привода выключателя достаточно поставить тележку в испытательное положение. Для ремонта выключателя тележка должна быть полностью выдвинута из камеры. Необходимо также от-

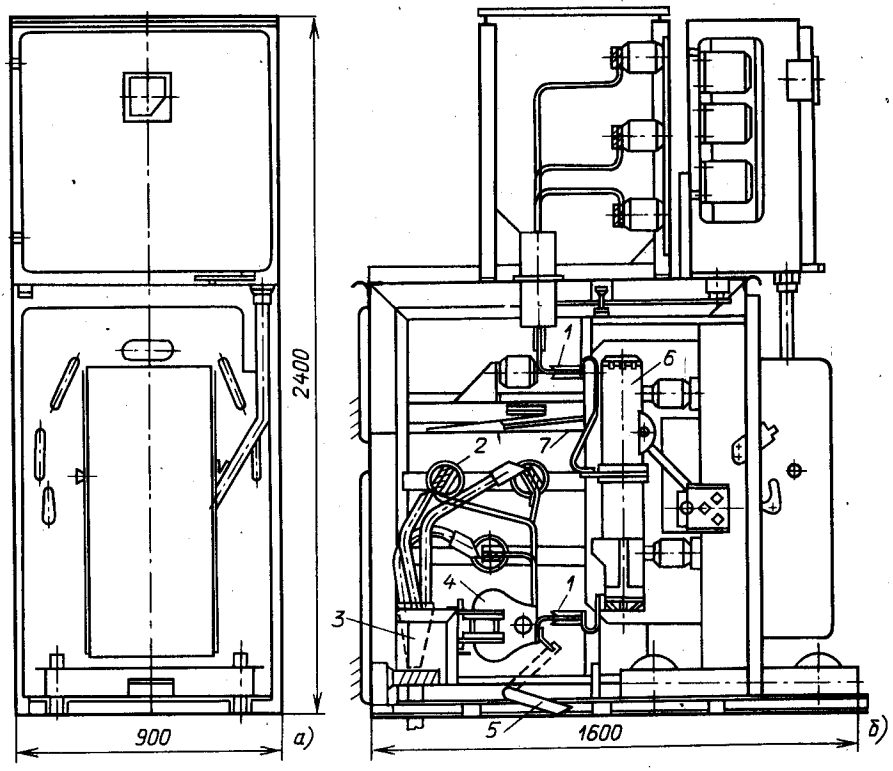


Рис. 28.28. Ячейка КРУ 6 – 10 кВ с выдвижным выключателем:
а – фасад; *б* – поперечный разрез

соединить цепи управления и сигнализации от релейного отсека, с которым они соединены гибким шлангом и многоконтактным штепсельным соединением. Предусмотрена блокировка, не допускающая выкатывания тележки при включенном выключателе, а также вкатывания при включенном заземляющем разъединителе. Последний не может быть включен в рабочем положении тележки.

Аналогичные комплектные ячейки изготовляют также с электромагнитными выключателями ВЭМ-6.

Комплектные устройства, предназначенные для наружной установки, имеют уплотнения для защиты от дождя, сырости и снега. Предусматривают также устройства для подогрева воздуха в ячейке, чтобы исключить конденсацию влаги при резком изменении температуры наружного воздуха. В качестве примера на рис. 28.29 показана конструкция линейной ячейки 35 кВ с воздушными выводами.

Комплектные РУ собирают применительно к конкретной схеме из типовых ячеек с аппаратами, необходимыми для соответствующих присоединений: линий, вводов от трансформаторов, секционных выключателей, трансформаторов напряжения и др. Технические характеристики и электрические схемы изготовляемых ячеек приводятся в каталогах.

Комплектные РУ с элегазовой изоляцией строят для напряжений до 1100 кВ включительно для любой электрической схемы. Ниже приведено описание некоторых характерных конструкций.

Производственное объединение «Электроаппарат» строит КРУ 110 кВ по схеме с двумя системами сборных шин с одним выключателем на каждое присоединение для внутренней установки.

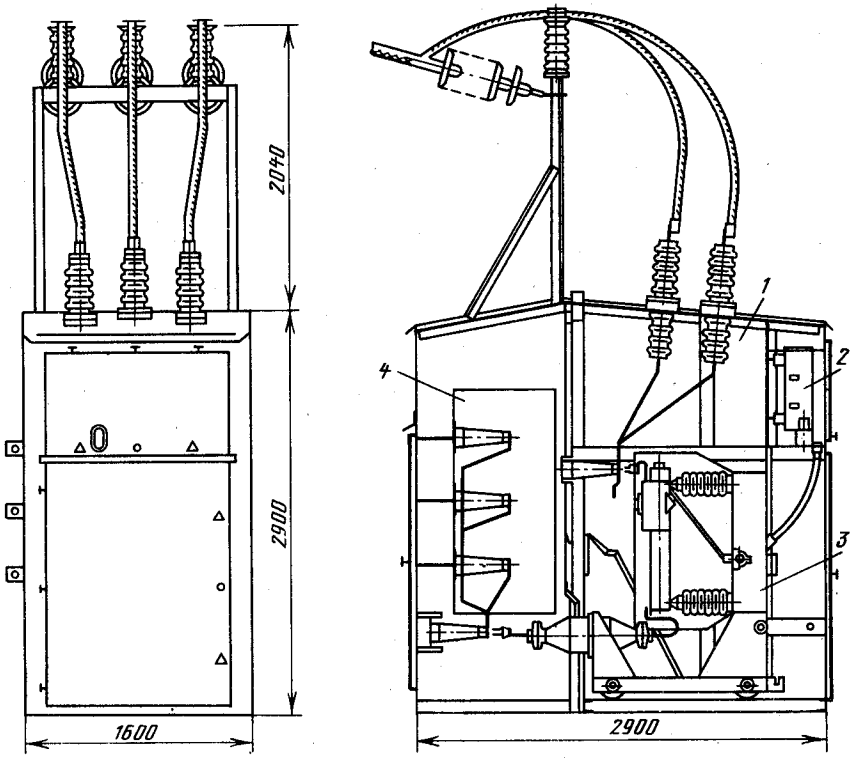


Рис. 28.29. Ячейка КРУ 35 кВ для наружной установки:
1 – отсек линейных вводов; *2* – отсек приборов защиты и управления; *3* – выдвижная тележка с выключателем; *4* – отсек сборных шин

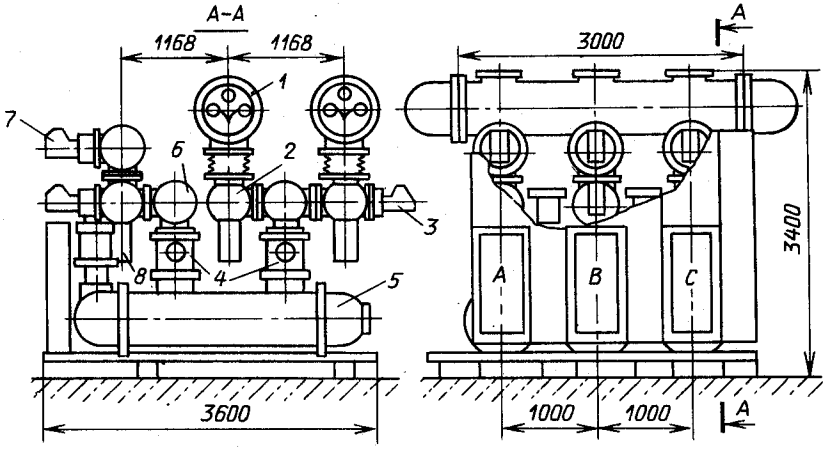


Рис. 28.30. КРУ 110 кВ с элегазовой изоляцией. Однополюсная ячейка с двумя системами сборных шин

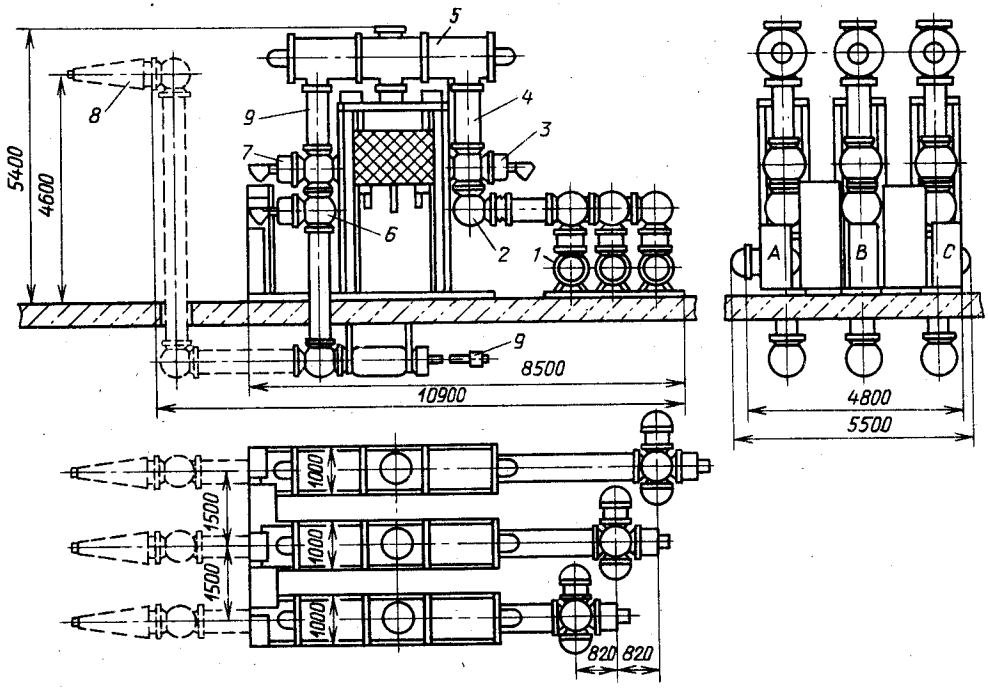


Рис. 28.31. КРУ 220 кВ с элегазовой изоляцией. Однополюсная ячейка с одной системой сборных шин

Оно состоит из ряда унифицированных однополюсных ячеек в алюминиевых кожухах, заполненных элегазом. Ячейки разделены газоплотными изоляционными перегородками из эпоксида на отсеки. Эти перегородки выполняют конусообразными и используют в качестве опорной изоляции. Номинальное избыточное давление элегаза в отсеках ячейки – 0,25 МПа, в дугогасительной камере выключателя – 0,6 МПа.

На рис. 28.30 показаны элементы КРУ 110 кВ: *1* – сборные шины, три проводника в общем кожухе; *2* – шинный разъединитель с электродвигательным приводом; *3* – заземлитель с ручным приводом; *4* – трансформаторы тока, два комплекта; *5* – автопневматический выключатель с пневматическим приводом; *6* – линейный разъединитель; *7* – заземлители; *8* – кабельные вводы. Номинальный ток отключения выключателя – 31,5 кА, ударный ток – 83 кА.

Производственное объединение «Электроаппарат» строит также КРУ для напряжения 220 кВ из однополюсных ячеек (рис. 28.31), каждая из которых состоит из следующих элементов: сборная шина *1*; шинный разъединитель *2*; заземлитель *3*; трансформаторы тока, два комплекта *4*; автопневматический выключатель с пневматическим приводом *5*; линейный разъединитель *6*; заземлители *7*; воздушные выводы *8*; кабельные вводы, расположенные в помещении под РУ *9*. Номинальный ток отключения выключателя – 40 кА, ударный ток – 100 кА.

Фирма «Сименс» (ФРГ) строит КРУ до 800 кВ для внутренней и наружной установки. При напряжении до 525 кВ включительно три проводника сборных шин размещают в общем кожухе (рис. 28.32). Проводники располагают в вершинах треугольника и укрепляют с помощью распорок из эпоксида. Комплектная ячейка КРУ для схемы с двумя системами сборных шин состоит из следующих частей: сборные шины *1*; шинные разъединители *2*; заземлители сборных шин *3*; трансформаторы тока *4*;

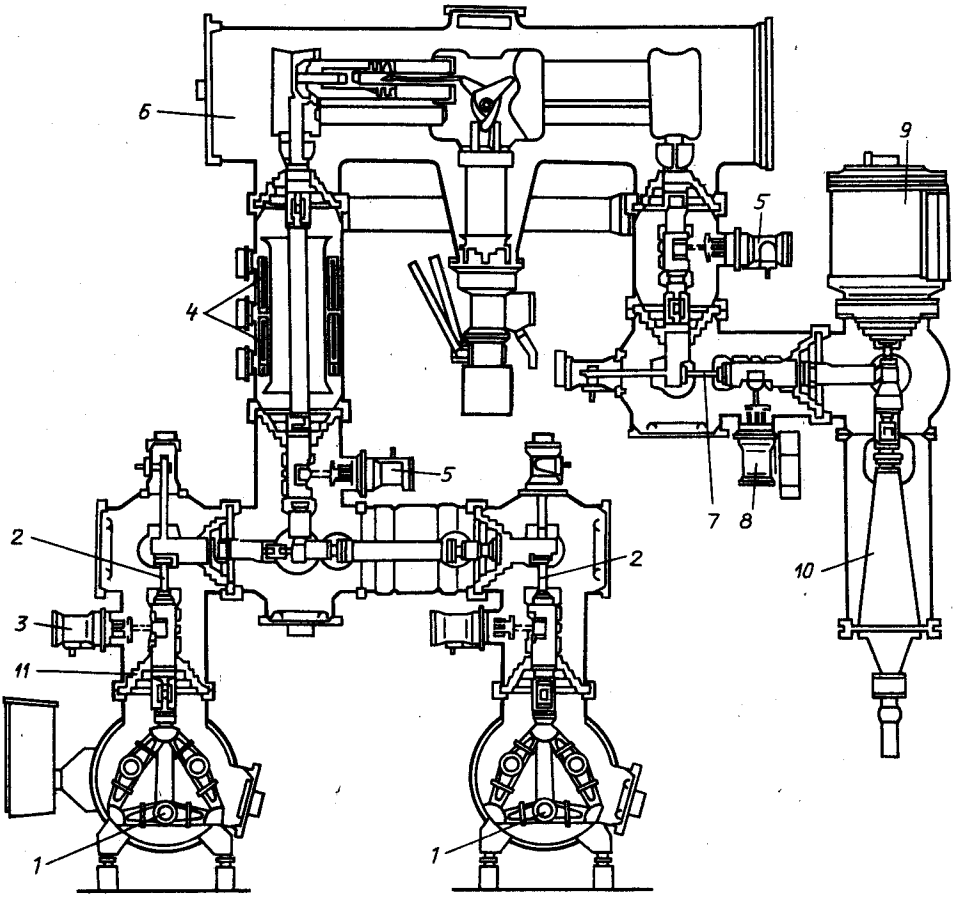


Рис. 28.32. КРУ фирмы «Сименс» (ФРГ) с элегазовой изоляцией для напряжений 245 и 362 кВ

заземлитель *5*; автопневматический выключатель *6*; линейный разъединитель *7*; заземлитель *8*; трансформатор напряжения *9*; кабельный ввод *10*; герметичные дугостойкие перегородки *11*.

При температуре −30 °С элегаз может сжижаться. Поэтому КРУ с элегазовой изоляцией могут быть установлены вне помещений при условии, что температура не снижается ниже −30 °С. При внутренней установке и низкой температуре необходимо подогревать помещение, в котором установлены КРУ. На рис. 28.33 показана установка КРУ 765−800 кВ в здании. Здесь: *1* — вывод элегаз — воздух; *2* — заземлитель; *3* — выходной разъединитель; *4* — транс-

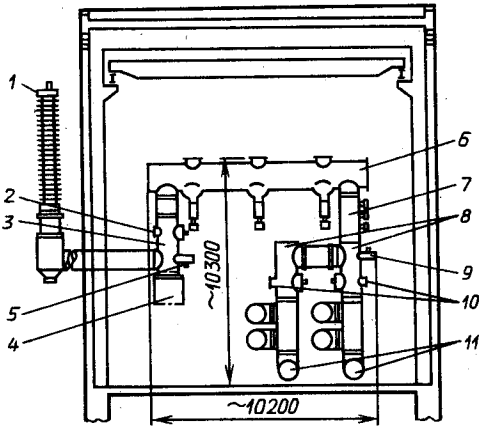


Рис. 28.33. Установка КРУ 765−800 кВ фирмы «Сименс» в здании

форматор напряжения; *5* — выходной заземлитель; *6* — элегазовый выключатель; *7* — трансформатор тока; *8* — шинные разъединители; *9*, *10* — заземлители; *11* — сборные шины.

Стоимость КРУ выше стоимости обычных наружных РУ. Однако с учетом меньшей занимаемой площади, меньшего объема строительных и монтажных работ, а также короткого срока сооружения общие затраты, связанные с установкой КРУ, могут быть меньше, чем наружных РУ.

При ремонте КРУ необходимо обеспечить защиту оборудования от пыли и влаги. Поэтому предпочитают размещать КРУ в зданиях.

28.5. Размещение электротехнических устройств на территории электростанции

При размещении электротехнических устройств на территории станции учитывают следующие основные требования:

1) токопроводы, связывающие между собой генераторы, трансформаторы и РУ, должны быть по возможности короткими; в особенности это относится к токопроводам с большим рабочим током;

2) для прокладки силовых кабелей, а также кабелей управления должны быть выбраны удобные трассы, согласованные с размещением тепломеханического и гидротехнического оборудования;

3) должен быть предусмотрен удобный транспорт электрического оборудования при монтаже и ремонтах по бетонированным и рельсовым дорогам;

4) должен быть обеспечен удобный выход воздушных линий из РУ в нужных направлениях.

Ниже приведены примеры размещения электротехнических устройств КЭС с агрегатами 500 и 800 МВт, поясняющие указанные выше требования. На рис. 28.34, *а* показан распространенный и удобный вариант, в котором водоподводящий канал подведен к главному корпусу станции. Для циркуляционного водоснабжения восьми блочных агрегатов предусмотрены четыре насосные станции, расположенные на расстоянии 100 м от главного корпуса станции. Повышающие трансформаторы и трансформаторы собственных нужд установлены у фронта машинного здания. Они соединены с генераторами и РУ собственных нужд, размещенными в главном здании, комплектными токопроводами. Для транспорта трансформаторов предусмотрена рельсовая дорога. Распределительные устройства 500 и 200 кВ отнесены от главного здания станции на расстояние 270 м и соединены с повышающими трансформаторами воздушными линиями. Выход воздушных линий из РУ в сеть предусмотрен в том же направлении. Автотрансформаторы связи 500/220 кВ размещены на площадке РУ. Для их транспорта предусмотрена рельсовая дорога. У фронта главного здания установлены также два резервных трансформатора системы собственных нужд. Один из них присоединен воздушной линией к сборным шинам 220 кВ, другой кабельной линией 35 кВ — к третичным обмоткам автотрансформаторов связи.

Второй вариант размещения электротехнических устройств КЭС показан на рис. 28.34, *б*. Главный корпус станции расположен на расстоянии 165 м от водохранилища и насосных станций. Распределительные устройства 500 и 220 кВ отнесены в сторону от главного здания станции на расстояние 300 м. Воздушные линии, связывающие повышающие трансформаторы с РУ, проложены в коридоре между главным корпусом и водохранилищем. Выход воздушных линий 500 и 220 кВ предусмотрен в сторону, противоположную водохранилищу.

Третий вариант размещения электротехнических устройств КЭС показан на рис. 28.34, *в*. Главный корпус станции расположен на минимальном расстоянии от водохранилища и насосных станций, что позволяет заметно уменьшить расход энергии на водоснабжение. Распределительные устройства 500 и 220 кВ расположены на противоположной стороне главного корпуса, позади уголь-

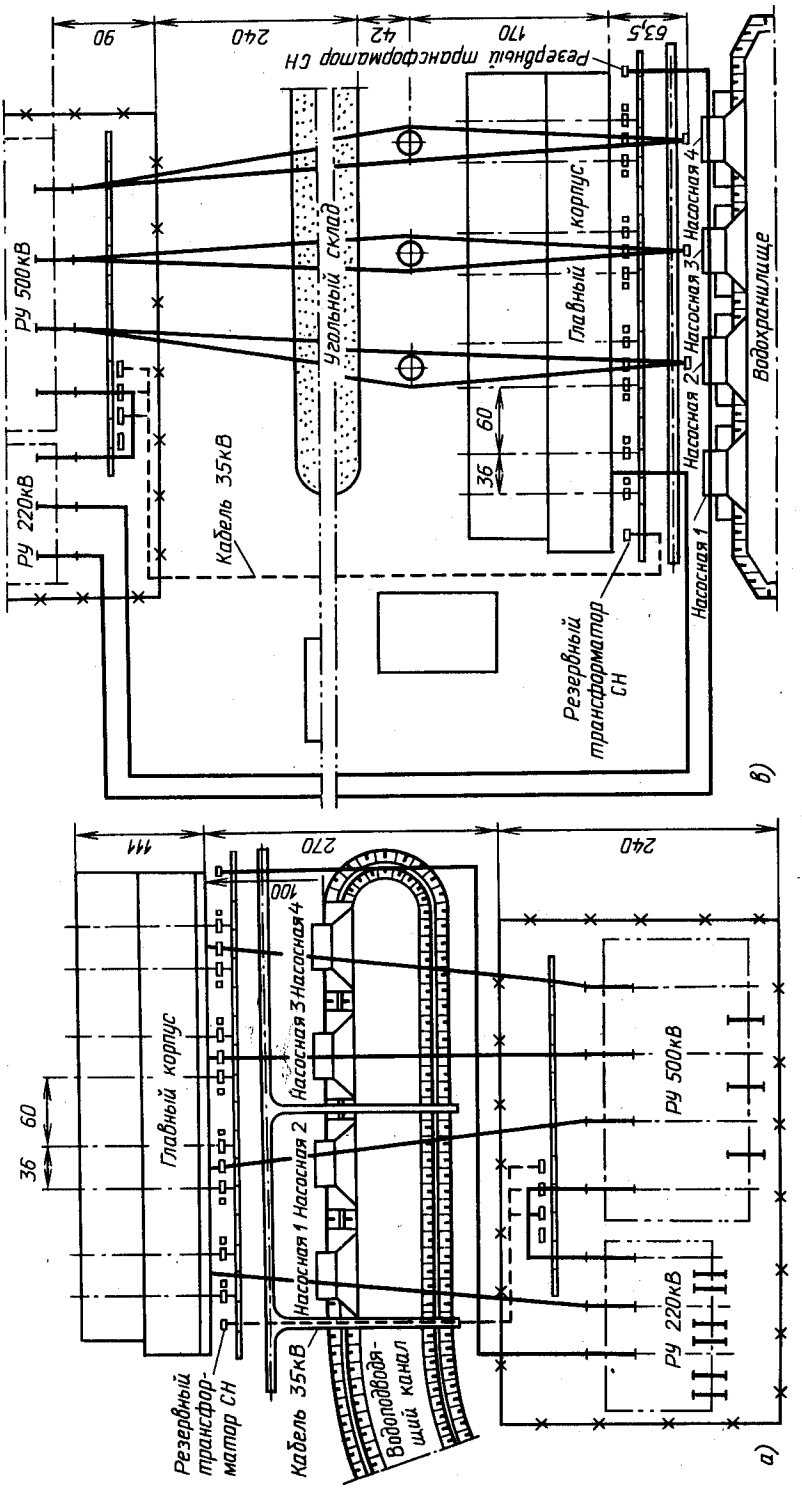
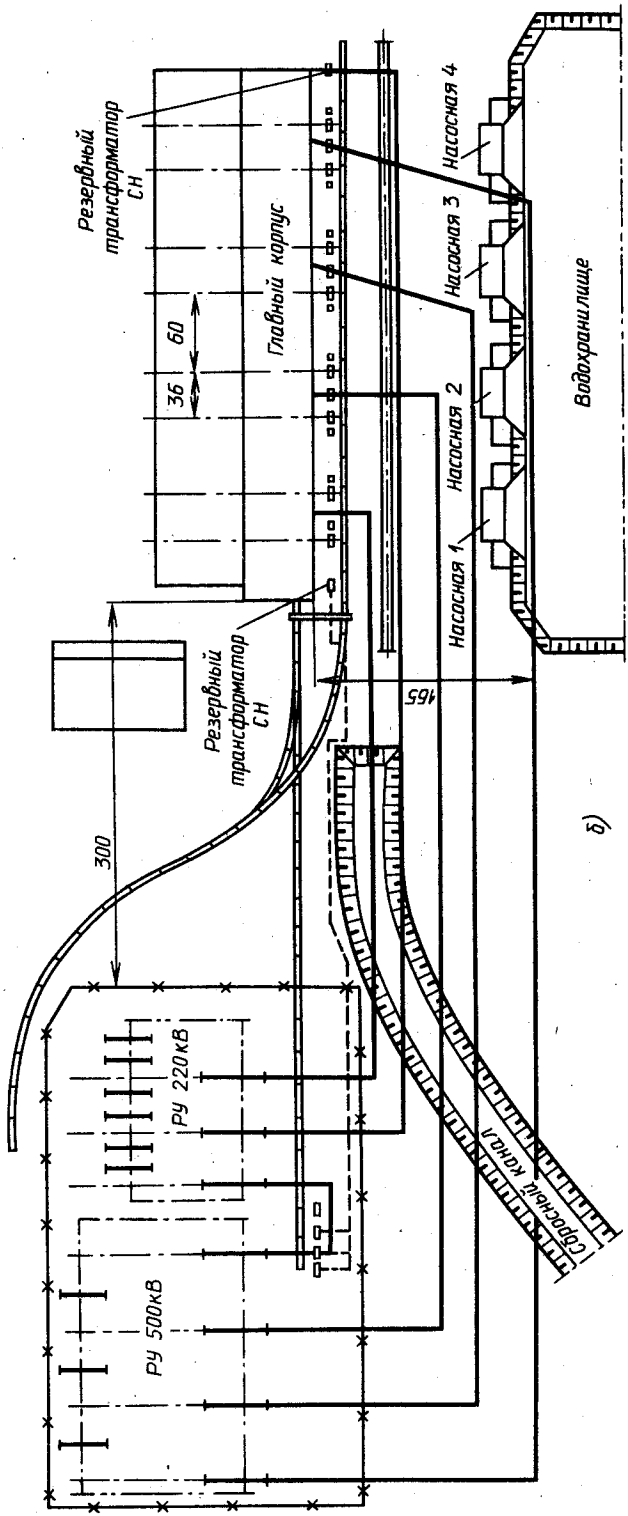


Рис. 28.34. Размещение электротехнических устройств на площадке КЭС:
а – вариант 1; *б* – вариант 2; *3* – вариант 3



Продолжение рис. 28.34

ного склада, на расстоянии 300 м. Воздушные линии 500 кВ от повышающих трансформаторов к РУ перекинуты через главный корпус. Для этого предусмотрены стальные опоры у трансформаторов и РУ высотой соответственно 60 и 50 м. Для подвески проводов использованы также дымовые трубы, к которым провода прикреплены на высоте 130 м. Соединение трансформаторов с РУ 220 кВ выполнено также воздушными линиями, огибающими главный корпус. Расчеты показали, что стоимость соединения трансформаторов с РУ воздушными линиями согласно рассмотренной схеме значительно ниже стоимости кабельного соединения. Недостатки последнего варианта размещения электротехнических устройств заключаются в удаленности главных РУ от центрального щита управления, а также в трудности наблюдения и ухода за изоляторами, подвешенными на большой высоте.

Глава двадцать девятая

РАБОЧЕЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

29.1. Основные понятия и определения

Заземлить электрическую сеть – это значит соединить с землей нейтрали генераторов или соответствующих обмоток силовых трансформаторов – непосредственно или через элементы, обладающие сопротивлением (индуктивным или активным) – с целью придать сети определенные свойства.

Различают сети незаземленные, заземленные через настроенные индуктивные сопротивления и эффективно-заземленные, в которых нейтрали обмоток трансформаторов заземлены непосредственно или через небольшие индуктивные сопротивления. Термин «сеть» следует понимать здесь как совокупность электрически связанных линий одной ступени номинального напряжения и присоединенных к ним генераторов и обмоток трансформаторов той же ступени напряжения.

Выражение «соединить с землей» означает присоединить нейтраль к заземляющему устройству, основу которого составляет заземлитель, состоящий из ряда неизолированных проводников, находящихся в контакте с землей и предназначенных для проведения тока в землю (подробнее см. гл. 30). Сопротивление заземлителя относительно невелико и практически не влияет на ток замыкания на землю.

Вид рабочего заземления определяется номинальным напряжением сети. В СССР сети с номинальным напряжением от 6 до 35 кВ включительно не заземляют или заземляют через настроенные индуктивные сопротивления. При однофазном замыкании на землю ток в месте повреждения обычно не превышает нескольких десятков ампер. Напряжение поврежденного провода равно нулю, а напряжения неповрежденных проводов относительно земли повышаются до линейного напряжения сети. Напряжения между проводами не изменяются, и электроснабжение потребителей не нарушается.

Сети с номинальным напряжением 110 кВ и выше заземляют эффективно. При этом ток однофазного КЗ достигает десятков тысяч ампер. Напряжение поврежденного провода равно нулю, а напряжение неповрежденных проводов относительно земли не превышает 1,4 фазного напряжения сети. Поврежденный участок сети отключается автоматически в течение нескольких десятых долей секунды. Электроснабжение потребителей обеспечивается по резервным цепям.

29.2. Незаземленные сети

В незаземленных сетях провода трехфазной системы «соединены» с землей только через емкости и проводимости

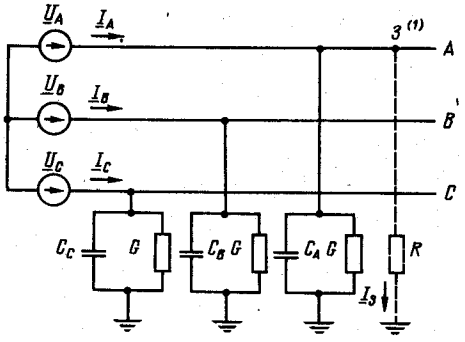


Рис. 29.1. Схема замещения незаземленной сети

изоляции, распределенные по длине линий. На рис. 29.1 приведена схема замещения незаземленной сети без нагрузки, в которой емкости и проводимости показаны условно сосредоточенными. В воздушных сетях емкости C_A, C_B, C_C неодинаковы даже при транспонировании проводов. Поэтому при нормальном состоянии сети токи в проводах A, B, C также неодинаковы, а потенциалы нейтралей генераторов, трансформаторов не равны нулю.

Потенциал нейтрали при нормальном состоянии изоляции сети и при отсутствии активной проводимости может быть определен из следующего выражения:

$$\underline{U}_{N\text{ас}} = -\frac{\underline{U}_A\omega C_A + \underline{U}_B\omega C_B + \underline{U}_C\omega C_C}{\omega(C_A + C_B + C_C)} = -\underline{U}_\Phi \frac{C_A + a^2C_B + aC_C}{C_A + C_B + C_C}, \quad (29.1)$$

где $\underline{U}_A = \underline{U}_\Phi$; $\underline{U}_B = a^2\underline{U}_\Phi$; $\underline{U}_C = a\underline{U}_\Phi$.

Отношение $\alpha = -\dfrac{C_A + a^2C_B + aC_C}{C_A + C_B + C_C}$ определяет емкостную асимметрию сети.

Отношение суммарных активной и емкостной проводимостей

$$d = \frac{3G}{\omega(C_A + C_B + C_C)} \quad (29.2)$$

называют коэффициентом успокоения сети, поскольку он характеризует затухание напряжений проводов в переходных процессах.

Емкостная асимметрия воздушных сетей находится в пределах от 0,5 до 2%, а коэффициент успокоения равен 2–6% (бóльшие значения относятся к сетям 35 кВ). В кабельных сетях емкостная асимметрия отсутствует, а коэффициент успокоения составляет 2–4%. Таким образом, потенциал нейтрали в нормальных условиях близок к нулю.

При однофазном замыкании потенциал нейтрали определяется в основном сопротивлением R в месте повреждения (рис. 29.1). Это сопротивление дуги, тлеющей изоляции, сопротивление растеканию тока в земле. При определении потенциала нейтрали влиянием емкостной асимметрии и активной проводимости можно пренебречь и принять $C_A = C_B = C_C = C$ и $G = 0$. Сопротивлением элементов трехфазной системы следует также пренебречь вследствие их незначительности. Действующие значения напряжений фаз источника энергии примем постоянными и равными $\underline{U}_A = \underline{U}_\Phi$; $\underline{U}_B = a^2\underline{U}_\Phi$; $\underline{U}_C = a\underline{U}_\Phi$. При этих допущениях потенциал нейтрали в установившемся состоянии может быть определен из следующего выражения:

$$\underline{U}_N = -\frac{\underline{U}_A(1/R + j\omega C) + \underline{U}_B j\omega C + \underline{U}_C j\omega C}{1/R + j3\omega C} = -\underline{U}_\Phi \frac{1/R}{1/R + j3\omega C} = -\underline{U}_\Phi \frac{1}{1 + jR3\omega C}. \quad (29.3)$$

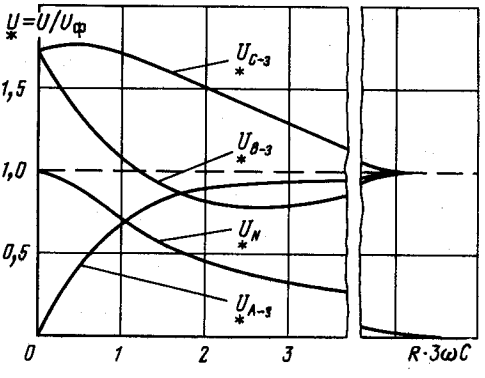


Рис. 29.2. Зависимости потенциала нейтрали и напряжений проводов относительно земли в незаземленной сети от сопротивления в месте замыкания

Из приведенного выражения следует, что потенциал нейтрали увеличивается по мере уменьшения сопротивления R. При $R = 0$ он имеет максимальное значение, равное фазному напряжению сети (рис. 29.2). Здесь потенциал нейтрали и проводов выражен в долях U_ϕ.

Ток замыкания на землю согласно схеме замещения на рис. 29.1 определяется следующим выражением:

$$\underline{I}_з = -[(\underline{U}_A + \underline{U}_N)j\omega C_A + (\underline{U}_B + \underline{U}_N)j\omega C_B + (\underline{U}_C + \underline{U}_N)j\omega C_C + (\underline{U}_A + \underline{U}_N)G + (\underline{U}_B + \underline{U}_N)G + (\underline{U}_C + \underline{U}_N)G] = -\underline{U}_\phi j\omega(C_A + a^2C_B + aC_C) - \underline{U}_N j\omega(C_A + C_B + C_C) - 3\underline{U}_N G = \underline{I}_{ac} + \underline{I}_C + \underline{I}_G. \quad (29.4)$$

Из приведенного выражения следует, что установившийся ток в месте повреждения состоит из трех слагаемых, а именно:

а) тока емкостной асимметрии $\underline{I}_{ac} = \underline{U}_{Nac}j\omega(C_A + C_B + C_C)$, $\underline{U}_{Nac}$ – вектор потенциала нейтрали при нормальном состоянии изоляции сети и отсутствии активной проводимости, определяемый из (29.1) и схемы замещения на рис. 29.3,*а*;

б) емкостного тока $\underline{I}_C = -\underline{U}_N j\omega(C_A + C_B + C_C)$, соответствующего потенциалу нейтрали при замыкании на землю согласно (29.3) и схеме замещения на рис. 29.3,*б*;

в) активного тока $\underline{I}_G = -\underline{U}_N 3G$ согласно схеме замещения на рис. 29.3,*б*.

Ток емкостной асимметрии составляет не более 2% емкостного тока, соответствующего максимальному потенциалу нейтрали $U_N = U_\phi$. Активный ток не превышает 6% указанного значения емкостного тока. Таким образом, основная составляющая тока замыкания на землю – это емкостный ток сети, значение которого определяется суммарной емкостью сети и сопротивлением R. При металлическом замыкании на землю ($R = 0$), пренебрегая емкостной асимметрией, имеем $I_C = 3U_\phi\omega C$.

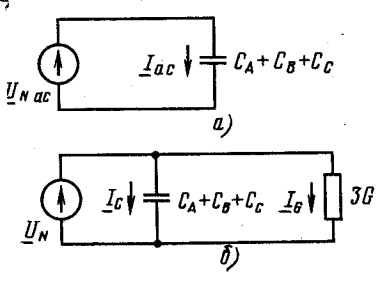


Рис. 29.3. Схемы замещения, поясняющие составляющую тока емкостной асимметрии (*а*) и составляющие емкостного и активного токов (*б*)

Кроме указанных составляющих ток замыкания на землю может содержать высшие гармонические составляющие, обусловленные несинусоидальностью ЭДС генераторов и трансформаторов, зарядом и разрядом емкостей проводов при перемежающейся дуге, влиянием выпрямителей и дуговых печей.

Напряжения проводов относительно земли при однофазном замыкании на землю равны геометрической сумме векторов соответствующих фазных напряжений и потенциала нейтрали:

напряжение поврежденного провода фазы A относительно земли

$$\underline{U}_{A-з} = \underline{U}_A + \underline{U}_N = -\underline{U}_\phi\frac{1}{1 + jR3\omega C} + \underline{U}_\phi = \underline{U}_\phi\frac{jR3\omega C}{1 + jR3\omega C}; \quad (29.5)$$

напряжения неповрежденных проводов фаз B и C относительно земли

$$\underline{U}_{B-з} = \underline{U}_B + \underline{U}_N = U_\phi\frac{a^2(1 + jR3\omega C) - 1}{1 + jR3\omega C}; \quad (29.6)$$

$$\underline{U}_{C-з} = \underline{U}_C + \underline{U}_N = \underline{U}_\phi\frac{a(1 + jR3\omega C) - 1}{1 + jR3\omega C}. \quad (29.7)$$

Векторная диаграмма напряжений представлена на рис. 29.4. Как видно из диаграммы, при $R = 0$ (векторы проведены сплошными линиями) потенциал нейтрали равен фазному напряжению сети, а напряжения неповрежденных проводов относительно земли одинаковы по абсолютной величине и равны $1{,}73U_\phi$. Векторы этих напряжений смещены относительно друг друга на 60°.

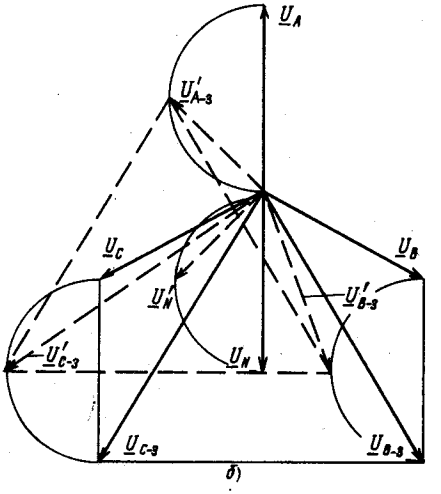


Рис. 29.4. Векторная диаграмма напряжений незаземленной сети при замыкании фазы A на землю

По мере увеличения сопротивления R конец вектора $\underline{U}_N$ перемещается по полуокружности, опирающейся на вектор $\underline{U}_N$ при $R = 0$. Концы векторов $\underline{U}_{A-з}$, $\underline{U}_{B-з}$ и $\underline{U}_{C-з}$ скользят соответственно по аналогичным полуокружностям, пристроенным к концам векторов соответствующих фазных напряжений. На диаграмме пунктиром показано положение векторов при отношении $R/(3\omega C) = 1$. Треугольник междуфазных напряжений остается неизменным, и, следовательно, нарушение нормального состояния сети не влияет на работу присоединенных приемников электроэнергии.

Отношение максимального напряжения неповрежденного провода относительно земли в установившемся режиме к фазному напряжению называется коэффициентом заземления сети $K_з$. Для незаземленных сетей его значение примерно равняется 1,73.

Перенапряжения при замыканиях на землю. Замыкания на землю сопровождаются переходным процессом, в течение которого напряжения проводов могут превышать нормальные фазные напряжения в 2,1 – 2,3 раза. В определенных условиях замыкания на землю могут сопровождаться образованием в месте повреждения перемежающейся дуги, т. е. явлением неоднократного повторного зажигания дуги. В период паузы тока, наступающей после очередного погасания дуги, возникает переходный процесс, обусловленный перераспределением зарядов между неповрежденными и поврежденными проводами. Этот процесс сопровождается перенапряжениями на поврежденном и неповрежденных проводах, которые могут достигать соответственно $2{,}2U_ф$ и $3{,}2U_ф$. При продолжительном горении дуги перенапряжения длительно воздействуют на изоляцию всей электрически связанной сети. Поэтому условия работы изоляции незаземленных сетей получаются тяжелыми.

Изоляция воздушных сетей должна также выдерживать грозовые перенапряжения, ограниченные вентильными разрядниками. Разрядник имеет ряд искровых промежутков и резистор с нелинейной вольт-амперной характеристикой. Под действием набегающей волны атмосферного перенапряжения искровые промежутки пробиваются и импульсный ток стекает через резистор в землю. Однако вследствие нелинейности резистора напряжение на разряднике и, следовательно, на изоляции не поднимается выше некоторого значения, получившего название остающегося напряжения. После стекания импульсного тока в землю разрядник должен погасить дугу сопровождающего тока промышленной частоты при максимально возможном напряжении провода относительно земли. Наибольшее напряжение промышленной частоты, при котором надежно гасится дуга сопровождающего тока, называется напряжением гашения. В соответствии с вышесказанным в незаземленных сетях разрядники должны быть рассчитаны на напряжение гашения, равное $K_з U_ф = 1{,}73U_ф$, т. е. на линейное напряжение U, а с учетом некоторого запаса – на $1{,}1U$ (110 %-ные разрядники). Этим определяется уровень изоляции электрического оборудования, который в незаземленных сетях получается довольно высоким.

Распределение емкостного тока при замыкании на землю в разветвленной

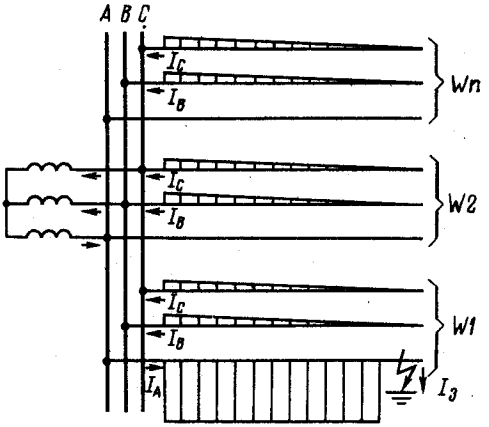


Рис. 29.5. Распределение емкостных токов в разветвленной незаземленной сети при однофазном замыкании на землю

сети. Рассматривается радиальная сеть с n линиями ($W1 - Wn$), присоединенными к сборным шинам подстанции (рис. 29.5).

При замыкании провода фазы A линии $W1$ на землю через сопротивление $R = 0$ потенциал проводов поврежденной фазы по всей сети равен нулю. Напряжения неповрежденных проводов фаз B и C относительно земли увеличиваются до линейного напряжения $\sqrt{3}U_ф$. Емкостные токи стекают с проводов фаз B и C всех n линий в землю и проходят к месту повреждения. Здесь они суммируются и возвращаются к источнику энергии по проводу фазы A линии $W1$ (на рис. 29.5, как и на рис. 29.1, за положительные приняты направления фазных токов к месту повреждения). В проводах фазы A неповрежденных линий $W2 - Wn$ токи отсутствуют.

Емкости линий распределены равномерно по длине. Поэтому емкостные токи имеют максимальные значения в начале линий у сборных шин подстанций и уменьшаются до нуля на конце. При $R = 0$ модули емкостных токов в неповрежденных фазах в начале i-й линии равны:

$$I_{Bi} = I_{Ci} = \sqrt{3}U_ф\omega C_{0i}l_i, \qquad (29.8)$$

где C_{0i} – частичная емкость фазы i-й линии.

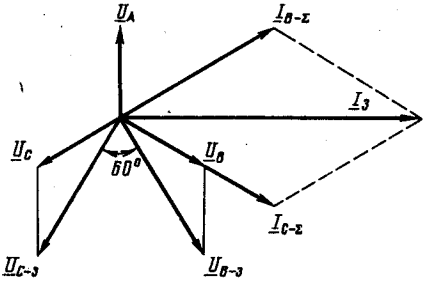


Рис. 29.6. Векторная диаграмма емкостных токов и напряжений в незаземленной сети при замыкании фазы A на землю

Ток в поврежденном проводе (фазе A) равен геометрической сумме емкостных токов фаз B ($\underline{I}_{B\Sigma}$) и C ($\underline{I}_{C\Sigma}$) всех n линий (рис. 29.6); полагая, что $I_{B\Sigma} = I_{C\Sigma}$, получим

$$I_з = \sqrt{3}I_{B\Sigma} = 3U_ф\omega\sum_{i=1}^{n}(C_{0i}l_i), \qquad (29.9)$$

где $3\sum_{i=1}^{n}(C_{0i}l_i) = 3C$ – емкость сети.

Ток $I_з$, А, может быть определен из следующего приближенного выражения:

$$I_з = \frac{UL}{a}, \qquad (29.9а)$$

где U – линейное напряжение сети, кВ; L – суммарная длина линий, км; a – коэффициент, равный 350 кВ·км/А для воздушных и 10 кВ·км/А для кабельных линий.

Допустимые токи замыкания на землю. Как следует из предыдущего, в незаземленных сетях ток однофазного замыкания на землю относительно мал. Однако при продолжительном протекании этого тока в месте замыкания выделяется значительная энергия, увеличивающая повреждение, что может привести к переходу замыкания на землю в междуфазное КЗ. Поэтому на основании многолетнего опыта эксплуатации незаземленных сетей установлены допустимые (критические) значения токов замыкания на землю, при которых еще возможно сохранение в работе поврежденного участка сети в течение несколь-

ких часов, необходимых для отыскания и отключения места повреждения без нарушения электроснабжения. Для изолированных проводников (обмотки статора генератора, кабели) допустимый ток замыкания на землю определяется главным образом видом изоляции.

В отечественных генераторах применяют изоляцию класса В, состоящую из микаленты на слюдяной основе, пропитанной асфальтовым лаком. В пазу могут находиться стержни одной фазы или разных фаз. При нарушении изоляции фазы относительно корпуса размеры и характер разрушения зависят от тока повреждения и времени. Если ток превышает 30 А, то замыкание, как правило, носит дуговой характер, что приводит к выплавлению стали. Последующий ремонт дорог и сложен, так как связан с необходимостью полной перешихтовки магнитопровода. При токе повреждения менее 30 А дуга обычно не возникает. Однако продолжительное протекание через изоляцию даже небольшого тока приводит к ее нагреву, в результате чего пропитывающий изоляцию лак может перейти в жидкое состояние, снизив тем самым электрическую прочность изоляции. В результате может произойти пробой, т. е. витковое или междуфазное КЗ. Для генераторов отечественных конструкций значение допустимого тока однофазного замыкания установлено равным 5 А.

Кабели 3—20 кВ выполняют обычно трехжильными, с бумажной изоляцией, пропитанной маслоканифольной массой, в свинцовой или алюминиевой оболочке. Замыкание жилы на оболочку может происходить как через дугу, так и без дуги — при относительно небольшом токе повреждения. Но и во втором случае ток, проходя продолжительное время через изоляцию, постепенно разрушает ее и как следствие может вызвать замыкание между жилами. Значение допустимого тока зависит от толщины изоляции и, следовательно, от номинального напряжения кабеля:

Номинальное напряжение, кВ	3—6	10	15—20
Допустимый ток, А	30	20	15

В воздушных сетях процесс развития повреждения также зависит от тока в месте однофазного замыкания. Установлено, что если ток замыкания на землю в сетях до 35 кВ не превышает 10 А, то дуга в месте замыкания на землю гаснет без повторных зажиганий и сопровождающих их перенапряжений. Этот ток и принят в качестве длительно допустимого.

Если ток замыкания на землю не превышает указанных выше допустимых значений, то немедленное автоматическое отключение поврежденного участка сети не требуется, поэтому релейную защиту от однофазных замыканий выполняют соответственно с действием на сигнал. Если же ток однофазного замыкания выше допустимых пределов, то прибегают к компенсации емкостного тока с помощью дугогасящих реакторов. Таким образом, область применения отечественных незаземленных сетей ограничена напряжением 35 кВ и установленными значениями допустимого тока замыкания на землю.

29.3. Сети с компенсацией емкостных токов

Для компенсации емкостного тока на землю нейтрали генераторов или двух-трех трансформаторов заземляют через дугогасящие реакторы, индуктивное сопротивление которых соответствует емкостному сопротивлению сети, т. е. $\omega L = 1/(3\omega C)$. При пробое изоляции емкостный ток I_C в месте повреждения компенсируется индуктивным током I_L дугогасящих реакторов, что способствует погасанию дуги; поэтому эти реакторы получили название дугогасящих. Если дуга не возникает, то компенсация емкостного тока позволяет замедлить процесс разрушения изоляции и тем самым отдалить переход повреждения в междуфазное КЗ на время, достаточное для отыскания поврежденного участка и его отключения.

Эффективность компенсации емкостного тока характеризуется отношением количества замыканий на землю, не раз-

вившихся в междуфазные КЗ, к общему количеству замыканий на землю. Для компенсированных сетей это отношение равно 0,6–0,9, тогда как для незаземленных сетей оно составляет всего 0,3.

Релейную защиту от замыканий на землю на линиях компенсированной сети выполняют с действием на сигнал, а на генераторах – в зависимости от остаточного тока замыкания на корпус: если последний более 5 А, то защита генератора от замыканий на землю должна действовать на его отключение.

Настройка дугогасящих реакторов. Различают следующие характерные режимы настройки реакторов: а) резонансная настройка, при которой $I_L = I_C$; б) режим недокомпенсации, при котором $I_L < I_C$; в) режим перекомпенсации, когда $I_L > I_C$.

По условию максимального ограничения тока в месте замыкания на землю и создания благоприятных условий для самопогасания дуги желательна резонансная настройка дугогасящих реакторов. Однако необходимо учитывать, что в процессе эксплуатации емкость сети может уменьшиться вследствие отключения части линий; это нарушает резонансную настройку. Поэтому стабильная резонансная настройка может быть обеспечена только при применении реакторов специальных конструкций с автоматическими регуляторами, позволяющими быстро и плавно изменять их сопротивление и тем самым осуществлять автоматическую резонансную настройку реакторов во всех возможных режимах сети.

Отклонение настройки от резонансной характеризуют показателем v, который называется степенью расстройки компенсации:

$$v = \frac{I_C - I_L}{I_C} = \frac{\omega(C_A + C_B + C_C) - \dfrac{1}{\omega L}}{\omega(C_A + C_B + C_C)}. \qquad (29.10)$$

При резонансной настройке $v = 0$, при недокомпенсации $v > 0$, при перекомпенсации $v < 0$.

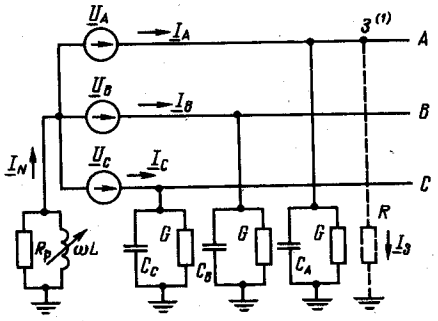


Рис. 29.7. Схема замещения компенсированной сети

Однофазное замыкание на землю в компенсированной сети сопровождается появлением дополнительной составляющей тока в месте повреждения, обусловленной наличием дугогасящих реакторов (рис. 29.7):

$$\underline{I}_N = -\underline{U}_N\left(\frac{1}{R_p} - j\frac{1}{\omega L}\right), \qquad (29.11)$$

где R_p – результирующее активное сопротивление дугогасящих реакторов.

Пренебрегая емкостной асимметрией сети, полный ток в месте замыкания на землю в соответствии с выражением (29.4) можно представить следующим образом:

$$\underline{I}_З = -\underline{U}_N\left(3G + \frac{1}{R_p}\right) - \underline{U}_N j\left(3\omega C - \frac{1}{\omega L}\right). \qquad (29.12)$$

Потенциал нейтрали по аналогии с соответствующим выражением (29.3) для незаземленной сети определяется как

$$\underline{U}_N = -\underline{U}_\Phi \frac{1/R}{\left(\dfrac{1}{R} + \dfrac{1}{R_p}\right) + j\left(3\omega C - \dfrac{1}{\omega L}\right)}. \qquad (29.13)$$

При резонансной настройке ($3\omega C = 1/\omega L$) в месте замыкания остается относительно небольшой активный ток, определяемый (29.12), а выражение для потенциала нейтрали принимает вид

$$\underline{U}_N = -\underline{U}_\Phi \frac{1}{1 + R/R_p}. \qquad (29.14)$$

Напряжение поврежденного провода относительно земли равно

$$\underline{U}_{A-з} = \underline{U}_{ф}\frac{R/R_p}{1 + R/R_p}. \qquad (29.15)$$

Напряжения неповрежденных проводов относительно земли

$$\underline{U}_{B-з} = \underline{U}_{ф}\frac{a^2R/R_p + (a^2 - 1)}{1 + R/R_p}; \qquad (29.16)$$

$$\underline{U}_{C-з} = \underline{U}_{ф}\frac{aR/R_p + (a - 1)}{1 + R/R_p}. \qquad (29.17)$$

Векторная диаграмма при $R = 0$ приведена на рис. 29.8 (здесь принято, что $I_{ac} = 0$).

Из приведенных выше выражений следует, что в компенсированной сети потенциал нейтрали, а также напряжения проводов относительно земли являются функциями отношения R/R_p. Эти зависимости показаны на рис. 29.9. Как видно из рисунка, максимальный потенциал нейтрали в компенсированной сети равен фазному напряжению, а напряжения неповрежденных проводов достигают при этом значения $\sqrt{3}U_ф$ (коэффициент заземления сети $K_з = 1{,}73$), т. е. так же, как в незаземленной сети.

Резонансные перенапряжения. При резонансной настройке дугогасящих реакторов и наличии емкостной асимметрии — в нормальном режиме или при обрыве провода — возможно возникновение резонансных перенапряжений. Это явление поясняет схема замещения на

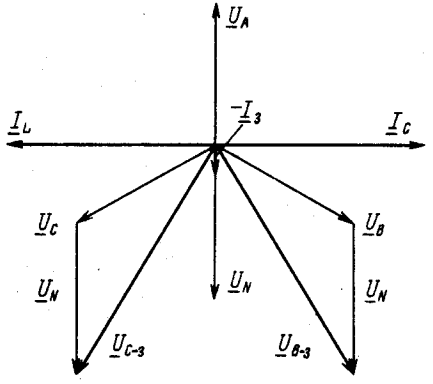


Рис. 29.8. Векторная диаграмма токов и напряжений в компенсированной сети при замыкании фазы A на землю

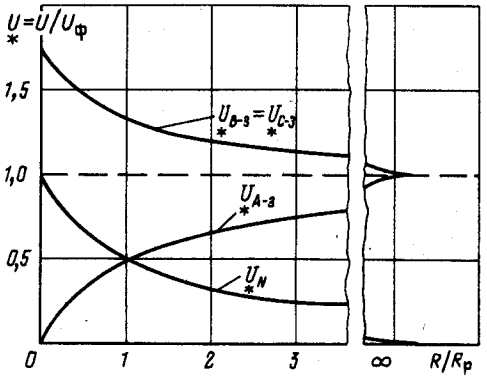


Рис. 29.9. Зависимости напряжений проводов и потенциала нейтрали в компенсированной сети от отношения R/R_p в месте однофазного замыкания на землю

рис. 29.10, *а*, полученная преобразованием исходной схемы на рис. 29.7 при $R = \infty$. В рассматриваемых условиях эквивалентная ЭДС трехфазной системы $\underline{E}_{эк}$ не равна нулю и в замкнутом контуре возникает ток I_N. При этом потенциал нейтрали определяется следую-

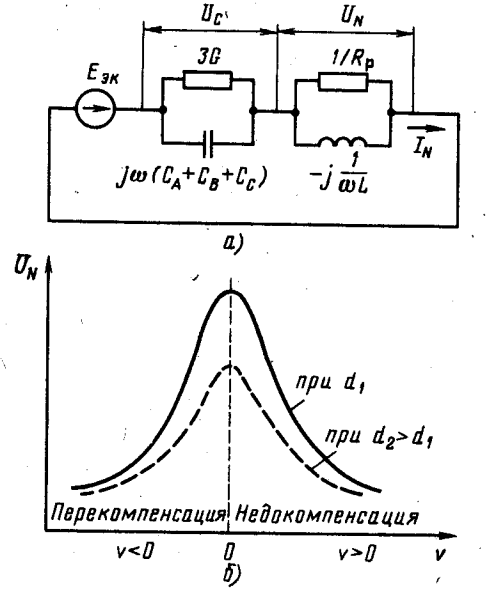


Рис. 29.10. К возникновению резонансных перенапряжений в компенсированной сети: *а* — схема замещения; *б* — зависимость потенциала нейтрали от степени расстройки

щим выражением:

$$\underline{U}_N = -\underline{I}_N \frac{1}{\frac{1}{R_p} - j\frac{1}{\omega L}} =$$

$$= -\underline{U}_\Phi \frac{j\omega(C_A + a^2 C_B + aC_C)}{\left(3G + \frac{1}{R_p}\right) + j\omega\left(C_A + C_B + C_C\right) - j\frac{1}{\omega L}}.$$

Используя выражения (29.1) и (29.10), получаем

$$\underline{U}_N = \frac{j\underline{U}_\Phi \alpha}{d + jv}, \qquad (29.18)$$

где $d = \dfrac{3G + 1/R_p}{\omega(C_A + C_B + C_C)}$.

Из (29.18) следует

$$U_N = U_\Phi \frac{\alpha}{\sqrt{d^2 + v^2}}. \qquad (29.19)$$

Из последнего выражения видно, что при наличии емкостной асимметрии ($\alpha \neq 0$) и резонансной настройке ($v = 0$) потенциал нейтрали, а следовательно, и напряжение на изоляции сети могут оказаться весьма значительными (рис. 29.10, *б*). Резонансные перенапряжения тем больше, чем выше степень асимметрии и меньше коэффициент успокоения сети d. В целях ограничения этих перенапряжений до значений, безопасных для изоляции электрического оборудования, ПТЭ рекомендуют, чтобы емкостная асимметрия α не превышала 0,75 %; тогда потенциал нейтрали $U_N \leqslant 0{,}15U_\Phi$.

Обрыв фазы (без падения провода на землю) заметно увеличивает асимметрию сети, создавая тем самым предпосылку для резонансных перенапряжений. Вместе с тем если до обрыва сеть работала с резонансной настройкой, то обрыв фазы, снижая суммарную емкость сети, тем самым выводит сеть из резонансного состояния. Поэтому опасен и недопустим режим недокомпенсации, так как в этом случае обрыв фазы может привести к резонансной настройке и возникновению опасных перенапряжений на изоляции. Если невозможна резонансная настройка, то допускается перекомпенсация, но ни в коем случае не недокомпенсация. В сетях 3–10 кВ допускается перекомпенсация не более 5 % (остаточный ток не выше 5 А), а в сетях 35 кВ – не более 10 % (остаточный ток не выше 10 А). При выполнении этих условий потенциал нейтрали не превышает $0{,}7U_\Phi$.

Таким образом, в транспонированных воздушных сетях, отвечающих требованиям норм, резонансная настройка по условию резонансных перенапряжений допустима и ее надо соблюдать как в кабельных, так и в воздушных сетях. Наиболее эффективна автоматическая резонансная настройка.

Конструкции дугогасящих реакторов близки к конструкции масляных трансформаторов: в бак, заполненный трансформаторным маслом, помещена магнитная система с обмоткой. Конструкции дугогасящих реакторов различаются главным образом выполнением магнитной системы. Известны следующие конструкции магнитопровода: с распределенным воздушным зазором, плунжерного типа и с подмагничиванием.

Схема реактора, имеющего магнитопровод с распределенным воздушным зазором, показана на рис. 29.11, *а*. Распределенный воздушный зазор *1* обеспечивает практически линейный характер вольт-амперной характеристики реактора при изменении напряжения от нуля до фазного (рис. 29.11, *б*). Обмотка *2* имеет ответвления *3* для ступенчатого регулирования сопротивления. Такую конструкцию имеют отечественные реакторы серии РЗДСОМ (Р – реактор, З – заземляющий, Д – дугогасящий, С –

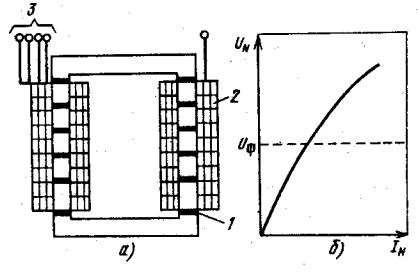


Рис. 29.11. Дугогасящий реактор, имеющий магнитопровод с распределенным воздушным зазором:
а – магнитопровод; *б* – вольт-амперная характеристика

со ступенчатым регулированием, О – однофазный, М – масляный), которые выпускаются для компенсации емкостных токов замыкания на землю в сетях 6, 10 и 35 кВ, а также в цепях генераторного напряжения 15,75 и 20 кВ блоков. Недостаток этих реакторов заключается в том, что изменение настройки производят после отключения реактора от сети и осуществляют вручную ступенями с помощью переключателя ответвлений, расположенного на крышке бака.

Реактор с магнитопроводом плунжерного типа представлен на рис. 29.12. Магнитная система *1* имеет перемещающиеся стержни *2*, с помощью которых можно плавно регулировать воздушный зазор *3* внутри обмотки *4*. Перемещение стержней осуществляется с помощью электропривода с дистанционным управлением. Таким образом обеспечивается плавное регулирование сопротивления реактора без отключения его от сети, что позволяет автоматизировать настройку. Однако изменение воздушного зазора требует некоторого времени, и поэтому реакторы плунжерного типа не могут обеспечить быстродействующей настройки. Кроме того, наличие подвижных частей снижает надежность работы реактора.

Дугогасящие реакторы с подмагничиванием магнитопровода постоянным током выполняют в трех вариантах: а) с продольным подмагничиванием; б) с поперечным подмагничиванием; в) со смешанным продольно-поперечным подмагничиванием. При подмагничивании магнитопровода изменяется его магнитное сопротивление и соответственно индуктивное сопротивление реактора.

Реактор с продольно-поперечным подмагничиванием магнитопровода приведен на рис. 29.13. Магнитопровод *1* выполнен двухстержневым. На каждом стержне размещаются основная обмотка *2* и обмотка управления (подмагничивания) *3*. Подмагничивание осуществляют выпрямленным током, значение которого изменяется с помощью автоматического регулятора. Магнитный поток переменного тока замыкается через подмагничиваемые участки стержней *4*, воздушные зазоры *5* и ярма *6*. На разных участках стержней магнитный поток подмагничивания постоянным током ориентирован вдоль и поперек магнитного потока переменного тока, т. е. имеет место смешанное продольно-поперечное подмагничивание. Оси катушек обмоток управления повернуты на 90° относительно осей катушек основных обмоток, что исключает обратное влияние магнитного потока переменного тока

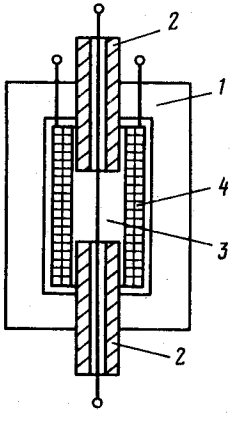


Рис. 29.12. Дугогасящий реактор с магнитопроводом плунжерного типа

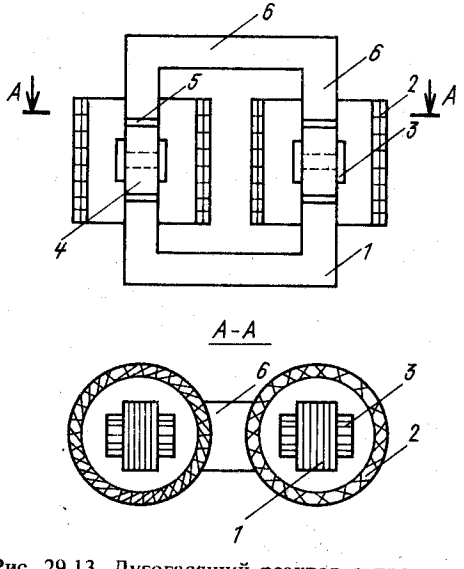


Рис. 29.13. Дугогасящий реактор с продольно-поперечным подмагничиванием

на контур подмагничивания. Размещение подмагничиваемых участков магнитопровода внутри основных обмоток уменьшает потоки рассеяния.

Автоматический регулятор, формирующий сигналы управления на обмотки подмагничивания, должен реагировать на один из характерных параметров режима замыкания на землю: потенциал или фазу потенциала нейтрали, суммарный емкостный ток сети и т. п.

Реакторы с подмагничиванием обеспечивают возможность быстродействующей автоматической настройки (в течение 1 – 2 с), т. е. гибкую и совершенную систему регулирования. Недостатки этой системы регулирования заключаются в меньшем диапазоне регулирования и в генерировании токов высших гармоник.

В настоящее время отечественные заводы изготовляют дугогасящие реакторы серии РЗДПОМ (Р – реактор, З – заземляющий, Д – дугогасящий, П – с плавным регулированием, О – однофазный, М – масляный), в которых применяются оба способа плавного регулирования индуктивного сопротивления – путем изменения воздушного зазора и посредством управляемого подмагничивания магнитопровода.

Эффективность компенсации емкостного тока тем выше, чем совершеннее конструкция дугогасящего реактора и система его регулирования и настройки: при неизменной настройке реакторов эффективность компенсации тока равна 0,6, при использовании реакторов с ручным ступенчатым регулированием – 0,7, при неавтоматическом небыстродействующем изменении настройки (реакторы плунжерного типа) – 0,8 и, наконец, при применении реакторов с подмагничиванием и быстродействующей автоматической настройкой – 0,9.

Выбор дугогасящих реакторов выполняют в следующем порядке:

1) определяют максимальный емкостный ток замыкания на землю I_C без учета емкостной асимметрии (29.4);

2) определяют суммарную мощность реакторов из условия полной компенсации емкостного тока замыкания на землю (резонансная настройка);

3) определяют число реакторов. Если емкостный ток превышает 50 А, то исходя из соображений гибкости и надежности компенсации рекомендуется применять не менее двух реакторов;

4) выбирают место включения реакторов. Реакторы рекомендуется устанавливать на узловых подстанциях сети. В этом случае вероятность сохранения в работе реактора при аварийных отключениях в сети максимальна. В сетях генераторного напряжения дугогасящие реакторы устанавливают, как правило, на станциях;

5) выбирают трансформаторы для подключения реакторов. Для подключения дугогасящих реакторов на станциях используют нейтрали генераторов или нейтрали обмоток генераторного напряжения трансформаторов СН. На подстанциях дугогасящие реакторы присоединяют к нейтралям трансформаторов СН или нейтралям трансформаторов, предназначенных для этой цели.

Для присоединения дугогасящих реакторов желательно использовать трансформаторы, вторичные обмотки которых соединены в треугольник. В этом случае сопротивление нулевой последовательности трансформатора мало по сравнению с сопротивлением реактора и его можно не учитывать при настройке реактора. Номинальная мощность трансформатора должна быть: а) не менее расчетной мощности реактора, если трансформатор предусмотрен специально для его подсоединения; б) не менее двухкратной расчетной мощности реактора, если трансформатор несет нагрузку, например нагрузку СН станции или подстанции. Не рекомендуется использовать для подключения дугогасящих реакторов трансформаторы с обмотками, соединенными по схеме звезда – звезда. Сопротивление нулевой последовательности таких трансформаторов велико, что затрудняет настройку реакторов. Если по ряду обстоятельств все-таки приходится использовать указанные трансформаторы, то мощность трансформатора должна превышать расчетную мощность реактора не менее чем в 4 – 5 раз.

Область применения компенсированных сетей. Свойства компенсированных сетей очень близки к свойствам незаземленных сетей, если емкостный ток замыкания на землю в последних не превышает допустимого значения. В обоих видах сетей ток в месте замыкания на землю мал и вероятность развития повреждения в междуфазное КЗ относительно мала. Поэтому поврежденный элемент сети может быть удержан в работе в течение некоторого времени, достаточного для отыскания места повреждения и отключения его без нарушения электроснабжения потребителей. Поскольку коэффициент заземления компенсированных сетей остается таким же, как и незаземленных сетей, здесь должны быть также применены 110%-ные разрядники и должен быть обеспечен соответствующий уровень изоляции электрооборудования.

Достоинство компенсированных сетей состоит в том, что перенапряжения, вызванные дуговыми замыканиями на землю, ограничиваются до значений $2{,}6U_\phi$ против $3{,}2U_\phi$ в незаземленных сетях.

Близость свойств компенсированных и незаземленных сетей с током замыкания на землю, не превышающим допустимых значений, поясняет применение их в одной и той же области – области средних напряжений. В СССР граница этой области находится на уровне 35 кВ, а в других странах – в пределах от 20 до 110 кВ.

29.4. Сигнализация однофазных замыканий на землю

Поскольку незаземленные сети небольшой протяженности, а также компенсированные сети могут продолжительное время работать с замыканием фазы на землю, релейную защиту от повреждений этого вида выполняют, как правило, с действием на сигнал и лишь в редких случаях, когда это необходимо по требованию безопасности, – с действием на отключение.

Сигнализация замыканий на землю может быть неселективной и селективной. Неселективная сигнализация извещает обслуживающий персонал о возникновении замыкания на землю без указания присоединения, на котором произошло нарушение изоляции. Селективная сигнализация указывает, на каком именно присоединении возникло замыкание.

Неселективная сигнализация, или устройство контроля изоляции, основана на измерении напряжений проводов относительно земли. Для этой цели обычно используют измерительные трансформаторы напряжения – три однофазных или один трехфазный с пятистержневой магнитной системой. Обмотки соединяют по схеме звезда – звезда – разомкнутый треугольник (рис. 29.14). Заземлением нулевой точки звезды первичных обмоток трансформатора обеспечивают измерение напряжений проводов относительно земли. Для этой цели предусмотрены три вольтметра, включенные на вторичные фазные напряжения. К вспомогательной вторичной обмотке, соединенной в разомкнутый треугольник, присоединяют максимальное реле напряжения. Напряжение на выводах разомкнутого треугольника равно геометрической сумме вторичных напряжений трех фаз относительно земли. В нормальном режиме вольтметры показывают фазные напряжения, а на-

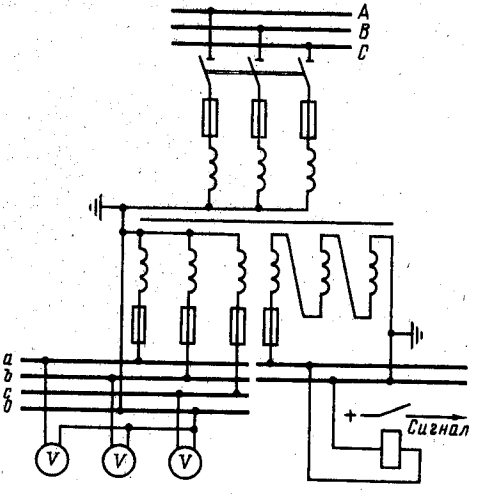


Рис. 29.14. Схема контроля изоляции

пряжение на обмотке реле равно нулю. При замыкании провода на землю на обмотке реле появляется напряжение, пропорциональное напряжению нулевой последовательности или потенциалу нейтрали:

$$\underline{U}_{A-з} + \underline{U}_{B-з} + \underline{U}_{C-з} = 3\underline{U}_N.$$

Реле срабатывает и запускает в действие предупредительную сигнализацию, привлекающую внимание обслуживающего персонала к нарушению нормального режима. Вольтметры контроля изоляции показывают напряжения проводов относительно земли и тем самым дают возможность определить поврежденную фазу и примерно оценить значение сопротивления R. Поскольку напряжения проводов относительно земли во всей сети одинаковы, их измерение не может указать место замыкания на землю.

На подстанциях с небольшим числом присоединений 6—10 кВ допускается установка одной неселективной сигнализации замыканий на землю с отысканием места повреждения путем поочередных кратковременных отключений присоединений. В установках с большим числом присоединений такой способ отыскания места нарушения изоляции требует значительного времени. Поэтому здесь рекомендуется дополнительно предусмотреть селективную сигнализацию замыканий на землю.

Наиболее распространенный вид селективной сигнализации однофазных замыканий на землю в незаземленных сетях основан на измерении суммарных емкостных фазных токов (токов нулевой последовательности) линий и других присоединений. Для этой цели на каждом присоединении устанавливают трансформаторы тока нулевой последовательности (ТНП). Такой трансформатор имеет магнитопровод, через окно которого проходят кабель или токопроводы всех трех фаз. Ко вторичной обмотке трансформатора подключают реле тока.

В нормальном режиме фазные токи каждого присоединения представляют собой уравновешенную систему, т. е.

$$\underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C = 0,$$

поэтому магнитный поток в магнитопроводе трансформатора равен нулю и ток в обмотке отсутствует.

При замыкании провода на землю емкостные токи во всех n присоединениях (см. рис. 29.5) становятся неуравновешенными. Однако токи нулевой последовательности поврежденной линии значительно больше токов нулевой последовательности любой неповрежденной линии. Используя выражения (29.8) и (29.9), а также векторную диаграмму рис. 29.4, можно записать:

в неповрежденной i-й линии

$$|\underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C| = 3U_\phi \omega C_{0i} l_i;$$

в поврежденной линии

$$|\underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C| \approx 3U_\phi \omega \sum_{i=1}^{n} (C_{0i} l_i).$$

Ток срабатывания реле устанавливают больше максимального тока нулевой последовательности данного присоединения, поэтому при нарушении фазной изоляции в сети сработает только реле на поврежденном присоединении. Специальное указательное реле покажет, на каком присоединении произошло повреждение.

Недостаток этой простой защиты состоит в том, что при замыкании провода через перемежающуюся дугу возможно ее неселективное действие.

Селективная сигнализация в компенсированной сети осуществляется с помощью более сложных устройств, поскольку основная емкостная составляющая тока в месте повреждения компенсирована дугогасящими реакторами и рассмотренная выше токовая защита нулевой последовательности для незаземленных сетей не определяет, на каком присоединении произошло нарушение изоляции. Применять же искусственную расстройку дугогасящих реакторов или какие-либо другие меры по искусственному увеличению тока замыкания промышленной частоты не допускается, так как это снижает эффективность компенсации емкостного тока замыкания на землю.

Для селективной сигнализации замыканий на землю в компенсированных сетях используют следующие устройства:

1) устройства, реагирующие на значение или направление начальных емкостных токов нулевой последовательности в присоединениях. В начальный момент и в течение первого полупериода действие дугогасящих реакторов еще не успевает проявиться, что дает возможность быстродействующей сигнализации зафиксировать присоединение с поврежденной изоляцией. На этом принципе выполняют токовые защиты ненаправленного и направленного действия, реагирующие соответственно на абсолютные значения и направление начальных емкостных токов нулевой последовательности в присоединениях. Недостатком такого рода устройств является невозможность отличить кратковременные преходящие нарушения изоляции от устойчивых замыканий на землю;

2) устройства, реагирующие на установившиеся активные токи нулевой последовательности. Поскольку дугогасящие реакторы не влияют на значения и распределение активных составляющих токов замыкания на землю, последние могут быть использованы для селективной сигнализации. Однако естественные активные токи, как было показано выше, малы; это требует повышения чувствительности защиты и, следовательно, вызывает ее удорожание;

3) устройства, реагирующие на токи высших гармоник.

В переходном процессе, вызванном замыканием на землю, происходит разряд емкости провода поврежденной фазы и заряд емкостей проводов неповрежденных фаз, что сопровождается появлением токов высокой частоты. Эти естественные высшие гармонические токи могут быть использованы для селективной сигнализации. Разработаны также устройства селективной сигнализации, принцип действия которых основан на использовании искусственно создаваемых токов высших гармоник, например токов второй гармоники.

29.5. Эффективно-заземленные сети

К эффективно-заземленным сетям относят сети, в которых нейтрали трансформаторов присоединены к заземляющему устройству непосредственно или через реакторы с небольшим индуктивным сопротивлением с таким расчетом, чтобы при однофазном КЗ напряжения неповрежденных проводов относительно земли не превышали $1{,}4U_{\phi}$, т. е. коэффициент замыкания на землю не превышал 1,4. Это соответствует следующим относительным значениям результирующих сопротивлений нулевой последовательности до точки КЗ на любом участке сети:

$$X_{0\Sigma}/X_{1\Sigma} \leqslant 3;\ R_{0\Sigma}/X_{1\Sigma} \leqslant 1, \quad (29.20)$$

где $X_{1\Sigma}$, $X_{0\Sigma}$ – результирующие индуктивные сопротивления прямой и нулевой последовательностей; $R_{0\Sigma}$ – результирующее активное сопротивление нулевой последовательности.

Для рассматриваемых сетей минимальное значение отношения $X_{0\Sigma}/X_{1\Sigma}$ обычно равно 0,5.

Токи замыкания на землю. Замыкание провода на землю в эффективно-заземленной сети является коротким замыканием, сопровождающимся большим током, и подлежит автоматическому отключению, как и при междуфазных КЗ. При расчете тока однофазного КЗ следует учитывать сопротивления элементов системы, а проводимостями проводов относительно земли ввиду их малого влияния следует пренебречь.

Рассмотрим случай замыкания провода фазы A на землю при $R = 0$. Граничные условия для места КЗ имеют следующий вид (индекс «к» для простоты опущен):

$$\left.\begin{aligned} \underline{I}_B &= 0; \\ \underline{I}_C &= 0; \\ \underline{U}_{A-з} &= 0. \end{aligned}\right\} \quad (29.21)$$

Из граничных условий вытекает следующее выражение для токов КЗ прямой $\underline{I}_{A1}$, обратной $\underline{I}_{A2}$ и нулевой $\underline{I}_0$

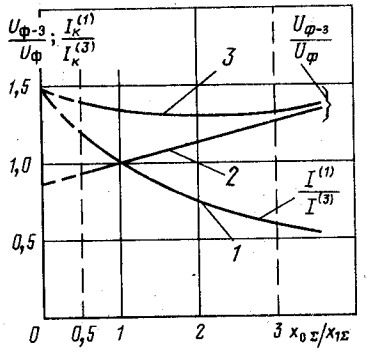


Рис. 29.15. Кривые зависимости отношений тока однофазного КЗ к току трехфазного КЗ (кривая *1*) и напряжений фаза – земля к фазному напряжению (кривые *2* и *3*) от сопротивления нулевой последовательности

последовательностей поврежденной фазы в месте КЗ:

$$\underline{I}_{A1} = \underline{I}_{A2} = \underline{I}_0 = \frac{\underline{E}_A}{\underline{Z}_{1\Sigma} + \underline{Z}_{2\Sigma} + \underline{Z}_{0\Sigma}}, \quad (29.22)$$

где $\underline{E}_A$ – результирующая ЭДС; $\underline{Z}_{1\Sigma}$, $\underline{Z}_{2\Sigma}$, $\underline{Z}_{0\Sigma}$ – результирующие полные сопротивления соответственно прямой, обратной и нулевой последовательностей.

При определении тока однофазного КЗ активными сопротивлениями элементов системы обычно пренебрегают. Тогда выражение для тока в начальный момент КЗ примет следующий вид:

$$I^{(1)} = 3I_1 = \frac{3\underline{E}_0''}{j(X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})}.$$

Для сравнительной оценки определим отношение тока однофазного КЗ к току трехфазного КЗ в той же точке, учитывая, что в сети повышенного напряжения можно принять $X_{1\Sigma} \approx X_{2\Sigma}$:

$$K^{(1-3)} = \frac{I^{(1)}}{I^{(3)}} = \frac{3E_0''/(X_{1\Sigma}+X_{2\Sigma}+X_{0\Sigma})}{E_0''/X_{1\Sigma}} = \frac{3}{2 + X_{0\Sigma}/X_{1\Sigma}}. \quad (29.23)$$

Зависимость $K^{(1-3)} = f(X_{0\Sigma}/X_{1\Sigma})$ представлена на рис. 29.15 кривой *1*. В диапазоне изменений $X_{0\Sigma}/X_{1\Sigma}$ от 0,5 до 3 отношение $K^{(1-3)}$ изменяется от 1,2 до 0,6. Это позволяет заключить, что токи однофазного КЗ в эффективно-заземленных сетях соизмеримы с токами трехфазного КЗ и если не принимать специальных мер, то в некоторых точках сети они могут оказаться больше токов трехфазного КЗ.

Напряжения проводов относительно земли. При замыкании провода фазы *A* на землю при $R = 0$ напряжение неповрежденной фазы *B* относительно земли равно

$$\underline{U}_{B-з} = \underline{U}_{B1} + \underline{U}_{B2} + \underline{U}_0 = a^2\underline{U}_{A1} + a\underline{U}_{A2} + \underline{U}_0.$$

Если ввести сюда значения $\underline{U}_{A1}$, $\underline{U}_{A2}$, $\underline{U}_0$ и учесть (29.21), получим

$$\underline{U}_{B-з} = a^2(\underline{E}_A - \underline{I}_{A1}\underline{Z}_{1\Sigma}) + a(0 - \underline{I}_{A2}\underline{Z}_{2\Sigma}) + (0 - \underline{I}_0\underline{Z}_{0\Sigma}) = \underline{E}_B - \frac{\underline{E}_A(a^2\underline{Z}_{1\Sigma} + a\underline{Z}_{2\Sigma} + \underline{Z}_{0\Sigma})}{\underline{Z}_{1\Sigma} + \underline{Z}_{2\Sigma} + \underline{Z}_{0\Sigma}}.$$

Полагая, что $\underline{Z}_{1\Sigma} = \underline{Z}_{2\Sigma}$, можно

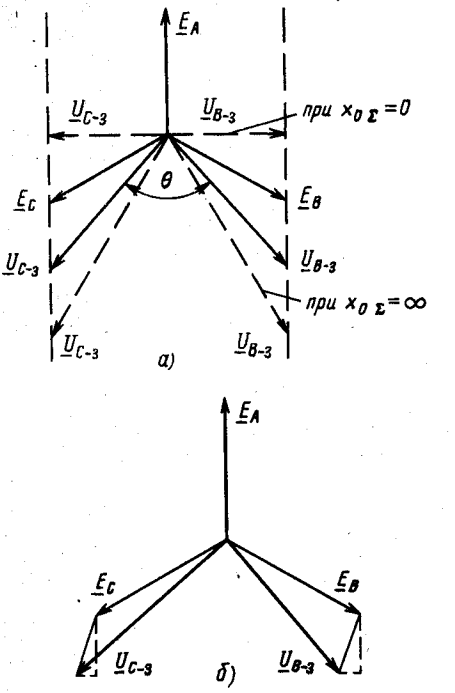


Рис. 29.16. Векторные диаграммы напряжений при замыкании фазы *A* на землю: *а* – в сети, где $R_{0\Sigma} = 0$; *б* – в сети, где $X_{0\Sigma}/X_{1\Sigma} = 3$ и $R_{0\Sigma}/X_{1\Sigma} = 1$

записать

$$\underline{U}_{B-з} = \underline{E}_B + \underline{E}_A \frac{\underline{Z}_{1\Sigma} - \underline{Z}_{0\Sigma}}{2\underline{Z}_{1\Sigma} + \underline{Z}_{0\Sigma}} = \\ = \underline{E}_B + \underline{E}_A \frac{1 - \underline{Z}_{0\Sigma}/\underline{Z}_{1\Sigma}}{2 + \underline{Z}_{0\Sigma}/\underline{Z}_{1\Sigma}}. \quad (29.24)$$

Аналогичным образом получим выражение для напряжения другой неповрежденной фазы C относительно земли:

$$\underline{U}_{C-з} = \underline{E}_C + \underline{E}_A \frac{1 - \underline{Z}_{0\Sigma}/\underline{Z}_{1\Sigma}}{2 + \underline{Z}_{0\Sigma}/\underline{Z}_{1\Sigma}}. \quad (29.25)$$

Соответствующая векторная диаграмма приведена на рис. 29.16. Для цепей с чисто индуктивными сопротивлениями (рис. 29.16, *а*) диаграмма получается симметричной. При изменении отношения $X_{0\Sigma}/X_{1\Sigma}$ концы векторов $\underline{U}_{B-з}$ и $\underline{U}_{C-з}$ скользят по прямым, параллельным вектору $\underline{E}_A$. При наличии активных сопротивлений векторная диаграмма становится несимметричной. На рис. 29.16, *б* показана диаграмма для случая, когда $X_{0\Sigma}/X_{1\Sigma} = 3$ и $R_{0\Sigma}/X_{1\Sigma} = 1$.

Зависимость $U_{ф-з}/U_ф$ от отношения $X_{0\Sigma}/X_{1\Sigma}$ показана на рис. 29.15. При $R_{0\Sigma} = 0$ это прямая *2*, причем при $X_{0\Sigma}/X_{1\Sigma} = 0$ $U_{ф-з} = 0{,}866U_ф$, а при $X_{0\Sigma}/X_{1\Sigma} = 3$ $U_{ф-з} = 1{,}25U_ф$.

При наличии активных сопротивлений кривая получает седлообразную форму (кривая *3*).

Вертикали $X_{0\Sigma}/X_{1\Sigma} = 0{,}5$ и $X_{0\Sigma}/X_{1\Sigma} = 3$, а также прямая *2* и кривая *3* являются границами, внутри которых размещаются кривые, соответствующие эффективно-заземленным сетям. Таким образом, напряжения проводов относительно земли при однофазных КЗ в эффективно-заземленных сетях не превышают 1,4 нормального фазного напряжения или 0,8 линейного. На таком же уровне находится остающееся напряжение на разряднике. Здесь могут быть применены 80 %-ные разрядники. Воздействие этих перенапряжений на изоляцию проводов неповрежденных фаз кратковременно, так как однофазные КЗ отключаются быстродействующими защитами и выключателями. Важно также снижение коммутационных перенапряжений при эффективном рабочем заземлении. Все вместе взятое позволяет существенно снизить требования к изоляции оборудования в эффективно-заземленных сетях и дает значительный экономический эффект. В этом смысле рассматриваемый вид рабочего заземления и назван «эффективным». Очевидно, чем выше номинальное напряжение сети, тем выше экономическая эффективность рассматриваемого вида рабочего заземления. В СССР сети с номинальным напряжением 110 кВ и выше подлежат эффективному заземлению.

Глава тридцатая
ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

30.1. Основные понятия и определения

Как известно, при повреждении изоляции проводников электрической системы относительно земли в месте повреждения возникает ток, значение и продолжительность которого зависят от рабочего заземления сети. В эффективно-заземленных сетях ток в месте замыкания достигает тысяч ампер, но продолжительность его не превышает нескольких десятых долей секунды, поскольку поврежденный участок системы отключается автоматически соответствующей релейной защитой. В сетях незаземленных или заземленных через дугогасящие реакторы ток однофазного замыкания на землю обычно не превышает нескольких десятков ампер, но протекает длительно, поскольку в сетях рассматриваемого вида защита от одно-

фазных замыканий, как правило, отсутствует.

Замыкание на землю возможно в любой точке системы как в пределах станций и подстанций, так и в сетях любого напряжения. От места повреждения ток возвращается к источникам энергии по многим путям – частично по проводникам, частично через землю. В месте перехода тока в землю, если не предусмотрены особые устройства для проведения тока в землю, возникают значительные потенциалы и градиенты напряжения на поверхности земли, опасные для людей, находящихся вблизи. Объясняется это большим удельным сопротивлением земли, превышающим удельное сопротивление проводниковых материалов во много раз. Для устранения этой опасности на станциях, подстанциях, линиях электропередачи предусматривают заземляющие устройства (ЗУ), назначение которых заключается в снижении потенциалов и градиентов напряжения до приемлемых значений.

Основой ЗУ является заземлитель, представляющий собой систему неизолированных проводников, находящихся в контакте с землей и предназначенных для проведения тока в землю. Контурный проводник заземлителя должен охватывать установку в целом, например на электростанциях – главный корпус, вспомогательные сооружения и распределительные устройства. На площадке наружного РУ вдоль рядов оборудования, подлежащего заземлению, укладывают проводники в землю на глубине около 0,5 м. Предусматривают также проводники в поперечном направлении. Таким образом образуется сетка с квадратными или прямоугольными ячейками. Сетку дополняют некоторым числом вертикальных проводников, погружаемых в землю на глубину от 10 до 30 м и располагаемых по периферии сетки (рис. 30.1). К сетке присоединяют предметы, подлежащие заземлению, с помощью коротких проводников, называемых спусками. При такой конструкции заземлителя обеспечивается ограничение потенциалов и градиентов напряжения в зоне распространения тока,

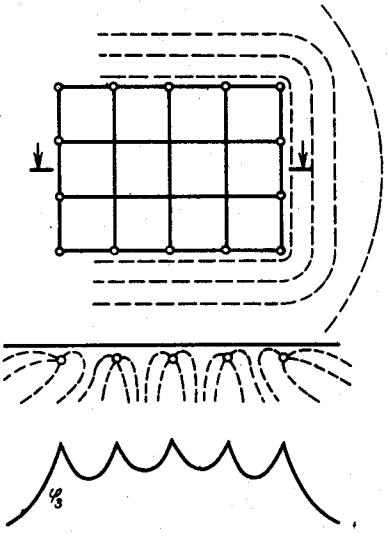


Рис. 30.1. Заземлитель и его электрическое поле

следовательно, безопасность для людей, обслуживающих установку и находящихся поблизости от нее.

Заземлитель, специально выполненный для проведения в землю расчетного тока в течение определенного времени, принято называть основным заземлителем в отличие от вспомогательных заземлителей[1] – металлических предметов любого назначения, так или иначе соединенных с землей, например стальных каркасов зданий, арматуры железобетонных оснований, труб любого назначения, частей гидротехнических сооружений и т. п. Использование вспомогательных заземлителей экономически целесообразно, поскольку они уменьшают сопротивление ЗУ в целом.

К основному заземлителю присоединяют:

вспомогательные заземлители;

нейтрали генераторов, трансформаторов, подлежащих заземлению в соответствии с принятой системой рабочего заземления;

[1] Их называют также естественными заземлителями.

разрядники и молниеотводы;

металлические части электрического оборудования, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением при повреждении изоляции, например основания и кожухи электрических машин, трансформаторов, аппаратов, токопроводов, металлические конструкции РУ, ограждения и т. п.;

вторичные обмотки измерительных трансформаторов, нейтрали обмоток 380/220 В силовых трансформаторов.

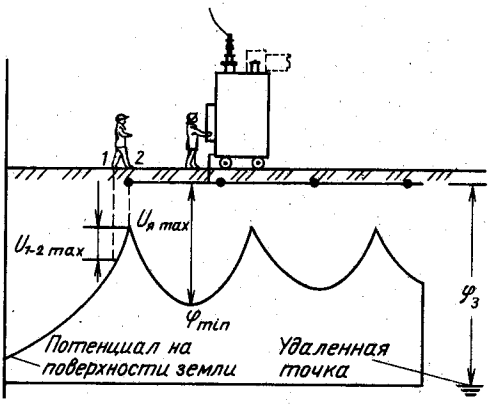


Рис. 30.2. Схема, поясняющая понятия потенциала заземлителя, максимального напряжения в ячейках сетки и максимального напряжения между двумя точками на поверхности земли, расположенными на расстоянии 1 м друг от друга

30.2. Электрическое поле заземлителя

Электрический ток $I_з$, распространяющийся с поверхности проводников заземлителя в землю, наводит потенциалы в окружающей проводящей среде, в частности на самом заземлителе. Последний приобретает потенциал

$$\varphi_з = I_з R_з, \qquad (30.1)$$

где $R_з$ – сопротивление заземлителя. По существу это – сопротивление земли от поверхности проводников до некоторой удаленной эквипотенциальной поверхности, потенциал которой близок к нулю.

На рис. 30.1 показано электрическое поле заземлителя в однородной земле и распределение потенциала φ на поверхности земли. Как видно из рисунка, распределение потенциала далеко неравномерно. Наибольший потенциал имеет место над проводниками сетки. Он несколько меньше потенциала заземлителя. Наименьший потенциал φ_{min} имеет место в середине угловых ячеек сетки. Разность потенциалов

$$\varphi_з - \varphi_{min} = U_{я\,max} \qquad (30.2)$$

называют наибольшим напряжением в ячейках сетки. Человек, находящийся в центре угловой ячейки и прикасающийся к заземленному предмету (рис. 30.2), при распространении тока в землю оказывается под некоторым напряжением, получившим название напряжения прикосновения $U_п$. Последнее меньше напряжения $U_{я\,max}$, так как последовательно с человеком включено сопротивление слоя земли под его ступнями.

Максимальный градиент напряжения имеет место за пределами сетки, около контурного проводника. Обозначим максимальное напряжение между двумя точками на поверхности земли, расположенными в этой зоне на расстоянии 1 м друг от друга, через $U_{1-2\,max}$ (рис. 30.2). Человек, шагающий здесь, при распространении тока в землю оказывается под некоторым напряжением, получившим название напряжения шага $U_ш$. Последнее меньше напряжения $U_{1-2\,max}$, так как последовательно с человеком включено сопротивление слоя земли под его ступнями (подробнее в § 30.3).

Напряжения $U_{1-2\,max}$ и $U_{я\,max}$ называют частичными напряжениями, поскольку они составляют часть потенциала заземлителя, достигающего в эффективно-заземленных сетях тысяч вольт. Максимальное его значение не должно превышать 10 000 В. Частичные напряжения значительно меньше – они составляют сотни вольт. Напряжение прикосновения и напряжения шага, приложенные к человеку, еще меньше, так как они ограничены последовательно включенными сопротивлениями поверх-

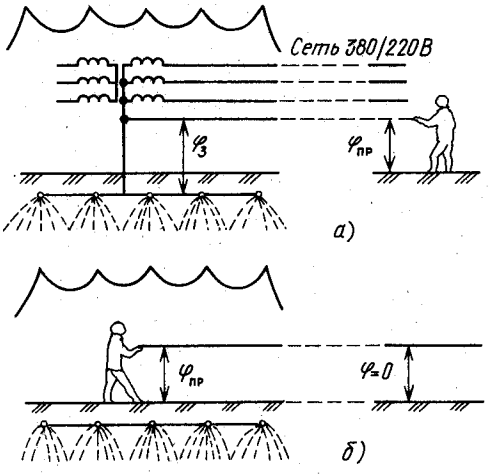


Рис. 30.3. Схемы, поясняющие понятия перенесенных потенциалов:
а – потенциал заземлителя вынесен за пределы установки; *б* – нулевой потенциал внесен в пределы установки

ностного слоя земли под ступнями человека. Во всяком случае, они должны быть меньше допустимых значений, установленных нормами.

Перенесенные потенциалы. Под перенесенным потенциалом, близким к потенциалу заземлителя, может оказаться человек, находящийся вне установки и прикасающийся к проводнику, присоединенному к заземлителю при распространении с него тока (рис. 30.3, *а*). Человек, находящийся в пределах установки и прикасающийся к проводнику, заземленному в удаленной точке, при распространении тока с заземлителя (рис. 30.3, *б*) также оказывается под перенесенным потенциалом, близким к потенциалу заземлителя, а не части его, как при прикосновении к заземленным предметам. Проводниками – переносчиками потенциала – являются нейтральные провода сетей 380/220 В, провода линий связи, рельсы железнодорожных путей и др.

Опасность поражения людей перенесенными потенциалами должна быть исключена соответствующим проектированием. Сети 380/220 В не должны выноситься за пределы установки. Для электроснабжения местных потребителей должны быть предусмотрены особые трансформаторы и особые заземлители вне пределов установки. Чтобы обеспечить безопасность прикосновения к аппаратам связи, предусматривают разделительные трансформаторы и нейтрализующие катушки, изоляция которых должна соответствовать потенциалу заземлителя.

30.3. Действие электрического тока на человека. Допустимые напряжения. Условия безопасности

Действие электрического тока на человека зависит от его значения, продолжительности и пути, по которому он проходит, а также от физического состояния человека. Наибольшую опасность представляет ток, проходящий через область сердца. Ниже рассмотрено действие на человека переменного тока с частотой 50 Гц и постоянной амплитудой.

Наименьший ток, воспринимаемый человеком, составляет около 1 мА. Этот ток называют порогом чувствительности. Ток от 1 до 6 мА вызывает боль и непроизвольное сокращение мышц, однако человек не теряет способности отпустить предмет, через который ток входит в руку. При дальнейшем увеличении тока человек теряет эту способность: он не может освободиться от предмета, который он держит. Наибольший ток, при котором подавляющее большинство людей способно освободиться от предмета, который они держат, называется порогом отпускания. Американским институтом инженеров-электриков этот порог установлен равным 9 мА [30.1]. При этом напряжение, приложенное от руки к ногам, составляет 10,2 В. Следовательно, сопротивление человека в рассматриваемых условиях составляет 10,2/0,009 = = 1130 Ом. В СССР порог отпускания принят равным 6 мА при напряжении 36 В и сопротивлении человека 6000 Ом.

При дальнейшем увеличении тока сокращение мышц распространяется от рук к грудной клетке, вследствие чего дыхание сначала затрудняется и затем становится невозможным. Если не прервать ток в течение нескольких минут,

человек теряет сознание и умирает от удушья. Однако при своевременном разрыве цепи тока дыхание восстанавливается или может быть восстановлено искусственными приемами. Никаких опасных последствий при этом не наблюдается.

Ток порядка 100 мА при продолжительности, не превышающей нескольких секунд, т. е. времени слишком малом, чтобы нарушение дыхания представлялось опасным, вызывает вентрикулярную фибрилляцию сердца, т. е. нарушение нормального ритма сердца. Это состояние характеризуется некоординированными, асинхронными сокращениями мышечной фибрилльной ткани сердца вместо нормальных координированных сокращений. Фибрилляция является следствием ненормальных побуждений сердца, но не повреждения его. В состоянии фибрилляции сердце трепещет, а не бьется. Оно не прослушивается в стетоскоп. Прекращается циркуляция крови, и смерть наступает в течение нескольких минут.

Если фибрилляция возникла, она не прекратится сама. Искусственное дыхание здесь неэффективно. Единственный способ восстановить нормальную работу сердца заключается в своевременном и умелом контршоке затухающим током постоянного направления с помощью особого аппарата – дефибриллятора. Однако такая возможность в практике эксплуатации электрических установок отсутствует. Поэтому возможность возникновения фибрилляции сердца должна быть исключена соответствующим проектированием ЗУ.

Порог фибрилляции, т. е. наибольший ток, который не вызывает фибрилляции сердца у значительного большинства людей, является функцией продолжительности воздействия и может быть определен [30.2] из следующего выражения:

$$I_{\text{ф}}^2 t = K, \qquad (30.3)$$

где $I_{\text{ф}}$ – порог фибрилляции – действующее значение тока с постоянной амплитудой и частотой 50 Гц, А; t – продолжительность прохождения тока, с; K – некоторая постоянная, $\text{А}^2 \cdot \text{с}$, значение которой установлено опытами на животных (свиньях, собаках, телятах, овцах).

Полученные значения обобщены и перенесены на людей соответствующей массы. Для людей массой около 50 кг порог фибрилляции равен

$$I_{\text{ф}} = 0{,}116/\sqrt{t}, \qquad (30.4)$$

что составляет 116 мА при $t = 1$ с и 367 мА при $t = 0{,}1$ с; для людей массой около 70 кг порог фибрилляции равен

$$I_{\text{ф}} = 0{,}157/\sqrt{t}. \qquad (30.5)$$

Выражения (30.4) и (30.5) следует рассматривать как приближенные, справедливые при продолжительности тока от 0,03 до 3 с.

В отечественной практике пороговые значения тока фибрилляции приняты несколько отличными от указанных выше. Соответственно с этим нормированные значения допустимых напряжений несколько отличаются от указанных.

Расчетное время t следует принять равным времени действия релейной защиты и времени отключения выключателя. При быстродействующих выключателях это составляет приблизительно 3 – 4 периода, или 0,06 – 0,08 с. Принимая во внимание возможность второго шока при АПВ, следует расчетное время удвоить и принять его равным примерно 0,15 с.

Допустимые напряжения. При проектировании ЗУ пользуются понятиями допустимых напряжений прикосновения и шага, под которыми понимают предельные значения этих напряжений. Допустимые напряжения определены умножением соответствующих пороговых значений тока на сопротивление человека.

Сопротивление человека можно считать активным. Оно не одинаково при прохождении тока от руки к ногам и от ноги к ноге и составляет от 500 до 6000 Ом в зависимости от напряжения. Международной электротехнической комиссией (МЭК) рекомендованы следующие наименьшие значения сопротивления человека при 50 Гц и пути тока рука – ноги

как функции напряжения прикосновения:

Напряжение прикосновения, В	25	50	250	Более 250
Сопротивление человека, Ом	2500	2000	1000	650

В СССР приняты несколько отличные значения, а именно: при 50 В и выше – 1000 Ом, при 36 В и ниже – 6000 Ом. Руководствуясь этими значениями, в СССР нормированы (ГОСТ 12.10.08 – 82) допустимые напряжения прикосновения и шага для ЗУ в эффективно-заземленных сетях в зависимости от продолжительности воздействия:

Продолжительность t, с	До 0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	Свыше 1,0 до 5,0
Допустимое напряжение $U_{доп}$, В	500	400	200	130	100	65

Зависимость $U_{доп}(t)$ показана на рис. 30.4. Для сопоставления там же показаны допустимые напряжения, принятые Американским институтом инженеров-электриков. Как видно из рисунка, при $t = 0{,}1 \div 0{,}5$ с они близки.

Опасность шагового напряжения значительно меньше опасности напряжения прикосновения, так как ток не проходит через область сердца, как при прикосновении к заземленным предметам. Кроме того, в первом случае ток через человека ограничивается бóльшим сопротивлением земли под ступнями, чем

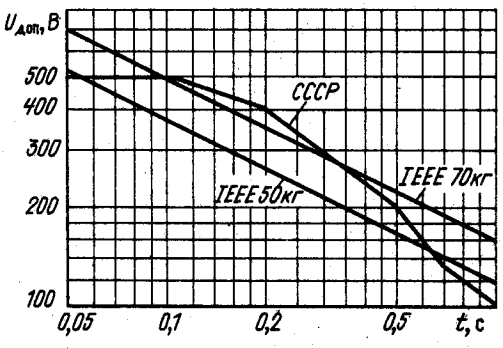


Рис. 30.4. Допустимые напряжения прикосновения и шага как функции времени прохождения тока для ЗУ в эффективно-заземленных сетях

во втором. Однако необходимо принять во внимание следующее:

под действием шагового напряжения, воспринимаемого болезненно, человек может упасть, что вызовет ток через грудную клетку и область сердца;

КЗ может произойти, когда человек работает на четвереньках.

Учитывая эти соображения, а также то, что случаи поражения людей шаговыми напряжениями имели место, допустимые напряжения прикосновения и шага для ЗУ в эффективно-заземленных сетях приняты одинаковыми.

Допустимое напряжение прикосновения для сетей незаземленных и заземленных через дугогасящие реакторы установлено равным 36 В. При этом ток через человека не превысит 6 мА, что соответствует порогу отпускания.

Условия безопасности в зоне заземляющих устройств. Для определения условий безопасности при распространении тока в землю необходимо учесть защитное действие слоя земли под ступнями человека. Рассмотрим цепи тока через человека при прикосновении его к заземленным предметам (рис. 30,5, *а*), и через человека, шагающего в зоне распространения тока (рис. 30,5, *б*). Значение тока в первом случае определяется максимальным напряжением в ячейках сетки $U_{я max}$, во втором случае – максимальным напряжением между двумя точками на поверхности земли за пределами сетки $U_{1-2\,max}$. Сопротивление цепи в первом случае равно $R_1 = R_ч + R_с/2$, во втором случае $R_2 = R_ч + 2R_с$, где $R_с$ – сопротивление растеканию тока от ступни человека в землю, которое можно приближенно принять равным сопротивлению металлического диска радиусом $a = 8$ см, положенного на поверхность земли:

$$R_с = \frac{\rho_с}{4a} = \frac{\rho_с}{4 \cdot 0{,}08} \approx 3\rho_с, \qquad (30.6)$$

где $\rho_с$ – удельное сопротивление верхнего слоя земли.

Полные сопротивления цепей соот-

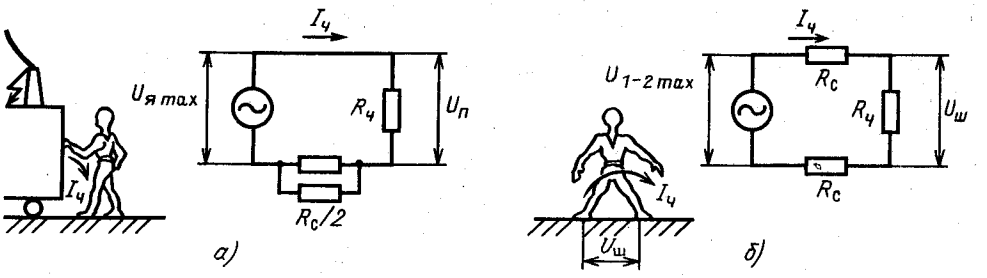


Рис. 30.5. Схемы, поясняющие условия безопасности в зоне ЗУ:
а – при прикосновении человека к заземленным предметам; *б* – для человека, шагающего в зоне распространения тока в землю

ветственно равны

$$\left.\begin{aligned} R_1 &= R_ч + 1{,}5\rho_с \\ \text{и} \qquad & \\ R_2 &= R_ч + 6\rho_с. \end{aligned}\right\} \qquad (30.7)$$

Токи через человека:

$$\left.\begin{aligned} I_{ч1} &= \frac{U_{я\,max}}{(R_ч + 1{,}5\rho_с)} \\ \text{и} \qquad & \\ I_{ч2} &= \frac{U_{1-2\,max}}{(R_ч + 6\rho_с)}. \end{aligned}\right\} \qquad (30.8)$$

Введем следующие обозначения:

$$\left.\begin{aligned} U_{я\,max}/\varphi_з &= \alpha_п; \\ U_{1-2\,max}/\varphi_з &= \alpha_ш; \end{aligned}\right\} \qquad (30.9)$$

$$\left.\begin{aligned} \frac{R_ч}{R_ч + 1{,}5\rho_с} &= \beta_п; \\ \frac{R_ч}{R_ч + 6\rho_с} &= \beta_ш, \end{aligned}\right\} \qquad (30.10)$$

где $\alpha_п$ и $\alpha_ш$ – коэффициенты напряжения прикосновения и напряжения шага, значения которых находятся приблизительно в пределах от 0,1 до 0,8 в зависимости от конструкции заземлителя; $\beta_п$ и $\beta_ш$ – коэффициенты снижения напряжения прикосновения и напряжения шага, зависящие от удельного сопротивления верхнего слоя земли (подробнее см. ниже).

Напишем условие безопасности прикосновения человека к заземленным предметам в зоне ЗУ в эффективно-заземленной сети (рис. 30.5, *а*):

$$U_п = U_{я\,max} - I_ч 1{,}5\rho_с = \\ = I_з R_з \alpha_п \beta_п \leqslant U_{доп}; \qquad (30.11)$$

то же для человека, шагающего в зоне распространения тока (рис. 30.5, *б*):

$$U_ш = U_{1-2\,max} - I_ч 6\rho_с = \\ = I_з R_з \alpha_ш \beta_ш \leqslant U_{доп}, \qquad (30.12)$$

где $I_ч$ – ток через человека согласно (30.8); $U_{доп}$ – допустимое напряжение, определяемое ГОСТ (см. выше).

Условия безопасности в зоне ЗУ в сетях незаземленных и заземленных через дугогасящие реакторы следует написать аналогично.

Однако допустимое напряжение составляет только 36 В, т. е. значительно меньше допустимых напряжений в эффективно-заземленных сетях.

Вероятность травмирования человека электрическим током. При нормировании и проектировании ЗУ учитывают вероятность травмирования человека электрическим током. Известно, что ни в одной области техники и вообще в жизни нельзя обеспечить полной безопасности для людей. В частности, нельзя полностью исключить соприкосновение людей с опасными напряжениями всюду, всегда и при всех условиях. Поэтому задачу обеспечения безопасности в зоне ЗУ следует понимать в смысле уменьшения вероятности возникновения условий, при которых человек подвергается опасности травмирования электрическим током. Ниже приведены условия, при совпадении которых возможно травмирование:

1) замыкание в таком месте электрической системы и при таких условиях, при которых ток, распространяющийся в землю, достигает расчетного значения;

2) неблагоприятное состояние земли, например большая влажность верхнего слоя, удельное сопротивление которого определяет значение коэффициента $\beta_п$;

3) присутствие человека в таком месте и в таком положении, что он оказывается под опасным напряжением;

4) отсутствие дополнительных сопротивлений (обуви, рукавиц), включенных последовательно с человеком и ограничивающих ток;

5) продолжительность воздействия тока, достаточная для травмирования при рассматриваемых условиях.

Относительная малочисленность случаев травмирования людей при соприкосновении с заземленными частями оборудования по сравнению с количеством несчастных случаев, вызванных другими причинами, объясняется в значительной степени малой вероятностью совпадений необходимых для этого условий. Тщательным проектированием ЗУ вероятность соприкосновения с опасными напряжениями может быть резко уменьшена.

30.4. Характеристики земли

Термин з е м л я означает верхний слой земной коры, по которому проходит 50-периодный ток. Основные вещества, из которых состоит земля, – окись кремния и окись алюминия – практически не проводят ток. Проводимость земли объясняется наличием влаги между частицами окислов и растворенных в ней солей. Таким образом, земля обладает электролитической проводимостью.

Удельное сопротивление земли зависит от механического состава (размеров зерен, плотности породы), содержания влаги и солей, температуры. Размер зерен определяет пористость и способность к удержанию влаги, а также плотность соприкосновения с металлом заземлителя. Глины и мел имеют мелкое зерно и относительно небольшое удельное сопротивление, песок и камень – более крупное зерно и более высокое удельное сопротивление. Чем больше возраст породы и ее плотность, тем больше удельное сопротивление. Удельное сопротивление земли очень велико. Оно снижается по мере увеличения содержания влаги (при постоянной температуре). Повышение температуры при постоянной влажности приводит к уменьшению удельного сопротивления земли, что характерно для электролитов. При температуре 0 °С происходит резкое изменение удельного сопротивления земли. Увеличение содержания солей приводит к уменьшению удельного сопротивления. Ниже приведены значения удельного сопротивления различных пород, Ом · м:

Глина, меловой песок	10 – 60 и выше
Суглинок	40 – 150 и выше
Супесок	150 – 400 и выше
Песок	От 400 – 700 до нескольких тысяч
Крупнозернистый песок, гравий, шебень	1000 – 10 000 и выше
Гранит, гнейс, сланец, базальт	От 1000 до нескольких десятков тысяч
Речная вода	5 – 100 и выше
Морская вода	0,2 – 1,0 и выше

Бетон в сухом состоянии является хорошим изолятором. Однако бетон, закопанный в землю, имеет удельное сопротивление, не превышающее нескольких сотен ом-метров, что объясняется проникновением влаги. В зимнее время влага замерзает и удельное сопротивление бетона резко увеличивается. В последнее время освоено производство специальных видов бетона, в том числе проводящего бетона, получившего название бетэла. Он может быть использован при сооружении фундаментов под оборудование и опоры. В этом случае эффективность их в качестве вспомогательных заземлителей возрастает.

Земля обычно неоднородна по своему составу и содержанию влаги; ее удельное сопротивление изменяется при перемещении по горизонтали и в глубину.

Методы измерения удельного сопротивления земли. Наилучшим методом измерения удельного сопротивления больших объемов земли без нарушения ее строения является метод четырех точек. Теоретическое обоснование этого

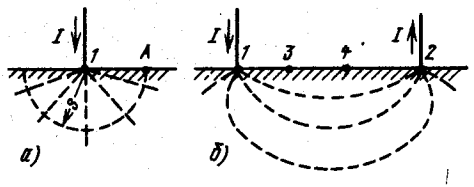


Рис. 30.6. К пояснению метода четырех точек:
а – распространение тока с точечного электрода, когда второй электрод удален; *б* – то же, но когда второй электрод расположен вблизи от первого

метода заключается в следующем. Допустим, что земля однородна. Представим себе, что на поверхности земли имеется точечный электрод *1* и по нему в землю поступает ток *I* (рис. 30.6, *а*), а второй электрод, по которому ток выходит из земли, настолько удален, что его влиянием можно пренебречь. При этих условиях ток распространяется во всех направлениях. Плотность тока на полусфере с радиусом *s* равна $\delta = I/(2\pi s^2)$, а напряженность электрического поля в радиальном направлении составляет

$$E = \delta\rho = \frac{\rho I}{2\pi s^2}, \qquad (30.13)$$

где ρ – удельное сопротивление земли.

Потенциал в точке *A* на поверхности земли на расстоянии *s* от электрода равен

$$\varphi_A = \int_s^\infty E ds = \frac{\rho I}{2\pi s}. \qquad (30.14)$$

Отношение потенциала к току представляет собой взаимное сопротивление электрода и рассматриваемой точки:

$$R_{1-s} = \frac{\rho}{2\pi s}. \qquad (30.15)$$

Допустим теперь, что второй электрод находится на относительно небольшом расстоянии от первого (рис. 30.6, *б*). В этом случае потенциал в точке *3* на поверхности земли равен

$$\varphi_3 = \frac{\rho I}{2\pi}\left(\frac{1}{s_{1-3}} - \frac{1}{s_{2-3}}\right),$$

где s_{1-3} и s_{2-3} – соответственно расстояния между точками *1–3* и *2–3*.

Аналогично потенциал точки *4* равен

$$\varphi_4 = \frac{\rho I}{2\pi}\left(\frac{1}{s_{1-4}} - \frac{1}{s_{2-4}}\right).$$

Напряжение между точками *3* и *4* равно

$$U_{3-4} = \varphi_3 - \varphi_4 = \frac{\rho I}{2\pi}\left(\frac{1}{s_{1-3}} - \frac{1}{s_{2-3}} - \frac{1}{s_{1-4}} + \frac{1}{s_{2-4}}\right).$$

Если точки *1–4* расположены на прямой и на равных расстояниях (рис. 30.7), напряжение между точками *3* и *4* равно

$$U_{3-4} = \frac{\rho I}{2\pi s}.$$

Отношение напряжения U_{3-4} к току *I* представляет собой взаимное сопротивление *R* участков цепи *1–2* и *3–4*.

Удельное сопротивление земли может быть определено из выражения

$$\rho = 2\pi s R. \qquad (30.16)$$

Таким образом, измерение удельного сопротивления земли сводится к измерению взаимного сопротивления участков цепи между двумя парами электродов, установленных на прямой на равных расстояниях друг от друга. Источник ЭДС присоединяют к наружной паре электродов *1–2*, а напряжение измеряют у внутренней пары *3–4*. Полученное из опыта взаимное сопротивление *R* следует умножить на $2\pi s$.

Схема на рис. 30.7 обладает свойством взаимности. Это означает, что резуль-

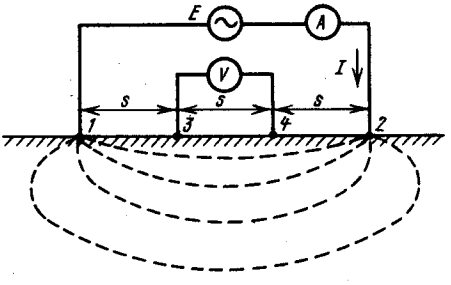


Рис. 30.7. Схема для измерения удельного сопротивления земли методом четырех точек

таты измерения не изменятся, если источник ЭДС присоединить к электродам *3—4*, а напряжение измерять между электродами *1—2*. В качестве электродов используют небольшие стержни, глубина заложения которых не должна превышать 0,10—0,15 м.

Удельное сопротивление земли измеряют также с помощью специальных приборов. Наиболее совершенным является измерительный прибор типа Ф4103 [30.3], в который встроены источник постоянного тока, преобразователь постоянного тока в стабилизированный переменный ток с частотой 280 Гц и оригинальная измерительная система, позволяющая измерять сопротивления в пределах от 0,03 до 1000 Ом с большой точностью. Достоинство прибора заключается в том, что он обеспечивает защиту от помех.

Выражение (30.16) получено в предположении однородной земли. В этом случае ρ не зависит от расстояния s. Однако при измерении удельного сопротивления обычно обнаруживают, что последнее изменяется по мере увеличения расстояния между электродами. Это указывает на то, что удельное сопротивление изменяется с глубиной, так как при малом расстоянии между электродами бóльшая часть тока проходит близ поверхности земли, в то время как при большом расстоянии между электродами ток проникает глубже. В этих условиях удельное сопротивление, вычисленное из выражения (30.16), принято называть кажущимся удельным сопротивлением $\rho_к$ при расстоянии между электродами s. По мере увеличения расстояния между электродами кажущееся удельное сопротивление уменьшается или увеличивается — в зависимости от относительного удельного сопротивления нижних слоев.

При исследовании земли на площадке сооружаемой установки следует выполнить ряд измерений из нескольких центров и в нескольких направлениях. Такое исследование получило название вертикального электрического зондирования (ВЭЗ). Расстояние между электродами изменяют с 2—3 до 30—60 м, пока значения $\rho_к$ не стабилизируются. По результатам измерений строят кривые $\rho_к(s)$ в логарифмическом масштабе для каждого центра и каждого направления. Результаты зондирования на одной площадке, но из разных центров и в разных направлениях обычно несколько различаются. Поэтому их усредняют и получают одну характеристику $\rho_к(s)$ для рассматриваемой площадки. Затем производят интерпретацию результатов электрического зондирования, т. е. их истолкование или отыскание упрощенной схемы строения земли, близкой к действительной. Строение земли, как правило, слоистое. Полученная в результате зондирования характеристика $\rho_к(s)$ позволяет определить число слоев, их толщину и удельное сопротивление. Для этого пользуются диаграммами, построенными на основании аналитических расчетов для двухслойной и трехслойной земли. Они получили название палеток. В качестве примера на рис. 30.8 приведена палетка для двухслойной земли. По оси абсцисс отложено отношение s/H, где H — толщина верхнего слоя; по оси ординат отложено отношение $\rho_к/\rho_1$, где ρ_1 — удельное сопротивление верхнего слоя. Отношение ρ_2/ρ_1 принято в качестве параметра.

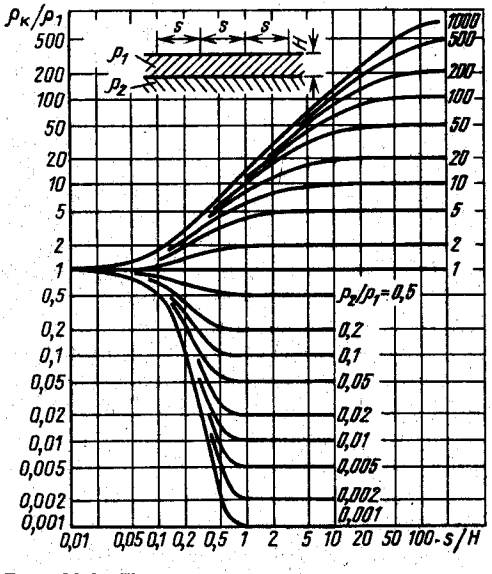


Рис. 30.8. Палетка для двухслойной земли

Полученную из опыта характеристику $\rho_к(s)$, построенную на кальке в логарифмическом масштабе (длина логарифмической единицы должна совпадать с соответствующей длиной на палетке), накладывают на палетку, сохраняя параллельность осей и добиваясь совпадения с одной из кривых палетки. Когда это достигнуто, можно определить толщину H и удельное сопротивление ρ_1 верхнего слоя следующим образом. Вертикальная линия на палетке, соответствующая абсциссе 1,0, отсечет на этой оси диаграммы отрезок, равный толщине H верхнего слоя, м. Горизонтальная линия на палетке, соответствующая ординате 1,0, отсечет на оси ординат диаграммы отрезок, равный удельному сопротивлению ρ_1 верхнего слоя, Ом · м. Удельное сопротивление нижнего слоя можно определить, зная отношение ρ_2/ρ_1 для выбранной кривой палетки. Таким образом, с помощью соответствующих палеток можно определить параметры двухслойной и многослойной земли. Условно принимают, что нижний слой уходит в бесконечность.

Приведение параметров многослойной земли к расчетным условиям. Удельное сопротивление верхнего слоя земли толщиной около 2 м изменяется в течение года в широких пределах: мороз и засуха увеличивают удельное сопротивление, дожди уменьшают его. Этот слой с изменяющимся удельным сопротивлением называют слоем сезонных изменений. Для СССР установлены три климатические зоны, характеризуемые средней многолетней низшей температурой воздуха (январь), средней многолетней высшей температурой воздуха (июль) и средней продолжительностью ледостава. Соответственно установлена толщина слоя сезонных изменений для каждой зоны в пределах от 1,2 до 2,4 м. Для проектирования заземлителей необходимо определить расчетные условия, а именно: максимальное и минимальное значения удельного сопротивления слоя сезонных изменений. Они могут быть определены с помощью системы поправочных коэффициентов, зависящих от климатической зоны и влажности земли при зондировании. Так, например, если зондирование производилось летом в условиях сильной, средней или пониженной влажности, максимальное удельное сопротивление слоя сезонных изменений, возможное в будущем при неблагоприятных условиях (зимой), может быть определено умножением удельного сопротивления на соответствующий коэффициент. Аналогично можно определить минимальное удельное сопротивление слоя сезонных изменений, возможное в будущем в благоприятных условиях при большой влажности (подробнее см. [30.4]).

Приведение многослойной земли к эквивалентной двухслойной. Расчет сложного заземлителя в многослойной земле является практически неразрешимой задачей. Однако заменить многослойную землю эквивалентной однородной невозможно, так как сопротивление заземлителя зависит от удельного сопротивления как верхних, так и нижних слоев, а напряжение прикосновения определяется удельным сопротивлением верхнего слоя. Двухслойная земля является простейшей схемой, заменяющей многослойную землю. Поэтому если интерпретация результатов ВЭЗ и последующее приведение земли к расчетным условиям показывают, что число слоев равно трем и более, необходимо исходную многослойную землю привести к эквивалентной двухслойной с параметрами ρ_1, ρ_2 и H, при которых заземлитель обладает такой же электрической характеристикой, что и исходная многослойная схема. Поскольку метод приведения многослойной земли к эквивалентной двухслойной [30.5] здесь не изложен, ниже при расчете заземлителей принимается, что многослойная земля уже приведена к эквивалентной двухслойной.

30.5. Определение расчетного тока для заземлителя

Для проектирования ЗУ необходимо определить наибольший ток, распространяющийся с заземлителя. Он зависит прежде всего от рабочего заземления сети.

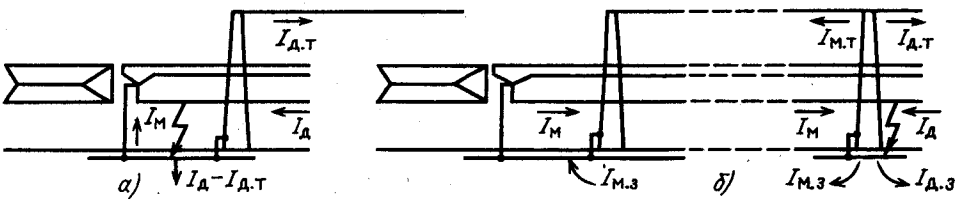


Рис. 30.9. Схема к определению расчетного тока для проектирования заземлителя: *а* – замыкание в пределах установки; *б* – замыкание за пределами установки

Расчетный ток для ЗУ в эффективно-заземленной сети. Расчетным является случай однофазного КЗ, поскольку при этом ток нулевой последовательности имеет наибольшее значение. Ток $I_к$ в месте повреждения слагается из тока $I_м$ от местных генераторов и тока $I_д$ от станций системы. От места повреждения ток $I_к$ возвращается к нейтралям трансформаторов по многим путям. Для расчета заземлителя станции необходимо определить наибольший ток $I_з$, распространяющийся через него в землю [30.6].

При повреждении в пределах станции (рис. 30.9, *а*) составляющая тока $I_м$ возвращается к нейтралям повышающих трансформаторов по проводникам заземлителя, не проникая в землю. Составляющая тока $I_д$ от удаленных станций системы возвращается в сеть частично через землю, частично по защитным тросам. Таким образом, через заземлитель станции в землю проходит ток

$$I_з = I_д - I_{д.т}, \qquad (30.17)$$

где $I_{д.т}$ – ток, возвращающийся по тросам.

При повреждении за пределами станции (рис. 30.9, *б*) составляющая тока $I_д$ из системы возвращается в сеть частично через землю $I_{д.з}$, частично – по тросу $I_{д.т}$. Составляющая тока $I_м$ от местных генераторов возвращается к нейтралям повышающих трансформаторов частично по защитному тросу $I_{м.т}$, частично – через заземлитель опоры, землю и заземлитель станции $I_{м.з}$. При повреждении вблизи станции бóльшая часть тока $I_м$ возвращается к станции по защитному тросу. При повреждении вдали от станции ток $I_м$ мал, поскольку он ограничен сопротивлением линии. Поэтому в большинстве случаев ток $I_з$ через заземлитель станции имеет максимальное значение при повреждении в пределах станции и определяется выражением (30.17). Таким образом, расчетный ток $I_з$ заземлителя значительно меньше тока $I_к$ в месте повреждения.

Расчетный ток для ЗУ в сетях незаземленных и заземленных через дугогасящие реакторы. Согласно ПУЭ в качестве расчетного тока для заземлителя принимается:

в сетях незаземленных – полный ток замыкания на землю;

в сетях с дугогасящими реакторами для ЗУ, к которым присоединены дугогасящие реакторы, – ток, равный 125% номинального тока реактора; для ЗУ, к которым не присоединены дугогасящие реакторы, – остаточный ток замыкания на землю при отключенном наиболее мощном реакторе.

30.6. Нормирование заземляющих устройств

Нормы на заземляющие устройства устанавливают требования, которым они должны удовлетворять. Основными являются требования, определяющие условия электробезопасности. Действующие в настоящее время нормы, установленные еще в 1975 г., формулируют эти требования двояко.

Первая норма. а) В эффективно-заземленных сетях электробезопасность считается обеспеченной, если потенциал заземлителя не превышает 10000 В, а результирующее сопротивление заземли-

теля в любое время года не превышает 0,5 Ом. Эти условия обязательны независимо от тока, подлежащего проведению в землю, и его продолжительности. Дополнительно регламентирован ряд требований, относящихся к конструкции заземлителя (ПУЭ, § 1.7.51).

б) В сетях незаземленных и заземленных через дугогасящие реакторы электробезопасность считается обеспеченной при следующих условиях:

для ЗУ, используемых только для электроустановок 6–35 кВ, потенциал заземлителя не должен превышать 250 В, а его сопротивление определяется из выражения

$$R_з = 250/I_з,$$

но не более 10 Ом;

для ЗУ, используемых одновременно и для заземления сетей вторичного напряжения 380/220 В, потенциал заземлителя не должен превышать 125 В, а его сопротивление определяется из выражения

$$R_з = 125/I_з,$$

но не более 4 Ом. Меньший потенциал в последнем случае объясняется необходимостью ограничить потенциал нейтрального провода в сетях 380/220 В и всей системы зануления (см. § 30.8).

Дополнительно регламентирован ряд требований, относящихся к конструкции заземлителя (ПУЭ, §§ 1.7.70–1.7.72).

Вторая норма. а) В эффективно-заземленных сетях электробезопасность считается обеспеченной, если потенциал заземлителя не превышает 10 000 В, а напряжения прикосновения и шага в любое время года не превышают допустимых значений (см. § 30.3). Сопротивление заземлителя не нормируется. Дополнительно регламентирован ряд требований к конструкции заземлителя (ПУЭ § 1.7.52);

б) в сетях незаземленных и заземленных через дугогасящие реакторы электробезопасность считается обеспеченной при следующих условиях:

для ЗУ, используемых только для электроустановок 6–35 кВ, потенциал заземлителя не должен превышать 250 В;

для ЗУ, используемых одновременно и для сетей вторичного напряжения 380/220 В, потенциал заземлителя не должен превышать 125 В. Сопротивление заземлителей не нормируется. Напряжение прикосновения не должно превышать допустимого значения, установленного равным 36 В.

Выполнение одной из указанных норм освобождает от выполнения второй нормы. Выбор первой или второй нормы при проектировании и выполнении ЗУ оставлен на усмотрение проектирующей организации.

В настоящее время общепризнано [30.7], что выполнение ЗУ в соответствии со второй нормой обеспечивает бóльшую безопасность и бóльшую экономичность.

30.7. Расчет заземлителей

Рассчитать заземлитель – это значит определить при заданном токе потенциалы в любых точках пространства, в частности потенциал заземлителя, а также потенциалы в характерных точках поверхности земли. Предполагается при этом, что схема заземлителя и его размеры заданы, строение земли и ее параметры известны.

С заземлителя в землю распространяется 50-периодный ток. Распределение этого тока в земле вблизи заземлителя определяется в основном активным сопротивлением земли. Электродвижущие силы, индуктированные в контурах тока, ничтожно малы. Поэтому при определении потенциалов вблизи заземлителя ими пренебрегают и ведут расчет, как при постоянном токе. Таким образом, электрическое поле заземлителя можно рассматривать как поле стационарных токов в проводящей среде. По аналогии с электростатическим полем в диэлектрике принимают, что линии тока уходят с поверхности заземлителя в бесконечность. Потенциал бесконечно удаленных точек принимают равным нулю. В действительности линии тока не уходят в бесконечность, а собираются у заземлителей других установок рассматриваемой сети. Однако это мало влияет на распределение тока около

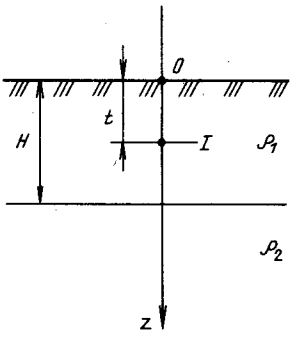


Рис. 30.10. Точечный источник тока в двухслойной земле; цилиндрическая система координат

заземлителя и на его сопротивление, так как большая часть этого сопротивления сосредоточена вблизи заземлителя.

При расчете заземлителей в двухслойной земле используют для потенциала в любой точке пространства от тока, распространяющегося с точечного электрода, выражения, полученные из уравнений Лапласа в цилиндрических координатах [30.8, 30.9]. Соответствующая схема приведена на рис. 30.10. Ось z направлена вниз через источник тока. Начало координат совпадает с поверхностью земли.

Если точечный электрод с током I расположен в верхнем слое (координаты $z = t$, $s = 0$), потенциал в произвольной точке A с координатами z и s, расположенной в том же слое, равен

$$\varphi_{11} = \frac{\rho_1 I}{4\pi}\left\{\sum_{n=0}^{n=\infty}\left[\frac{k^n}{\sqrt{s^2+(z+2Hn+t)^2}} + \frac{k^n}{\sqrt{s^2+(z-2Hn-t)^2}}\right] + \sum_{n=1}^{n=\infty} \times \left[\frac{k^n}{\sqrt{s^2+(z+2Hn-t)^2}} + \frac{k^n}{\sqrt{s^2+(z-2Hn+t)^2}}\right]\right\}, \quad (30.18)$$

где $k = (\rho_2 - \rho_1)/(\rho_2 + \rho_1)$ – коэффициент, характеризующий удельное сопротивление земли, абсолютное значение этого коэффициента меньше единицы; n – число слагаемых, определяющих точность расчета.

Если точечный электрод расположен в нижнем слое, а точка A – в верхнем, то

$$\varphi_{12} = \frac{\rho_1 I}{4\pi}(1+k)\sum_{n=0}^{n=\infty}\left[\frac{k^n}{\sqrt{s^2+(z-2Hn-t)^2}} + \frac{k^n}{\sqrt{s^2+(z+2Hn+t)^2}}\right]. \quad (30.19)$$

Если точечный электрод расположен в верхнем слое, а точка A – в нижнем, то

$$\varphi_{21} = \frac{\rho_1 I}{4\pi}(1+k)\sum_{n=0}^{n=\infty}\left[\frac{k^n}{\sqrt{s^2+(z+2Hn+t)^2}} + \frac{k^n}{\sqrt{s^2+(z+2Hn-t)^2}}\right]. \quad (30.20)$$

Наконец, если точечный электрод и точка A расположены в нижнем слое, то

$$\varphi_{22} = \frac{\rho_2 I}{4\pi}\left[\frac{1}{\sqrt{s^2+(z-t)^2}} - \frac{k}{\sqrt{s^2+(z-2Hn+t)^2}} + (1+k^2)\sum_{n=0}^{n=\infty}\frac{k^n}{\sqrt{s^2+(z+2Hn+t)^2}}\right]. \quad (30.21)$$

Этим выражениям соответствуют схемы (рис. 30.11) с бесконечным числом фиктивных источников тока в однородной земле. В численных расчетах суммируют конечное число членов ряда. Это число выбирают в соответствии с требуемой точностью.

Собственное сопротивление проводника, расположенного в верхнем или нижнем слое и не пересекающего границу раздела, может быть определено суммированием потенциалов, образуемых на проводнике токами, распростра-

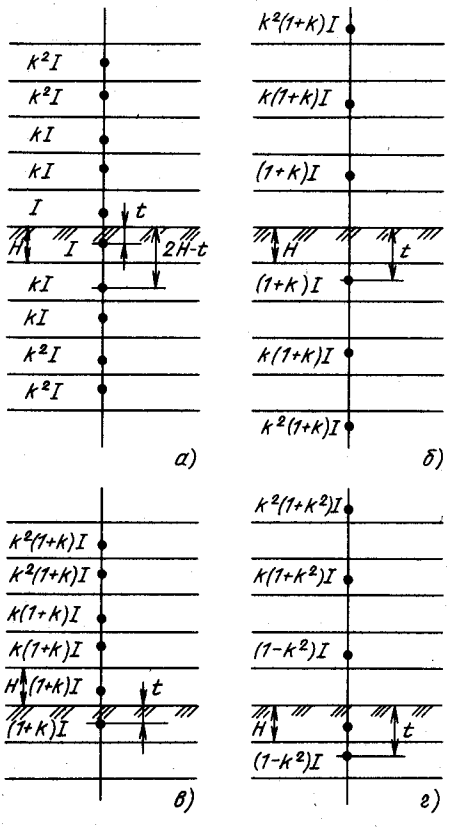


Рис. 30.11. Схемы с фиктивными источниками тока в двухслойной земле:
а – точечный электрод и точка A расположены в верхнем слое; *б* – точечный электрод расположен в нижнем слое, а точка A – в верхнем; *в* – точечный электрод расположен в верхнем слое, а точка A – в нижнем; *г* – точечный электрод и точка A расположены в нижнем слое

няющимися с него самого и его зеркальных изображений, согласно схеме на рис. 30.11. Если проводник пересекает границу раздела двух сред, задача усложняется, так как распределение тока между частями проводника неизвестно. В этом случае принимают, что линейная плотность тока, распространяющегося с частей проводника, обратно пропорциональна удельному сопротивлению среды.

Аналитические расчеты заземлителей в неоднородной земле могут быть выполнены только с помощью ЭВМ. Чтобы облегчить работу проектировщика, предложены приближенные выражения для сопротивлений, которые получены путем обработки множества расчетов, выполненных точным методом для типовых схем. Они приведены ниже.

Сопротивление сетки. Сопротивление прямоугольной сетки площадью A, м^2, без вертикальных проводников при двухслойной земле с удельными сопротивлениями ρ_1 и ρ_2 может быть определено из следующего выражения [30.10]:

$$R_с = 0{,}866\frac{\rho_2}{\sqrt{A}}\left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^g + \frac{\rho_1}{L}, \quad (30.22)$$

где $g = 2H/\sqrt{A}$; L – общая длина проводников.

Множитель $(\rho_1/\rho_2)^g$, найденный экспериментально, уточняет влияние верхнего слоя земли в соответствии с его толщиной. Из приведенного выражения видно, что сопротивление сетки зависит в основном от линейного размера $\sqrt{A}$ и удельных сопротивлений земли. Общая длина проводников L влияет в меньшей мере. Влияние глубины заложения сетки h и диаметра проводников незначительно, и в приближенных расчетах им пренебрегают. Сопоставление результатов расчета по выражению (30.22) с точным расчетом показывает, что погрешность незначительна при условии, что отношение $H/\sqrt{A} < 0{,}4$. При $H/\sqrt{A} \geqslant 1$ следует исходить из предположения, что земля однородна.

Сопротивление сетки, дополненной вертикальными проводниками. Сопротивление сложного заземлителя, состоящего из сетки и ряда вертикальных проводников, может быть определено из следующего выражения [30.11]:

$$R_с = 0{,}443\frac{\rho_2}{\sqrt{A}}\left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^g + \frac{\rho_1}{L + Nl_э}, \quad (30.23)$$

где $g = 2H/(\sqrt{A} + Nl_э)$; $l_э = l_1 + l_2\rho_1/\rho_2$; N – число вертикальных проводников. Значения l_1 и l_2 пояснены на рис. 30.12.

Заметим, что вертикальные проводники следует устанавливать только по периферии сетки, где линейная плотность тока, распространяющегося с проводников в землю, максимальна. Вертикальные проводники, установленные внутри сетки, менее эффективны.

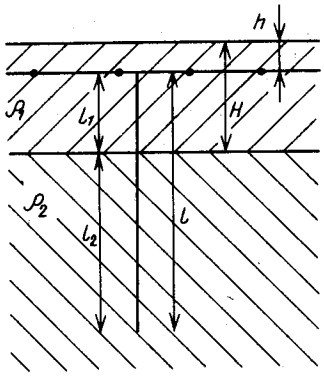


Рис. 30.12. Схема, поясняющая размеры l_1 и l_2 вертикального проводника в двухслойной земле

Напряжение прикосновения и напряжение шага. При заданном сопротивлении заземлителя и заданном токе напряжение прикосновения и напряжение шага зависят от соответствующих коэффициентов α и β:

$$U_{\text{п}} = I_3 R_3 \alpha_{\text{п}} \beta_{\text{п}}; \quad U_{\text{ш}} = I_3 R_3 \alpha_{\text{ш}} \beta_{\text{ш}}.$$

Коэффициент напряжения прикосновения $\alpha_{\text{п}}$ может быть определен из следующего приближенного выражения [30.7] для заземлителей типа сетки с равномерным распределением проводников и дополненной вертикальными проводниками:

$$\alpha_{\text{п}} = M\left(\frac{a\sqrt{A}}{lL}\right)^{0,45}, \qquad (30.24)$$

где $a = P/N$ – расстояние между вертикальными проводниками, м; P – периметр сетки, м; M – функция отношения ρ_1/ρ_2, а именно:

ρ_1/ρ_2	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	2,0	3,0
M	0,37	0,40	0,43	0,46	0,48	0,50	0,60	0,66

ρ_1/ρ_2	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0
M	0,72	0,76	0,77	0,79	0,80	0,81	0,82

Коэффициент $\alpha_{\text{п}}$ и, следовательно, напряжение прикосновения зависят от конструкции сетки. При заданной общей длине проводников L напряжение в угловых ячейках сетки может быть уменьшено, если отказаться от равномерного распределения проводников (рис. 30.13, *а*)

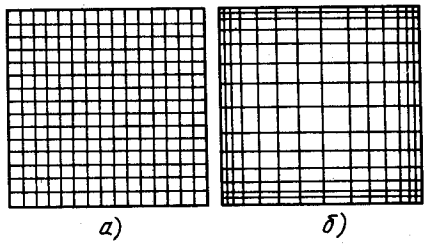


Рис. 30.13. Схемы сеток двух видов:
а – с равномерным распределением проводников, 225 ячеек (16 × 16 проводников); *б* – с неравномерным распределением проводников, 196 ячеек (15 × 15 проводников)

и перейти к неравномерному распределению (рис. 30.13, *б*). В первой схеме число ячеек равно 225, а число проводников 16 × 16; во второй схеме число ячеек равно 196, а число проводников 15 × 15, т. е. число ячеек и общая длина проводников приблизительно одинаковы. Достоинство второй схемы заключается в меньшем напряжении в угловых ячейках.

Коэффициенты $\beta_{\text{п}}$ и $\beta_{\text{ш}}$, определяемые (30.10) и зависящие от удельного сопротивления верхнего слоя земли, меньше единицы. В тяжелых условиях, когда возможность уменьшения напряжения прикосновения и напряжения шага исчерпана, прибегают к искусственному увеличению удельного сопротивления верхнего слоя земли путем подсыпки слоя щебня или гравия с удельным сопротивлением 5000 – 10 000 Ом · м по всей площади РУ. Этот слой толщиной 0,15 – 0,20 м практически не участвует в проведении тока в землю, но ограничивает ток, ответвляющийся в человека. Сопротивление $R_{\text{с}}$ под ступнями человека, определяемое (30.6), при наличии щебня с удельным сопротивлением 10 кОм · м может быть доведено до 30 кОм. При этом коэффициенты $\beta_{\text{п}}$ и $\beta_{\text{ш}}$ уменьшаются.

Таким образом, при применении сетки с неравномерным распределением проводников и подсыпке слоя щебня напряжение прикосновения и напряжение шага могут быть уменьшены до допустимых значений при самых тяжелых условиях.

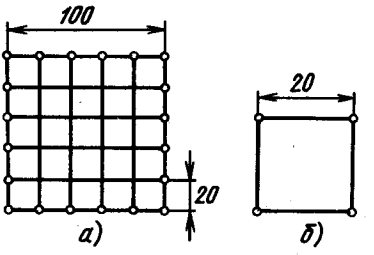


Рис. 30.14. Схемы заземлителей к примерам 30.1 и 30.2

Пример 30.1. Рассчитать заземлитель для РУ 220 кВ в эффективно-заземленной сети при следующих условиях (рис. 30.14, *а*): $A = 10000$ м^2; $L = 1200$ м; $l = 20$ м; $N = 20$; $h = 0{,}5$ м; $\rho_1 = 300$ Ом·м; $\rho_2 = 100$ Ом·м; $H = 2$ м; $I_з = 5200$ А.

Определяем сопротивление заземлителя согласно (30.23):

$$R_з = 0{,}433\frac{\rho_2}{\sqrt{A}}\left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^g + \frac{\rho_1}{L + Nl_e} =$$

$$= 0{,}433\frac{100}{100}\left(\frac{300}{100}\right)^{0{,}00032} + \frac{300}{1200 + 20\cdot 57} =$$

$$= 0{,}571 \text{ Ом},$$

где $l_e = l_1 + l_2\rho_1/\rho_2 = 1{,}5 + 18{,}5\cdot 3 = 57$ м; $g = 2H/(\sqrt{A} + Nl_e) = 2\cdot 2/(100 + 20\cdot 57) = 0{,}00032$.

Определяем коэффициент $\alpha_п$ согласно (30.24):

$$\alpha_п = M\left(\frac{a\sqrt{A}}{lL}\right)^{0{,}45} = 0{,}66\left(\frac{20\cdot 100}{20\cdot 1200}\right)^{0{,}45} = 0{,}218,$$

где $a = P/N = 400/20 = 20$ м; $M = 0{,}66$.

Определяем коэффициент $\beta_п$ согласно (30.10):

$$\beta_п = \frac{R_ч}{R_ч + 1{,}5\rho_c} = \frac{1000}{1000 + 1{,}5\cdot 300} = 0{,}69.$$

По формуле (30.11) определяем напряжение прикосновения:

$$U_п = I_з R_з \alpha_п \beta_п = 5200\cdot 0{,}571\cdot 0{,}218\cdot 0{,}69 = 427 \text{ В}.$$

Допустимое напряжение при $t = 0{,}15$ с составляет 450 В (см. § 30.3).

Потенциал заземлителя $\varphi_з = I_з R_з = 5200\cdot 0{,}571 = 2970$ В.

Напряжение $U_{\text{я}max} = 2970\cdot 0{,}218 = 646$ В.

Выполненный расчет позволяет сделать вывод, что заземлитель с сопротивлением 0,571 Ом не отвечает требованию первой нормы. Однако расчет по второй норме показывает, что он удовлетворяет условию безопасности при токе, не превышающем $I_з = 5200$ А.

Пример 30.2. Рассчитать заземлитель РУ 35 кВ в сети, заземленной через дугогасящие реакторы, при следующих условиях (рис. 30.14, *б*): $A = 400$ м^2; $L = 80$ м; $l = 20$ м; $N = 4$; $h = 0{,}5$ м; $\rho_1 = 300$ Ом·м; $\rho_2 = 100$ Ом·м; $H = 2$ м; $I_з = 20$ А.

Определяем сопротивление заземлителя согласно (30.23):

$$R_з = 0{,}433\frac{\rho_2}{\sqrt{A}}\left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^g + \frac{\rho_1}{L + Nl_e} =$$

$$= 0{,}433\frac{100}{20}3^{0{,}016} + \frac{300}{80 + 4\cdot 57} = 3{,}18 \text{ Ом},$$

где $l_e = l_1 + l_2\rho_1/\rho_2 = 1{,}5 + 18{,}5\cdot 3 = 57$ м; $g = 2H/(\sqrt{A} + Nl_e) = 4/(20 + 4\cdot 57) = 0{,}016$.

Определяем коэффициент $\alpha_п$ согласно (30.24):

$$\alpha_п = M\left(\frac{a\sqrt{A}}{lL}\right)^{0{,}45} = 0{,}66\left(\frac{20\cdot 20}{20\cdot 40}\right)^{0{,}45} = 0{,}49.$$

Определяем коэффициент $\beta_п$ согласно (30.10):

$$\beta_п = \frac{R_ч}{R_ч + 1{,}5\rho_c} = \frac{1000}{100 + 1{,}5\cdot 300} = 0{,}69.$$

По формуле (30.11) определяем напряжение прикосновения:

$$U_п = I_з R_з \alpha_п \beta_п = 20\cdot 3{,}18\cdot 0{,}49\cdot 0{,}69 = 21{,}5 \text{ В}.$$

Допускаемое напряжение составляет 36 В.

Потенциал заземлителя $\varphi_з = I_з R_з = 20\cdot 3{,}18 = 63{,}6$ В.

Из рассмотренного примера видно, что в сетях незаземленных и заземленных через дугогасящие реакторы параметры ЗУ резко отличаются от параметров ЗУ в сетях эффективно-заземленных. Действительно, потенциал заземлителя составляет всего 63,6 В, напряжение прикосновения – 21,5 В. Сопротивление заземлителя относительно велико и составляет несколько ом в отличие от эффективно-заземленных сетей, где оно обычно не превышает нескольких десятых долей ома.

30.8. Электробезопасность в сетях с напряжением до 1 кВ

Распределительные сети с номинальным междуфазным напряжением 380 и 660 В выполняют четырехпроводными и трехпроводными. Их присоединяют к сетям более высокого напряжения через понижающие трансформаторы, мощность которых обычно не превышает

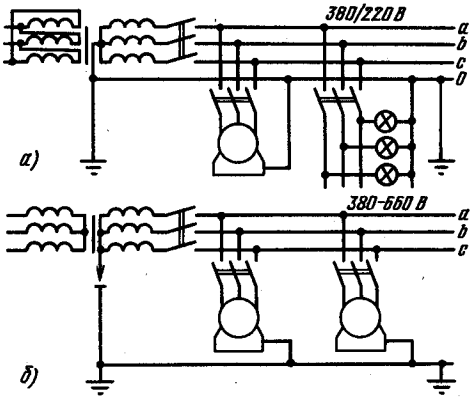


Рис. 30.15. Схемы трехфазных сетей с номинальными напряжениями до 1000 В:
а – четырехпроводная заземленная сеть 380/220 В;
б – трехпроводная незаземленная сеть 380–660 В

1000–2500 кВ·А. Эксплуатационные свойства этих сетей рассмотрены ниже.

Четырехпроводные сети. Четырехпроводная сеть с тремя фазными проводами и нулевым проводом позволяет присоединить к ней трехфазные приемники энергии на линейное напряжение, а также однофазные приемники на фазное напряжение. Так, например, к четырехпроводной сети 380/220 В могут быть присоединены электродвигатели 380 В и лампы накаливания 220 В (рис. 30.15, *а*). Нулевой провод обеспечивает одинаковые напряжения у зажимов однофазных приемников, включенных в звезду, при неодинаковой нагрузке фаз, что, как правило, имеет место. Нулевой привод имеет такую же изоляцию, как и фазные провода. Сечение его обычно меньше сечения фазных проводов. Обрыв нулевого провода вызывает перераспределение напряжения между группами однофазных приемников энергии; при этом более нагруженная группа получает меньшее напряжение, а менее нагруженная – большее напряжение. Во избежание такой ненормальной работы сети нельзя допускать отключения нулевого провода. Установка коммутационных аппаратов и плавких предохранителей в нулевом проводе запрещена.

Нейтраль обмотки низшего напряжения трансформатора заземляют. Ее присоединяют к заземлителю подстанции. Нулевой провод заземляют многократно. Кожухи электродвигателей, металлические части осветительной арматуры присоединяют к нулевому проводу, чтобы обеспечить автоматическое отключение поврежденных участков сети при замыкании на корпус. Такое использование нулевого провода называют з а н у л е н и е м. Для обеспечения надежного отключения поврежденных участков сети сопротивление цепи однофазного КЗ должно быть невелико. Поэтому желательно применение трансформаторов с соединением обмоток Δ/Y_0, сопротивление нулевой последовательности которых значительно меньше, чем обычно применяемых трансформаторов с соединением обмоток Y/Y_0.

Четырехпроводная сеть, выполненная согласно сказанному выше, обладает следующими свойствами:

а) при однофазных КЗ в такой сети обеспечивается селективное и быстрое отключение поврежденных участков сети с помощью автоматических выключателей и плавких предохранителей; время отключения обычно не превышает 0,1 с;

б) при замыкании на корпус заземленные части приобретают некоторый потенциал, зависящий от сопротивления нулевого провода и размещения заземлителей вдоль линии. Обычно он меньше фазного напряжения. Безопасность прикосновения к заземленным предметам обеспечивается кратковременностью тока;

в) при пробое изоляции трансформатора со стороны обмотки высшего напряжения на обмотку низшего напряжения люди защищены от опасных напряжений, поскольку обмотка низшего напряжения заземлена;

г) случайное прикосновение к фазному проводу (вследствие неосторожности и при нарушении правил техники безопасности) представляет исключительно большую опасность. Человек, схвативший провод, оказывается включенным в цепь с фазным напряжением. Последовательно с ним включены относительно небольшое сопротивление заземлителя и

сопротивление под ступнями (обуви, пола, верхнего слоя земли). При неблагоприятных условиях эти сопротивления малы. Однако главным утяжеляющим условием, отличающим рассматриваемый случай от прикосновения к заземленным предметам, является продолжительность прохождения тока через человека со всеми вытекающими отсюда последствиями. Человек, коснувшийся провода, может оказаться не в состоянии самостоятельно освободиться от него вследствие судорожного сокращения мышц руки. Если цепь не будет немедленно отключена (автоматическое отключение здесь не имеет места) и пострадавшему не будет оказана необходимая помощь, смертельный исход неизбежен. Такие случаи, к сожалению, не столь редки. Единственный способ избежать их заключается в строгом соблюдении правил техники безопасности, категорически запрещающих работу в электрических установках и сетях под напряжением.

Трехпроводные сети. Трехпроводные сети 380 и 660 В предназначены в основном для присоединения двигательной нагрузки. В таких сетях (рис. 30.15, *б*) нейтраль обмотки низшего напряжения трансформатора не заземляют. Ее присоединяют к земле через пробивной предохранитель. Кожухи электродвигателей и другого оборудования заземляют в целях безопасности прикосновения. Для этого предусматривают заземляющий проводник. Сеть, выполненная таким образом, обладает следующими эксплуатационными свойствами.

а) При замыкании на корпус образуется цепь через активные и емкостные сопротивления неповрежденных проводов относительно земли. Эти сопротивления велики, поэтому ток, распространяющийся в землю в месте замыкания, мал и обычно не превышает нескольких ампер. Он недостаточен для срабатывания автоматических выключателей и плавления вставок предохранителей. Напряжения неповрежденных проводов относительно земли повышаются до линейного напряжения, но напряжения между проводами не изменяются. Поэтому работа приемников энергии не нарушается. Эту особенность незаземленных сетей рассматривают как положительное свойство. Однако сеть работает в ненормальных условиях. О нарушении нормальной работы сети обслуживающий персонал узнает по показаниям контрольных приборов и аварийному сигналу. Отыскание места повреждения связано с отключением отдельных линий и даже сети в целом, следовательно, с нарушением электроснабжения.

Заземленные части электрооборудования приобретают некоторый потенциал, пропорциональный отношению $Z_з/Z_{ф-з}$, где $Z_з$ – сопротивление заземлителя, $Z_{ф-з}$ – результирующее сопротивление изоляции фаза – земля. Если протяженность сети невелика и ее изоляция в хорошем состоянии, сопротивление $Z_{ф-з}$ относительно велико и потенциал заземленных предметов невелик. Однако он держится продолжительно, что увеличивает опасность прикосновения. Чем меньше сопротивление $Z_{ф-з}$, т. е. чем хуже состояние изоляции сети, тем больше опасность прикосновения к заземленным предметам.

б) При пробое изоляции трансформатора со стороны обмотки высшего напряжения на обмотку низшего напряжения искровой промежуток пробивного предохранителя перекрывается и обмотка низшего напряжения соединяется с землей, что устраняет опасность для людей.

в) Случайное прикосновение к фазному проводу вследствие неосторожности при нормальной работе и хорошем состоянии изоляции сети менее опасно, чем в заземленной сети, поскольку последовательно с человеком включены относительно большие сопротивления изоляции $Z_{ф-з}$ двух других проводов. Однако по мере снижения сопротивления изоляции опасность прикосновения увеличивается. В пределе при замыкании одного провода на землю человек, коснувшийся другого провода, оказывается под линейным напряжением.

В последнее время в незаземленных сетях в целях безопасности стремятся уменьшить продолжительность однофазных замыканий. Для этого прибегают

к особым устройствам, реагирующим на ток нулевой последовательности, потенциал заземленных предметов или сопротивление проводов относительно земли. Такие устройства и соответствующие выключатели получили название устройства защитного отключения. Основное их назначение заключается в обеспечении безопасности при прикосновении к заземленным предметам и проводам. Селективность отключения здесь обычно не обеспечивается.

В СССР сети 660 В выполняют незаземленными. ПУЭ рекомендуют применение трехпроводных незаземленных сетей также при напряжениях 380 и 220 В в подземных и передвижных установках. Безопасность здесь обеспечивается непрерывным контролем за состоянием изоляции сети и применением устройств защитного отключения.

Глава тридцать первая

ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ВСТАВКИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

31.1. Назначение, область применения

Электропередача постоянного тока (ЭППТ) является электротехническим устройством, в состав которого входят выпрямительная подстанция, линия постоянного тока и инверторная подстанция. Вставка постоянного тока (ВПТ) в отличие от электропередачи не имеет линии постоянного тока. Ее основное оборудование размещается в пределах одной выпрямительно-инверторной подстанции.

Электропередачи постоянного тока предназначены для передачи электроэнергии на далекие расстояния или при особых условиях прокладки трассы. Они осуществляют статическое преобразование энергии переменного тока отправной энергосистемы в энергию постоянного тока высокого напряжения, передачу этой энергии по линии постоянного тока и преобразование ее в энергию переменного тока приемной энергосистемы.

Вставки постоянного тока применяются для асинхронной связи смежных энергосистем, если они имеют разные частоты и уровни напряжений, а также в тех случаях, когда объединение энергосистем линиями переменного тока приводит к существенному увеличению токов КЗ (выпрямители и инверторы ВПТ не пропускают ток к месту повреждения при КЗ в сети примыкающей энергосистемы).

В нашей стране построены и введены в эксплуатацию две ЭППТ: Кашира – Москва (30 МВт, ±100 кВ, 115 км, 1950 г.) и Волгоград – Донбасс (720 МВт, ±400 кВ, 473 км, 1965 г.). Начато строительство сверхмощной ЭППТ Экибастуз – Центр (6000 МВт, ±750 кВ, 2450 км) для транспорта электроэнергии от топливно-сырьевой базы к промышленным районам. Построена и введена в эксплуатацию Выборгская выпрямительно-инверторная подстанция СССР – Финляндия (1065 МВт, 1984 г.). Предусмотрено увеличение ее мощности до 1420 МВт. В настоящее время эта вставка является одной из самых мощных в мире. За рубежом также созданы и используются электропередачи и вставки постоянного тока.

31.2. Преобразовательные подстанции

Выпрямительные и инверторные подстанции обычно выполняют одинаковыми. Однако их РУ переменного тока могут быть различными в зависимости от структуры примыкающих систем. Возможный вариант схемы преобразовательной подстанции ЭППТ с РУ переменного тока приведен на рис. 31.1.

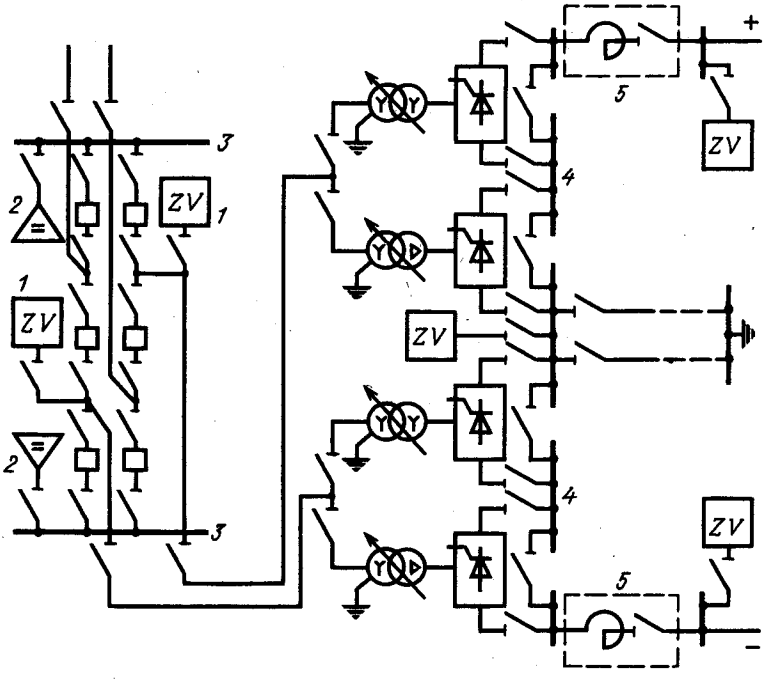


Рис. 31.1. Электрическая схема преобразовательной подстанции электропередачи постоянного тока:
1 – фильтр высших гармоник; *2* – конденсаторная батарея; *3* – сборные шины переменного тока; *4* – сборные шины постоянного тока; *5* – сглаживающий реактор

Преобразовательные подстанции имеют блочную структуру. Каждый преобразовательный блок имеет в своем составе трехфазный выпрямительный мост и силовой трансформатор. Мост подключают к обмотке трансформатора 35 – 160 кВ. Сетевую обмотку трансформатора 230 – 530 кВ подключают к РУ переменного тока обычным образом, используя разъединители и выключатели. Для повышения уровня выпрямленного напряжения выпрямительные мосты блоков соединяют каскадно (последовательно). При этом разнополярные полюсы мостов смежных блоков подключают через разъединители к секциям сборных шин постоянного тока. Кроме того, каждый мост имеет свой шунтирующий разъединитель. При такой схеме можно вывести в ремонт любой поврежденный мост и преобразовательный блок в целом, не прерывая общую цепь постоянного тока и не нарушая работу других блоков.

Средние точки каскадных схем заземляют. Их присоединяют к заземлителям, допускающим продолжительное протекание рабочего тока. Такое заземление делит электропередачу на две независимые полуцепи и дает возможность при выходе из работы одной полуцепи сохранить в работе другую, пропуская ток через землю. Рабочие заземлители выносят за пределы преобразовательных подстанций на расстояние нескольких десятков километров и присоединяют к средним точкам каскадов воздушными двухпроводными линиями (класса 35 и 115 кВ). Это делают, чтобы устранить электролизное разрушение подземных металлических сооружений подстанции, в том числе и оболочек кабелей.

Трансформаторы преобразовательных блоков имеют устройства для регулирования напряжения под нагрузкой, что позволяет обеспечить оптимальный эксплуатационный режим работы элек-

тропередачи или вставки постоянного тока. Для обеспечения так называемого двенадцатифазного режима преобразования обмотки трансформаторов смежных блоков каскада соединяют по схемам Y_0/Y и Y_0/Δ. Нейтрали сетевых обмоток заземляют. Обмотки, подключенные к выпрямительным мостам, имеют усиленную изоляцию относительно земли, так как к ним приложено каскадно выпрямленное напряжение. В наиболее тяжелых условиях находится изоляция тех трансформаторов, обмотки которых подключены к крайним мостам каскада. Их изоляция должна выдерживать максимальное напряжение – напряжение полюсов.

Выпрямительные мосты собирают из унифицированных тиристорных модулей. Каждый модуль может содержать до 120 мощных тиристоров, а мост – до 1200 тиристоров. Управление тиристорами осуществляется по световодным кабелям, выдерживающим большое электрическое напряжение. Для повышения надежности система управления дублируется. В настоящее время в нашей стране созданы и эксплуатируются высоковольтные тиристоры и на их основе – преобразовательные блоки с номинальным выпрямленным напряжением до 375 кВ.

Преобразовательные блоки размещаются в закрытых залах с целью защиты их от пыли, влаги и ударов молнии. Трансформаторы и мосты блоков располагаются вдоль зала, параллельно друг другу и так, чтобы расстояния между ними были кратчайшими. На рис. 31.2 приведен возможный вариант установки трансформаторов и мостов в зале. Трансформаторы *1* с масловоздушными охладителями *2* расположены у продольных стен зала. Здесь же предусмотрены телескопические подъемники *3* для монтажа и ремонта электрооборудования. Вдоль зала на изоляторах расположены платформы промежуточного потенциала *4*, на которых монтируются выпрямительные мосты и вспомогательное оборудование. Изоляцию тиристоров относительно земли осуществляют двумя ступенями: первая ступень – опорная изоляция платформы

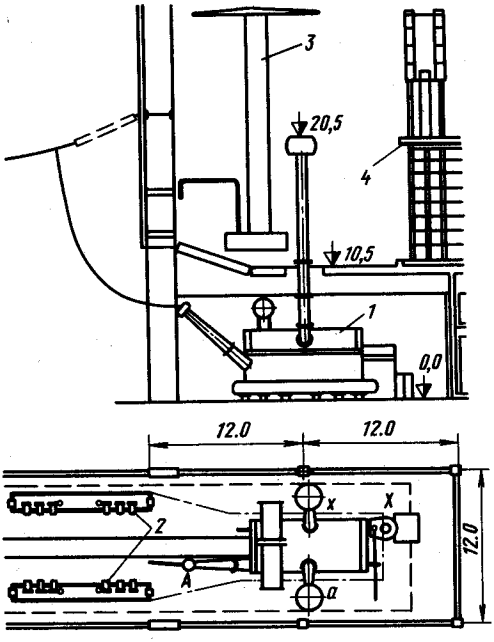


Рис. 31.2. Установка преобразовательного трансформатора в вентильном зале:
1 – однофазный двухобмоточный трансформатор; *2* – масловоздушные охладители трансформатора; *3* – монтажный телескопический подъемник; *4* – платформа промежуточного потенциала устройств высоковольтных вентилей

промежуточного потенциала, общая для всех тиристоров моста; вторая ступень – индивидуальная изоляция относительно платформы.

Преобразовательные установки, как известно, являются источниками высших гармоник. Коммутация тиристоров искажает форму кривых токов и напряжений в примыкающей сети переменного тока. В электропередаче и вставке постоянного тока выпрямительные мосты работают в двенадцатифазном режиме преобразования, хотя каждый отдельно взятый мост работает в шестифазном режиме. Совместная работа мостов в двенадцатифазном режиме более выгодна, чем в шестифазном. В частности, в двенадцатифазном режиме имеет место взаимная компенсация генерируемых мостами некоторых высших гармонических составляющих токов и напряжений. Остающиеся некомпенсирован-

ные высшие гармоники в линии постоянного тока и питающей сети переменного тока имеют высокий порядок и небольшую амплитуду. Выпрямленное напряжение становится более сглаженным, а сетевое напряжение – менее искаженным. Тем не менее оставшиеся высшие гармоники как на стороне переменного тока, так и на стороне постоянного тока необходимо фильтровать, чтобы ограничить зоны циркуляции высших гармоник пределами подстанций, исключить неблагоприятное воздействие высших гармоник на электрооборудование примыкающих систем, а также исключить радиопомехи по линиям связи. Установка фильтров является обязательной на каждой полуцепи электропередачи.

На фильтры высших гармоник, устанавливаемые на стороне переменного тока, возлагается еще одна задача, а именно – выдавать реактивную мощность в сеть: фильтры в своем составе имеют высоковольтные конденсаторные батареи, которые на основной частоте напряжения способны генерировать реактивную мощность. Необходимость генерации реактивной мощности на преобразовательных подстанциях обусловлена тем, что выпрямители и инверторы при преобразовании электрической энергии потребляют значительную реактивную мощность из сети. При нормальных условиях потребление реактивной мощности обычно составляет 40–60 % номинальной активной мощности преобразователя. В аварийных условиях потребление реактивной мощности может увеличиться в 1,5–2,0 раза. При большой мощности ЭППТ это может привести к невосполнимому дефициту реактивной мощности в примыкающих системах. Поэтому системы проектируются, как правило, так, чтобы дефицит реактивной мощности в сети выпрямительной подстанции покрывался синхронными генераторами и фильтрами, а в сети инверторной подстанции – синхронными компенсаторами и фильтрами. При необходимости дополнительно устанавливают конденсаторные батареи (не входящие в состав фильтров).

Наибольшие затруднения возникают при проектировании инверторных подстанций, так как выбор состава и мощности компенсирующих устройств, которые на них необходимо установить, сопряжен с анализом устойчивости инвертора. Могут быть разные варианты. Практика и исследования [31.3] показывают, что в настоящее время технически целесообразными и экономичными являются варианты, когда 30–40 % дефицита реактивной мощности инверторной подстанции покрывается синхронными компенсаторами, а 60–70 % – фильтрами и конденсаторными батареями.

На стороне переменного тока преобразовательной подстанции (см. рис. 31.1) фильтры *1* подключают вместе с цепями РУ с помощью выключателей, а конденсаторные батареи *2* – к шинам *3* с помощью разъединителей. На стороне постоянного тока фильтры подключают с помощью разъединителей.

К основному оборудованию преобразовательных подстанций относятся и линейные сглаживающие реакторы *5*. Последние включают в каждую полуцепь линии постоянного тока, с обоих ее концов, с помощью разъединителей. Следовательно, ЭППТ имеет четыре реактора. Реакторы имеют индуктивность 0,5–1,0 Гн, и их обмотки обычно помещаются в баки с маслом. В настоящее время ведутся разработки реакторов с элегазовой изоляцией (в комплекте с линейным разъединителем), которая позволит существенно уменьшить габариты реакторной установки, что в условиях преобразовательной подстанции весьма важно.

На каждой преобразовательной подстанции устанавливают комплекс разрядников, защищающих оборудование от перенапряжений. Расчеты, выбор разрядников, координация уровней разрядных напряжений, размещение разрядников – это самостоятельные задачи, которые здесь не рассматриваются.

31.3. Линии постоянного тока

Преобразовательные подстанции, как правило, связывают с помощью воздушных линий, так как последние в несколько

раз дешевле кабельных. Лишь в особых условиях, например в электропередаче Швеция – Дания через море, электропередаче через пролив в Новой Зеландии, на глубоком вводе в Лондоне, преобразовательные подстанции связаны кабельными линиями. В настоящее время практически осуществимы воздушные линии постоянного тока на токовые нагрузки до 2000 А (на одну цепь) при напряжениях до ±750 кВ, а кабельные линии – на токи до 1200 А при напряжениях до 250 кВ. С помощью таких воздушных линий возможна передача электроэнергии на расстояния до 1500 – 2500 км, а с помощью кабельных линий – до 100 – 150 км. Линию постоянного тока можно выполнить и комбинированной, т. е. воздушно-кабельной, с прокладкой кабеля лишь на участках трассы с особыми условиями.

Для воздушных линий постоянного тока применяют обычные сталеалюминиевые провода (расщепляемые по условиям короны на два – четыре провода) и стеклянные изоляторы, причем стекло имеет специальный состав, который обеспечивает малые токи утечки и электрохимическую устойчивость при длительном воздействии постоянного напряжения. Затраты на сооружение электропередачи постоянного тока, включая стоимость преобразовательных подстанций, по сравнению с затратами на сооружение электропередачи переменного тока того же класса (включая подстанции) обычно ниже за счет снижения затрат на сооружение линии постоянного тока (поскольку здесь отсутствует третий провод, уменьшается расход материалов на опоры, изоляторы и т. д.). Стоимость же преобразовательных подстанций значительно выше, чем подстанций на переменном токе. Вопросы технико-экономического сравнения вариантов электропередач достаточно сложны и изложены в специальной литературе [31,1 – 31.3].

Для кабельных линий постоянного тока применяют одножильные кабели, обычно с алюминиевой экранированной жилой и бумажной изоляцией, пропитанной маслоканифольным компаундом. Кабели имеют свинцовую или алюминиевую оболочку. За рубежом имеется опыт изготовления и использования двухжильного маслонаполненного кабеля. Кабели, работающие на постоянном токе, имеют большую пропускную способность. Ограничивающим фактором является тепловая нагрузка кабеля. Ограничение по зарядной мощности кабеля, характерное при передаче энергии на переменном токе, здесь не имеет места.

Решение вопроса о количестве цепей электропередачи зависит от многих факторов. По условиям надежности питания потребителей обычно принимают две цепи. Двухцепная электропередача называется двухполюсной, биполярной. Такая электропередача может работать в трех режимах: «полюс – полюс», «полюс – земля» и «два полюса – земля» – в зависимости от эксплуатационных и аварийных условий.

31.4. Энергетические режимы электропередач и вставок постоянного тока

Основные допущения. При расчетах энергетических режимов электропередач и вставок постоянного тока принимают такие допущения, которые существенно упрощают алгоритмы вычислений и в то же время не вносят больших погрешностей: 1) не учитывают высшие гармоники токов и напряжений в цепях постоянного и переменного тока; 2) не учитывают коммутационное взаимное влияние мостов каскадно-мостового преобразователя; 3) не учитывают дискретность управления вентилей. Принимают во внимание и то, что при нормальных условиях и некоторых аварийных режимах, например при трехфазных КЗ в сетях переменного тока примыкающих систем или при полюсных КЗ в линиях постоянного тока, все блоки каскада работают одинаково.

Блоки каскада на стороне переменного тока работают параллельно, а на стороне постоянного тока – последовательно. Поэтому токи преобразовательных трансформаторов арифметически суммируются при общем напряжении узловой точки системы переменного тока, а на стороне постоянного тока арифметически суммируются выпрямленные

напряжения мостов при общем выпрямленном токе. Суммарная мощность каскадного преобразователя равна сумме мощностей его мостовых преобразователей [31.2]. Таким образом, многомостовой каскадный преобразователь ЭППТ или ВПТ можно заменить одномостовым преобразователем эквивалентной мощности. В системе расчетных уравнений трехфазный мостовой преобразователь можно учесть как управляемый источник трехфазного тока первой гармоники, у которого амплитуда тока в основном изменяется в соответствии с законом изменения выпрямленного тока, а фаза этого тока – в соответствии с законом регулирования углов включения тиристоров.

Регулирование преобразователей. Преобразователи ЭППТ и ВПТ имеют автоматические регуляторы углов включения тиристоров, которые предназначены для обеспечения экономичного режима преобразования энергии и устойчивой работы ЭППТ и ВПТ в нормальных и аварийных условиях.

Выпрямитель обычно имеет один канал регулирования – регулятор тока РТ, реализующий закон регулирования $I_d = \text{const}$, при уставке по току $I_{d\text{РТ}} \approx \approx 0{,}99 I_{d\text{ном}}$, действующий при $I_d \geqslant I_{d\text{РТ}}$; при этом обеспечивается изменение углов включения тиристоров выпрямителя в диапазоне $0 \leqslant \alpha_в \leqslant 120°$.

Инвертор обычно имеет несколько каналов регулирования. Назовем основные из них:

1) регулятор минимального тока РМТ, реализующий закон регулирования $I_d = \text{const}$, при уставке по току $I_{d\text{РМТ}} \approx \approx 0{,}9 I_{d\text{ном}}$, действующий при $I_d \leqslant I_{d\text{РМТ}}$;

2) элемент напряжения ЭН, реализующий закон регулирования $\Delta\alpha_и = K U_s$, действующий при напряжении на шинах переменного тока преобразовательной подстанции $U_s \leqslant U_{s\text{ном}}$;

3) регулятор угла запаса РУЗ, реализующий закон регулирования $\delta = \text{const}$, при уставке $\delta = \delta_{\text{ном}} = 15°$.

Эти каналы обеспечивают изменение углов включения тиристоров инвертора в диапазоне $90° \leqslant \alpha_и \leqslant 180°$. Инерционные постоянные времени всех каналов не превышают 0,02 с.

Переходные медленно изменяющиеся режимы. Медленно изменяющиеся режимы электропередач (и вставок) постоянного тока удобно иллюстрировать точками пересечения внешних характеристик их преобразователей, учитывающих состояние примыкающих систем переменного тока и регулирование преобразователей, определенным образом сопряженных между собой. Они приведены на рис. 31.3.

При нормальных условиях (рис. 31.3, *а*) экономичную и устойчивую работу электропередачи обеспечивают РТ выпрямителя и РУЗ инвертора. При уменьшении напряжения в сети переменного

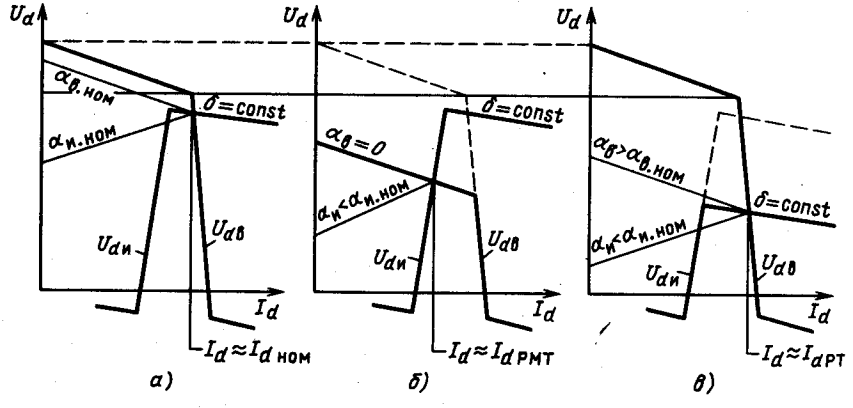


Рис. 31.3. Положение внешних характеристик выпрямителя и инвертора при нормальных условиях (*а*), при КЗ в сети выпрямителя (*б*), при КЗ в сети инвертора (*в*)

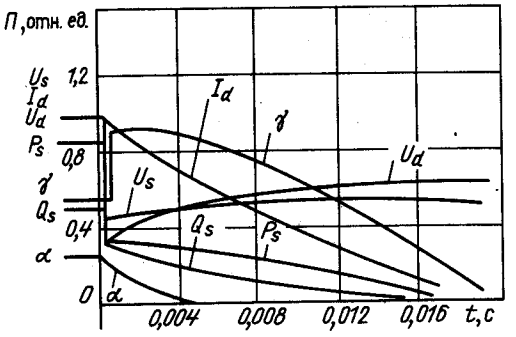


Рис. 31.4. Изменение параметров на стороне выпрямителя при КЗ в сети переменного тока

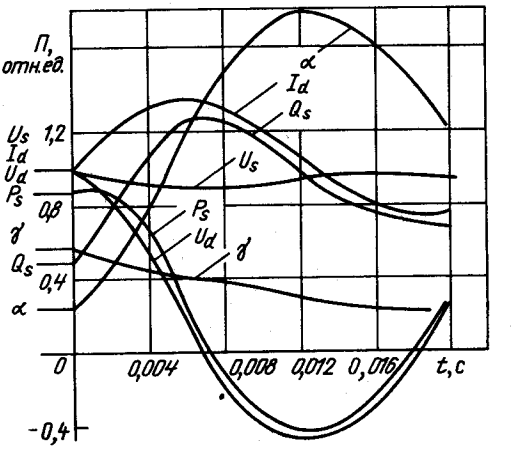


Рис. 31.5. Изменение параметров на стороне выпрямителя при КЗ в линии постоянного тока

тока выпрямителя (рис. 31.3, *б*) ток в линии постоянного тока стремится уменьшиться из-за уменьшения перепада напряжения на линии, но он удерживается регулятором минимального тока инвертора на уровне уставки тока $I_{d\text{РМТ}}$. При уменьшении напряжения в сети переменного тока инвертора (рис. 31.3, *в*) ток в линии стремится увеличиться из-за увеличения перепада напряжения на линии, но он удерживается регулятором тока выпрямителя на уровне уставки тока $I_{d\text{РТ}}$.

Переходные быстро изменяющиеся режимы. Примеры анализа быстро изменяющихся режимов удобно дать для выпрямителя при КЗ в примыкающей сети переменного тока (рис. 31.4) и в линии постоянного тока (рис. 31.5). Для наглядности режимные параметры $П$ выражены в кратностях соответствующих номинальных параметров (углы α и γ выражены в радианах).

При возникновении КЗ в сети выпрямителя напряжение на шинах преобразовательной подстанции U_s внезапно уменьшается. Это вызывает резкое уменьшение выпрямленного напряжения U_d, активной P_s и реактивной Q_s составляющих мощности выпрямителя. В начальной фазе переходного режима из-за внезапного уменьшения напряжения U_s скачком увеличиваются углы коммутации вентилей γ. Благодаря сглаживающим реакторам выпрямленный ток I_d не изменяется, поэтому не изменяются и углы включения α. Далее выпрямленный ток I_d стремится уменьшиться. При этом регулятор тока выпрямителя РТ уменьшает углы включения α до нуля, что приводит к некоторому увеличению выпрямленного напряжения. Затем режимные параметры выпрямителя изменяются в соответствии с изменением тока I_d, стабилизацию которого на уровне уставки $I_{d\text{РМТ}}$ осуществляет регулятор минимального тока инвертора.

При возникновении КЗ в линии постоянного тока выпрямленный ток I_d стремится увеличиться. При этом регулятор тока выпрямителя РТ с большой скоростью увеличивает углы включения вентилей α вслед за увеличением тока I_d. Это приводит к тому, что выпрямленное напряжение U_d весьма быстро уменьшается и нарастание тока I_d (тока КЗ) сдерживается. Поскольку углы включения вентилей выпрямителя увеличиваются, фазовый сдвиг тока I_s преобразовательного трансформатора относительно напряжения на шинах подстанции U_s становится существенно запаздывающим. При этом активная составляющая мощности выпрямителя P_s уменьшается, а реактивная Q_s увеличивается. Увеличение потребления реактивной мощности в свою очередь приводит к уменьшению напряжения U_s.

Переходный процесс при КЗ в линии

постоянного тока обычно имеет колебательный характер. Колебательность обусловлена соответствующей настройкой регулятора тока РТ, благодаря которому кратность первого пика выпрямленного тока составляет 1,2 – 1,6 (заметим, что при той же удаленности КЗ, но при отказе регулятора тока кратность первого пика тока составляла бы 5 – 7).

Режим электропередачи постоянного тока при КЗ в сети переменного тока инверторной подстанции зависит от вида и удаленности КЗ. При КЗ вблизи подстанции, которые сопровождаются значительным уменьшением напряжения в сети (более чем на 10 – 15%), инверторные мосты электропередачи могут потерять устойчивость, опрокинуться. Для повышения устойчивости инверторного моста служит элемент напряжения ЭН, который (совместно с РУЗ) быстро уменьшает углы включения тиристоров при уменьшении напряжения в сети. При КЗ в сети, как правило, наступает однофазное опрокидывание мостов из-за нехватки углов запаса тиристоров. Возникают условия для довольно устойчивого проводящего состояния анодных и катодных тиристоров одной фазы преобразовательных трансформаторов. При опрокидывании всех инверторных мостов, что весьма вероятно при возникновении КЗ в примыкающей сети, линия постоянного тока оказывается в режиме короткого замыкания (через тиристоры мостов), а инверторы – в режиме холостого хода, поскольку энергия постоянного тока в этом случае к ним не поступает. В период КЗ система регулирования электропередачи создает условия для восстановления управляемого состояния вентилей и, как правило, еще до отключения КЗ обеспечивает автоматическое втягивание инверторов в работу.

Глава тридцать вторая

СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

32.1. Принципы управления электроустановками

В обслуживании электроустановок (электростанций, подстанций) следует выделить оперативное обслуживание и производственно-хозяйственное обслуживание.

Оперативное обслуживание включает в себя следующие элементы: 1) регулирование режима работы основного оборудования в соответствии с планом выработки тепловой и электрической энергии, обеспечение установленного качества электроэнергии при максимальной экономичности; 2) наблюдение за состоянием основного и вспомогательного оборудования и устранение ненормальностей в его работе; 3) оперативные переключения, связанные с изменением режима, выводом оборудования в ремонт и др.; 4) ликвидацию аварий.

Проведение планово-предупредительных ремонтов, замена оборудования, анализ технико-экономических показателей, учет и анализ деятельности обслуживающего персонала наряду с чисто хозяйственными задачами относятся к компетенции производственно-хозяйственной службы.

Организация оперативного и производственно-хозяйственного обслуживания строится по иерархическому принципу. Оперативное руководство идет по линии: центральное диспетчерское управление (ЦДУ) единой энергосистемы (ЕЭС) СССР, объединенное диспетчерское управление (ОДУ) энергетических объединений, центральная диспетчерская служба (ЦДС) энергосистемы, оператив-

ный персонал электростанции или сети. Производственно-хозяйственное управление включает в себя Минэнерго, дирекцию производственно-энергетического объединения (ПЭО), дирекцию электроустановки.

В этой главе изложены вопросы оперативного управления электростанциями и крупными подстанциями.

Организационная структура оперативного управления. При эксплуатации современных электроустановок сложились три формы организационной структуры оперативного управления: цеховая, блочная и централизованная.

Цеховая структура предполагает деление обслуживаемой установки на оперативные участки, сформированные по принципу объединения однотипного силового оборудования (рис. 32.1). Каждый цех обслуживает оперативная бригада, возглавляемая начальником смены цеха, находящегося в оперативном подчинении у начальника смены станции, стоящего во главе оперативного персонала. Такая структура удобна для ТЭС с поперечными связями по пару и воде. На ТЭС мощностью более 250 МВт соответственно ее основным цехам организуют пять участков оперативного обслуживания: топливно-транспортный, котлотурбинный, химический, тепловой автоматики и измерений, электрический (на рис. 32.1 показаны пунктиром только оперативные участки котлотурбинного *I* и электрического *II* цехов).

Для оперативного обслуживания котлов и турбин сооружают групповые щиты (ГрЩУт, ГрЩУк) на три-четыре агрегата. Эти щиты располагают обычно в общем помещении, по возможности в центре обслуживаемого оборудования. Управление общестанционным технологическим оборудованием, находящимся вне главного корпуса (топливоподача, химводоочистка и др.), осуществляется с местных щитов (МЩУ), расположенных в одном помещении с оборудованием.

Управление генераторами, трансформаторами, кабельными и воздушными линиями, междушинными связями ведут с главного щита управления (ГЩУ), где находится начальник смены станции.

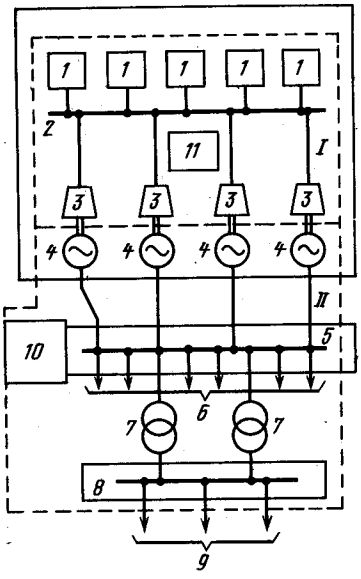


Рис. 32.1. Размещение оперативных участков и щитов управления ТЭЦ с поперечными связями:
1 – котел; *2* – паровая магистраль; *3* – турбина; *4* – генератор; *5* – РУ генераторного напряжения; *6* – линии местной нагрузки; *7* – трансформаторы связи с системой; *8* – РУ повышенного напряжения; *9* – линии электропередачи; *10* – главный щит управления; *11* – групповые щиты управления котлов и турбин; *I* – оперативный участок котлотурбинного цеха; *II* – оперативный участок электроцеха

В соответствии с этим на ГЩУ обеспечивается контроль за основными технологическими показателями станции и предусматривается двухсторонняя связь начальника смены с оперативным персоналом цехов и с дежурным диспетчером системы.

Мощные тепловые и атомные электростанции строят по блочной технологической схеме без поперечных связей (рис. 32.2). В электрической части поперечные связи имеются только на повышенном напряжении. Таким образом, каждый энергоблок представляет собой как бы самостоятельную электростанцию. Оперативное управление блоком, в том числе выключателями на высшем напряжении, осуществляется с блочного щита управления (БЩУ). Оперативная бригада на БЩУ (смена) состоит из операторов и нескольких обходчиков. В целях экономии блочный щит на КЭС

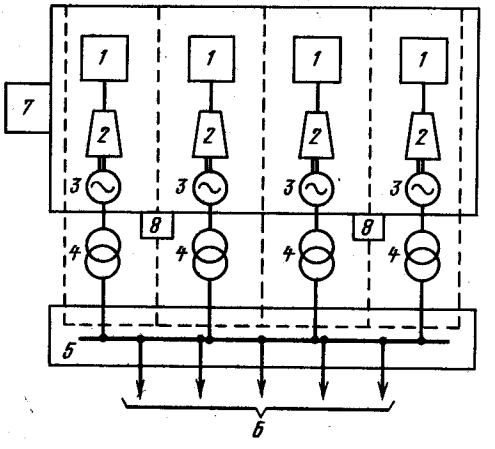


Рис. 32.2. Размещение оперативных участков и щитов управления на блочной ТЭС:
1 – котел; *2* – турбина; *3* – генератор; *4* – трансформатор; *5* – РУ повышенного напряжения; *6* – линии электропередачи; *7* – центральный щит управления; *8* – блочный щит управления

делают общим для двух блоков, при этом предусматривается старший оператор двух блоков. На АЭС блочный щит сооружают для каждого блока. Для обслуживания оборудования общестанционного назначения (топливоподачи, химводоочистки и др.) сохраняют цеховую структуру, аналогичную ТЭС с поперечными связями.

Операторы энергоблоков постоянно находятся на БЩУ, обходчики совершают регулярные осмотры оборудования и устраняют на месте мелкие дефекты. Для облегчения работы обходчиков у основных агрегатов блока (котла, турбины, генератора, питательных насосов) и вспомогательных устройств сооружают местные щиты управления, на которых устанавливают необходимые измерительные приборы, аппараты управления и контроля.

Распределительные устройства повышенных напряжений выделяют в самостоятельный оперативный участок с управлением с центрального щита (ЦЩУ). Размещают его обычно в главном корпусе.

На ГЭС производственный процесс значительно проще по сравнению с ТЭС и АЭС, поэтому ГЭС поддаются более глубокой и полной автоматизации, а участие ГЭС в общесистемном автоматическом регулировании частоты и мощности (а в ряде случаев также в регулировании напряжения и реактивной мощности) определяет высокую степень телемеханизации ГЭС. Внедрение системного автоматического регулирования частоты и мощности и местной автоматики позволяет ограничить функции оперативного персонала ГЭС, а на многих ГЭС снять оперативный персонал полностью. Это, естественно, сказывается на организационной структуре управления ГЭС. Отпадает необходимость деления ГЭС на оперативные участки обслуживания. Управление всей станцией ведется централизованно из одного центрального пункта (ЦПУ) станции или диспетчерского пункта системы.

На мощных многоагрегатных ГЭС оперативный персонал сохраняют. Последний находится на ЦПУ в главном здании, расположенном обычно со стороны монтажной площадки. На остальных ГЭС оперативное управление осуществляет диспетчер системы с помощью средств телемеханики. Однако ЦПУ остается и здесь (рис. 32.3), так как в ряде случаев (неисправность средств телемеханики, отказ автоматики) оказывается

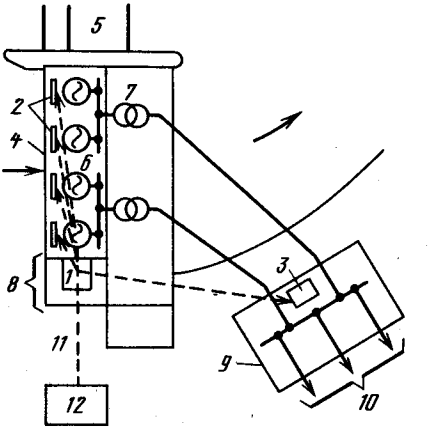


Рис. 32.3. Размещение щитов управления на ГЭС:
1 – ЦПУ; *2* – агрегатные щиты управления; *3* – релейный щит; *4* – машинный зал; *5* – плотина; *6* – генератор; *7* – трансформатор; *8* – монтажная площадка; *9* – РУ наружного типа; *10* – линии электропередачи; *11* – канал телемеханической связи; *12* – диспетчерский пункт системы

необходимым функции управления передать в руки персонала станции, прибывшего на ГЭС по аварийному вызову. Наряду с ЦПУ в машинном зале у каждого агрегата ГЭС устанавливают агрегатные щиты управления (АЩУ). Последние служат для управления агрегатами во время ремонтов и испытаний, а также в случае неисправности устройств автоматики. Для управления вспомогательным оборудованием предусматривают местные щиты управления.

Трансформаторные подстанции с напряжением 35, 110 и 150 кВ, а в некоторых случаях и 220 кВ по своему оборудованию и режиму работы еще проще, поэтому на таких подстанциях, как правило, постоянный дежурный оперативный персонал отсутствует. Для указанных подстанций целесообразна централизованная форма управления с диспетчерских пунктов (ДП) предприятий, районных электрических сетей, энергосистемы с использованием средств телемеханики. Операции, требующие присутствия персонала на месте (допуск ремонтных бригад, ликвидация аварий, осмотр оборудования), выполняют оперативно-выездные бригады. Каждая бригада в составе двух человек располагает автомашиной с необходимым оборудованием и инструментом и обслуживает обычно 10–15 подстанций.

Объем автоматизации и телемеханизации подстанций определяется в зависимости от их назначения и типа, а также ответственности потребителей. При управлении подстанцией с диспетчерского пункта необходимость в сооружении центрального поста управления на территории электроустановки отпадает. Приборы и аппаратуру управления и контроля устанавливают непосредственно в РУ: во внутренних устройствах их монтируют на лицевой стороне ячеек, в наружных устройствах – в специальных шкафах.

Оборудование мощных узловых подстанций районных сетей с напряжением 220–750 кВ более сложно и разнообразно. Поэтому на таких подстанциях сохраняют постоянный дежурный персонал и сооружают объединенный пост управления (ОПУ). Последний пристраивают к зданию РУ, а если оно отсутствует, то выполняют в виде отдельного здания.

Системы управления. Совокупность технических средств, необходимых для оперативного управления электроустановкой, называется системой управления. Она состоит из следующих основных групп: управления (коммутационными аппаратами), регулирования, измерений, сигнализации, защиты. Группа регулирования обеспечивает воздействие на первичные регулирующие органы силового оборудования, а группы измерений и сигнализации – необходимую информацию о состоянии и работе оборудования. Устройства группы защиты приходят в действие при резких отклонениях от нормального режима или повреждении оборудования и отключают соответствующие элементы; в отдельных случаях они действуют на сигнал.

Техническое обеспечение системы управления зависит от степени автоматизации объекта. Различают системы управления трех видов: ручное, автоматизированное и автоматическое [32.1].

Системой ручного управления называется такая система, в которой все решения принимает человек. При этом он располагает автоматическими устройствами и вычислительными машинами.

В системе автоматизированного управления процесс управления осуществляется человеком и ЭВМ (диалог человека и машины). Доли участия человека и машины могут быть различными: чем выше автоматизация, тем большую часть решений принимает ЭВМ.

Если технологический процесс имеет $2^Z = 2^M \cdot 2^Л$ режимов, из которых M контролируется ЭВМ, а $Л$ – человеком, то M/Z будет характеризовать относительное участие ЭВМ в управлении.

Если за определенный отрезок времени системой управления принимается M_t (ЭВМ) и $Л_t$ (человеком) решений, то

$$K_a = \log_2\left(1 + \frac{M}{M + Л}\,\frac{M_t}{M_t + Л_t}\right)$$

определяет степень автоматизации системы управления.

Для автоматической системы управления, где все решения принимаются машиной, $K_а = 1$. Современный этап развития энергетики характерен переходом от ручной системы управления электростанциями к автоматизированной со все возрастающим значением $K_а$.

32.2. Автоматизированные системы управления технологическим процессом электростанций

Автоматизированной системой управления технологическим процессом (АСУ ТП) называют человеко-машинную систему, в которой контроль за режимом оборудования, некоторые функции управления, регулирование отдельных параметров, управление коммутационными операциями и ведение части оперативной документации выполняется на ЭВМ, а принятие и реализация оперативных решений и взаимодействие с другими уровнями управления принадлежат человеку.

Структура АСУ ТП. В соответствии с иерархической структурой управления энергетическими объектами АСУ в энергетике имеет несколько уровней. На высшем уровне находится отраслевая автоматизированная система управления (ОАСУ) «Энергия», в которую заложены функции как оперативного диспетчерского, так и производственно-хозяйственного управления. В состав ОАСУ «Энергия» входит автоматизированная система диспетчерского управления Единой энергетической системы страны. ОАСУ по обеим линиям связана с АСУ производственно-энергетических объединений (ПЭО) или энергосистем (ЭС) с производственными единицами, входящими в данное объединение. Затем следуют АСУ электростанций и сетей, включающих в себя АСУ ТП отдельных объектов – энергоблоков, подстанций.

На рис. 32.4 показана структурная схема АСУ ТЭС с двумя контурами управления: автоматизированного управления технологическим процессом энергоблоков и энергооборудования общестанционного назначения (АСУ ТП) и автоматизированного производственно-хозяйственного управления (АСУ ПХ), куда входят подсистемы: управления производственно-хозяйственной деятельностью и ремонтом; управления материально-техническим снабжением; технико-экономического планирования; учета и анализа труда, зарплаты и кадров, бухгалтерского учета.

В соответствии с выполняемыми функциями в АСУ ТП энергоблока

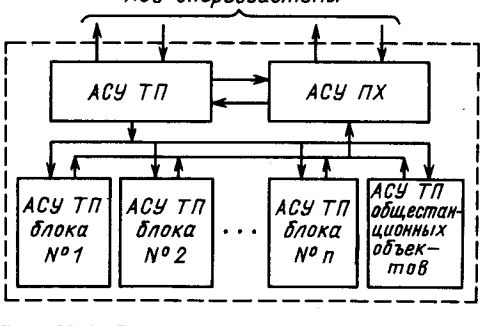


Рис. 32.4. Структурная схема автоматизированной системы управления ТЭС

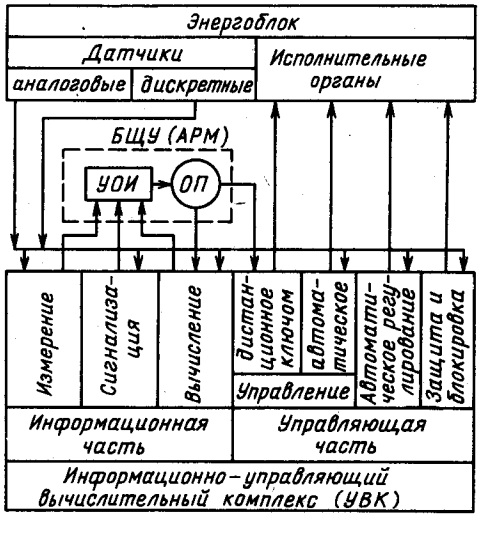


Рис. 32.5. Структурная схема автоматизированной системы управления технологическим процессом энергоблока

можно выделить две основные части – информационную и управляющую (рис. 32.5). Информационная часть включает в себя подсистемы измерения и сигнализации. Первичная информация поступает от аналоговых и дискретных датчиков, установленных непосредственно на оборудовании энергоблока. Подсистема производит расчет и анализ технико-экономических показателей (ТЭП) по отдельным агрегатам и по блоку в целом. После соответствующей обработки информация, полученная от подсистем измерения, сигнализации и вычислений, поступает к оператору на БЩУ, где для него организовано автоматизированное рабочее место (АРМ). Устройство отображения информации (УОИ) предоставляет оператору необходимую информацию в удобной для него форме.

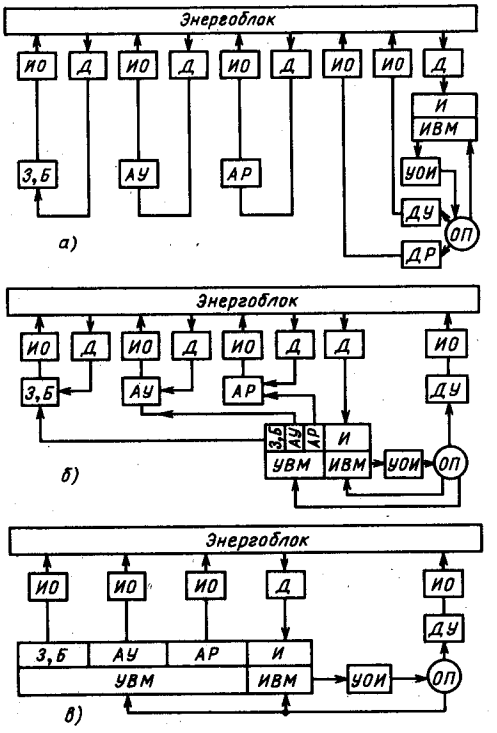


Рис. 32.6. Варианты структуры АСУ ТП:
а – с централизованным контролем и децентрализованным управлением; *б* – с централизованным контролем и частично централизованным управлением; *в* – с полностью централизованными контролем и управлением

В управляющую часть АСУ ТП входят подсистемы дистанционного и автоматического управления, автоматического регулирования, защиты и блокировки. Все эти подсистемы осуществляют дискретное воздействие на исполнительные органы – первичные регуляторы, коммутационные аппараты электроприводов рабочих машин и запорно-регулирующей арматуры. Посредством индивидуальных или групповых ключей оператор (ОП) может осуществлять дистанционное управление отдельными агрегатами блока, а все остальные подсистемы управляющей части обеспечивают автоматическое воздействие на оборудование блока согласно заданным логическим программам.

Схема, представленная на рис. 32.5, иллюстрирует состав функций, выполняемых информационно-управляющим вычислительным комплексом (УВК) АСУ ТП. С точки зрения централизации исполнения этих функций и степени использования при этом средств вычислительной техники можно выделить три характерных варианта структуры АСУ ТП. Первый вариант (рис. 32.6, *а*) предполагает использование средств вычислительной техники только в информационно-вычислительных целях, т. е. для централизованного сбора, обработки и передачи информации.

Результаты обработки информации и вычислительной работы информационно-вычислительной машины (ИВМ) сообщаются оператору и помогают ему принимать правильные решения по управлению энергоблоком. Применение вычислительной техники в системах управления электростанциями началось именно с этого варианта.

Во втором варианте (рис. 32.6, *б*) средства вычислительной техники применяют не только для решения информационно-вычислительных задач, но и для целей централизованного управления – в структуре АСУ ТП появляется управляющая вычислительная машина (УВМ), составляющая с ИВМ единый комплекс. Управляющая машина изменяет задания (уставки) локальных авто-

матических регуляторов, координирует работу логических автоматов, контролирует ход выполнения операций управления и т. п. Часть операций управления по-прежнему выполняет человек. В настоящее время эта структура получила наибольшее применение в АСУ ТП электростанций.

В полностью централизованной АСУ ТП (третий вариант структуры АСУ ТП, рис. 32.6, *в*) все функции оперативного управления энергоблоком выполняет управляющий вычислительный комплекс УВК (УВМ и ИВМ), т. е. здесь наиболее полно используется возможность вычислительной техники. Управляющая машина принципиально способна решить любую задачу по управлению энергоблоком при условии высокой степени надежности средств вычислительной техники. За оператором сохраняется возможность выполнения определенных операций управления, а также вмешательства в работу УВМ и ИВМ, т. е. работа АСУ ТП происходит в режиме диалога человек – машина.

Основой АСУ ТП являются функциональные группы (ФГ), в которые входят рабочие машины, связанные единой технологической функцией. Функциональная группа включает в себя рабочие машины с их приводами, блоки управления 1-го уровня, которые содержат в себе исполнительные устройства, непосредственно коммутирующие цепи приводов, принимают оперативные команды от оператора, автоматических регуляторов, технологических защит и от логической части системы управления 2-го уровня, обеспечивающей выполнение операций по заданной программе.

Технико-экономический эффект от применения АСУ ТП. Автоматизация управления электростанцией с учетом высокой стоимости ЭВМ требует значительных капиталовложений и больших затрат человеческого труда. Эти затраты оправдываются технико-экономическим эффектом, который дает применение АСУ ТП, а именно:

повышением надежности работы энергоблоков за счет систематического и качественного контроля за состоянием энергооборудования и уменьшения ошибочных действий оперативного персонала, особенно в аварийных ситуациях и нестационарных режимах (пусках и остановах энергоблоков);

повышением экономичности работы блоков и электростанции в целом за счет оптимизации режимов ее работы, качественного регулирования технологических процессов, своевременной сигнализации об отклонениях от нормального режима эксплуатации. Все это приводит к заметной экономии топлива;

уменьшением численности оперативного персонала: на подавляющем большинстве блочных электростанций число операторов на два блока доведено до трех человек, а обходчиков – до четырех – шести человек;

уменьшением численности ремонтного персонала, что обусловлено более надежной работой энергооборудования и увеличением межремонтных периодов;

увеличением маневренности и мобильности энергоблоков благодаря снижению времени их пуска примерно на 20 – 25%.

Особенно значительный технико-экономический эффект дает АСУ ТП, использующая управляющий вычислительный комплекс, который позволяет автоматизировать информационные и управляющие функции оперативного обслуживания. Непременным условием при этом является высокая надежность средств вычислительной техники.

Время наработки на отказ современных ЭВМ составляет несколько сотен часов, что явно недостаточно, если учесть высокие требования к системам управления мощными энергоблоками. Повышению надежности АСУ ТП способствуют следующие меры: а) резервирование как самих ЭВМ, так и средств представления информации оператору, т. е. оборудования АРМ; б) непрерывный самоконтроль функционирования УВК; в) децентрализация сбора и обработки информации и управления.

Работы по оснащению электростанций средствами вычислительной техники и созданию на их основе АСУ ТП были начаты в СССР в 1960 г. и далее

развивались все убыстряющимися темпами. К началу 1982 г. уже 132 энергоблока были оснащены АСУ ТП. Работы над совершенствованием АСУ в энергетике продолжаются; ведутся разработки по использованию микропроцессорной техники и освоению новых универсальных ЭВМ. Для связи с объектом используются комплекты агрегатных модулей с целью сбора и выдачи аналоговой и дискретной информации.

32.3. Дистанционное управление коммутационными аппаратами

Виды управления

При управлении технологическим процессом электростанции возникает необходимость дискретного воздействия (закрыть, открыть, включить, отключить) на исполнительные органы. В главной электрической схеме такими органами являются приводы выключателей, установленных в цепях генераторов, трансформаторов, линий; в системе собственных нужд – приводы (электродвигатели) рабочих машин и запорно-регулирующей арматуры. Включение и отключение электродвигателей осуществляется коммутационными аппаратами – выключателями, магнитными пускателями, контакторами.

Ручное управление каким-либо устройством, точнее, его приводом, может осуществляться либо непосредственно на месте установки путем физического воздействия оператора на привод, либо с помощью командоаппарата с местного щита, либо из ячейки КРУ через электрическую схему, так же как с удаленного пункта управления (ЦЩУ, БЩУ). Автоматическое управление осуществляют устройства релейной защиты, станционной автоматики.

Управление выключателями осуществляется с разных щитов станции или подстанции, а также с диспетчерских пунктов. При этом совмещаются принципы централизованного и децентрализованного управления, что обеспечивает высокую оперативность управления, надежность и экономичность. Наиболее ответственные объекты имеют дублированное управление.

Существенное различие имеют способы управления со щитов электростанций и подстанций и со щита энергосистемы. При расстояниях, измеряемых десятками метров, возможна непосредственная электрическая связь между командоаппаратом (ключом управления) и исполнительным органом или между сигнальным (измерительным) прибором и датчиком. При расстояниях, измеряемых десятками и сотнями километров (управление с ДП), передача команды, сигнала, результатов измерения осуществляется средствами телемеханики, т. е. преобразованием команды, сигнала, результатов измерения в соответствующий импульс на передающем конце и последующим преобразованием его в удобную величину на приемном конце. В первом случае управление получило название дистанционного, во втором случае – телемеханического. В этой главе рассматриваются вопросы дистанционного управления. Следует отметить, что одна из разновидностей телемеханической системы – система ближнего действия – нашла применение для измерения на мощных электростанциях.

Дистанционное управление коммутационными аппаратами происходит по цепочке оператор – аппаратура управления – привод коммутационного аппарата. При этом должна быть обеспечена обратная информационная связь объекта управления с оператором – сигнализация положения аппарата, подтверждающая выполнение команды. Автоматические и самопроизвольные коммутации объекта должны сопровождаться действием светозвуковой сигнализации.

Различают дистанционное управление коммутационными аппаратами трех разновидностей (рис. 32.7): индивидуальное, избирательное индивидуальное (или групповое) и функционально-групповое. При индивидуальном дистанционном управлении каждый объект (например, выключатель генератора) имеет отдельный ключ управления и

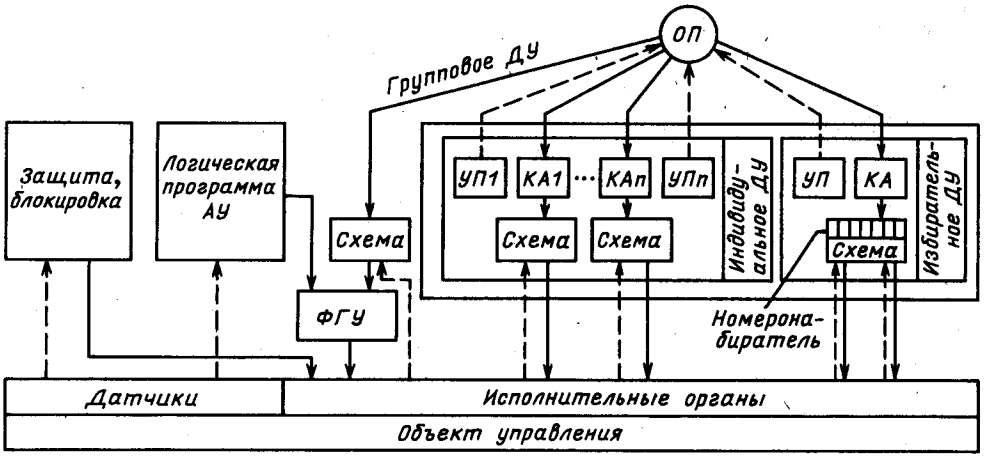


Рис. 32.7. Структурная схема дистанционного управления коммутационными аппаратами

указатель положения. При избирательном управлении на группу объектов устанавливается один общий ключ управления, один указатель положения и один номеронабиратель. Команда управления проводится в две стадии: сначала происходит выбор объекта при помощи номеронабирателя, а затем производится подача команды на выбранный объект (или одновременно на группу объектов, связанных между собой функционально) общим для группы ключом.

При функционально-групповом управлении (ФГУ) происходит управление функциональными группами по определенным логическим программам. В случае отказа или ненормальной работы ФГУ обеспечивается возможность управления каждой рабочей машиной, входящей в состав функциональной группы, с БЩУ по схеме индивидуального или избирательного управления.

Дистанционное управление выключателями

Для управления выключателями применяют ключи управления двух видов: ПМО (П – переключатель, М – малогабаритный, О – общего назначения) и МК (М – малогабаритный, К – ключ). Ключи состоят из следующих частей: лицевого фланца с поворотной рукояткой, контактного устройства из стандартных пакетов, механизмов возврата и фиксации. Набор деталей контактного устройства зависит от назначения ключа, что находит отражение в его буквенном обозначении: Ф – с фиксацией рукоятки в нескольких положениях; В – с самовозвратом рукоятки из оперативных положений «включить», «отключить» в фиксированное положение; С – со встроенной в рукоятку сигнальной лампой.

Ключи с фиксацией рукоятки и самовозвратом серий МКВФ и ПМОВФ имеют шесть положений (рис. 32.8), из

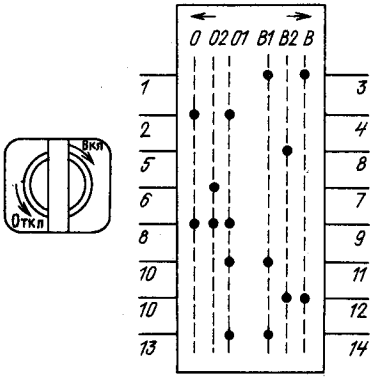


Рис. 32.8. Диаграмма ключа серии МКФ (ПМОВФ). Точка означает, что контакты замкнуты при соответствующем положении ключа

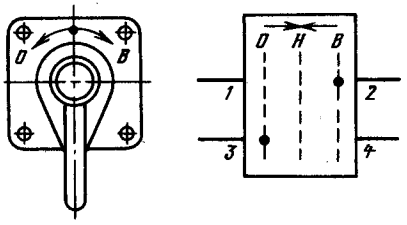


Рис. 32.9. Диаграмма ключа серии МКВ (ПМОВ)

которых четыре положения – «отключено» (*О*), «предварительно включено» (*В1*), «включено» (*В*), «предварительно отключено» (*О1*) – фиксированы при соответствующем положении рукоятки ключа, а два положения – «включить» (*В2*) и «отключить» (*О2*) – имеют возврат в предшествующее положение. Подачу каждой команды осуществляют в два приема. Так, например, для включения выключателя рукоятку ключа сначала поворотом на 90° по часовой стрелке переводят из положения «отключено» в промежуточное положение «предварительно включено», а затем дополнительным поворотом на 45° ставят ее в положение «включить». После того как оператор отпускает рукоятку, механизм возврата переводит ее в положение «включено», совпадающее с положением «предварительно включено».

Ключи без фиксации рукоятки серий МКВ и ПМОВ значительно проще (рис. 32.9). Рукоятка имеет три положения: «включить» (поворот рукоятки на 45° по часовой стрелке), «отключить» (то же, но против часовой стрелки) и нейтральное положение, в которое ключ возвращается из положений «включить» и «отключить».

Ключи управления имеют два типа контактов: а) оперативные для подачи команд (контакты *5–8*, *6–7* на рис. 32.8), замыкаются только на время подачи команды; б) сигнальные, предназначенные для сигнализации положения выключателя (например, контакты *1–3*, *2–4*), имеющие два фиксированных положения в зависимости от положения рукоятки.

Наибольшее применение получили малогабаритные переключатели серии МКВ. Их используют в схемах с действием через реле оперативных команд.

Дистанционное управление выключателями с электромагнитными приводами. Силовыми элементами электромагнитного привода служат электромагниты с втягивающимися сердечниками: мощный электромагнит включающего устройства и маломощный электромагнит отключающего устройства. Для включения выключателя необходимо подать команду на электромагнит включения. Ввиду большой мощности последнего команда на включение подается косвенно – через промежуточный контактор, имеющий более мощные контакты. Процесс включения завершается срабатыванием удерживающего механизма, надежно запирающего выключатель во включенном положении.

Для отключения выключателя ключом серии ПМО на электромагнит отключения подают прямую команду. Электромагнит освобождает удерживающее устройство, и выключатель отключается под действием отключающих пружин.

Схемы управления, использующие реле команд (включения КСС, отключения КСТ) и ключ управления серии МКВ, имеющий кроме нейтрального только два положения – «включить» и «отключить», позволяют снизить уровень сигнала, поступающего со щита управления в РУ, поскольку реле КСС и КСТ располагаются там.

Обмотки электромагнитов включения и отключения рассчитаны на кратковременное прохождение тока, необходимое для выполнения оперативной команды. Поэтому длительность оперативных команд должна быть ограничена автоматическими устройствами.

На рис. 32.10, *а* приведена схема управления выключателем с электромагнитным приводом ключом серии ПМОВФ. Положение контактов указано для случая, когда выключатель отключен, а обмотки реле и контактора обесточены. Такое состояние условно считается нормальным и принято при изображении как первичных, так и вторичных схем.

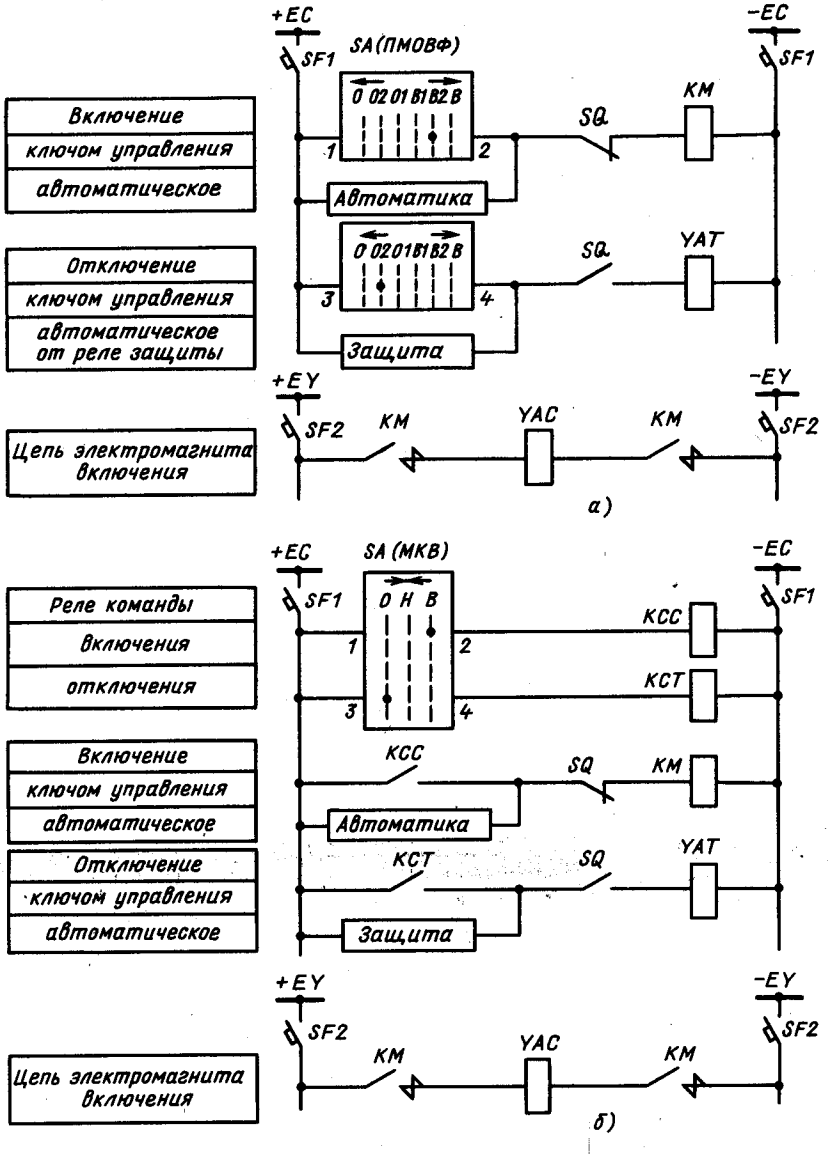


Рис. 32.10. Схема дистанционного управления выключателем с электромагнитным приводом: *а* – с ключом серии ПМОВФ; *б* – с ключом серии МКВ

Кратковременность командного импульса обеспечивается с помощью вспомогательных контактов выключателя *SQ*, связанных механически с валом выключателя, а именно: размыкающего в цепи включения и замыкающего в цепи отключения. Вспомогательные контакты автоматически размыкают цепи управления после завершения соответствующей команды. Кроме того, достаточно мощные вспомогательные контакты, разрывающие цепи управления, освобождают от этого маломощные контакты реле и ключа управления.

Включение выключателя осуществляется подачей команды на промежуточный контактор *KM* оператором посредством контактов *1*—*2* ключа управления

SA или автоматическим устройством, выходные контакты которого включены параллельно контактам *1—2 SA*. Контактор замыкает цепь электромагнита включения *YAC*, который производит включение выключателя. В конце процесса включения вспомогательные контакты *SQ* разрывают цепь включения, а другие контакты *SQ*, замыкаясь, подготавливают цепь отключения.

При отключении оператором (с помощью оперативных контактов *3—4* ключа управления) или под действием выходных контактов релейной защиты замыкается цепь электромагнита отключения *YAT*. По завершении операции вспомогательные контакты вновь занимают положение, указанное на рисунке.

Схема управления с ключом серии МКВ (рис. 32.10, *б*) отличается лишь тем, что оперативные команды на включение и отключение подаются через реле команд *KCC* или *KCT*.

Блокировка от многократного включения на короткое замыкание. Подача затяжной команды включения на устойчивое короткое замыкание опасна для любого выключателя, так как при этом происходят многократные включения и отключения (под действием релейной защиты) тока КЗ. На такой тяжелый режим работы выключатели не рассчитаны. Для предотвращения этого опасного явления предусматривают специальную блокировку.

Наибольшее распространение получила электрическая блокировка. Она применяется в схемах дистанционного управления как масляных, так и воздушных выключателей. На рис. 32.11 приведена схема блокировки применительно к масляному выключателю с электромагнитным приводом. Здесь предусмотрено промежуточное реле *KBS* с двумя обмотками — последовательной и параллельной. Реле имеет две пары контактов — размыкающие и замыкающие. При срабатывании релейной защиты, вызванном включением на КЗ, по электромагниту отключения *YAT* и последовательной обмотке *KBS* протекает ток. Срабатывая, реле размыкает цепь включения. Таким образом, после переключения вспомогательных контактов повторного включения выключателя не произойдет. Реле удерживается своей параллельной обмоткой в подтянутом положении до снятия команды на включение, после чего схема возвращается в исходное положение.

Сигнализация положения выключателя. Сигнализация положения выключателя должна быть разной при выполнении операции управления оператором

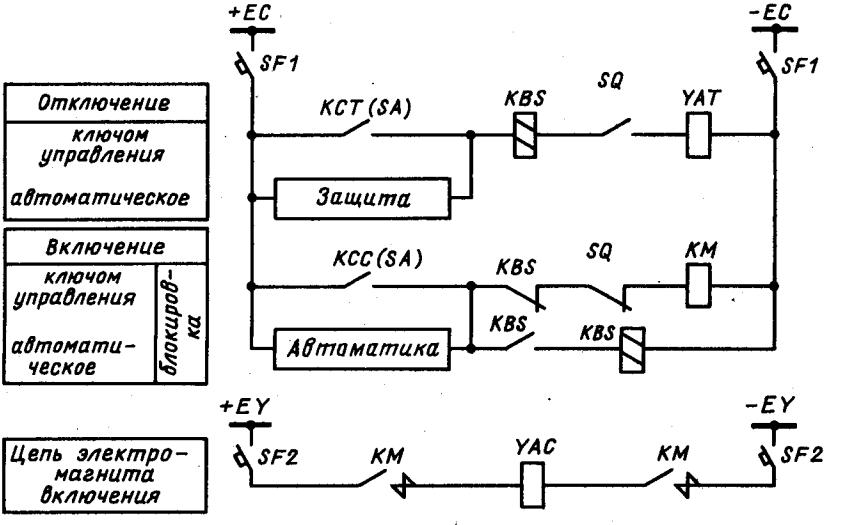


Рис. 32.11. Схема электрической блокировки выключателя от многократного включения на КЗ

и при воздействии автоматических устройств или самопроизвольном действии выключателя. В первом случае оператор нуждается лишь в световой сигнализации положения выключателя. При автоматических или самопроизвольных действиях выключателя также необходима световая сигнализация, а при отключениях — еще и звуковая, чтобы немедленно оповестить оператора об аварии.

Световая сигнализация нормального положения выключателя может быть обеспечена или свечением зеленой лампы в отключенном положении и красной лампы во включенном положении, или положением светящейся рукоятки ключа управления: поперек линии мнемонической схемы при отключенном положении и вдоль линии при включенном положении. Для световой сигнализации аварийного изменения положения выключателя используют дополнительный отличительный признак — мигание ламп. В настоящее время применяется двухламповая схема сигнализации: красная лампа *HLR* — положение включено, зеленая *HLG* — отключено.

Если переключение выключателя выполнено ключом управления, то сигнальная лампа подключается к шинке, имеющей постоянно положительный потенциал, через цепь, фиксирующую соответствие положений выключателя и ключа (ключ с фиксацией рукоятки) или последней операции ключом (ключ без фиксации рукоятки). Когда же переключение выключателя происходит под действием защиты или автоматики, сигнальная лампа присоединяется к шинке, на которую положительный потенциал подается прерывисто через цепь, фиксирующую получившееся несоответствие между положением ключа или последней операцией, поданной ключом, и новым положением выключателя.

На рис. 32.12 показаны принципиальные схемы двухламповой сигнализации положения выключателя с ключом серии ПМОВФ (рис. 32.12, *а*) и ключом серии МКВ (рис. 32.12, *б*). Нормальное положение выключателя сигнализируется ровным светом соответствующей лампы. При аварийном изменении положения выключателя гаснет лампа, цвет которой соответствовал прежнему состоянию выключателя, и начинает мигать лампа, цвет которой соответствует новому положению выключателя. Прерывистый плюс подается с помощью специального устройства мигающего света на шинку (+) *EP*.

Если используется ключ с возвратом и фиксацией рукоятки (рис. 32.12, *а*), то в цепь сигнальных ламп включают сигнальные контакты ключа, отражающие положение его рукоятки, и вспомогательные контакты выключателя. Для сигнализации положения выключателя, управляемого ключом без фиксации рукоятки, в цепь сигнальных ламп вводят контакты реле фиксации команды *KQQ* и вспомогательные контакты выключателя (рис. 32.12, *б*). Реле фиксации команды имеет две обмотки *I* и *II* и шесть переключающих контактов. Положение переключающих контактов соответствует последней команде, поданной ключом. Если последней была команда «отключить», то реле *KCT* в период подачи команды своими замыкающими контактами создает цепь тока через обмотку *II* реле *KQQ*. При этом контакты переключаются: нечетные контакты замыкаются, а четные размыкаются (это положение показано на рисунке). Если положение выключателя (фиксируется вспомогательными контактами) соответствует последней команде ключом (фиксируется реле *KQQ*), то цепь сигнальной лампы создается от шинок + *EC*; если не соответствует, то питание лампы происходит от шинки (+) *EP*.

Контроль цепей управления. Нарушение цепей дистанционного управления чревато отказом выключателя в действии при подаче очередной команды оператором или от автоматического устройства. Поэтому предусматривают постоянный световой или звуковой контроль исправного состояния цепей управления. При этом контролируется цепь последующей операции.

При световом контроле цепи управления и цепи двухламповой сигнализации положения выключателя объеди-

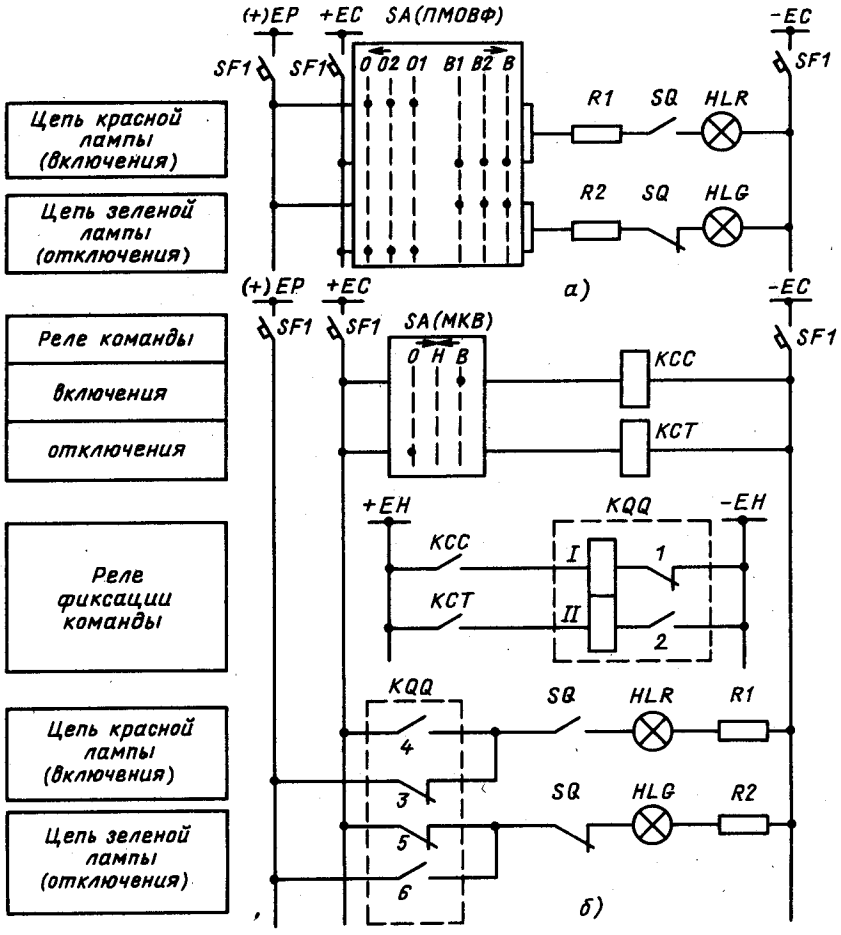


Рис. 32.12. Схема двухламповой сигнализации положения выключателя: *а* – с ключом серии ПМОВФ; *б* – с ключом серии МКВ

няют, используя сигнальные лампы одновременно для контроля целостности оперативных цепей. Для этой цели цепи сигнальных ламп положения выключателя подключают через вспомогательные контакты выключателя и электромагниты управления. Таким образом, горение зеленой лампы означает, что выключатель отключен, а его цепь включения исправна. При включенном выключателе красная лампа аналогичным образом сигнализирует его положение и контролирует цепь отключения. Нарушение контролируемой цепи приводит к погасанию лампы.

Световой контроль цепей управления требует постоянного наблюдения персонала. Поэтому его вытеснил более удобный и универсальный звуковой контроль.

Примеры схем управления. Ниже в качестве примеров приведены схемы управления маломасляным выключателем типа ВКЭ-10 и воздушным выключателем 35–220 кВ со звуковым контролем цепей управления. В обеих схемах использован ключ управления серии МКВ.

Схема управления выключателем типа ВКЭ-10 показана на рис. 32.13. Такая же схема, с небольшими отклонениями, используется для выключателей

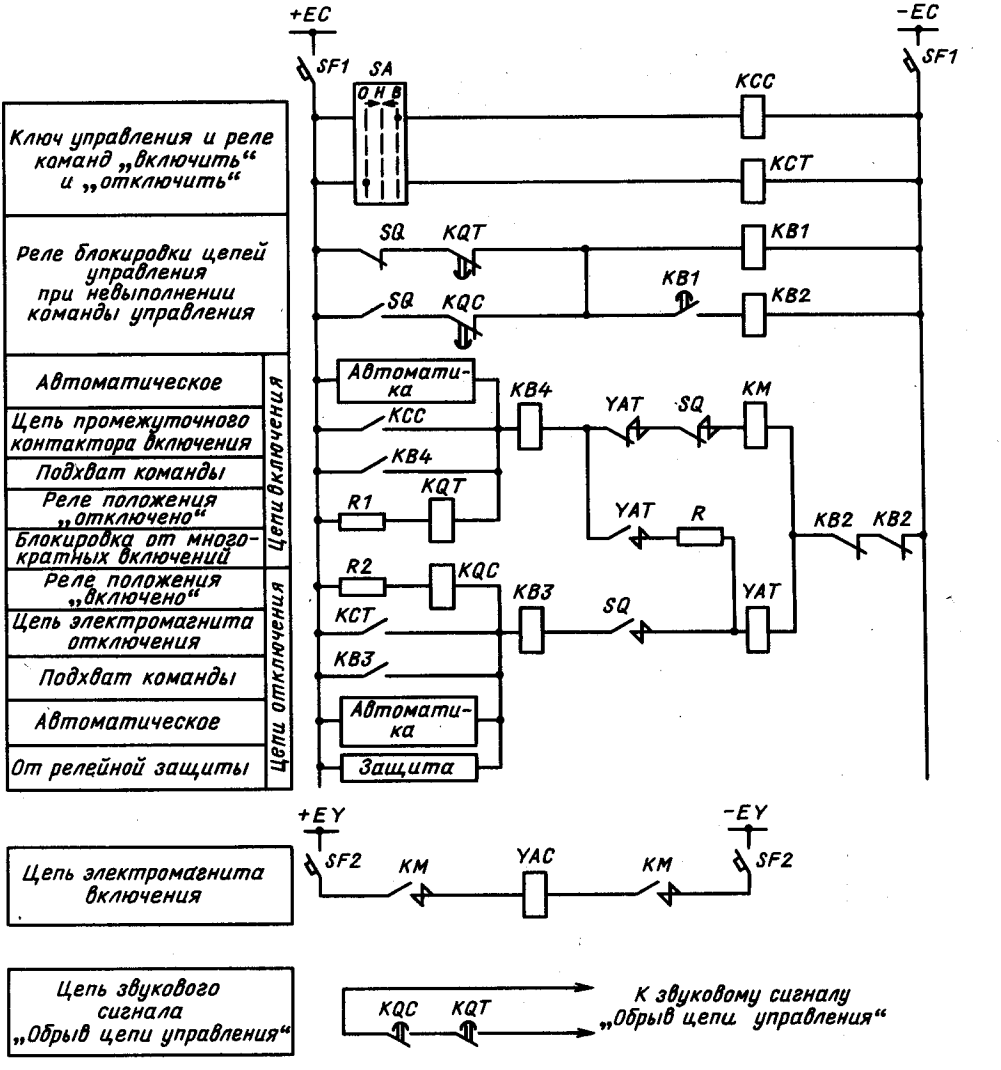


Рис. 32.13. Схема управления маломасляным выключателем типа ВКЭ-10 с ключом серии МКВ и со звуковым контролем цепей управления

типа ВЭЭ-6 и ВМПЭ-10, снабженных электромагнитными приводами. Управление выключателем производится через реле команд *KCC* и *KCT*. В обеих цепях управления предусмотрен подхват команды контактами реле *KB4* и *KB3*, обеспечивающий завершение команды. На случай невыполнения команды управления предусмотрена блокировка с помощью реле *KB1* и *KB2*. Так, при включении выключателя шунтируется обмотка реле *KQT* и его контакты с замедлением на возврат замыкают цепь реле *KB1* (вспомогательный контакт *SQ* замкнут). С выдержкой времени замыкаются контакты *KB1* в цепи реле *KB2*. Если за это время выключатель не отключился (вспомогательные контакты *SQ* остались замкнутыми), разомкнутся контакты *KB2* и обесточится цепь контактора *KM* и соответственно электромагнита *YAC*.

Блокировка от многократных включений на КЗ выполнена по распространенной для этого класса выключателей схеме, использующей вспомогательные контакты электромагнита отключения *YAT*. При длительной команде включения на КЗ после первого отключения выключателя электромагнит отключения *YAT* остается под напряжением по цепочке: плюс – *KCC* (автоматика) – *KB4* – замыкающие вспомогательные контакты *YAT* – *R*. Размыкающие вспомогательные контакты *YAT* разрывают цепь включения. Резистор *R* ограничивает ток *YAT*.

Для контроля цепей управления использованы два промежуточных реле: реле положения «включено» *KQC*, контролирующее цепь отключения, и реле положения «отключено» *KQT*, контролирующее цепь включения. Цепь запуска звуковой сигнализации обрыва образуется через последовательно включенные размыкающие контакты *KQC* и *KQT* обоих реле. При исправном состоянии оперативных цепей обмотка одного реле обтекается током, а другого обесточена. В результате цепь звукового сигнала разомкнута. В случае обрыва цепи последующей операции обмотки обоих реле оказываются обесточенными и появляется звуковой сигнал. Резисторы в цепях реле *KQS* и *KQT* предотвращают срабатывание выключателя при случайном закорачивании обмотки реле во время работы во вторичных цепях.

В схеме не показаны цепи сигнальных ламп и аварийного звукового сигнала. Более полная схема управления выключателем дана ниже на примере воздушного выключателя.

Воздушные выключатели имеют пофазное исполнение и пофазные приводы. Поэтому число вспомогательных контактов и электромагнитов управления увеличивается в лучшем случае в 3 раза, если фаза имеет одну колонку (выключатели 35–220 кВ). Выключатели более высокого напряжения имеют более сложную схему управления.

Управление воздушным выключателем может быть трехфазным и пофазным, если предусмотрено однофазное автоматическое повторное включение (ОАПВ). На рис. 32.14 показана схема трехфазного управления. Электромагниты управления соответствующего назначения соединены между собой параллельно. Вспомогательные контакты разноименных фаз в цепи включения соединены последовательно, а в цепи отключения – параллельно. Поэтому при отказе механизма какого-либо вспомогательного контакта отключение все равно произойдет, что особенно важно в аварийных условиях; однако включение в работу неисправного выключателя окажется невозможным.

Электромагниты управления состоят из двух секций, одна из которых в начале операции шунтирована своим вспомогательным контактом. Это увеличивает ток в электромагнитах в начальный момент; затем размыкается шунтирующий контакт и ток снижается.

Надежная работа воздушного выключателя возможна только в том случае, если давление воздуха, контролируемое электроконтактным манометром, не снижается ниже допустимого. Последнее устанавливают с таким расчетом, чтобы в случае включения на КЗ обеспечивалось его надежное отключение. Если же давление в резервуаре оказывается ниже допустимого, манометр *KSP* размыкает свои контакты и с помощью промежуточного реле *KLP* разрывает цепь управления выключателя. В процессе операций включения или отключения давление воздуха понижается. Такое снижение не должно мешать нормальному завершению операции. Для этой цели служит последовательная обмотка реле *KLP*. Если при подаче оперативной команды давление воздуха нормально, то контакты *KSP* замкнуты; реле *KLP*, сработавшее через параллельную обмотку, удерживается в подтянутом состоянии последовательной обмоткой (током соответствующего электромагнита) до конца операции, пока цепь последовательной обмотки не будет разомкнута вспомогательными контактами выключателя. При включении выключателя предусмотрен подхват реле контроля давления.

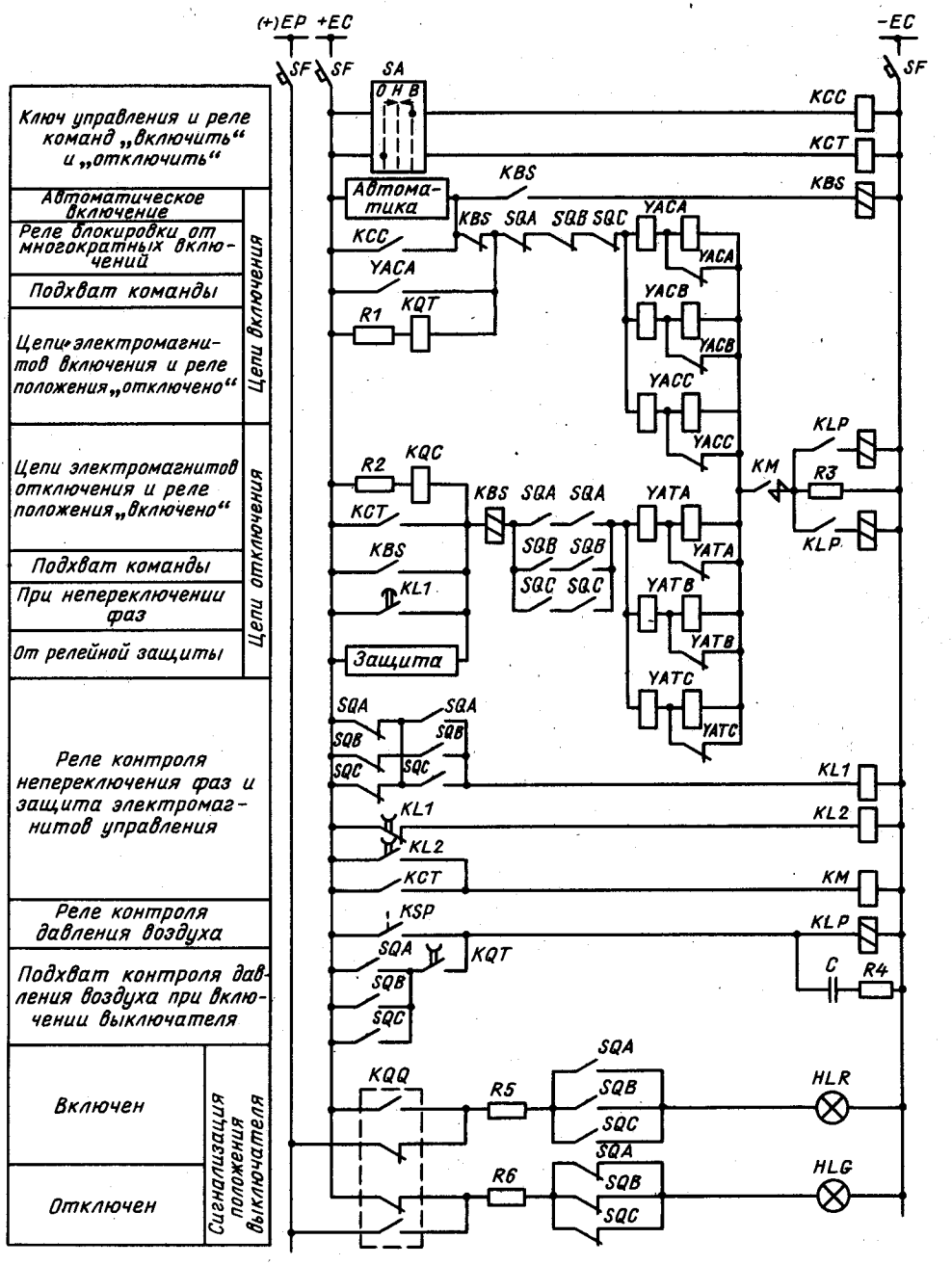
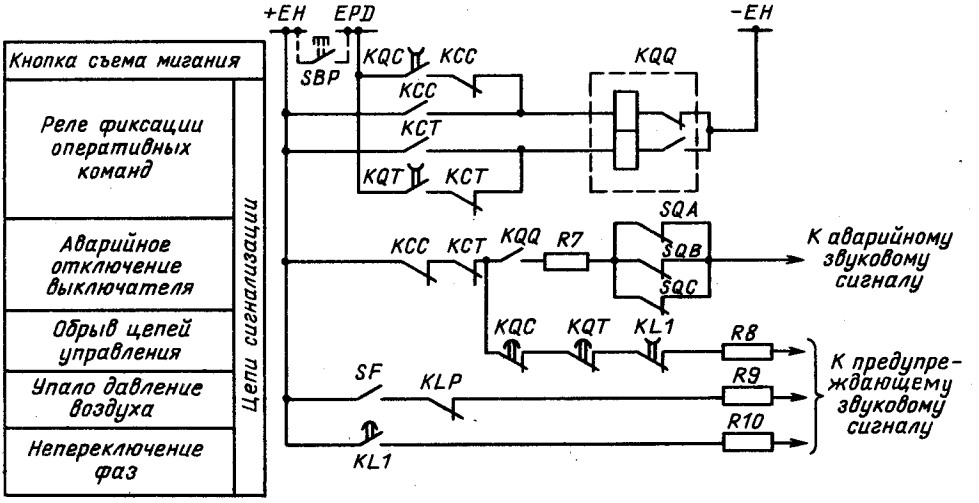


Рис. 32.14. Схема управления воздушным выключателем с ключом серии МКВ и со звуковым контролем цепей управления



Продолжение рис. 32.14

При разрегулировании вспомогательных контактов выключателя или неопытности оператора длительность команды может оказаться недостаточной для завершения операции. Это может привести к нарушению нормальной последовательности работы контактов выключателя и его повреждению. Для завершения начатой операции контакты командного органа шунтируются замыкающими контактами электромагнита управления *YAC* и реле *KBS*.

Схема управления воздушным выключателем имеет, кроме того, блокировку от неполнофазного действия. В случае отказа в действии одного из полюсов выключателя возникает неполнофазный режим, который может привести к срабатыванию токовых защит нулевой последовательности и неселективному отключению присоединений. Для блокирования этого опасного режима вводится промежуточное реле неполнофазных режимов *KL1*, в цепь обмотки которого включены две группы вспомогательных контактов трех полюсов выключателя (замыкающих и размыкающих), соединенных между собой последовательно. При отказе какого-либо полюса выполнить команду на отключение или включение реле *KL1* срабатывает и с выдержкой времени, превышающей максимально возможную разновременность действия вспомогательных контактов разных полюсов, отключает все три фазы выключателя.

Предусматривается также блокировка, защищающая электромагниты управления при затянувшейся операции. Реле *KL1* в нормальных условиях обесточено и своим размыкающим контактом держит под напряжением реле *KL2*, которое в свою очередь держит под напряжением контактор *KM*, контакты которого подают «минус» на электромагниты управления. При затянувшейся операции контакт *KL2* размыкается и цепи управления обесточиваются. Однако до тех пор, пока оператор подает команду на отключение выключателя, контакт *KCT* в цепи *KM* замкнут и цепь отключения остается замкнутой.

Два последовательно включенных одинаковых вспомогательных контакта *SQ* в цепи отключения, так же как в ранее рассмотренных схемах управления масляными выключателями (два контакта *KM* в цепи электромагнита включения *YAC*), облегчают коммутацию этими контактами. Включение параллельно обмотке реле *KLP* конденсатора также облегчает работу контактов *KSP*.

Резистор *R3* в цепях управления сохраняет контроль цепей управления при недопустимом снижении давления воздуха.

В цепях звуковых сигналов аварийного отключения выключателя и контроля цепей управления включены размыкающие контакты реле команд *KCC* и *KCT*, размыкающие их на время подачи команд, так как в первый момент операции эти цепочки замыкаются. Той же цели служит замедление на возврат реле положения *KQC* и *KQT*.

При непереключении фаз реле *KL1* тоже шунтирует обмотку *KQC*, что может вызвать действие звукового сигнала «обрыв цепи управления».

При автоматическом или самопроизвольном действии выключателя одна из его ламп положения мигает. Перевести ее на ровное свечение можно квитированием ключа управления, т. е. выполнением ключом операции, которая была произведена помимо оператора. После этого реле *KQQ* сработает и лампа будет гореть ровным светом. Практически это делают кнопкой (показанной пунктиром) съема мигания *SBP*, установленной на каждой панели, по цепочкам *KQC*–*KCC* или *KQT*–*KCT*, что обеспечивает изменение положения только тех реле *KQQ*, контакты которых оказались в цепи мигания ламп.

Избирательное управление. Индивидуальное дистанционное управление характерно для установок с небольшим числом выключателей. Для управления с блочного щита управления многочисленным технологическим оборудованием применяют избирательное управление. Особенностью избирательного управления является использование для группы объектов одного общего ключа управления и номеронабирателя. Управление любым объектом группы осуществляется двумя последовательными операциями: подготовительной, при которой производится выбор объекта с помощью номеронабирателя, и исполнительной, при которой подается команда групповым ключом. На рис. 32.15 показана схема избирательного управления с клавишным номеронабирателем, состоящим из двух рядов – двух декад клавиш, которая предусматривает, таким образом, управление группой из 99 объектов. Каждому объекту присваивается номер от 01 до 99. Выбор объекта производится нажатием двух соответствующих клавиш ряда десятков и единиц. Например, для выбора выключателя электродвигателя *19* надо нажать на клавиши *SB1D* в левом ряду десятков и клавишу *SB9E* в правом ряду единиц. Нажатые клавиши фиксируются и замыкают связанные с ними контакты *SB1D* и *SB9E*, в результате чего образуется цепь срабатывания индивидуального реле объекта *KH19* (диод *V* необходим для разделения цепей). Его контакты: зажигают сигнальную лампу *HLW19* на мнемонической схеме, чем подтверждается правильность выбранного выключателя; производят подключение общего ключа управления к цепям управления (реле команд *KCC19* и *KCT19*) избранного выключателя. Ключом *SA* подается необходимая команда. Для управления новым объектом надо нажать клавиши соответствующего ему номера. Благодаря механической блокировке при нажатии новой клавиши происходит возврат ранее нажатой. Аналогичная схема используется для управления работой запорной арматурой.

Особенности дистанционного управления коммутационными аппаратами на АЭС

Управление СН надежного электроснабжения, а также главными циркуляционными насосами дублировано с двух щитов управления: БЩУ и РЩУ (резервный щит управления) блока. При этом РЩУ располагается по отношению к БЩУ так, чтобы исключалось одновременное поражение этих щитов, а также каналов управления и контроля, связывающих БЩУ и РЩУ с управляемым объектом.

Как известно, на АЭС надежность работы оборудования, обслуживающего реактор, обеспечивается тремя системами обеспечения безопасности (СОБ), которые включают в себя СН надежного электроснабжения. На рис. 32.16 показана структурная схема управления объектами надежного электроснабжения. Каждый ответственный технологический процесс обеспечивается тремя механизмами, причем любой из них полностью обеспечивает технологический процесс.

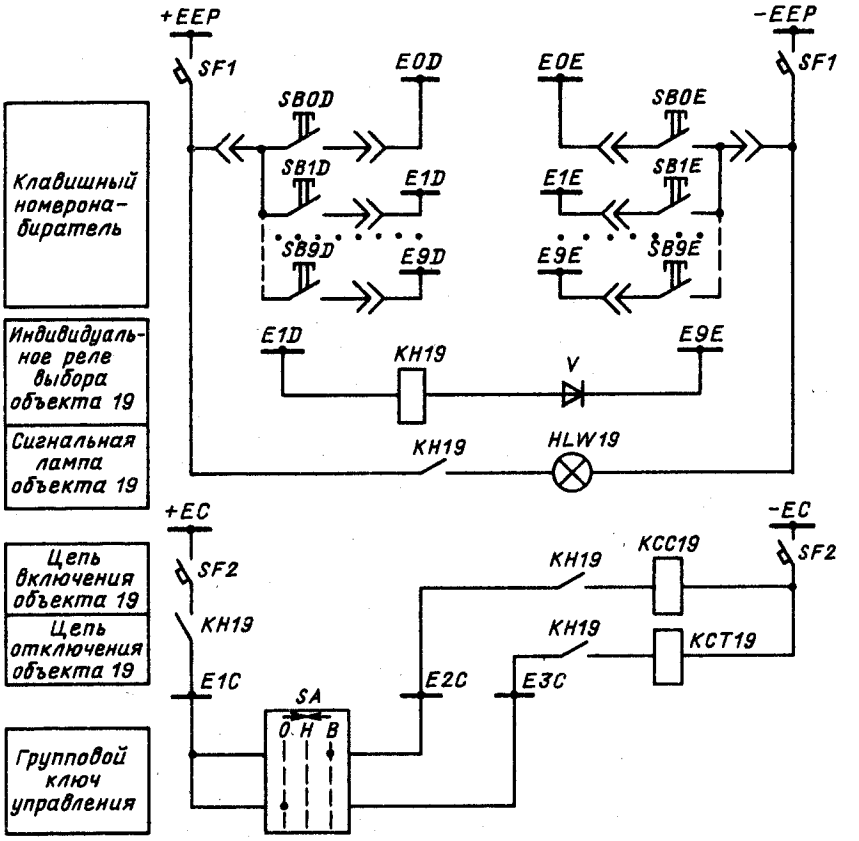


Рис. 32.15. Схема избирательного управления выключателями группы электродвигателей СН энергоблока

В частности, это могут быть три комплекта запорной арматуры на одном трубопроводе, как показано на рис. 32.16. В каждой системе безопасности имеются своя аккумуляторная батарея, свой дизель-генератор, свои преобразователи постоянного тока в переменный. Вместе с тем три СОБ присутствуют на БЩУ и РЩУ, но размещаются они на разных панелях, зажимы — на разных стенках панели, кабели — в разных каналах. Передача энергии от аккумуляторной батареи на БЩУ и РЩУ осуществляется разными кабелями, проложенными по разным трассам.

Управление осуществляется с БЩУ и РЩУ. На рис. 32.17 показана схема индивидуального дублированного управления выключателем 6 кВ двигателя СН надежного электроснабжения. На блоках 1000 МВт применяют выключатели типа ВЭ-6 с пружинным приводом и управлением постоянным током

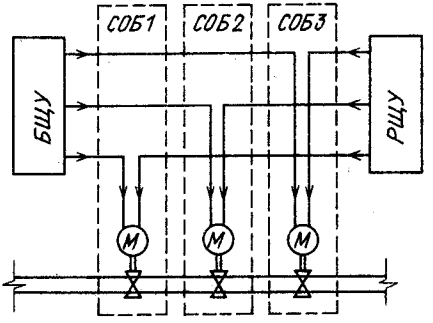


Рис. 32.16. Структурная схема дублированного управления запорной арматурой СН надежного электроснабжения АЭС

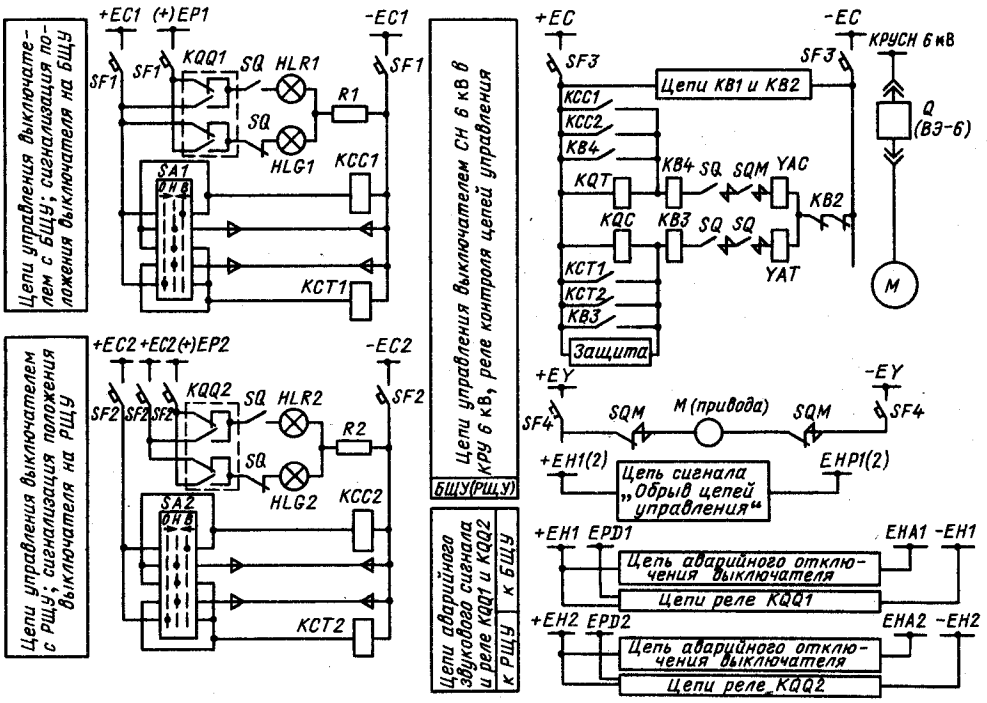


Рис. 32.17. Схема индивидуального дублированного управления выключателем электродвигателя СН АЭС

220 В. На БЩУ и РЩУ размещены только ключи управления, сигнальные лампы положения выключателя, кнопки съема мигания и кнопка обесточивания шинки + ЕС2 на РЩУ, так как нормально щит погашен, поскольку постоянного обслуживающего персонала на нем нет. Все остальные аппараты установлены в КРУ.

Оперативные команды с БЩУ и РЩУ подаются ключами управления *SA1* и *SA2* серии МКВ через реле команд *KCC1*, *KCT1* и *KCC2*, *KCT2*. Катушки реле команд при нейтральном положении рукояток ключей шунтированы. Кабели, шунтирующие каждую пару реле, проложены в разных каналах. Это исключает прохождение ложных команд при авариях на щите.

Схема сигнализации положения выключателя выполнена с помощью реле фиксации команд *KQQ1* и *KQQ2*. Схема включения этих реле и цепи сигнализации аварийного отключения выключателя и обрыва цепей управления показаны упрощенно.

Для блоков мощностью 1000 МВт разработаны безрелейные схемы управления, использующие логические элементы. Предполагается их использование и на блоках 800 МВт КЭС. Система получила название «Унифицированный комплекс технических средств» (УКТС). На рис. 32.18 показана структурная схема индивидуального дублированного управления выключателем двигателя СН 6 кВ надежного электроснабжения (того же, что и на рис. 32.17) на логических элементах. На БЩУ и РЩУ расположены только ключи управления и сигнальные лампы. Блоки управления *A1* и *A2* (блоки щита управления), *A3* (блок управления двигателем) и *A4* (блок привода выключателя) расположены в отдельном помещении СОБ.

В функции блоков *A1* и *A2* входят передача оперативных команд от оператора и от ЭВМ блоку *A3*, сигнализация

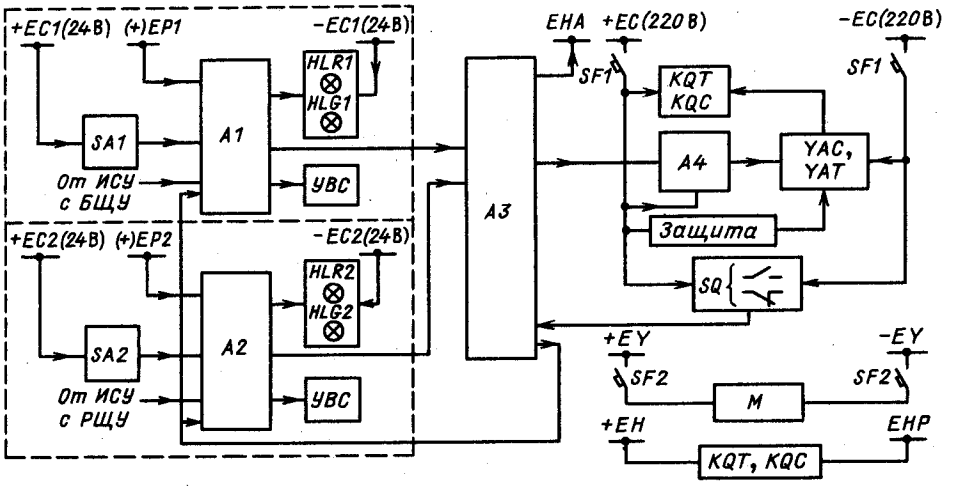


Рис. 32.18. Структурная схема индивидуального дублированного управления выключателем электродвигателя СН АЭС на логических элементах

положения выключателя на БЩУ и РЩУ, а также запрет оперативных команд при неисправностях в цепях ключа. Блок *A3* передает оперативные команды в блок *A4*, разрешает автоматическое включение выключателя, вводит запрет на дистанционное включение и отключение выключателя, разрешает световую сигнализацию; через него передается информация о положении выключателя (от вспомогательных контактов *SQ*), необходимая для сигнализации положения выключателя и аварийного отключения. Используется выпрямленный ток напряжением 24 В (от системы СН надежного электроснабжения). Схема управления приводом выключателя аналогична схеме, показанной на рис. 32.17. Напряжение постоянного тока 220 В. Контроль цепей управления осуществляется с помощью реле положения *KQT* и *KQC* (сохраняется релейный способ контроля цепей управления).

Дистанционное управление разъединителями

Разъединители имеют рычажные, пневматические или электродвигательные приводы. Дистанционное управление возможно в последних двух случаях.

На рис. 32.19 показана схема дистанционного управления разъединителем с электродвигательным приводом типа ПД. Силовым элементом привода является двигатель *M* трехфазного переменного тока, который включает и отключает разъединитель, вращаясь в том или ином направлении. Реверсивность вращения достигается изменением чередования фаз с помощью пускателей *KM1* и *KM2*.

Контактами кнопки управления (*SBC* – включения, *SBT* – отключения) замыкают цепь электромагнита пускателя *KM1* при включении и *KM2* при отключении. Продолжительность каждой операции составляет около 30 с. Для обеспечения необходимой продолжительности питания двигателя командный импульс блокируется с помощью замыкающих контактов пускателей. По окончании операции цепь пускателя разрывается на вспомогательных контактах разъединителя *SQS* – размыкающих (после включения) или замыкающих (после отключения).

Чтобы исключить ошибочные операции с разъединителем под нагрузкой, в цепь управления вводят контакты электромагнитной блокировки *KB*. Последние разрешают операцию разъединителем только при соблюдении условий, при которых эта операция допу-

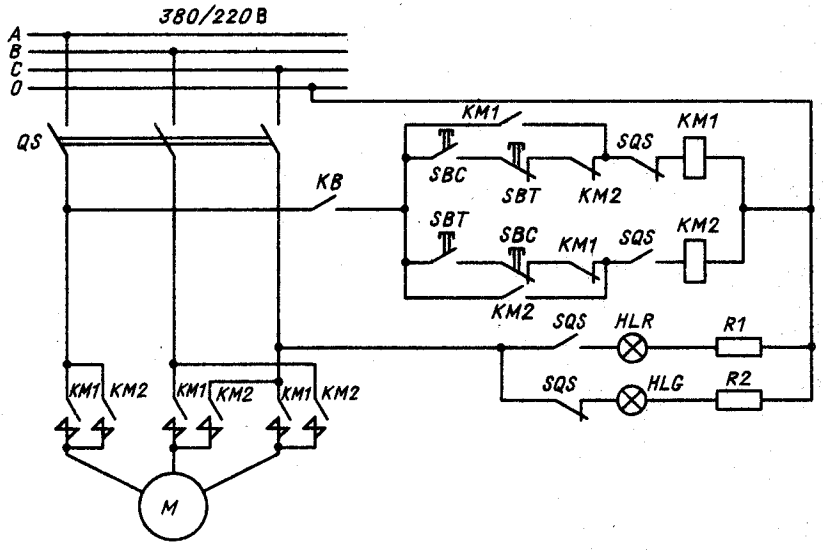


Рис. 32.19. Схема дистанционного управления разъединителем с электродвигательным приводом

стима. В месте управления разъединителем предусмотрена двухламповая сигнализация положения (лампы *HLR* и *HLG*). Во время операции горят обе лампы, а по завершении операции горит только одна лампа: красная *HLR* — при включенном положении и зеленая *HLG* — при отключенном. Цепи управления питаются от силовых цепей электродвигателя.

Автоматизация переключений разъединителями. В настоящее время переключения в РУ производит дежурный персонал. При этом каждый раз составляется бланк переключений. Аварийная статистика свидетельствует о том, что значительная часть аварийных ситуаций в электрической части возникает как раз во время переключений, в том числе по вине персонала. Автоматизация переключений должна повысить надежность и сократить длительность операций, а также облегчить труд оперативного персонала.

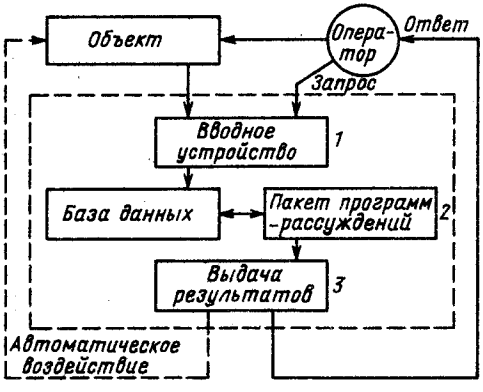


Рис. 32.20. Структурная схема устройства для автоматизации переключений

На рис. 32.20 приведена структурная схема устройства для автоматизации переключений. Оператор с помощью функциональной клавиатуры и дисплея вводит в ЭВМ запрос на составление бланка переключений для выполнения конкретной оперативной задачи (блок *1*). Через датчики поступает информация о текущем состоянии объекта и об оперативной схеме станции. В блок *2* заложен набор вариантов порядка выполнения переключений для основных видов оперативных задач. По запросу на конкретную задачу в соответствии с заданной ситуацией и состоянием оперативной схемы ЭВМ формирует бланк переключений (блок *3*), который выводится на печатающее устройство и выдается оператору или автоматическому устрой-

ству. Работа ведется в режиме диалога машины с оператором. Так, например, в процессе формирования бланка переключений машина может через дисплей обращаться к оператору с запросом о дополнительных данных.

Первый этап этой работы – автоматизация составления бланков переключений, второй этап – автоматизация переключений.

32.4. Блокировка разъединителей

Операции разъединителями допустимы, если соответствующая цепь предварительно обесточена (например, выключатель отключен) или имеется надежный обходный путь, обеспечивающий эквипотенциальность неподвижных и подвижных контактов разъединителя. При невыполнении этих условий операции с разъединителями могут привести к тяжелым авариям и даже человеческим жертвам. Для устранения неправильных операций с разъединителями предусматривают блокировки между приводами выключателей и разъединителей, а также между заземляющими и рабочими ножами разъединителей.

Блокировку разъединителей, имеющих дистанционный привод, выполняют введением в цепь управления размыкающих контактов реле электромагнитной блокировки (рис. 32.21). Разъединители с рычажным приводом имеют блокировку – механическую или электрическую.

Механическая блокировка может быть применена, если приводы отключающих аппаратов, подлежащих блокировке, расположены рядом. Их соединяют между собой механической системой, которая запирает привод зависимого аппарата, если независимый аппарат включен, и отпирает его при отключении независимого аппарата. Примером может служить блокировка между рабочими и заземляющими ножами разъединителя, обеспечивающая строгую последовательность операций ими.

Электромагнитная блокировка разъединителей с рычажными приводами выполняется с помощью электромагнитных замков. У каждого привода устанавливается такой замок, а переносный ключ является общим для всех замков.

Замок (рис. 32.21, *а*) состоит из пластмассового корпуса *1*, контактных гнезд *2* и стального запирающего стержня *3* с пружиной *4*. Замок монтируется у рукоятки привода разъединителя так, чтобы стержень входил в специальное отверстие в приводе. Ключ выполнен в виде электромагнита с подвижным сердечником *5* и обмоткой *6*, концы которой присоединены к штырям *7*.

Для операции с разъединителем штыри ключа *7* вставляют в гнезда замка *2*. Если по схеме блокировки

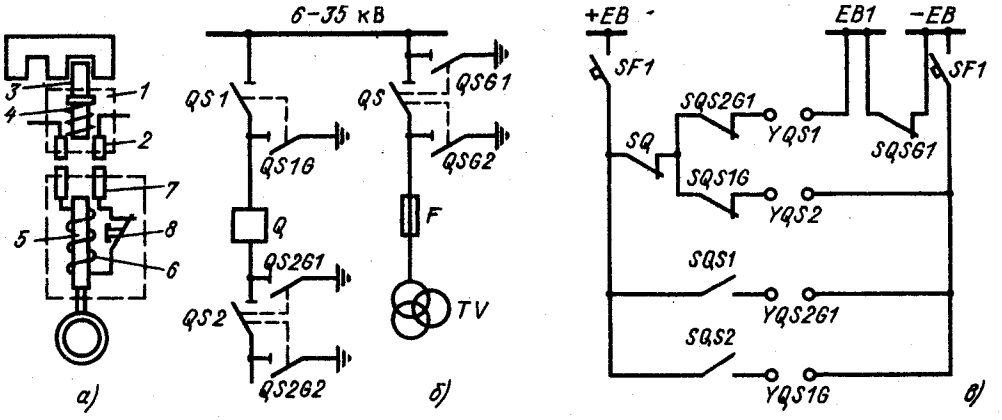


Рис. 32.21. Схема электромагнитной блокировки разъединителей в РУ с одной системой сборных шин:
а – электромагнитный ключ и замок; *б* – схема первичных цепей; *в* – схема блокировки

операция с разъединителем допустима, то на контактах гнезда замка имеется напряжение, через обмотку электромагнита будет проходить ток и сердечник намагнитится. Нажатием на выступающую головку сердечника добиваются сближения последнего со стержнем замка, который притягивается и освобождает рукоятку привода разъединителя, разрешая операцию. После завершения операции кнопкой *8* размыкают цепь электромагнита замка. Пружина возвращает стержень в исходное положение, запирая привод разъединителя в новом положении. После этого ключ вынимают из замка.

Схему блокировки выполняют в соответствии с особенностями электрической схемы первичных цепей. На рис. 32.21, *в* представлена схема блокировки разъединителей в РУ с одной системой сборных шин (схему первичных цепей см. на рис. 32.21, *б*). Для осуществления электромагнитной блокировки в цепь контактного гнезда замка включают размыкающие вспомогательные контакты тех коммутационных аппаратов, которые при операции с данным разъединителем должны быть отключены. Так, например, к контактным гнездам замка шинного разъединителя *YQS1* напряжение будет подведено только в том случае, если отключены выключатель *Q*, заземляющие ножи *QSG1* разъединителя трансформатора напряжения сборных шин *TV* (заземляют сборные шины) и заземляющие ножи *QS2G1* линейного разъединителя *QS2*. Заземляющие ножи *QS2G2* разъединителя *QS2* участвуют лишь в механической блокировке с линейным разъединителем *QS2*, поэтому его вспомогательные контакты в схеме не задействованы.

Из рассмотренной схемы следует, что электромагнитная блокировка не допускает операции с разъединителями под нагрузкой, подачу напряжения на заземленный участок цепи или на заземленные сборные шины, включение заземляющих ножей на участок цепи, находящийся под напряжением. Достоинство электромагнитной блокировки заключается в ее универсальности. Она может быть применена при любой первичной схеме.

32.5. Измерения

Группа измерений производит сбор, обработку информации о рабочих параметрах основного и вспомогательного оборудования и представляет ее в форме, удобной как для непосредственного восприятия оператором, так и для выдачи ее в автоматизированную систему управления. Простейшая структурная схема измерения – схема прямого преобразования – включает в себя первичный измерительный преобразователь или датчик, линию связи и вторичный измерительный прибор или отсчетное устройство. В случае необходимости между первичным преобразователем и вторичным измерительным прибором включают усилитель.

Все параметры основного и вспомогательного оборудования, определяющие режим управляемой электроустановки, подлежат измерению. Особенно большой объем измерений необходим на АЭС и ТЭС. Контроль технологического процесса ТЭС требует теплотехнических, механических и электрических измерений, а на АЭС еще и дозиметрических. В состав теплотехнических измерений входят измерения технологических параметров рабочего тела (воды, пара, пароводяной среды, топлива и др.): давления, температуры, расхода и т. д. Механические измерения – это измерения перемещений, частоты вращения, вибрации, шумов и т. д. Наконец, электрические измерения – это измерения токов, напряжений, частоты, активной и реактивной мощности, энергии. Специфичными для ГЭС являются измерения уровней воды в верхнем и нижнем бьефах, напора, стока воды.

В настоящее время в связи с внедрением АСУ требования к группе измерений ужесточаются и расширяются. Необходимо повысить точность, быстродействие, чувствительность измерительных приборов и осуществить полную автоматизацию всего процесса измерений, включая получение результатов из-

мерений в виде кодов, удобных для ввода в ЭВМ автоматизированной системы управления.

Для контроля за режимом работы электростанций и подстанций используют следующие приборы:

для визуального наблюдения – стрелочные и цифровые приборы;

для суммирования показаний во времени – интегрирующие приборы, т. е. счетчики;

для непрерывной графической или цифровой записи параметров в нормальном режиме – регистрирующие самопишущие приборы;

для графической записи параметров в аварийных условиях – быстродействующие самопишущие приборы, светолучевые осциллографы, магнитографы.

Перечисленные измерительные приборы устанавливают на постах управления – ГЩУ, БЩУ, ЦЩУ и т. д.

Цифровые измерительные приборы получили наибольшее распространение при внедрении АСУ ТП (рис. 32.22). Измеряемая непрерывная величина x (ток, напряжение и др.) автоматически преобразуется (кодируется) в дискретную форму N, а результат измерения представляется в цифровой форме N_x.

Достоинства цифровых приборов, ставящие их в ряд наиболее совершенных электроизмерительных устройств, заключаются в быстродействии (до десятка миллионов измерений в секунду), высокой точности (при условии линейности преобразователей), удобстве эксплуатации (отпадает необходимость утомительного отсчета показаний по шкале) и, наконец, в наличии кодового выхода, который можно использовать для связи с ЭВМ и для регистрации с помощью цифропечатающих устройств. Однако по сравнению с аналоговыми приборами цифровые приборы значительно сложнее и дороже.

Автоматизация процесса измерения включает в себя получение, преобразование, хранение и представление в удобной форме измерительной информации. В настоящее время – на стадии внедрения АСУ ТП – применяют четыре формы контроля за параметрами управляемого объекта: индивидуальный, множественный, централизованный машинный и децентрализованный машинный.

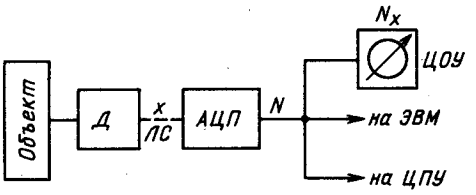


Рис. 32.22. Структурная схема цифрового измерительного прибора:
Д – датчик; *ЛС* – линия связи; *АЦП* – аналого-цифровой преобразователь; *ЦОУ* – цифровое отсчетное устройство; *ЦПУ* – цифровое печатающее устройство

Для особо важных параметров предусматривают индивидуальные показывающие приборы (рис. 32.23, *а*), по которым оператор может вести непрерывный контроль. Здесь достигается максимальная надежность измерения, поскольку измерительная цепочка включает минимальное число элементов: датчик *Д*, линию связи *ЛС*, вторичный измерительный прибор *ВИП* – показывающий или самопишущий.

При множественном контроле однородных параметров (рис. 32.23, *б*) используют один общий измерительный прибор. Для передачи измерений применяют, в частности, телеизмерительную систему ближнего действия. Измеряемая величина, например мощность, преобразуется датчиком в постоянный ток и поступает во вторичный измерительный прибор, шкала которого градуируется соответственно с измеряемой величиной. С помощью переключателя *П* вторичный прибор подключают к одному из нескольких датчиков. Эта система проста и позволяет уменьшать количество измерительных приборов на щите управления, сечение и количество жил контрольного кабеля, нагрузку измерительных трансформаторов, а также вводить информацию в ЭВМ.

Автоматизация процесса измерения достигается при машинной форме контроля (рис. 32.23, *в*). Вся первичная измерительная информация от датчиков поступает к групповым коммутаторам *К*, которые производят последователь-

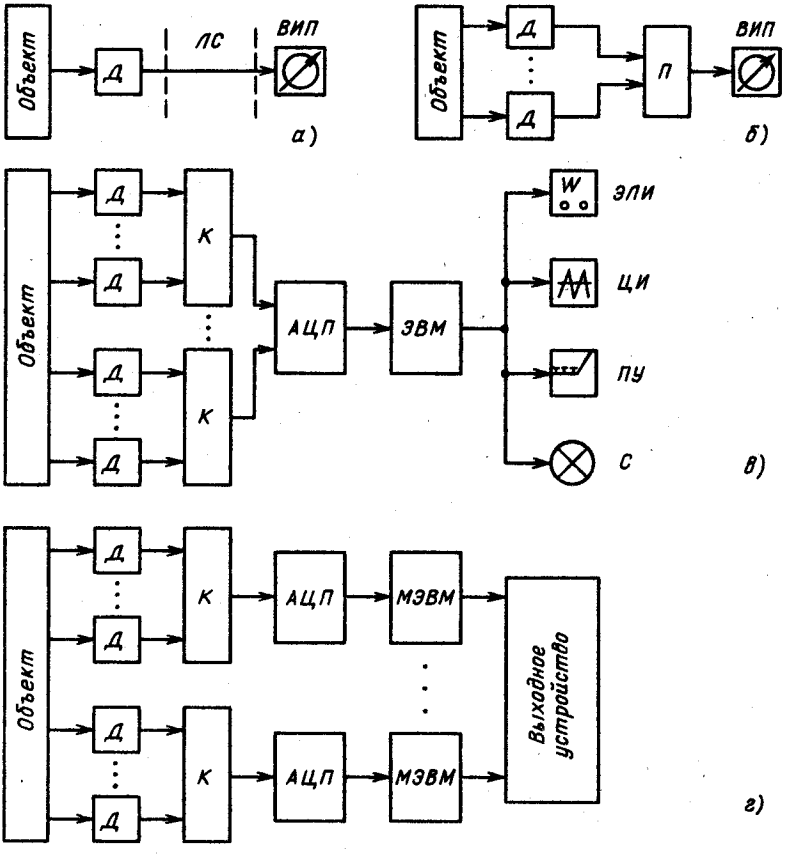


Рис. 32.23. Формы контроля за параметрами объекта:
а – индивидуальный; *б* – множественный; *в* – централизованный машинный; *г* – децентрализованный машинный

ное подключение выходных цепей датчиков к аналого-цифровому преобразователю *АЦП* по принципу обегающего контроля. В результате аналоговые сигналы преобразуются в дискретную цифровую форму, после чего они поступают в ЭВМ, где и происходит централизованная обработка всей измерительной информации с выводом результатов на дисплеи, цифровые индикаторы *ЦИ*, электрифицированные печатающие устройства *ПУ*. Отклонения параметров от нормированных значений сигнализируются индивидуальными сигнальными приборами *С*.

Электронно-лучевые индикаторы (дисплеи) представляют информацию о режиме объекта в наиболее концентрированной и наглядной форме. На экране дисплея на изображение фрагментов оперативной мнемосхемы можно наложить информацию о значениях параметров оборудования и цепей.

Централизованный машинный контроль параметров громоздок и дорог. Появление микропроцессорной техники открыло возможность перехода к децентрализованному машинному контролю (рис. 32.23, *г*) с использованием в каждой части АСУ своей МЭВМ.

Объем измерений параметров основного электрооборудования станций и подстанций. Измерительные приборы. Для контроля за параметрами основного электрооборудования следует согласно ПУЭ вести следующие измерения.

Измерения тока необходимы во всех присоединениях. При переменном токе, как правило, измеряют ток в одной фазе. В трех фазах измеряют ток в турбогенераторах мощностью 12 МВт и выше, в линиях напряжением 330 кВ и выше, в линиях с пофазным управлением, в линиях с продольной компенсацией. В трехобмоточных трансформаторах измеряют ток на всех напряжениях. В автотрансформаторах при наличии нагрузки на стороне НН дополнительно измеряют ток в общей обмотке.

Измерение постоянного тока необходимо в цепях возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов.

Измерение напряжения необходимо:

а) на секциях сборных шин. При этом ограничиваются одним прибором, который в эффективно-заземленных сетях измеряет три линейных напряжения, а в сетях незаземленных и компенсированных – три фазных и одно линейное напряжение. На секциях сборных шин 110 кВ и выше регистрируется одно линейное напряжение;

б) у генераторов и синхронных компенсаторов на стороне переменного тока;

в) у генераторов мощностью более 1 МВт в цепях возбуждения.

Измерение мощности. У синхронных генераторов измеряют активную и реактивную мощности; у генераторов мощностью 60 МВт и выше предусматривают также регистрацию активной мощности. На станциях мощностью 200 МВт и выше измеряют суммарную мощность; предусматривают также регистрацию этой мощности. У синхронных компен-

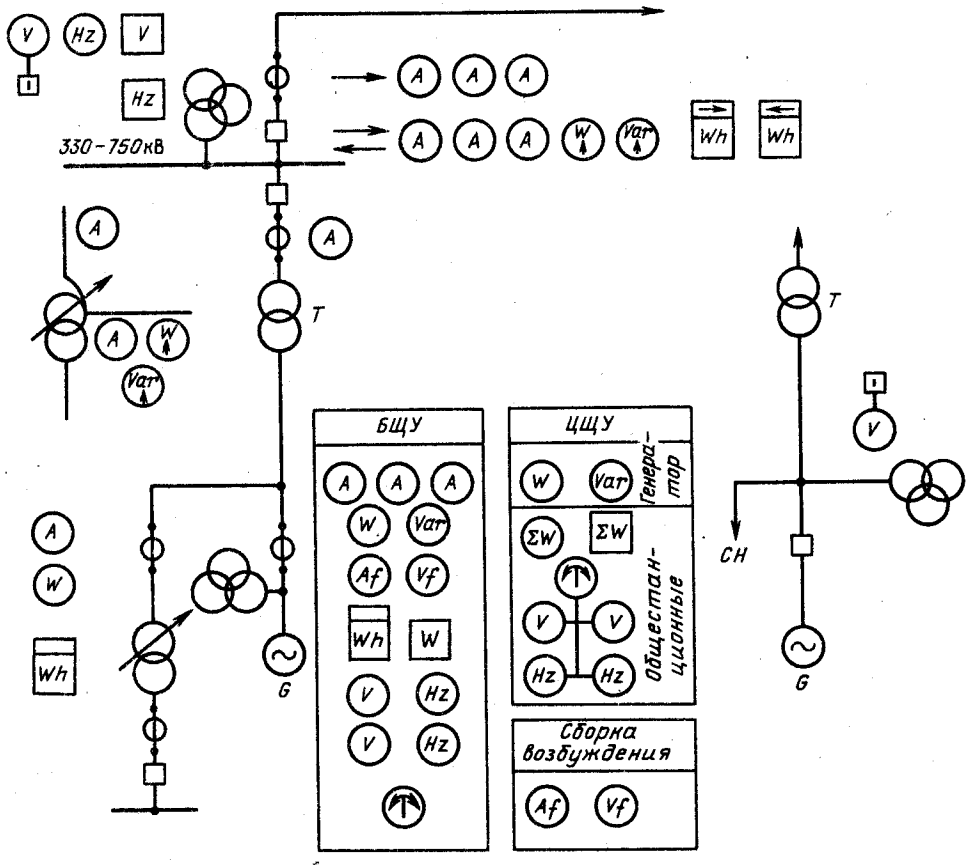


Рис. 32.24. Измерительные приборы блочной электростанции

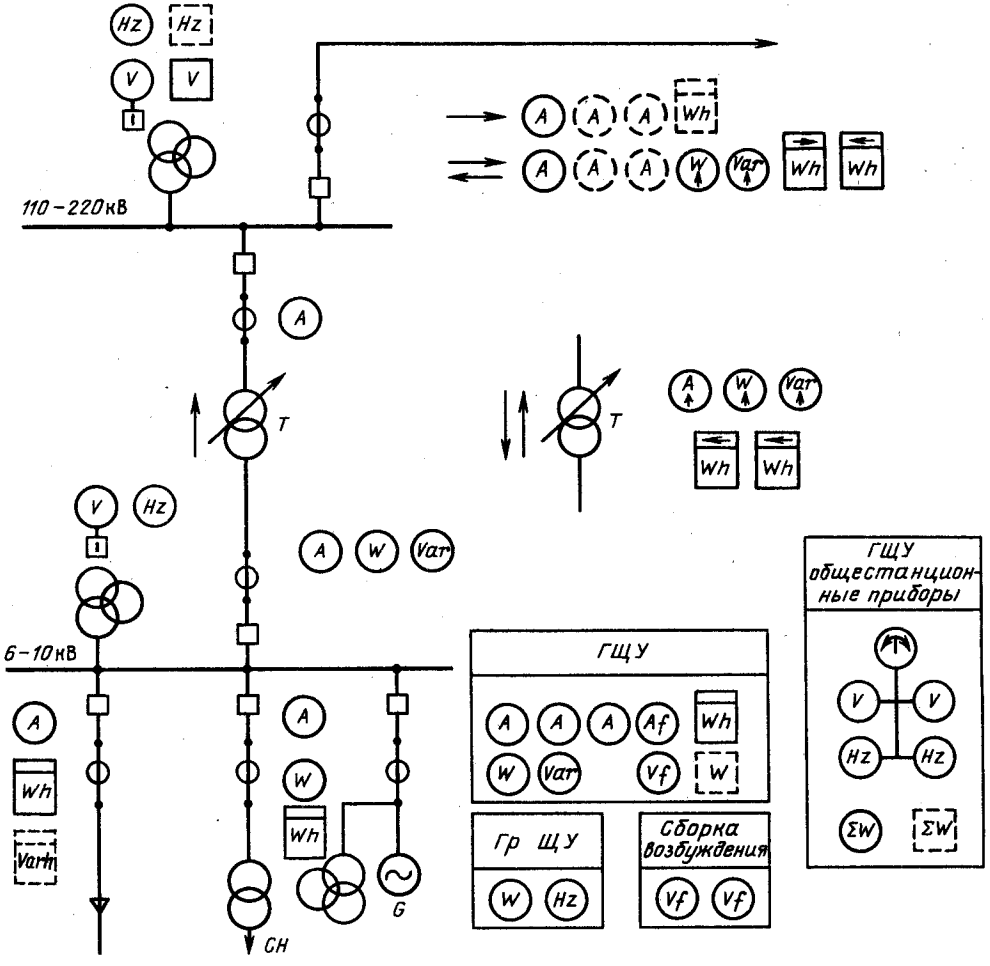


Рис. 32.25. Измерительные приборы электростанции с РУ генераторного напряжения

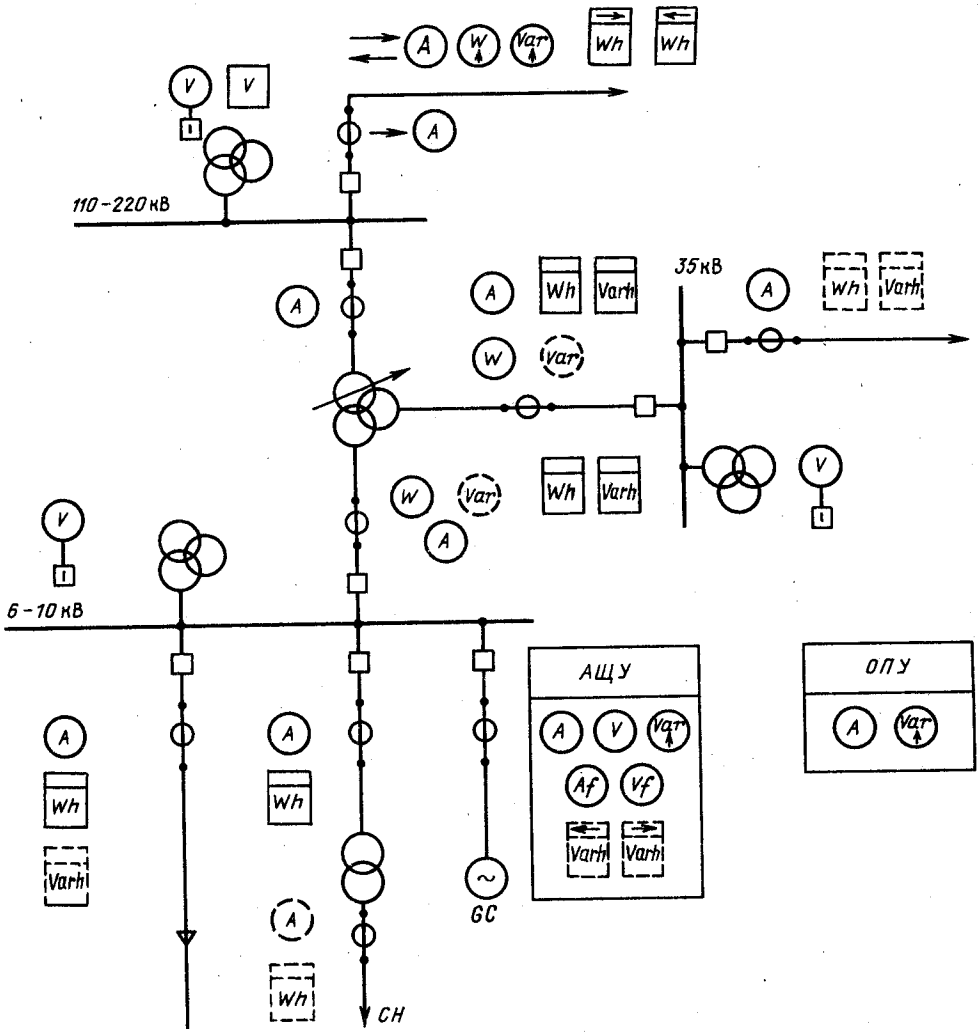


Рис. 32.26. Измерительные приборы трансформаторной подстанции

саторов измеряют реактивную мощность. У повышающих двухобмоточных трансформаторов измеряют активную и реактивную мощности на стороне НН, а у трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов – также на стороне СН. У понижающих трансформаторов с высшим напряжением 220 кВ и выше измеряют активную и реактивную мощности, а при напряжении 110–150 кВ – только активную мощность. У двухобмоточных трансформаторов мощность измеряют на стороне НН, а у трехобтомочных трансформаторов – на сторонах НН и СН.

На линиях напряжением 110 кВ и выше при двухсторонней передаче мощности измеряют как активную, так и реактивную мощность. На трансформаторах и линиях СН 6 кВ и выше измеряют активную мощность.

Измерение частоты необходимо на

каждой секции сборных шин генераторного напряжения, на каждом генераторе блочной ТЭС или АЭС, на каждой системе или секции сборных шин высшего напряжения, в узлах возможного деления системы на несинхронно работающие части. На станциях мощностью 200 МВт и выше предусматривают регистрацию частоты.

Измерительные приборы для синхронизации. Измерения при точной или полуавтоматической синхронизации производят с помощью двух вольтметров (или двойного вольтметра), двух частотометров (или двойного частотометра), синхроноскопа.

Осциллографы. Для автоматической регистрации аварийных процессов в электрической части энергосистемы предусматривают автоматические осциллографы. В ПУЭ (табл. 1.6.2 и 1.6.3) даны рекомендации по расстановке автоматических осциллографов на объектах, а также выбору регистрируемых параметров.

Измерение энергии производят с помощью расчетных счетчиков и счетчиков технического учета.

Расчетные счетчики активной энергии предусматривают: у генераторов; на присоединениях к сборным шинам генераторного напряжения, по которым возможна реверсивная работа (два счетчика со стопорами); на межсистемных линиях электропередачи (два счетчика со стопорами); на линиях всех классов напряжения, принадлежащих потребителям; на трансформаторах и линиях СН с напряжением выше 1 кВ.

У трансформаторов СН допускается установка счетчиков на стороне НН при питании от сборных шин 35 кВ и выше или от блоков при напряжении выше 10 кВ.

На подстанциях расчетные счетчики активной энергии предусматривают: на каждой линии, принадлежащей потребителю; на межсистемных линиях электропередачи (два счетчика со стопорами); на трансформаторах СН.

На подстанциях, принадлежащих потребителям, расчетные счетчики активной энергии устанавливают на вводах или на стороне ВН трансформаторов. Допускается установка счетчиков на стороне НН трансформаторов, если измерительные трансформаторы тока ВН не отвечают классу точности 0,5.

Счетчики реактивной энергии устанавливают: у источников реактивной мощности потребителей, если по ним производится расчет за электроэнергию; на элементах электрических станций и подстанций, где установлены счетчики активной энергии для потребителей и где расчет за электроэнергию производится с учетом разрешенной к использованию реактивной мощности.

Счетчики технического учета активной энергии предусматривают у электродвигателей с напряжением свыше 1 кВ и у трансформаторов СН станций, агрегаты которых не оборудованы информационными или управляющими вычислительными машинами.

Счетчики технического учета активной и реактивной энергии предусматривают на трансформаторных подстанциях энергосистем со стороны обмоток СН и НН.

В соответствии с изложенным на рис. 32.24—32.26 показаны измерительные приборы применительно к блочной электростанции, электростанции с РУ генераторного напряжения и подстанции. Пунктиром показаны приборы, устанавливаемые при определенных условиях.

32.6. Сигнализация

Назначение и виды сигнализации. При ручной системе управления информация от датчиков поступает непосредственно к сигнальным устройствам ЩУ, где находится дежурный персонал, и позволяет последнему легко ориентироваться в изменениях режима работы обслуживаемых объектов, быстро принимать соответствующие меры. При автоматизированной системе управления сигнализация также необходима. При отклонении режима работы оборудования от нормального датчики посылают сигналы в информационную часть АСУ, в результате чего приходит в действие сигна-

лизация ЩУ, а в управляющей части АСУ формируются соответствующие команды управления.

На центральных постах управления (ГЩУ, БЩУ, ЦЩУ, ОПУ) имеются следующие виды сигнализации: положения; предупреждающая; аварийная; напоминающая и вызова. Сигнализация положения указывает персоналу на состояние исполнительных органов – коммутационных аппаратов и др. Сигнализации предупреждающая и аварийная извещают персонал о возникновении соответственно анормального или аварийного режима работы объекта или целого участка обслуживаемой установки. Напоминающая сигнализация указывает персоналу на необходимость ознакомиться с тем, какие виды защиты и автоматики сработали, а сигнализация вызова требует прихода персонала в помещения, где установлено оборудование, работающее без постоянного дежурного персонала, когда произошло нарушение нормального состояния этого оборудования. По способу действия различают сигнализацию световую и звуковую.

Сигнализация положения выключателей изложена выше при рассмотрении схем дистанционного управления ими. Сигнализацию положения разъединителей предусматривают только в РУ с двумя системами сборных шин и с одним выключателем на присоединение. Для этого используют специальные индикаторы, врезанные в мнемоническую схему.

При нарушении нормального режима станции приходит в действие центральная звуковая сигнализация, привлекающая внимание оперативного персонала. Звуковой сигнал выполняют, как правило, двухтональным. С этой целью устанавливают звонок или зуммер для подачи предупреждающего сигнала и сирену для оповещения об аварии. Предусматривают также световые индикаторы (сигнальные лампы, световые табло), которые указывают персоналу, на каком объекте возникло отклонение от нормального режима.

Центральная звуковая сигнализация должна обеспечивать: а) центральный съем сигнала – с помощью кнопки на пульте оператора и автоматический (через 5 – 10 с) посредством реле времени; б) повторность действия: после снятия сигнала сигнализация должна быть готовой к действию; в) возможность периодической проверки сигнализации (опробование).

На рис. 32.27 показана широко применяемая схема центральной звуковой сигнализации, использующая реле импульсной сигнализации типа РИС-Э2М. Это реле *KLH* состоит из трансформатора напряжения *TV*, усилителей (триоды *VT1* и *VT2*) и поляризованного сигнального реле *K* (оно показано отдельно). Последнее имеет электромагнит с двумя обмотками *1* и *2* и общим сердечником *3*, а также постоянный магнит *4* с якорем *5*, к которому прикреплен контактный мостик *6*.

Предупреждающая сигнализация приводится в действие от индивидуаль-

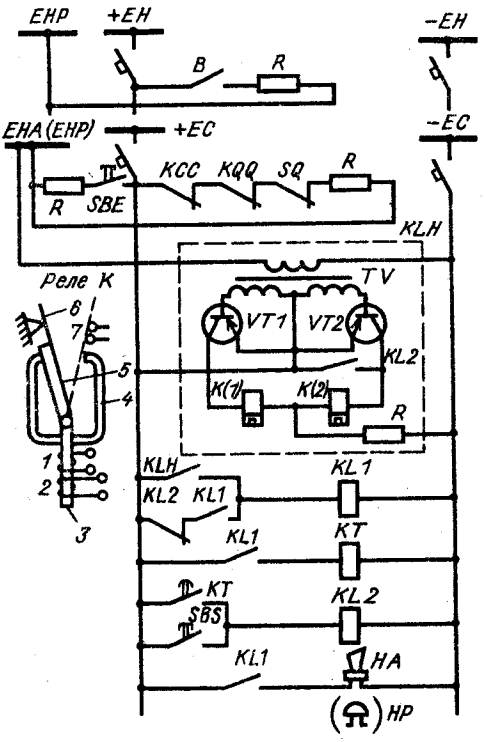


Рис. 32.27. Схема центральной звуковой аварийной (предупреждающей) сигнализации

ных датчиков контроля состояния объекта – контактных термометров, манометров и др. По цепочке $B-R$ подается «плюс» на шинку *EHP*.

Аварийная звуковая сигнализация запускается при автоматическом отключении выключателей от релейной защиты или их самопроизвольном отключении. По цепочке $KCC-KQQ-SQ-R$, фиксирующей несоответствие последней команды с положением ключа управления действительному состоянию выключателя, подается «плюс» на шинку *EHA*.

При появлении напряжения на *EHA*(*EHP*) к первичной обмотке трансформатора *TV* подводится напряжение постоянного тока, а в его вторичной обмотке и обмотке реле *K*(*1*) возникает кратковременный ток переходного процесса. Якорь *5* намагничивается, получая полярность в соответствии с исходным положением реле, противоположную правому полюсу постоянного магнита. Притягиваясь к этому полюсу, якорь поворачивается, и контактный мостик *6* замыкает неподвижные контакты *7* (в схеме контакты *KLH*). В результате срабатывает промежуточное реле *KL1* и запускает электрическую сирену *HA* (звонок *HP*), блокируя себя через другие контакты.

При размыкании первичной обмотки *TV* меняется направление вторичной ЭДС и появляется ток в обмотке реле *K*(*2*). Якорь реле возвращается в исходное положение. Это свойство реле используют для тех предупреждающих сигналов, действие которых может оказаться случайным и кратковременным (кратковременное понижение напряжения). Указанные сигналы объединяют в отдельную группу, у которой центральный звуковой сигнал приходит в действие с выдержкой времени, в течение которой первопричина успевает исчезнуть.

Съем звукового сигнала происходит также подачей напряжения на обмотку реле *K*(*2*) при замыкании контактов реле *KL2* и осуществляется либо вручную кнопкой *SBS*, либо автоматически через определенное время, обусловленное реле времени *KT*, которое запускается контактами реле *KL1*. При замыкании контактов *SBS* или *KT* срабатывает реле *KL2*. Опробование звукового сигнала осуществляется кнопкой *SBE*.

Повторность действия достигается включением в индивидуальные цепочки запуска сигнализации (цепь первичной обмотки *TV*) резисторов с сопротивлением *R*. Если вслед за первым выключателем (первым датчиком сигнала) отключается второй выключатель (срабатывает другой датчик), то замыкается вторая параллельная цепочка, имеющая резистор *R*, что вызывает новый переходный процесс, сопровождающийся появлением тока в обмотке *K*(*1*). Аварийная сирена (звонок) срабатывает повторно. Реле принимает до 30 сигналов.

В настоящее время реле типа РИС-Э2М заменено реле типа РТД11, использующим тот же принцип срабатывания в переходном процессе и принимающим до 30 сигналов. Реле РТД11 имеет более сложную схему и отличается высокой коммутационной способностью, малым потреблением энергии и меньшими габаритами. Такие реле нашли применение на АЭС и КЭС.

Для аварийной и предупреждающей световой сигнализации используют «устройство мигающего света». На рис. 32.28 показаны две схемы такого устройства: релейная, применявшаяся длительное время, и бесконтактная, получившая применение относительно недавно.

Релейная схема использует два реле, получившие название «пульс-пары». В последних схемах используют кодовые реле с замедленным действием на срабатывание и на возврат. Релейная схема работает следующим образом. При подключении к шинке (+)*EP* одной из ламп приходит в действие реле *KL1* (его обмотка включается последовательно с сигнальной лампой), свечение лампы практически отсутствует. От контактов *KL1* срабатывает реле *KL2* и шунтирует обмотку *KL1*. При этом лампы загораются ярким светом. Реле *KL1* отпадает и размыкает цепь *KL2*. После этого его обмотка опять включается последовательно с лампой; последняя гаснет и цикл повторяется. Конденса-

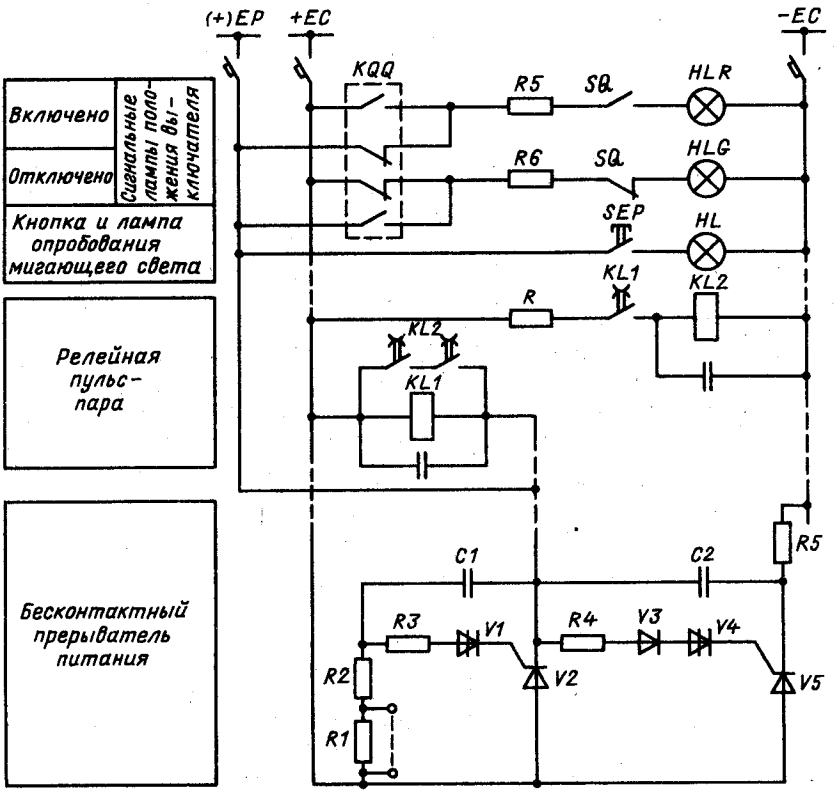


Рис. 32.28. Схема устройства мигающего света

торы дополнительно замедляют реле и облегчают работу контактов.

Вторая схема использует устройство – прерыватель питания бесконтактный типа ППБ2. При замыкании цепи сигнальной лампы происходит заряд конденсатора *C1*, включенного последовательно с лампой и резисторами *R1* и *R2*; лампа не горит. Когда напряжение конденсатора *C1* достигнет напряжения отпирания динистора *V1*, последний открывается, подавая сигнал на тиристор *V2*. Этот тиристор открывается и лампа оказывается под полным напряжением. Начинает заряжаться конденсатор *C2* через резистор *R5*. Когда напряжение на конденсаторе достигнет напряжения отпирания динистора *V4*, последний открывается и открывает тиристор *V5*. В это время конденсатор *C2* подключается к тиристору *V2*, смещая его в обратном направлении. Тиристор *V2* запирается и снимает напряжение с лампы. Снова начинается заряд конденсатора *C1* и цикл повторяется. Шунтированием резистора *R1* можно регулировать частоту прерывателя. Опробование устройства мигающего света осуществляется кнопкой *SEP* и лампой *HL*.

Аварийная сигнализация на ЦЩУ, ГЩУ запускается при автоматическом отключении выключателя от релейной защиты. При этом звучит сирена, зажигается табло, указывающее, на каком участке произошло отключение, и начинает мигать индивидуальная лампа отключившегося выключателя. Звуковой сигнал достаточно запускать лишь при аварийном отключении выключателя, так как автоматическому включению, автоматическому повторному включению или автоматическому вводу резерва всегда предшествует какое-либо автома-

тическое отключение, сопровождающееся звуковым сигналом.

При большом числе объектов, управляемых с ЦЩУ, ГЩУ, и соответственно большом числе сигнальных приборов предусматривают участковую сигнализацию, облегчающую работу персонала и упрощающую схему. Связь между индивидуальными сигналами участка и центральной сигнализацией осуществляется через промежуточное реле, действие которого фиксирует участковое сигнальное табло. Таким образом, аварийное отключение выключателя фиксируется: центральным звуковым сигналом, участковым сигнальным табло и мигающей зеленой лампой. Прекращение звукового сигнала осуществляется центральной кнопкой съема звука. Прекращение мигания зеленой лампы и погасание участкового табло осуществляется кнопкой съема мигания, находящейся на одной панели с ключом управления отключившегося выключателя. Кнопка съема мигания воздействует на реле фиксации команды, которое, переключая свои контакты, переключает лампу на постоянный «плюс» и размыкает цепь звукового сигнала аварийного отключения выключателя.

Предупреждающая сигнализация на ЦЩУ извещает персонал о перегрузках генераторов, трансформаторов, работе газовой защиты, замыкании на землю в незаземленных и резонансно-заземленных сетях, ненормальном состоянии вторичных цепей (нарушении изоляции или целостности цепей, исчезновении напряжения) и др.

При действии какого-нибудь датчика, контролирующего параметры режима, приходит в действие звуковой сигнал и одновременно загорается табло с расшифровывающей надписью. Поскольку на ЦЩУ количество предупреждающих сигналов велико, все однотипные датчики в пределах одной панели действуют на общее (групповое) табло, например «снизилось давление воздуха». Одновременно на панели загорается табло, принадлежащее присоединению, на выключателе которого снизилось давление воздуха.

Технологическая сигнализация на БЩУ. Схема предупреждающей сигнализации на БЩУ о возникновении анормального режима в технологической части блока весьма разветвлена. Для повышения надежности ее разбивают на участки. На рис. 32.29 показана схема сигнализации одного участка.

Поскольку возможны как одновременное, так и последовательное поступление большого числа сигналов, индивидуальное табло *HLA* подействовавшей сигнализации загорается мигающим светом. При замыкании контактов любого датчика сигнала участка, например *B1*, срабатывает реле *KL1*, которое подключает лампы *HL1* и *HL2* к шинке мигающего света $(+)EP$; индивидуальное табло *HLA1* горит прерывистым светом, указывая на неисправный объект. По цепочке $B1-KL2-R3$ запускается участковое реле импульсной сигнализации *KLH* и появляется звуковой сигнал, который снимается вручную или автоматически (в схеме не показано). После того как появившийся и выделенный миганием сигнал обнаружен, оператор нажимает кнопку съема мигания *SBP*, замыкая цепь обмотки реле *KL2*. Последнее самоблокируется по цепи $+EH-B1-$ замыкающий контакт *KL2*; одновременно своими размыкающими контактами реле разрывает цепь первичной обмотки трансформатора *TV* и отключает реле *KL1*. Лампы *HL1* и *HL2* переключаются с шинки $(+)EP$ на шинку $+EH$; табло обнаруженного сигнала переводится на ровное свечение. С помощью расшифровывающей сигнализации оператор определяет вид нарушения режима объекта. Табло гаснет, когда устраняется первопричина нарушения нормального режима и контакты датчика *B1* размыкаются. Появление нового сигнала сопровождается звуковым сигналом и миганием нового табло.

На блочных щитах управления предусматривают еще аварийную технологическую сигнализацию, извещающую дежурный персонал о срабатывании технологических защит энергоблока, а также об аварийных отклонениях некоторых технологических параметров. Она

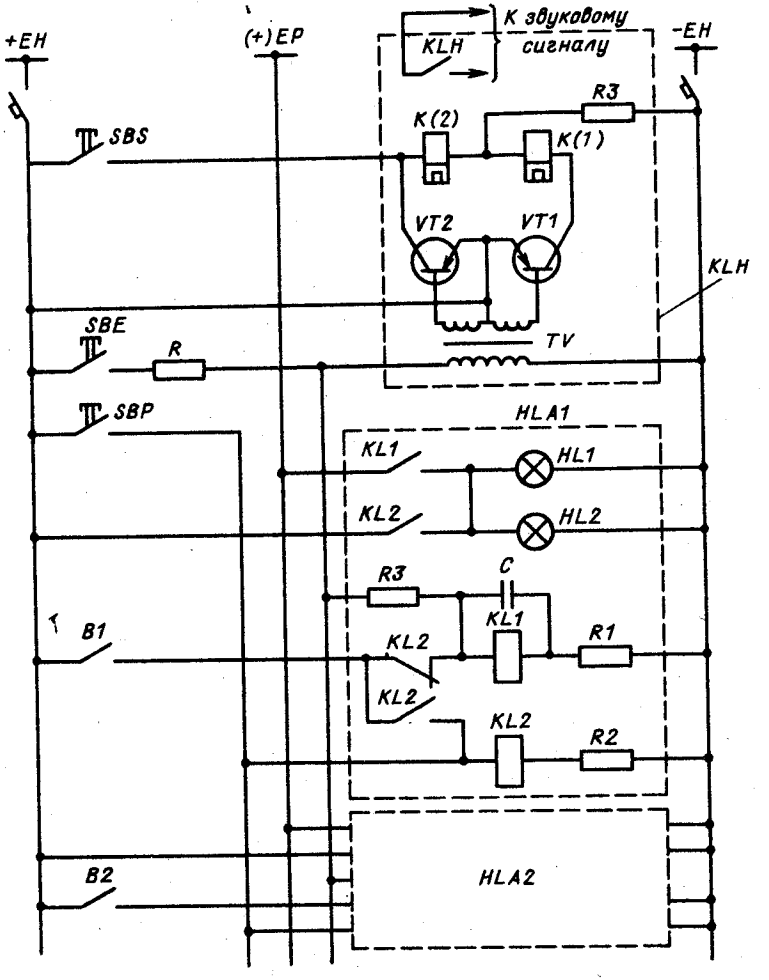


Рис. 32.29. Схема предупреждающей технологической сигнализации участка БЩУ

выполняется так же, как и технологическая предупреждающая сигнализация, и отличается лишь тембром звукового сигнала.

При автоматизированной системе управления всякое нарушение нормального режима сопровождается звуковым сигналом на посту управления и появлением на экране дисплея обобщенного сообщения о месте и характере события. Эта информация может быть далее подробно расшифрована по запросу оператора. При этом осуществляется автоматическая регистрация основных данных о происшедшем событии: времени события, изменении в оперативной схеме, действия релейной защиты и автоматики, действия оператора и пр. Таким образом, дежурный персонал освобождается от необходимости ведения оперативного журнала.

На мощных КЭС и АЭС, как указано выше (§ 32.3), вместо релейных схем применяют логические элементы (УКТС); на них выполняют и сигнализацию станции.

32.7. Щиты управления. Средства отображения информации

При любом уровне автоматизации управления технологическим процессом

электростанции за человеком-оператором остается или ведущая, или контролирующая роль. При нормальном функционировании АСУ ТП соблюдается режим диалога человек – машина, а в случае каких-либо неполадок в устройствах АСУ оператор принимает управление на себя. Таким образом, оператор должен располагать необходимой информацией об управляемом объекте, а также соответствующими органами дистанционного управления. С этой целью сооружают посты (щиты) управления, где размещаются все технические средства отображения информации и органы управления. Здесь же находится оперативный персонал.

Основным конструктивным элементом щита управления является панель. Обычно панели классифицируют по назначению и по форме исполнения. По назначению различают панели управления, релейной защиты и автоматики, сигнализации, регистрирующих приборов, а по форме исполнения – панели вертикальные плоские, пульты и шкафы управления (последние предназначены для установки в цехах). Плоские вертикальные панели рассчитаны на двухстороннее обслуживание. На фасаде панели располагают: мнемоническую схему с ключами управления и указателями положения коммутационных аппаратов, измерительные приборы, сигнальные табло. На задней стороне панели размещают сборки зажимов, сборные шинки, контрольные кабели.

Пульт – это наклонная односкатная панель, на которой монтируют аппараты управления основных электрических цепей – генераторов, главных трансформаторов, междушинных связей, т. е. цепей, где часто приходится проводить операции управления и регулирования. Измерительные приборы этих цепей размещают обычно на вертикальных панелях, расположенных на некотором расстоянии против соответствующих пультов.

На БЩУ ТЭС и АЭС используют оба типа панелей – плоские вертикальные и пульты. На пульты выносят аппаратуру управления, номеронабиратели избирательной системы, клавиатуру для общения с ЭВМ, индивидуальные ключи и блоки управления, приборы связи. Дисплеи обычно располагают перед оператором. На вертикальных панелях располагают мнемоническую схему, сигнальные табло, измерительные приборы, некоторые ключи управления, приборы сигнализации, регистрирующие приборы и др.

На ЦЩУ, ЦПУ ГЭС используют в основном вертикальные панели. На стол дежурного выносят некоторые ключи, приборы и аппараты связи.

Панели изготовляют на заводах и поставляют на объект полностью смонтированными. На месте проклалывают сигнально-оперативные шинки и подключают кабели к сборкам зажимов.

Главные, центральные и блочные щиты управления устанавливают в особых помещениях, которые должны удовлетворять требованиям удобного размещения и обслуживания. Блочные щиты управления, которые содержат аппараты управления и контроля не только электрического, но и технологического оборудования, размещают обычно в главном корпусе станции. Для обеспечения нормальных условий работы дежурного персонала на БЩУ предусматривают установки кондиционирования воздуха.

По мере увеличения мощности энергоблоков и постепенного внедрения автоматизированных систем управления видоизменяются средства отображения информации и соответственно оборудование и компоновка ЩУ. Для электростанций с энергоблоками мощностью 100 – 200 МВт и ручной системой управления обычно используются индивидуальные измерительные приборы, световые табло и командоаппараты (*КА*) (рис. 32.30, *а*), т. е. осуществляются индивидуальные связи между оператором (*ОП*) и объектами управления (*ОУ*). Щит управления получается громоздким. На мощных электростанциях с энергоблоками мощностью 300 МВт и более применяют групповые связи между оператором и объектами управления (рис. 32.30, *б*): измерения по вызову с помощью группового измерительного

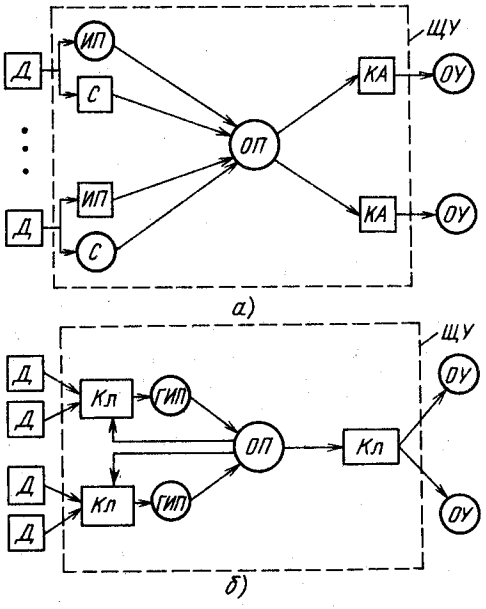


Рис. 32.30. Структурная схема управления и отображения информации электростанции: *а* – с блоками 100–200 МВт; *б* – с блоками 300 МВт

прибора (*ГИП*) и клавиатуры (*Кл*), избирательное управление с использованием клавиатуры или дисковых номеронабирателей. Для особо ответственных объектов сохраняются индивидуальные приборы и ключи управления.

Для мощных электростанций с энергоблоками 1000–1200 МВт типична автоматизированная система управления. При использовании АСУ ТП в нормальном режиме большая часть информации используется для непосредственного воздействия на объект через устройства автоматического управления. Оператору необходима лишь ограниченная информация о состоянии энергоблока в целом. В аварийных условиях у оператора возникает потребность в дополнительной информации по отказавшему оборудованию или узлу АСУ. Таким образом возникает необходимость в отборе отображаемой информации и управлении ею.

Для отображения информации используют как традиционные средства (мнемосхему, табло сигнализации, индивидуальные приборы), так и новые – дисплеи или электронно-лучевые индикаторы (ЭЛИ). Для представления расшифровывающей информации наиболее удобны дисплеи, для наблюдения за важными параметрами – цифровые приборы с адресным принципом вызова. На современных мощных электростанциях внедряют цветные ЭЛИ, позволяющие представлять как алфавитно-цифровую, так и графическую многоцветную информацию.

Дисплеи монтируют на БЩУ перед рабочим местом оператора-технолога, а на пульте управления располагают клавиатуру, с помощью которой осуществляется управление работой ЭЛИ – вызов информации, ввод директивных команд. Оператор может вызвать отображение нужной ему информации на экран ЭЛИ в любой форме: в виде мнемосхемы, графика, таблицы или словесного текста. Для динамической информации используют многоцветные изображения. Так, например, параметры, не вышедшие за допустимые пределы, изображаются зеленым цветом, а отклонившиеся от этих пределов выделяются красным цветом и миганием.

При выходе технологических параметров за допустимые пределы, аварийном отключении оборудования и других неисправностях соответствующая информация появляется на экране ЭЛИ автоматически. В качестве резервной сигнализации (в ограниченном объеме) используется световое табло.

На рис. 32.31 показан план БЩУ АЭС с блоками 1000 МВт. На щите три рабочих места: оператора реакторного отделения (РО), оператора машинного зала (МЗ) и начальника смены блока (заместителя начальника смены станции). Перед операторами РО и МЗ расположены панели пультов с клавиатурой для взаимодействия с УВС, пульты с ключами и блоками управления; позади пультов расположены цветные дисплеи. Пульты являются основным оперативным контуром. Оперативный контур из плоских вертикальных панелей, выполненный по незамкнутому многоугольнику, имеет вспомогательное

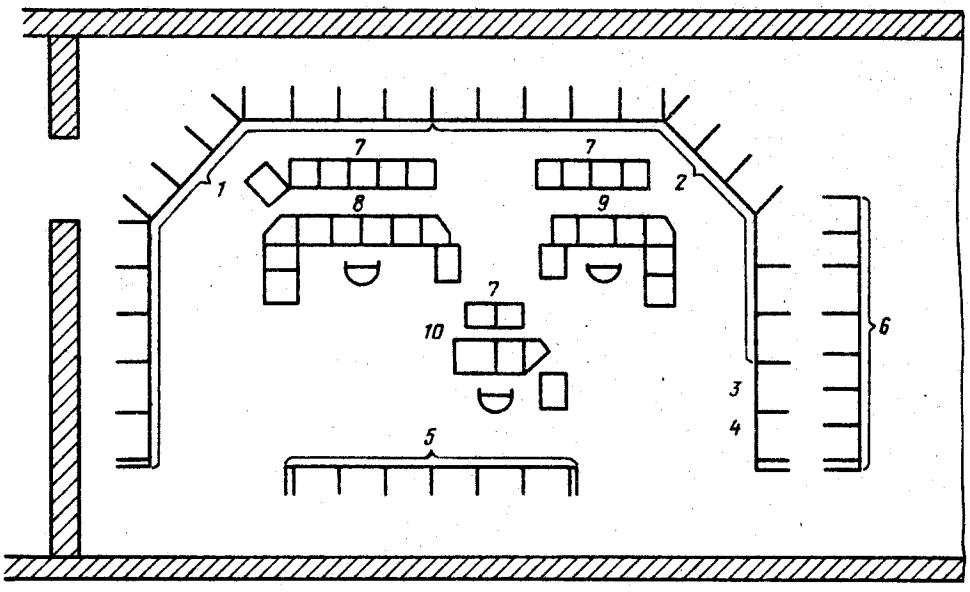


Рис. 32.31. Блочный щит управления АЭС с блоками 1000 МВт:
1 – панели вспомогательного оперативного контура реактора; *2* – то же машзала; *3* – панель генератора; *4* – панели трансформаторов СН; *5* – панели системы обеспечения безопасности; *6* – панели самопишущих приборов, синхронизации, резервные; *7* – цветные дисплеи; *8* – пульт оператора реакторного отделения; *9* – то же оператора машзала; *10* – то же начальника смены блока

назначение. В нем представлена мнемосхема с вмонтированными приборами сигнализации, нормально погашенными, и ключами управления. Левая часть этого контура принадлежит РО, правая – МЗ. Крайние панели в правой части являются панелями генератора и трансформаторов СН. Во втором ряду правой части этого контура расположены также плоские вертикальные панели регистрирующих приборов, приборов синхронизации, резервные. Сзади операторов находятся панели системы обеспечения безопасности.

32.8. Источники энергии для вспомогательных цепей

Для работы систем управления, сигнализации, измерений и защиты необходимы специальные источники энергии, отвечающие требованию высокой надежности. В качестве таких источников могут быть использованы аккумуляторные батареи, имеющиеся на станциях (гл. 27). Они отвечают требованию надежности, поскольку их работа не зависит от режима энергосистемы. Кроме того, они имеют достаточную мощность и стабильное напряжение 220 В. Переменный ток может быть получен с помощью инверторов.

На станциях малой мощности и на подстанциях аккумуляторные батареи, как правило, отсутствуют. В этих условиях необходимую для вспомогательных цепей энергию отбирают от сети энергосистемы через промежуточные устройства, обеспечивающие достаточную надежность. Постоянный ток может быть получен через выпрямители.

Источники энергии постоянного тока. Таким источником энергии является станционная аккумуляторная батарея, присоединенная к сборным шинам параллельно с подзарядным устройством. К сборным шинам присоединяют приемники энергии вспомогательных цепей. Чтобы обеспечить достаточную надежность электроснабжения этих цепей, выделяют сети: 1) мощных электромагнитов включения приводов масляных вы-

ключателей, 2) управления, 3) релейной защиты и автоматики, 4) сигнализации, 5) измерений. Каждая сеть получает энергию по двум линиям, защищенным автоматическими выключателями.

К сборным шинам щита постоянного тока присоединяют устройства контроля за состоянием изоляции сетей. Понижение сопротивления изоляции, вплоть до замыкания на землю, может привести к неприятным последствиям, так как в разветвленной сети всегда могут появиться второе замыкание и соответствующие параллельные цепи через землю. Контакты какого-либо ключа управления или реле могут оказаться шунтированными, что вызовет ложное отключение или включение выключателя. Устройство контроля изоляции позволяет измерять сопротивление изоляции сети и при опасном снижении ее на одном из полюсов (до 15–20 кОм) приводит в действие световую и звуковую предупреждающую сигнализацию.

Устройство контроля изоляции (рис. 32.32) построено по схеме моста. Плечами моста служат два резистора с одинаковым сопротивлением *R1* и *R2* и сопротивления изоляции полюсов сети *R3* и *R4*. К одной диагонали моста приложено напряжение аккумуляторной батареи, а в другую диагональ включены гальванометр *G* и реле *LH*. При равенстве сопротивлений изоляции полюсов напряжение и ток в диагонали равны нулю. Если сопротивление изоляции одного из полюсов понижается, в диагонали появляется ток, направленный в одну или другую сторону, в зависимости от того, на каком полюсе произошло понижение сопротивления изоляции. Подбирая соответствующим образом сопротивления *R1* и *R2* и чувствительность реле, можно обеспечить срабатывание реле при аварийном состоянии изоляции одного из полюсов. По шкале гальванометра, градуированной в омах, определяют сопротивление изоляции поврежденного полюса.

Источники энергии переменного тока. На станциях малой мощности и на подстанциях источником энергии для вспомогательных цепей является сеть

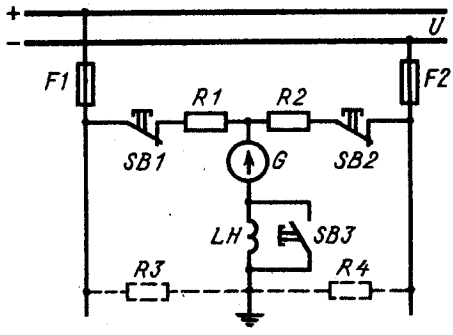


Рис. 32.32. Мостовая схема контроля изоляции сети постоянного тока

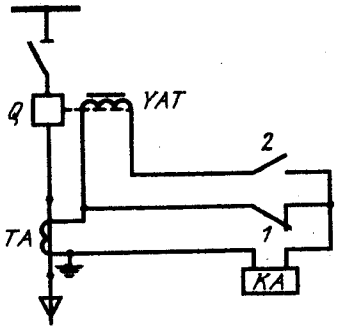


Рис. 32.33. Схема использования трансформатора тока для снабжения энергией вспомогательной цепи максимальной токовой защиты

энергосистемы. Для отбора мощности используют трансформаторы СН, измерительные трансформаторы тока и напряжения. Полученный переменный ток используют непосредственно или выпрямляют с помощью полупроводниковых выпрямителей, в частности для заряда конденсаторов.

Использование измерительных трансформаторов тока. В нормальном режиме мощность, отдаваемая трансформатором тока, не превышает нескольких десятков вольт-ампер. При КЗ она возрастает пропорционально квадрату тока. Поэтому трансформаторы можно использовать только для энергоснабжения вспомогательных цепей токовых релейных защит, работа которых связана с резким увеличением тока в защищаемой цепи.

На рис. 32.33 в качестве примера приведена однолинейная схема максимальной токовой защиты с ограниченно зависимой выдержкой времени с использованием трансформатора тока *TA* для вспомогательной цепи защиты. Применяемые в этом случае реле *KA* имеют усиленные замыкающие и размыкающие контакты *2* и *1*. В нормальном режиме нагрузкой трансформатора тока является только небольшое сопротивление обмотки реле. При КЗ в защищаемой ветви реле срабатывает и подключает последовательно к себе обмотку электромагнита отключения *YAT* выключателя *Q*. Выключатель отключается, разрывая цепь КЗ.

Используемый здесь трансформатор тока должен удовлетворять двум требованиям: до срабатывания реле его погрешность не должна превышать 10%, а после срабатывания реле отдаваемая мощность должна быть достаточной для надежной работы электромагнита отключения привода. Мощность, отбираемая с помощью трансформатора тока, определяется выражением:

$$S = I_2^2 Z_2 = \left(\frac{|\underline{I}_1 - \underline{I}_0|}{n} \right)^2 Z_2,$$

где I_2 – вторичный ток; $\underline{I}_1$ и $\underline{I}_0$ – векторы первичного тока и тока намагничивания; Z_2 – сопротивление вторичной цепи; n – отношение чисел витков вторичной и первичной обмоток.

При неизменном первичном токе отдаваемая мощность с увеличением сопротивления нагрузки сначала увеличивается, а потом уменьшается, что связано с быстрым увеличением намагничивающего тока (рис. 32.34). Каждому значению первичного тока соответствует определенное сопротивление нагрузки, при которой отдаваемая мощность имеет наибольшее значение. За расчетную принимают кривую $S = f(Z_2)$, соответствующую минимальному расчетному току КЗ $I_{к\,min}$. Пользуясь этой кривой, при данном сопротивлении вторичной цепи определяют отдаваемую мощность, которая должна превышать (с запасом) мощность срабатывания

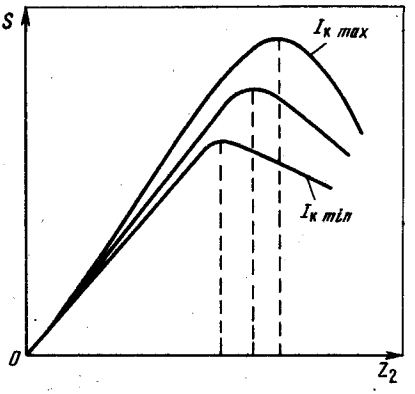


Рис. 32.34. Кривые зависимости мощности, отдаваемой трансформатором тока, от нагрузки

электромагнита отключения выключателя.

Использование измерительных трансформаторов напряжения. Трансформаторы напряжения могут быть использованы для снабжения энергией цепей управления и контроля, которые работают при нормальных, а также анормальных режимах, не сопровождающихся значительным понижением напряжения. Сюда относятся сигнальные цепи защит от перегрузки, защит от однофазных замыканий в незаземленных сетях, устройств автоматического ввода резерва и др.

На рис. 32.35 в качестве примера приведена схема токовой защиты нулевой последовательности линии в незаземленной сети. Для цепей токового реле *KA*, подключенного к трансформатору тока нулевой последовательности *TA*, использовано линейное напряжение трансформатора напряжения *TV*. При замыкании на землю в любой точке сети междуфазные напряжения не изменяются и реле срабатывает.

Использование предварительно заряженных конденсаторов. Для надежного действия механизма отключения привода выключателя следует подвести к электромагниту отключения в течение времени его срабатывания необходимую энергию. Время срабатывания измеряется сотыми долями секунды, поэтому достаточен кратковременный импульс, который легко получить от конденсато-

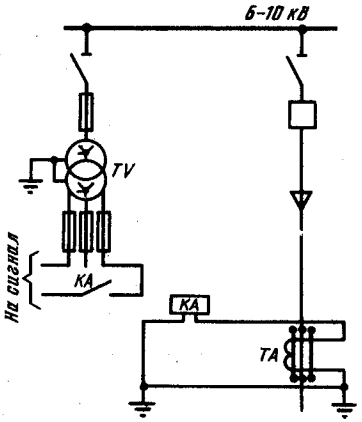


Рис. 32.35. Схема использования трансформаторов напряжения для снабжения энергией вспомогательной цепи защиты от однофазных замыканий на землю

ра соответствующей мощности.

Условия надежной работы электромагнита отключения можно записать следующим образом:

$$\frac{CU^2}{2}10^{-6} = K_{зап}W \qquad \text{и } t_{имп} \geqslant t,$$

где C – емкость конденсатора, мкФ; U – напряжение на его обкладках, В; $K_{зап}$ – коэффициент запаса; W – энергия срабатывания электромагнита, Вт · с; $t_{имп}$ – время первого импульса разряда, равное половине периода собственных колебаний контура разряда; t – время срабатывания привода.

Предварительный заряд конденсаторов производят в условиях нормального режима обслуживаемой цепи, поэтому для этой цели могут быть использованы трансформаторы напряжения, присоединенные к цепи или к сборным шинам установки. Во время заряда к обкладкам конденсатора подводят возможно более высокое напряжение, чтобы получить нужную энергию при меньшей емкости конденсатора. Обычно напряжение заряда составляет 400 В.

На рис. 32.36 (слева) показана упрощенная схема зарядного устройства типа УЗ-400, предназначенного для заряда конденсаторов C_1, ..., C_n электромагнитов отключения *YAT1*, ..., *YATn* приводов выключателей. Чтобы исключить возможность одновременного разряда всех конденсаторов при замыкании контактов ключа управления или релейной защиты в какой-либо цепи, например *SA1* или *K1*, предусмотрены разделительные полупроводниковые выпрямители *V1*, ..., *Vn*. Вторичное напряжение измерительного трансформатора повышается промежуточным трансформатором *TLV* до 400 В, выпрямляется выпрямителем *V* и подается к шинкам *E1*, *E2*. Резистор *R1* защищает выпрямители и трансформатор *TLV* при пробое конденсаторов. Реле напряжения *KV*, включенное со стороны первичной обмотки трансформатора *TLV*, контролирует напряжение, подводимое к зарядному устройству. При глубоком понижении напряжения (до $0{,}7-0{,}8U_{ном}$ и ниже) реле своими контактами отделяет конденсаторы от зарядного устройства. Поляризованное реле *KL*, реагирующее на резкое изменение напряжения, сигнализирует о появлении анормальных режимов в конденсаторном устройстве – пробое конденсаторов или выпрямителей, обрыве цепи. Резистор *R2* и шунтирующий конденсатор *C* обеспечивают нормальную работу реле.

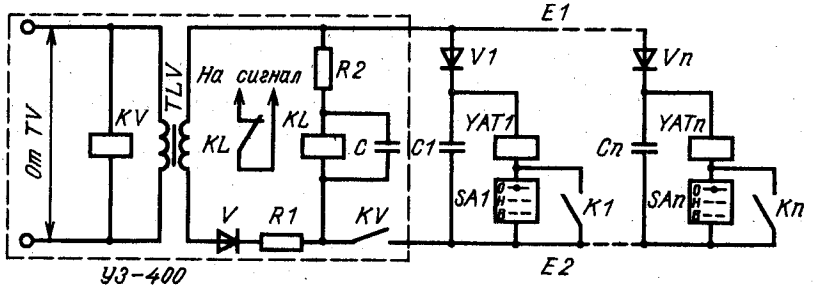


Рис. 32.36. Схема питания электромагнитов отключения от батарей предварительно заряженных конденсаторов с общим зарядным устройством типа УЗ-400

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. ДОПУСТИМЫЕ ТОКИ ДЛЯ ШИН

Таблица П1.1. **Допустимые продолжительные токи для шин прямоугольного сечения**

Размеры шины, мм	Медные шины				Алюминиевые шины				Стальные шины	
	Допустимый продолжительный ток, А, при количестве полос на полюс или фазу								Размеры шины, мм	Допустимый продолжительный ток, А
	1	2	3	4	1	2	3	4		
15×3	210	–	–	–	165	–	–	–	16×2,5	55/70
20×3	275	–	–	–	215	–	–	–	20×2,5	60/90
25×3	340	–	–	–	265	–	–	–	25×2,5	75/110
30×4	475	–	–	–	365/370	–	–	–	20×3	65/100
40×4	625	–/1090	–	–	480	–/855	–	–	25×3	80/120
40×5	700/705	–/1250	–	–	540/545	–/965	–	–	30×3	95/140
50×5	860/870	–/1525	–/1895	–	665/670	–/1180	–/1470	–	40×3	125/190
50×6	955/960	–/1700	–/2145	–	740/745	–/1315	–/1655	–	50×3	155/230
60×6	1125/1145	1740/1990	2240/2495	–	870/880	1350/1555	1720/1940	–	60×3	185/280
80×6	1480/1510	2110/2630	2720/3220	–	1150/1170	1630/2055	2100/2460	–	70×3	215/320
100×6	1810/1875	2470/3245	3170/3940	–	1425/1455	1935/2515	2500/3040	–	75×3	230/345
60×8	1320/1345	2160/2485	2790/3020	–	1025/1040	1680/1840	2180/2330	–	80×3	245/365
80×8	1690/1755	2620/3095	3370/3850	–	1320/1355	2040/2400	2620/2975	–	90×3	275/410
100×8	2080/2180	3060/3810	3930/4690	–	1625/1690	2390/2945	3050/3620	–	100×3	305/460
120×8	2400/2600	3400/4400	4340/5600	–	1900/2040	2650/3350	3380/4250	–	20×4	70/115
60×10	1475/1525	2560/2725	3300/3530	–	1155/1180	2010/2110	2650/2720	–	22×4	75/125
80×10	1900/1990	3100/3510	3990/4450	–	1480/1540	2410/2735	3100/3440	–	25×4	85/140
100×10	2310/2470	3610/4325	4650/5385	5300/6060	1820/1910	2860/3350	3650/4160	4150/4400	30×4	100/165
120×10	2650/2950	4100/5000	5200/6250	5900/6800	2070/2300	3200/3900	4100/4860	4650/5200	40×4	130/220
									50×4	165/270
									60×4	195/325
									70×4	225/375
									80×4	260/430
									90×4	290/480
									100×4	325/535

Примечание. В числителе даны значения переменного тока, в знаменателе – постоянного.

Таблица П1.2. **Допустимые продолжительные токи для шин круглого и трубчатого сечений при внутренней установке**

Круглые шины			Медные трубы		Алюминиевые трубы	
Диаметр, мм	Допустимый ток, А		Внутренний/наружный диаметр, мм	Допустимый ток, А	Внутренний/наружный диаметр, мм	Допустимый ток, А
	Медные	Алюминиевые				
6	155/155	120/120	12/15	340	13/16	295
7	195/195	150/150	14/18	460	17/20	345
8	235/235	180/180	16/20	505	18/22	425
10	320/320	245/245	18/22	555	27/30	500
12	415/415	320/320	20/24	600	26/30	575
14	505/505	390/390	22/26	650	25/30	640
15	565/565	435/435	25/30	830	36/40	765
16	610/615	475/475	29/34	925	35/40	850
18	720/725	560/560	35/40	1100	40/45	935
19	780/785	605/610	40/45	1200	45/50	1040
20	835/840	650/655	45/50	1330	50/55	1150
21	900/905	695/700	49/55	1580	54/60	1340
22	955/965	740/745	53/60	1860	64/70	1545
25	1140/1165	885/900	62/70	2295	74/80	1770
27	1270/1290	980/1000	72/80	2610	72/80	2035
28	1325/1360	1025/1050	75/85	3070	75/85	2400
30	1450/1490	1120/1155	90/95	2460	90/95	1925
35	1770/1865	1370/1450	95/100	3060	90/100	2840
38	1960/2100	1510/1620	—	—	—	—
40	2080/2260	1610/1750	—	—	—	—
42	2200/2430	1700/1870	—	—	—	—
45	2380/2670	1850/2060	—	—	—	—

Примечание. В числителе приведены нагрузки при переменном токе, в знаменателе — при постоянном.

Таблица П1.3. **Основные характеристики медных и алюминиевых шин коробчатого сечения**

Размеры, мм				Поперечное сечение одной шины, мм²	Момент сопротивления, см³			Момент инерции, см⁴			Допустимый продолжительный ток, А, на две шины	
					одной шины		двух сращенных шин	одной шины		двух сращенных шин		
h	b	c	r		W_{x-x}	W_{y-y}	W_{y0-y0}	J_{x-x}	J_{y-y}	J_{y0-y0}	медные	алюминиевые
75	35	4	6	520	10,1	2,52	23,7	41,6	6,2	89	2730	—
75	35	5,5	6	695	14,1	3,17	30,1	53,1	7,6	113	3250	2670
100	45	4,5	8	775	22,2	4,51	48,6	111	14,5	243	3620	2820
100	45	6	8	1010	27	5,9	58	135	18,5	290	4300	3500
125	55	6,5	10	1370	50	9,5	100	290,3	36,7	625	5500	4640
150	65	7	10	1785	74	14,7	167	560	68	1260	7000	5650
175	80	8	12	2440	122	25	250	1070	114	2190	8550	6430
200	90	10	14	3435	193	40	422	1930	254	4220	9900	7550
200	90	12	16	4040	225	46,5	490	2250	294	4900	10 500	8830
225	105	12,5	16	4880	307	66,5	645	3450	490	7250	12 500	10 300
250	115	12,5	16	5450	360	81	824	4500	660	10 300	—	10 800

Примечания: 1. Моменты инерции $J_{x-x} = W_{x-x}y_{max}$, $J_{y-y} = W_{y-y}x_{max}$, где y_{max} и x_{max} — координаты наиболее удаленной точки фигуры, считая начало координат в центре масс фигуры.

2. Координаты центра масс $x_0 \approx \dfrac{(b+c)(b-c)+\dfrac{hc}{2}}{2(b-c)+h}$.

3. Обозначения см. в табл. 7.1.

Приложение 2. ДОПУСТИМЫЕ ТОКИ ДЛЯ КАБЕЛЕЙ

Таблица П2.1. **Допустимые продолжительные токи для кабелей напряжением до 10 кВ с медными жилами с бумажной изоляцией, пропитанной маслоканифольной и нестекающей массами, в свинцовой оболочке, прокладываемых в земле (при температуре земли +15°С)**

Сечение токопроводящей жилы, мм²	Допустимый продолжительный ток, А, для кабелей					
	одножильных до 1 кВ	двухжильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырехжильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	—	80	70	—	—	—
10	140	105	95	80	—	85
16	175	140	120	105	95	115
25	235	185	160	135	120	150
35	285	225	190	160	150	175
50	360	270	235	200	180	215
70	440	325	285	245	215	265
95	520	380	340	295	265	310
120	595	435	390	340	310	350
150	675	500	435	390	355	395
185	755	—	490	440	400	450
240	880	—	570	510	460	—
300	1000	—	—	—	—	—
400	1220	—	—	—	—	—
500	1400	—	—	—	—	—
625	1520	—	—	—	—	—
800	1700	—	—	—	—	—

Примечание. Допустимые продолжительные токи соответствуют следующим допустимым температурам нагрева жил кабелей: для кабелей до 3 кВ — +80 °С, 6 кВ — +65 °С и 10 кВ — +60 °С.

Таблица П2.2. **Допустимые продолжительные токи для кабелей напряжением до 10 кВ с алюминиевыми жилами с бумажной изоляцией, пропитанной маслоканифольной и нестекающей массами, в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в земле (при температуре земли +15 °С)**

Сечение токопроводящей жилы, мм²	Допустимый продолжительный ток, А, для кабелей					
	одножильных до 1 кВ	двухжильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырехжильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	—	60	55	—	—	—
10	110	80	75	60	—	65
16	135	110	90	80	75	90
25	180	140	125	105	90	115
35	220	175	145	125	115	135
50	275	210	180	155	140	165
70	340	250	220	190	165	200
95	400	290	260	225	205	240
120	460	335	300	260	240	270
150	520	385	335	300	275	305
185	580	—	380	340	310	345
240	675	—	440	390	355	—
300	770	—	—	—	—	—
400	940	—	—	—		—
500	1080	—	—	—	—	—
625	1170	—	—	—	—	—
800	1310	—	—	—	—	—

Примечание. См. примечание к табл. П2.1.

Таблица П2.3. **Допустимые продолжительные токи для кабелей напряжением до 10 кВ с медными жилами с бумажной изоляцией, пропитанной маслоканифольной и нестекающей массами, в свинцовой оболочке, прокладываемых в воздух (при температуре воздуха +25°С)**

Сечение токопроводящей жилы, мм²	Допустимый продолжительный ток, А, для кабелей					
	одножильных до 1 кВ	двухжильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырехжильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	—	55	45	—	—	—
10	95	75	60	55	—	60
16	120	95	80	65	60	80
25	160	130	105	90	85	100
35	200	150	125	110	105	120
50	245	185	155	145	135	145
70	305	225	200	175	165	185
95	360	275	245	215	200	215
120	415	320	285	250	240	260
150	470	375	330	290	270	300
185	525	—	375	325	305	340
240	610	—	430	375	350	—
300	720	—	—	—	—	—
400	880	—	—	—	—	—
500	1020	—	—	—	—	—
625	1180	—	—	—	—	—
800	1400	—	—	—	—	—

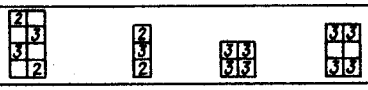
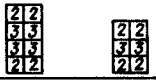
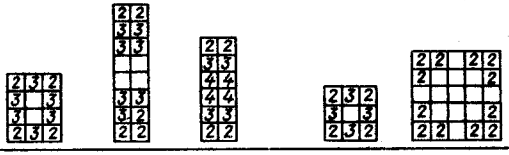
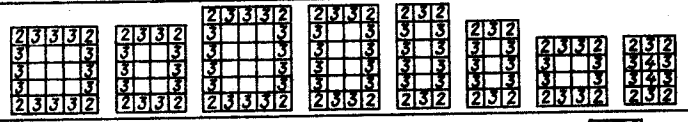
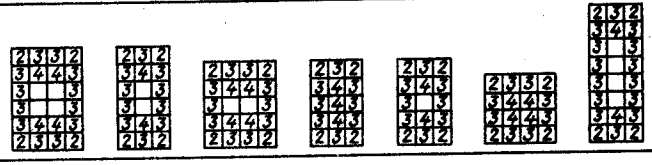
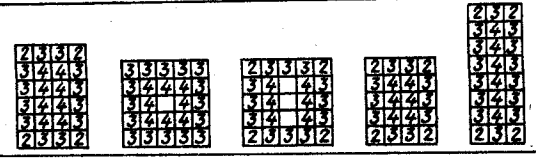
Примечание. См. примечание к табл. П2.1.

Таблица П2.4. **Допустимые продолжительные токи для кабелей напряжением до 10 кВ с алюминиевыми жилами с бумажной изоляцией, пропитанной маслоканифольной и нестекающей массами, в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в воздухе (при температуре воздуха +25°С)**

Сечение токопроводящей жилы, мм²	Допустимый продолжительный ток, А, для кабелей					
	одножильных до 1 кВ	двухжильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырехжильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	—	42	35	—	—	—
10	75	55	46	42	—	45
16	90	75	60	50	46	60
25	125	100	80	70	65	75
35	155	115	95	85	80	95
50	190	140	120	110	105	110
70	235	175	155	135	130	140
95	275	210	190	165	155	165
120	320	245	220	190	185	200
150	360	290	255	225	210	230
185	405	—	290	250	235	260
240	470	—	330	290	270	—
300	555	—	—	—	—	—
400	675	—	—	—	—	—
500	785	—	—	—	—	—
625	910	—	—	—	—	—
800	1080	—	—	—	—	—

Примечание. См. примечание к табл. П2.1.

Таблица П2.5. **Допустимые продолжительные токи для кабелей 10 кВ с медными и алюминиевыми жилами сечением 95 мм², прокладываемых в блоках**

Группа	Конфигурация блоков	№ канала	Ток I_0, А, для кабелей	
			медных	алюминиевых
I		1	191	147
II		2	173	133
		3	167	129
III		2	154	119
IV		2	147	113
		3	138	106
V		2	143	110
		3	135	104
		4	131	101
VI		2	140	103
		3	132	102
		4	118	91
VII		2	136	105
		3	132	102
		4	119	92
VIII		2	135	104
		3	124	96
		4	104	80
IX		2	135	104
		3	118	91
		4	100	77
X		2	133	102
		3	116	90
		4	81	62
XI		2	129	99
		3	114	88
		4	79	55

Примечание. Допустимые продолжительные токи для кабелей, прокладываемых в блоках, следует определять по формуле

$$I_{доп} = abcI_0,$$

где I_0 – допустимый продолжительный ток для трехжильного кабеля напряжением 10 кВ с медными или алюминиевыми жилами сечением 95 мм², определяемый по приведенной таблице;

a – коэффициент, выбираемый по табл. П2.6 в зависимости от сечения и расположения кабеля в блоке;

b – коэффициент, выбираемый в зависимости от напряжения кабеля:

номинальное напряжение кабеля, кВ	До 3	6	10
коэффициент b	1,09	1,05	1,0

c – коэффициент, выбираемый в зависимости от среднесуточной загрузки всего блока:

среднесуточная загрузка	1	0,85	0,7
коэффициент c	1	1,07	1,16

Таблица П2.6. **Значения поправочного коэффициента a на сечение кабелей, прокладываемых в блоках**

Сечение токопроводящей жилы, мм²	Коэффициент для номера канала в блоке				Сечение токопроводящей жилы, мм²	Коэффициент для номера канала в блоке			
	1	2	3	4		1	2	3	4
25	0,44	0,46	0,47	0,51	120	1,14	1,13	1,13	1,12
35	0,54	0,57	0,57	0,60	150	1,33	1,30	1,29	1,26
50	0,67	0,69	0,69	0,71	185	1,50	1,46	1,45	1,38
70	0,81	0,84	0,84	0,85	240	1,78	1,70	1,68	1,55
95	1,00	1,00	1,00	1,00					

Таблица П2.7. **Поправочные коэффициенты на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле (в трубах или без труб)**

Расстояние между кабелями в свету, мм	Поправочный коэффициент при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Таблица П2.8. **Поправочные коэффициенты для кабелей, работающих не при номинальном напряжении**

Рабочее напряжение, кВ	Поправочные коэффициенты для кабелей с номинальным напряжением, кВ					
	6		10		20	
	проложенных					
	в земле	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле	в воздухе
6	1,0	1,0	1,06	1,07	—	—
10	0,95	0,94	1,0	1,0	1,13	1,18
20	—	—	0,84	0,79	1,0	1,0

Таблица П2.9. **Допустимые кратковременные перегрузки для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией**

Предварительная нагрузка, %	Способ прокладки	Допустимая перегрузка по отношению к номинальной в течение времени, ч		
		0,5	1,0	3,0
60	В земле	1,35	1,30	1,15
	В воздухе	1,25	1,15	1,10
	В трубах (в земле)	1,20	1,10	1,00
80	В земле	1,20	1,15	1,10
	В воздухе	1,15	1,10	1,05
	В трубах (в земле)	1,10	1,05	1,00

Приложение 3. **ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ**

Таблица П3.1. **Выключатели внутренней установки**

Тип выключателя	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Нормированное содержание апериодической составляющей, %	Предельный сквозной ток, кА		Номинальный ток включения, кА		Ток термической стойкости, кА/допустимое время его действия, с	Полное время отключения, с	Собственное время отключения (с приводом), с	Собственное время включения (с приводом), с
						Амплитудное значение	Начальное действующее значение периодической составляющей	Амплитудное значение	Начальное действующее значение периодической составляющей				
Масляные													
ВПМ-10-20/630У3	10	12	630	20	—	52	20	52	20	20/4	0,11 0,14	0,09 0,12	0,3
ВПМ-10-20/1000У3	10	12	1000	20	—	52	20	52	20	20/4	0,11 0,14	0,09 0,12	0,3
ВМПЭ-10-630-20У3	10	—	630	20	—	52	20	52	20	20/8	0,095	0,07	0,3
ВМПЭ-10-1000-20У3	10	—	1000	20	—	52	20	52	20	20/8	0,095	0,07	0,3
ВМПЭ-10-1600-20У3	10	—	1600	20	—	52	20	52	20	20/8	0,095	0,07	0,3
ВМПЭ-10-630-31,5У3	10	12	630	31,5	—	80	31,5	80	31,5	31,5/4	0,095	0,07	0,3
ВМПЭ-10-1000-31,5У3	10	12	1000	31,5	—	80	31,5	80	31,5	31,5/4	0,095	0,07	0,3
ВМПЭ-10-1600-31,5У3	10	12	1600	31,5	—	80	31,5	80	31,5	31,5/4	0,095	0,07	0,3
ВМПЭ-10-3150-31,5У3	10	12	3150	31,5	—	80	31,5	80	31,5	31,5/4	0,12	0,09	0,3
ВКЭ-10-20/630У3	10	—	630	20	—	52	20	52	20	20/3	0,095	0,07	0,3
ВКЭ-10-20/1000У3	10	—	1000	20	—	52	20	52	20	20/3	0,095	0,07	0,3
ВКЭ-10-20/1600У3	10	—	1600	20	—	52	20	52	20	20/3	0,095	0,07	0,3
ВКЭ-10-31,5/630У3	10	—	630	20	—	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,095	0,07	0,3
ВКЭ-10-31,5/1000У3	10	—	1000	20	—	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,095	0,07	0,3
ВКЭ-10-31,5/1600У3	10	—	1600	20	—	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,095	0,07	0,3
МГГ-10-3150-45У3	10	12	3150/—/4000/—	45/45	—	120	45	120/51	45/20	45/4	0,15	0,12	0,4
МГГ-10-4000-45У3	10	12	4000/—/5000/—	45/45	—	120	45	120/51	45/20	45/4	0,15	0,12	0,4
МГГ-10-5000-45У3	10	12	5000/—/5600/—	45/45	—	120	45	120/51	45/20	45/4	0,15	0,12	0,4
МГГ-10-5000-63У3	10	12	5000/—/5600/—	63/58	—	170	64	170/100	64/38	64/4	0,13	0,11	0,4
МГУ-20-90/6300У3	20	24	6300	90	20	300	105	150/75	60/30	90/4	0,2	0,15	0,8
МГУ-20-90/9500У3	20	24	9500	90	20	300	105	150/75	60/30	90/4	0,2	0,15	0,8
ВГМ-20-90/11200У3	20	24	11 200	90	20	320	125	150/75	60/30	105/4	0,2	0,15	0,7

Воздушные

ВВОА-15-140/12500У3	15	17; 5	12 500	140	30	355	140	355	140	140/3	0,168	0,08	0,1
ВВГ-20-160/12500У3	20	24	12 500	160	20	410	160	385	150	160/4	0,14	0,12	0,1
ВВГ-20-160/20000У3	20	24	20 000	160	20	410	160	385	150	160/4	0,14	0,12	0,1
ВВЭ-35-20/1600У3	35	–	1600	20	–	–	–	–	–	–	0,08	–	–

Электромагнитные

ВЭМ-10Э-1000/20У3	10	12	1000	20	25	52	20	52	20	20/4	0,07	0,05	–
ВЭМ-10Э-1250/20У3	10	12	1250	20	25	52	20	52	20	20/4	0,07	0,05	–
ВЭ-6-40/1600У3	6	7,2	1600	40	20	128	40	128	40	40/4	0,075	0,06	0,075
ВЭ-6-40/2000У3	6	7,2	2000	40	20	128	40	128	40	40/4	0,075	0,06	0,075
ВЭ-6-40/3200У3	6	7,2	3200	40	20	128	40	128	40	40/4	0,075	0,06	0,075
ВЭ-10-1250/20У3	10	12	1250	20	–	51	20	–	–	20/4	0,075	0,06	0,075
ВЭ-10-1600/20У3	10	12	1600	20	–	51	20	–	–	20/4	0,075	0,06	0,075
ВЭ-10-2500/20У3	10	12	2500	20	–	51	20	–	–	20/4	0,075	0,06	0,075
ВЭ-10-3600/20У3	10	12	3600	20	–	51	20	–	–	20/4	0,075	0,06	0,075
ВЭ-10-1250/31,5У3	10	12	1250	31,5	–	80	31,5	–	–	31,5/4	0,075	0,06	0,075
ВЭ-10-1600/31,5У3	10	12	1600	31,5	–	80	31,5	–	–	31,5/4	0,075	0,06	0,075
ВЭ-10-2500/31,5У3	10	12	2500	31,5	–	80	31,5	–	–	31,5/4	0,075	0,06	0,075
ВЭ-10-3600/31,5У3	10	12	3600	31,5	–	80	31,5	–	–	31,5/4	0,075	0,06	0,075
ВЭ-10-40/1600У3	10	–	1600	40	–	100	40	100	40	40/3	0,08	0,06	0,08
ВЭ-10-40/2500У3	10	–	2500	40	–	100	40	100	40	40/3	0,08	0,06	0,08
ВЭ-10-40/3150У3	10	–	3150	40	–	100	40	100	40	40/3	0,08	0,06	0,08

Вакуумные

ВВЭ-10-20/630У3	10	12	630	20	40	52	20	52	20	20/3	0,05	0,055	0,3
ВВЭ-10-20/1000У3	10	12	1000	20	40	52	20	52	20	20/3	0,05	0,055	0,3
ВВЭ-10-20/1600У3	10	12	1600	20	40	52	20	52	20	20/3	0,05	0,055	0,3
ВВЭ-10-31,5/630У3	10	12	630	31,5	–	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,075	0,055	0,3
ВВЭ-10-31,5/1000У3	10	12	1000	31,5	–	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,075	0,055	0,3
ВВЭ-10-31,5/1600У3	10	12	1600	31,5	–	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,075	0,055	0,3
ВВЭ-10-31,5/2000У3	10	12	2000	31,5	–	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,075	0,055	0,3
ВВЭ-10-31,5/3150У3	10	12	3150	31,5	–	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,075	0,055	0,3

Примечания: 1. Для выключателей серии МГГ-10 через дробь показаны: номинальные токи при эффективной температуре воздуха 35 и 40 °С, номинальные токи отключения при работе без АПВ и в цикле АПВ, номинальные токи включения при использовании мгновенной отсечки по включаемому току и с выдержкой времени не более 0,03 с.

2. Для выключателей серий ВГМ-20 и МГУ-20 через дробь показан номинальный ток включения с автоматическим отключением без выдержки времени (в числителе) и с удерживанием выключателя во включенном положении (в знаменателе).

Таблица П3.2. **Выключатели наружной установки**

Тип выключателя	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Нормированное содержание апериодической составляющей, %	Допустимая скорость восстанавливающегося напряжения, кВ/мкс	Предельный сквозной ток, кА		Номинальный ток включения, кА		Ток термической стойкости, кА/допустимое время его действия, с	Время отключения (с приводом), с	Собственное время отключения (с приводом), с
							Амплитудное значение	Начальное действующее значение периодической составляющей	Амплитудное значение	Начальное действующее значение периодической составляющей			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Воздушные													
ВВУ-35А-40/2000У1	35	40,5	2000	40	30	Не огр.	102	40	102	40	40/3	0,07	—
ВВУ-35А-40/3150У1	35	40,5	3150	40	30	Не огр.	102	40	102	40	40/3	0,07	—
ВВУ-110Б-40/2000У1	110	126	2000	40	23	Не огр.	102	40	102	40	40/3	0,08	0,06
ВВБМ-110Б-31,5/2000У1	110	126	2000	31,5	32	1,2	102	40	90	35	40/3	0,07	0,05
ВВБ-220Б-31,5/2000У1	220	252	2000	31,5	23	1,2	102	40	80	35	40/3	0,08	—
ВВД-220Б-40/2000ХЛ1	220	252	2000	40	23	1,0	102	40	102	40	40/3	0,08	0,06
ВВД-330Б-40/3150У1	330	363	3150	40	20	1,2	102	40	102	40	40/2	0,08	0,06
ВВБ-500А-35,5/2000У1	500	525	2000	35,5	40	1,5	102	40	90	35,5	40/2	0,08	—
ВВБ-750-40/3150У1	750	787	3150	40	32	2	128	50	102	40	40/2	0,06	—
ВВБК-110Б-50/3150У1	110	126	3150	50	35	1	128	50	128	50	56/3	0,06	0,045
ВВБК-220Б-56/3150У1	220	252	3150	56	47	—	—	—	143	56	56/3	0,04	0,025
ВВБК-500-50/3200У1	500	525	3200	50	45	—	128	50	128	50	50/2	0,04	0,025
ВНВ-220А-63/3150У1	220	252	3150	63	—	—	—	—	—	—	—	0,04	0,025
ВНВ-330А-40/3150У1	330	—	3150	40	—	—	—	—	—	—	—	0,04	0,025
ВНВ-330А-63/3150У1	330	363	3150	63	—	1,2	—	—	—	—	1	0,04	0,025
ВНВ-330А-40/4000У1	330	363	4000	40	—	—	—	—	—	—	—	0,04	0,025
ВНВ-330А-63/4000У1	330	363	4000	63	—	—	—	—	—	—	—	0,04	0,025
ВНВ-500А-40/3150У1	500	525	3150	40	—	—	—	—	—	—	—	0,04	0,025
ВНВ-500А-63/3150У1	500	525	3150	63	—	—	—	—	—	—	—	0,04	0,025
ВНВ-500А-40/4000У1	500	525	4000	40	—	—	—	—	—	—	—	0,04	0,025
ВНВ-500А-63/4000У1	500	525	4000	63	—	—	—	—	—	—	—	0,04	0,025
ВНВ-750Д-40/3150У1	750	787	3150	40	—	—	—	—	—	—	—	0,04	0,025
ВНВ-750Д-63/3150У1	750	787	3150	63	—	—	—	—	—	—	—	0,04	0,025
ВНВ-750Д-40/4000У1	750	787	4000	40	—	—	—	—	—	—	—	0,04	0,025
ВНВ-750Д-63/4000У1	750	—	4000	63	—	—	—	—	—	—	—	0,04	0,025
ВНВ-1150-40/4000У1	1150	—	4000	40	—	—	—	—	—	—	—	0,04	—

Масляные баковые

МКП-35-1000-25АУ1	35	40,5	1000	25	–	–	64	25	–	–	25/4	0,08	0,05
МКП-110Б-630-20У1	110	126	630	20	–	–	52	20	52	20	20/3	0,055 – 0,08	0,05
МКП-110-1000-20ХЛ	110	126	1000	20	–	–	52	20	52	20	20/3	0,055 – 0,08	0,05
С-35М-630-10У1	35	40,5	630	10	25	–	26	10	26	10	10/5	0,08	0,05
С-35-2000-50БУ1	35	40,5	2000	50	–	–	127	50	127	50	50/4	0,08	0,055
У-110А-2000-40У1	110	126	2000	40	20	–	102	40	102	40	40/3	0,08	0,06
У-110А-2000-50У1	110	126	2000	50	30	–	135	50	135	50	50/3	0,08	0,05
У-220А-2000-25У1	220	252	2000	25	25	–	64	25	64	25	25/3	0,08	0,05
У-220Д-2000-40У1	220	252	2000	40	30	–	102	40	102	40	40/3	0,08	0,045

Маломасляные

ВМКЭ-35А-16/1000У1	35	40,5	1000	16	–	–	45	26	–	–	16,5/4	0,11	0,08
ВМУЭ-35Б-25/1250УХЛ1	35	40,5	1250	25	–	–	64	25	64	25	25/4	0,075	0,05
ВМТ-110Б-20/1000УХЛ1	110	126	1000	20	–	–	–	–	–	–	–	0,08	–
ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1	110	126	1250	25	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ВМТ-220Б-20/1000УХЛ1	220	252	1000	20	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ВМТ-220Б-25/1250УХЛ1	220	252	1250	25	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Продолжение табл. П3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Элегазовые													
ВЭК-110-40/2000У1	110	126	2000	40	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ВЭК-220-40/2000У1	220	252	2000	40	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Выключатели-отделители													
ВО-750У1	750	787	500	40	–	2	102	40	102	40	40/2	0,02	0,025
ВО-1150У1	1150	–	600	40	–	2,6	102	–	–	–	–	0,03	–

Приложение 4. **Нагрузочная способность трансформаторов с различными системами охлаждения. Нормы максимально допустимых систематических нагрузок трансформаторов**

Таблица П4.1

$\vartheta_{охл} = -20\,°C$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$								K_2 при значениях $K_1 = 0{,}15 \div 1{,}0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	1,85	1,82	1,78	1,74
1,0	+	+	+	+	+	+	+	+	1,79	1,77	1,76	1,74	1,72	1,69	1,66	1,63
2,0	+	+	1,99	1,96	1,93	1,89	1,85	1,79	1,61	1,61	1,60	1,59	1,57	1,56	1,54	1,52
4,0	1,70	1,69	1,67	1,66	1,64	1,62	1,60	1,57	1,47	1,46	1,46	1,45	1,45	1,44	1,43	1,42
6,0	1,56	1,55	1,54	1,54	1,53	1,51	1,50	1,48	1,40	1,40	1,40	1,39	1,39	1,39	1,38	1,37
8,0	1,48	1,48	1,47	1,47	1,46	1,45	1,45	1,43	1,37	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,35	1,35
12,0	1,41	1,40	1,40	1,40	1,40	1,39	1,39	1,38	1,33	1,33	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
24,0	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26

Таблица П4.2

$\vartheta_{охл} = -10\,°C$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$								K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	1,80	1,77	1,74	1,70	1,65
1,0	+	+	+	+	+	+	+	1,95	1,72	1,70	1,69	1,67	1,65	1,62	1,59	1,55
2,0	1,95	1,92	1,90	1,87	1,83	1,79	1,75	1,69	1,55	1,54	1,53	1,52	1,51	1,49	1,47	1,44
4,0	1,62	1,61	1,60	1,58	1,56	1,54	1,52	1,48	1,41	1,40	1,40	1,39	1,38	1,38	1,37	1,35
6,0	1,49	1,48	1,47	1,46	1,45	1,44	1,42	1,40	1,34	1,34	1,34	1,33	1,33	1,32	1,32	1,31
8,0	1,41	1,41	1,40	1,40	1,39	1,38	1,37	1,36	1,31	1,30	1,30	1,30	1,30	1,29	1,29	1,28
12,0	1,34	1,34	1,33	1,33	1,33	1,32	1,31	1,31	1,27	1,27	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,25
24,0	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20

Таблица П4.3

$\vartheta_{охл} = 0\,°C$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$								K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	+	+	+	1,79	1,77	1,75	1,72	1,69	1,66	1,61	1,56
1,0	+	+	+	+	+	1,99	1,91	1,80	1,65	1,63	1,61	1,59	1,57	1,54	1,51	1,46
2,0	1,86	1,83	1,80	1,77	1,74	1,69	1,64	1,56	1,48	1,47	1,46	1,45	1,44	1,42	1,40	1,36
4,0	1,54	1,53	1,51	1,50	1,48	1,46	1,43	1,38	1,34	1,34	1,33	1,33	1,32	1,32	1,30	1,28
6,0	1,41	1,40	1,39	1,38	1,37	1,36	1,34	1,31	1,28	1,28	1,27	1,27	1,27	1,26	1,25	1,24
8,0	1,34	1,33	1,32	1,32	1,31	1,30	1,29	1,27	1,24	1,24	1,24	1,24	1,23	1,23	1,23	1,21
12,0	1,27	1,26	1,26	1,26	1,25	1,25	1,24	1,22	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,19	1,19
24,0	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14

Таблица П4.4

$\vartheta_{охл} = 10\,°C$

h, ч	М и Д								ДЦ и Ц							
	K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 0{,}1$								K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	+	+	1,84	1,71	1,69	1,67	1,64	1,61	1,57	1,52	1,44
1,0	+	+	+	2,00	1,94	1,86	1,76	1,60	1,57	1,55	1,54	1,52	1,49	1,46	1,42	1,35
2,0	1,76	1,73	1,70	1,67	1,63	1,58	1,51	1,40	1,41	1,40	1,39	1,38	1,36	1,34	1,31	1,26
4,0	1,46	1,44	1,43	1,41	1,39	1,36	1,32	1,25	1,28	1,27	1,27	1,26	1,25	1,24	1,22	1,19
6,0	1,33	1,32	1,31	1,30	1,29	1,27	1,24	1,20	1,21	1,21	1,21	1,20	1,20	1,19	1,18	1,15
8,0	1,26	1,26	1,25	1,24	1,23	1,22	1,20	1,17	1,18	1,18	1,17	1,17	1,17	1,16	1,15	1,13
12,0	1,19	1,19	1,18	1,18	1,17	1,16	1,15	1,13	1,14	1,14	1,14	1,13	1,13	1,13	1,12	1,11
24,0	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07

Таблица П4.5

$\vartheta_{охл} = 20\,°C$

h, ч	М и Д								ДЦ и Ц							
	K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$								K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	1,98	1,81	1,00	1,63	1,60	1,58	1,55	1,52	1,47	1,41	1,00
1,0		1,97	1,92	1,87	1,80	1,71	1,57	1,00	1,49	1,47	1,45	1,43	1,40	1,37	1,31	1,00
2,0	1,66	1,63	1,60	1,56	1,51	1,45	1,35	1,00	1,34	1,33	1,32	1,30	1,28	1,26	1,22	1,00
4,0	1,37	1,35	1,34	1,32	1,29	1,25	1,19	1,00	1,21	1,20	1,19	1,19	1,18	1,16	1,13	1,00
6,0	1,25	1,24	1,23	1,21	1,20	1,17	1,13	1,00	1,15	1,14	1,14	1,13	1,13	1,12	1,10	1,00
8,0	1,18	1,17	1,17	1,16	1,15	1,13	1,09	1,00	1,11	1,11	1,10	1,10	1,10	1,09	1,07	1,00
12,0	1,11	1,10	1,10	1,09	1,09	1,08	1,06	1,00	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,05	1,04	1,00
24,0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Таблица П4.6

$\vartheta_{охл} = 30\,°C$

h, ч	М и Д								ДЦ и Ц							
	K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$								K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	1,92	1,76	1,27	–	1,54	1,51	1,49	1,46	1,42	1,36	1,21	–
1,0	1,89	1,84	1,79	1,73	1,64	1,51	1,12	–	1,41	1,39	1,37	1,34	1,31	1,26	1,12	–
2,0	1,55	1,52	1,48	1,44	1,38	1,29	1,02	–	1,26	1,25	1,24	1,22	1,20	1,16	1,05	–
4,0	1,28	1,26	1,24	1,21	1,18	1,12	0,97	–	1,13	1,13	1,12	1,11	1,10	1,07	0,99	–
6,0	1,16	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05	0,95	–	1,07	1,07	1,06	1,06	1,05	1,03	0,97	–
8,0	1,09	1,08	1,08	1,06	1,05	1,02	0,94	–	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,00	0,96	–
12,0	1,02	1,02	1,01	1,00	0,99	0,97	0,92	–	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,97	0,94	–
24,0	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	–	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	–

Таблица П4.7

$\vartheta_{охл} = 40\,°C$

h, ч	М и Д								ДЦ и Ц							
	K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$								K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	1,94	1,84	1,69	1,26	–	–	1,45	1,42	1,39	1,36	1,31	1,19	–	–
1,0	1,75	1,70	1,64	1,56	1,44	1,08	–	–	1,32	1,30	1,28	1,25	1,20	1,10	–	–
2,0	1,43	1,39	1,35	1,30	1,21	0,96	–	–	1,18	1,17	1,15	1,13	1,10	1,01	–	–
4,0	1,17	1,15	1,13	1,09	1,04	0,89	–	–	1,05	1,04	1,04	1,02	1,00	0,94	–	–
6,0	1,06	1,05	1,03	1,01	0,97	0,86	–	–	0,99	0,99	0,98	0,97	0,96	0,91	–	–
8,0	1,00	0,99	0,98	0,96	0,93	0,85	–	–	0,96	0,95	0,95	0,94	0,93	0,89	–	–
12,0	0,93	0,92	0,91	0,90	0,88	0,84	–	–	0,91	0,91	0,91	0,90	0,89	0,87	–	–
24,0	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	–	–	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	–	–

Нормы допустимых аварийных перегрузок трансформаторов

Таблица П4.8

$\vartheta_{охл} = -20\,°C$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$								K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
4,0	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
6,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
8,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
12,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
24,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5

Таблица П4.9

$\vartheta_{охл} = -10\,°C$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$								K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7
2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
4,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
6,0	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
8,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
12,0	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
24,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5

Таблица П4.10

$\vartheta_{охл} = 0\,°C$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$								K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6
2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5
4,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
8,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
12,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
24,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5

Таблица П4.11

$\vartheta_{охл} = 10\,°C$

h, ч	М и Д								ДЦ и Ц							
	K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 0{,}1$								K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
2,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
4,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
6,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
8,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
12,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
24,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4

Таблица П4.12

$\vartheta_{охл} = 20\,°C$

h, ч	М и Д								ДЦ и Ц							
	K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$								K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,8	1,8	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
2,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4
4,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
6,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
8,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
12,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
24,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4

Таблица П4.13

$\vartheta_{охл} = 30\,°C$

h, ч	М и Д								ДЦ и Ц							
	K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$								K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,7	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4
2,0	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
4,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
6,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,3	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
8,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
12,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
24,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3

Таблица П4.14

$\vartheta_{охл} = 40\,°C$

h, ч	М и Д								ДЦ и Ц							
	K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$								K_2 при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4
1,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3
2,0	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
4,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2
6,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
8,0	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
12,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
24,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2

Таблица П4.15

Определение относительного износа витковой изоляции трансформаторов при аварийных перегрузках

$\vartheta_{охл}$	40	30	20	10	0	−10	−20
F	10,00	3,20	1,00	0,32	0,10	0,032	0,010

Таблица П4.16

М и Д, h=0,5 ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{охл} = 20$ °С								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{охл}$, °С
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03	0,08	0,28	1,00	
1,1	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03	0,09	0,29	1,03	
1,2	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03	0,09	0,30	1,08	
1,3	0,00	0,00	0,01	0,02	0,04	0,10	0,32	1,14	
1,4	0,00	0,00	0,01	0,02	0,04	0,12	0,36	1,23	
1,5	0,00	0,01	0,01	0,02	0,05	0,14	0,41	1,37	
1,6	0,01	0,01	0,02	0,03	0,07	0,18	0,50	1,60	
1,7	0,01	0,02	0,03	0,05	0,10	0,24	0,66	2,01	40
1,8	0,02	0,03	0,04	0,08	0,16	0,37	0,95	2,75	
1,9	0,03	0,05	0,08	0,14	0,28	0,62	1,52	4,16	30
2,0	0,06	0,09	0,15	0,27	0,52	1,12	2,65	6,96	+20 ÷ −20

Таблица П4.17

М и Д, h=1,0 ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{охл} = 20$ °С								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{охл}$, °С
	0,25	0,1	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03	0,09	0,28	1,00	
1,1	0,00	0,00	0,01	0,02	0,04	0,10	0,31	1,07	
1,2	0,00	0,01	0,01	0,02	0,05	0,12	0,35	1,17	
1,3	0,00	0,01	0,01	0,03	0,06	0,15	0,41	1,34	
1,4	0,01	0,01	0,02	0,04	0,08	0,20	0,53	1,62	40
1,5	0,01	0,02	0,04	0,07	0,13	0,30	0,74	2,14	
1,6	0,03	0,05	0,08	0,13	0,24	0,50	1,18	3,15	
1,7	0,06	0,10	0,16	0,26	0,47	0,95	2,12	5,27	30
1,8	0,14	0,23	0,35	0,57	1,02	1,98	4,24	9,99	20
1,9	0,34	0,54	0,81	1,32	2,33	4,47	9,29	21,08	10
2,0	0,85	1,33	2,00	3,23	5,66	10,72	21,92	48,52	0 ÷ −20

Таблица П4.18

М и Д, h = 2,0 ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{охл} = 20$ °С								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{охл}$, °С
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,00	0,01	0,01	0,02	0,04	0,11	0,30	1,00	
1,1	0,01	0,01	0,02	0,03	0,06	0,14	0,37	1,15	
1,2	0,01	0,02	0,03	0,05	0,09	0,20	0,49	1,43	
1,3	0,03	0,04	0,06	0,10	0,17	0,34	0,76	1,98	40
1,4	0,07	0,10	0,15	0,22	0,37	0,67	1,37	3,20	30
1,5	0,19	0,27	0,37	0,55	0,89	1,53	2,91	6,19	
1,6	0,53	0,75	1,03	1,51	2,35	3,94	7,14	14,13	20
1,7	1,60	2,25	3,05	4,42	6,81	11,17	19,62	37,10	10
1,8	5,12	7,15	9,67	13,89	21,19	34,33	59,12	108,63	0
1,9	17,42	24,22	32,60	46,59	70,57	113,22	192,49	347,26	−10
2,0	62,71	86,91	116,64	166,00	250,09	398,50	671,30	1196,12	−20

Таблица П4.19

М и Д, h=4,0 ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$ и $\vartheta_{охл} = 20\,°C$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{охл}$, °С
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,02	0,02	0,03	0,05	0,08	0,15	0,35	1,00	
1,1	0,05	0,06	0,08	0,10	0,16	0,27	0,54	1,35	
1,2	0,13	1,17	0,21	0,27	0,38	0,60	1,05	2,19	40
1,3	0,42	0,52	0,64	0,82	1,11	1,60	2,53	4,56	30
1,4	1,47	1,81	2,19	2,76	3,64	5,06	7,48	12,07	20
1,5	5,62	6,87	8,23	10,26	13,32	18,06	25,71	38,91	10
									0
1,6	23,39	28,38	33,83	41,83	53,69	71,63	99,64	145,34	0
1,7	105,50	127,41	151,16	185,77	236,48	312,00	427,32	609,42	—10
1,8	514,64	619,20	731,95	895,24	1132,51	1481,95	2007,52	2820,01	
1,9	2710,43	—	—	—	—	—	—	—	—20

Таблица П4.20

М и Д, h=6,0 ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$ и $\vartheta_{охл} = 20°$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{охл}$, °С
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,05	0,06	0,07	0,09	0,13	0,21	0,40	1,00	
1,1	0,16	0,18	0,21	0,26	0,33	0,47	0,78	1,57	40
1,2	0,54	0,62	0,71	0,84	1,04	1,36	1,95	3,25	30
1,3	2,06	2,35	2,65	3,09	3,72	4,66	6,19	8,98	20
1,4	8,71	9,87	11,06	12,73	15,06	18,41	23,40	31,42	10
1,5	40,54	45,65	50,87	58,06	67,94	81,66	101,23	130,37	0
1,6	206,67	231,65	257,01	291,56	338,35	402,15	490,60	616,69	—10
1,7	1151,74	1286,19	1421,89	1605,36	1851,41	2182,39	2632,81	3257,83	—20

Таблица П4.21

М и Д, h=8,0 ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$ и $\vartheta_{охл} = 20\,°C$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{охл}$, °С
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,10	0,11	0,13	0,15	0,19	0,27	0,46	1,00	
1,1	0,35	0,38	0,42	0,48	0,58	0,74	1,05	1,82	40
1,2	1,32	1,45	1,58	1,77	2,04	2,45	3,14	4,51	30
1,3	5,60	6,09	6,60	7,29	8,23	9,57	11,56	14,90	20
1,4	26,26	28,43	30,59	33,50	37,37	42,60	49,92	60,75	10
1,5	135,86	146,44	156,87	170,67	188,75	212,56	244,47	288,69	0
1,6	773,21	830,37	886,32	959,63	1054,51	1177,25	1337,56	1551,16	—10
1,7	4829,31	5170,85	5503,17	5935,61	6489,97	7198,05	8106,93	9288,40	—20

Таблица П4.22

М и Д, $h=12{,}0$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$ и $\vartheta_{охл} = 20\,^\circ C$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{охл}$, °С
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,24	0,26	0,27	0,30	0,34	0,42	0,58	1,00	
1,1	0,90	0,95	1,00	1,07	1,18	1,35	1,66	2,32	40
1,2	3,75	3,93	4,11	4,36	4,70	5,19	5,95	7,33	30
1,3	17,43	18,19	18,93	19,92	21,22	22,97	25,43	29,21	20
1,4	89,83	93,38	96,82	101,29	107,04	114,48	124,34	138,05	10
1,5	511,56	530,19	548,05	570,96	599,94	636,53	683,28	744,56	0
									—10
1,6	3211,62	3320,44	3423,95	3555,60	3720,05	3924,32	4179,09	4501,39	—20

Таблица П4.23

М и Д, $h=24{,}0$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$ и $\vartheta_{охл} = 20\,^\circ C$	Допустимо до максимального значения $\vartheta_{охл}$, °С
	0,25.....1,0	
1,0	1,00	
1,1	4,16	40
1,2	19,19	30
1,3	98,05	20
1,4	558,32	10
1,5	3443,15	$0 \div -10$
1,6	23584,81	—20

Таблица П4.24

ДЦ и Ц, $h=0{,}5$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$ и $\vartheta_{охл} = 20\,^\circ C$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{охл}$, °С
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,07	0,23	1,00	
1,1	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03	0,08	0,26	1,05	
1,2	0,01	0,01	0,01	0,02	0,04	0,10	0,31	1,15	
1,3	0,02	0,03	0,04	0,05	0,09	0,18	0,45	1,44	
1,4	0,06	0,08	0,11	0,16	0,25	0,45	0,92	2,33	40
1,5	0,19	0,26	0,36	0,52	0,80	1,35	2,51	5,35	30
									20
1,6	0,70	0,97	1,30	1,87	2,87	4,74	8,46	16,51	10
1,7	2,77	3,81	5,11	7,32	11,21	18,36	32,25	61,00	0
1,8	11,78	16,16	21,65	30,96	47,28	77,16	134,67	251,74	—10
1,9	53,94	73,89	98,82	141,06	214,96	349,82	608,26	1130,90	—20
2,0	265,79	363,58	485,64	692,05	—	—	—	—	

Таблица П4.25

ДЦ и Ц, $h=1{,}0$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$ и $\vartheta_{охл} = 20\,°C$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{охл}$, °С
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03	0,07	0,25	1,00	
1,1	0,01	0,01	0,02	0,02	0,04	0,10	0,29	1,10	
1,2	0,02	0,03	0,04	0,06	0,10	0,18	0,43	1,36	
1,3	0,08	0,10	0,13	0,18	0,27	0,45	0,88	2,16	40
1,4	0,28	0,37	0,47	0,65	0,94	1,46	2,51	4,99	30
1,5	1,13	1,48	1,89	2,55	3,65	5,57	9,09	16,21	20
1,6	5,00	6,49	8,27	11,12	15,81	23,82	38,11	65,19	10
									0
1,7	24,18	31,28	39,71	53,20	75,29	112,64	178,44	300,05	—10
1,8	127,89	165,03	208,95	279,03	393,23	585,25	920,85	1533,83	—20
1,9	740,19	952,86	1203,66	—	—	—	—	—	

Таблица П4.26

ДЦ и Ц, $h=2{,}0$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$ и $\vartheta_{охл} = 20\,°C$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{охл}$, °С
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,01	0,01	0,02	0,03	0,04	0,09	0,27	1,00	
1,1	0,04	0,04	0,05	0,07	0,10	0,18	0,40	1,22	
1,2	0,13	0,16	0,19	0,24	0,32	0,48	0,84	1,93	
1,3	0,54	0,65	0,77	0,96	1,25	1,73	2,62	4,64	40
1,4	2,52	3,02	3,57	4,39	5,63	7,58	10,78	16,65	30
									20
1,5	13,20	15,72	18,50	22,62	28,76	38,12	52,90	77,48	10
									0
1,6	77,34	91,77	107,57	130,80	165,18	216,93	296,94	425,17	—10
1,7	506,38	598,80	699,60	847,07	1063,75	1387,02	1880,61	2657,17	—20

Таблица П4.27

ДЦ и Ц, $h=4{,}0$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$ и $\vartheta_{охл} = 20\,°C$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{охл}$, °С
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,05	0,05	0,06	0,07	0,10	0,15	0,33	1,00	
1,1	0,19	0,22	0,24	0,28	0,33	0,44	0,69	1,51	
1,2	0,90	0,99	1,09	1,23	1,43	1,73	2,29	3,61	40
1,3	4,79	5,24	5,71	6,37	7,27	8,56	10,51	13,92	30
1,4	29,01	31,62	34,29	37,94	42,89	49,68	59,25	73,54	20; 10
1,5	200,28	217,46	234,88	258,47	290,10	332,68	390,78	472,31	0
									—10
1,6	1572,93	1702,33	1832,74	2008,13	2241,25	2551,01	2966,17	3532,23	—20

Таблица П4.28

ДЦ и Ц, $h = 6{,}0$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$ и $\vartheta_{охл}$ 20 °С								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{охл}$, °С
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,11	0,12	0,13	0,14	0,17	0,22	0,39	1,00	
1,1	0,49	0,52	0,55	0,60	0,67	0,79	1,05	1,84	
1,2	2,50	2,64	2,79	2,99	3,26	3,66	4,32	5,71	40
1,3	14,74	15,50	16,27	17,30	18,67	20,52	23,15	27,33	30
1,4	99,59	104,40	109,16	115,45	123,66	134,41	148,73	168,69	20; 10
1,5	770,88	805,64	839,82	884,59	942,32	1016,50	1112,50	1239,20	0; −10
1,6	6825,27	7115,18	7398,46	7767,13	8238,09	8835,69	9595,43	10571,52	−20

Таблица П4.29

ДЦ и Ц, $h = 8{,}0$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$ и $\vartheta_{охл} = 20$ °С								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{охл}$, °С
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,18	0,19	0,20	0,22	0,24	0,30	0,45	1,00	
1,1	0,86	0,89	0,93	0,98	1,06	1,18	1,44	2,17	
1,2	4,62	4,78	4,95	5,18	5,49	5,92	6,62	8,01	40
1,3	28,56	29,49	30,41	31,62	33,22	35,33	38,26	42,75	30
1,4	202,97	208,99	214,87	222,56	232,45	245,18	261,78	284,33	20; 10
1,5	1654,79	1699,84	1743,63	1800,30	1872,33	1963,31	2078,77	2227,77	0; −10
1,6	15458,26	15848,37	16225,21	16709,73	17319,77	18080,70	19029,66	20222,22	−20

Таблица П4.30

ДЦ и Ц, $h = 12{,}0$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$ и $\vartheta_{охл} = 20$ °С								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{охл}$, °С
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,35	0,36	0,37	0,38	0,41	0,45	0,58	1,00	
1,1	1,68	1,72	1,76	1,81	1,89	2,01	2,24	2,85	
1,2	9,40	9,58	9,77	10,01	10,33	10,79	11,48	12,77	40
1,3	60,56	61,59	62,59	63,91	65,64	67,89	70,96	75,52	30
1,4	448,15	454,88	461,44	469,94	480,80	494,65	512,53	536,41	20; 10
1,5	3805,84	3857,18	3906,78	3970,61	4051,12	4151,95	4278,64	4440,22	0; −10; −20

Таблица П4.31

ДЦ и Ц, $h = 24{,}0$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0{,}25 \div 1{,}0$ и $\vartheta_{охл} = 20\,^\circ C$	Допустимо до максимального значения $\vartheta_{охл}$, °С
	0,25.....1,0	
1,0 1,1 1,2	1,00 5,11 29,95	40
1,3	201,71	30
1,4	1557,91	20; 10
1,5	13787,33	0; −10; −20

Приложение 5. ОБОЗНАЧЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМАХ

Вид элемента	Буквенный код	Вид элемента	Буквенный код
Генератор переменного тока	*G*	Датчик давления	*BP*
Генератор постоянного тока	*G*	Датчик частоты вращения (тахогенератор)	*BR*
Батарея аккумуляторная	*GB*	Датчик температуры (термопара, термосопротивление)	*BT*
Синхронный компенсатор	*GC*	Счетчик вольт-ампер-часов реактивный	*BVA*
Возбудитель генератора	*GE*	Счетчик ватт-часов	*BW*
Подвозбудитель (вспомогательный возбудитель)	*GEA*	Конденсатор	*C*
Трансформатор	*T*	Конденсаторная силовая батарея	*CB*
Автотрансформатор	*T*	Блок конденсаторный зарядный	*CG*
Трансформатор тока	*TA*	Разрядник	*FV*
Трансформатор напряжения	*TV*	Предохранитель плавкий	*FU*
Трансформатор промежуточный	*TL*	Прибор звуковой сигнализации	*HA*
Электромагнитный стабилизатор	*TS*	Прибор световой сигнализации	*HL*
Выключатель в силовых цепях	*Q*	Табло сигнальное	*HLA*
Выключатель автоматический	*QF*	Лампа с зеленой линзой	*HLG*
Короткозамыкатель	*QK*	Лампа с красной линзой	*HLR*
Отделитель	*QR*	Лампа с белой линзой	*HLW*
Разъединитель	*QS*	Реле	*K*
Рубильник	*QS*	Реле токовое	*KA*
Выключатель нагрузки	*QW*	Реле блокировки	*KB*
Разъединитель заземляющий (стационарный заземлитель)	*QSG*	Реле блокировки от многократных включений	*KBS*
Электродвигатель асинхронный	*M*	Реле частоты	*KF*
Электродвигатель переменного тока	*M*	Реле указательное	*KH*
Электродвигатель постоянного тока	*M*	Реле импульсной сигнализации	*KHA*
Электродвигатель синхронный	*M*	Реле электротепловое	*KK*
Возбудитель синхронного электродвигателя	*ME*	Реле промежуточное	*KL*
Регулятор	*A*	Контактор, магнитный пускатель	*KM*
Регулятор тока	*AA*	Реле фиксации положения выключателя	*KQ*
Регулятор частоты	*AF*	Реле положения выключателя «включено»	*KQC*
Регулятор пропорциональный	*AP*	Реле положения выключателя «отключено»	*KQT*
Регулятор напряжения	*AV*	Реле положения разъединителя повторительное	*KQS*
Регулятор возбуждения	*AV*	Реле контроля	*KS*
Регулятор мощности	*AW*	Реле контроля сигнализации	*KSS*
Комплект защиты	*AK*		
Устройство автоматического повторного включения	*AKS*		
Громкоговоритель	*BA*		
Микрофон	*BM*		

Продолжение прилож. П5

Вид элемента	Буквенный код	Вид элемента	Буквенный код
Реле контроля цепи напряжения	*KSV*	Переключатель, ключ цепи управления	*SA*
Реле газовое	*KSG*	Выключатель кнопочный (кнопка управления)	*SB*
Термореле	*KST*	Выключатель автоматический	*SF*
Реле времени	*KT*	Переключатель синхронизации	*SS*
Реле напряжения	*KV*	Преобразователь электрической величины в электрическую	*U*
Реле мощности	*KW*	Преобразователь тока	*UA*
Дроссель	*L*	Преобразователь частоты	*UF*
Реактор	*LR*	Преобразователь напряжения	*UV*
Обмотка возбуждения генератора	*LG*	Преобразователь мощности	*UW*
Обмотка возбуждения возбудителя генератора	*LE*	Инвертор, выпрямитель	*UZ*
Обмотка возбуждения подвозбудителя (вспомогательного генератора)	*LA*	Диод, стабилитрон	*VD*
Обмотка возбуждения электродвигателя	*LM*	Прибор электровакуумный и полупроводниковый	*VL*
Прибор измерительный	*P*	Транзистор	*VT*
Амперметр	*PA*	Тиристор	*VS*
Частотомер	*PF*	Соединение контактное	*X*
Синхроноскоп	*PS*	Соединение неразборное	*XN*
Вольтметр	*PV*	Соединение разборное	*XT*
Варметр	*PVA*	Штырь	*XP*
Ваттметр	*PW*	Гнездо	*XS*
Счетчик активной энергии	*PI*	Электромагнит	*YA*
Счетчик реактивной энергии	*PK*	Замок электромагнитный блокировки	*YAB*
Омметр	*PR*	Электромагнит включения	*YAC*
Регистрирующий прибор	*PS*	Электромагнит отключения	*YAT*
Резистор	*R*	Муфта с электромагнитным приводом	*YC*
Потенциометр	*RP*	Фильтр дроссельный (индуктивный)	*Z*
Шунт измерительный	*RS*	Фильтр емкостной	*Z*
Реостат	*RR*	Фильтр тока	*ZA*
Устройства коммутационные в цепях управления, сигнализации и измерительных	*S*	Фильтр частотный	*ZF*
		Фильтр напряжения	*ZV*

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

В.1. **Троицкий А. А.** Энергетика СССР за 70 лет // Электрические станции. 1987. № 11. С. 2–17.

1.1. **Правила** устройства электроустановок. – 6-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1986.

3.1. **Брацлавский С. Х., Михельсон И. З., Самойлов Я. С.** Алюминиевый полый провод увеличенного диаметра ПА-640 для ошиновки ОРУ // Электрические станции. 1974. № 10. С. 55–56.

4.1. **Нейман Р. Л.** Поверхностный эффект в ферромагнитных телах. Л.: Госэнергоиздат, 1949.

4.2. **Нейман Р. Л.** О методе расчета потерь в ферромагнитных элементах ограждающих и поддерживающих конструкций мощных токопроводов // Тр. ЛПИ. 1966. № 273. С. 3–8.

4.3. **Swerdlow N., Buchta M.** Practical Solutions of inductive heating problems resulting from high-current busses // IEEE Trans. PAS. 1960. Vol. 46. P. 1736–1746.

5.1. **Шелков Е. А.** Расчет нагрева силовых кабелей при коротком замыкании // Электрические станции. 1973. № 10. С. 36–38.

5.2. **Околович М. Н.** Расчет теплового импульса тока короткого замыкания // Электрические станции. 1974. № 5. С. 56–60.

7.1. **Hosemann G., Tsanakas D.** Dynamic short-circuit stress of busbar-structures with stiff conductors // Electra. Jan. 1980. N 68. P. 38–64.

7.2. **Беляев Н. М.** Сопротивление материалов. М.: Наука, 1976.

7.3. **Hosemann G., Tsanakas D.** Beitrag zur analytischen Berechnung der dinamischen Kurzschlussbeanspruchung von Schaltanlagen // ETZ-a, 1976. Bd. 97, H. 8. S. 493–498.

7.4. **Engel B.** Mechanische beanspruchung von Leiterseilen in Anlagen nach einen Kurzschluss // Elektrizitätswirtschaft. 1979. Bd. 79, N 6. S. 186–189.

7.5. **Craig D. B., Ford G. L.** The response of strain bus to short-circuit currents // IEEE Trans. PAS-99. 1980. N 2. P. 434–442.

7.6. **Awad M. B., Huestes H. W.** Influence of short-circuit current on HV and EHV Strain bus design // IEEE Trans. PAS-99. 1980. N 2. P. 480–487.

7.7. **Кудрявцев Е. П., Долин А. П.** Расчет жесткой ошиновки распределительных устройств. М.: Энергия, 1981.

8.1. **Skeats W. F., Swerdlow N.** Minimizing the magnetic field Sourrounding isolated-phase bus by electrically continues enclosures // IEEE Trans. PAS. 1963. N 64. P. 655–665.

8.2. **Электротехнический** справочник / Под ред. М. Г. Чиликина. Т. 2. М.: Энергия, 1975.

8.3. **Борчанинов Г. С., Крючков И. П.** Токопроводы со спаренными фазами // Изв. вузов. Энергетика. 1959. № 11. С. 36–41.

8.4. **Walldorf S. P., Gnadt P. A.** Development by 1200 kV compressed-gas-insulated transmission and substation equipment in the United States // IEEE Trans. Power Delivery. 1987. Vol. 2, N 2. P. 374–383.

9.1. **Хольм Р.** Электрические контакты. М.: Изд-во иностр. лит. 1961.

10.1. **Naef O., Zimmerman C. P., Beehler J. E.** Proposed transient recovery voltage ratings for power curcuit breakers // PAS. 1965. Vol. 84. P. 580–605.

10.2. **Славин Г. А.** Восстанавливающиеся напряжения на контактах выключателей при отключении коротких замыканий. М.: Энергия, 1974.

10.3. **Хамфрис.** Переходное восстанавливающееся напряжение в режиме неудаленного короткого замыкания // Отключение токов в сетях высокого напряжения / Под ред. К. Рагаллера. М.: Энергоиздат, 1981. С. 39–70.

10.4. **Чернышев Н. М., Щеглов И. П., Кузнецова В. В.** Определение восстанавливающегося напряжения на выключателях в цепи мощных трансформаторов // Электрические станции. 1966. № 6. С. 62–67.

10.5. **Harner R. H., Rodriguez J.** Transient recovery voltages associated with power-system three-phase transformer secondary faults / PAS. 1972. Vol. 91, N 5. P. 1887–1896.

10.6. **Герцонович С.** Выключатели высокого напряжения. М.: Госэнергоиздат, 1958.

11.1. **Каппов Н. А.** Электрические явления в газах и вакууме. М.–Л.: Гостехиздат, 1950.

11.2. **Лёб Л.** Основные процессы электрических разрядов в газах. М.–Л.: Гостехиздат, 1950.

11.3. **Рагаллер, Райхерт.** Физика дуги и переходные процессы в сетях // Отключение токов в сетях высокого напряжения / Под ред. К. Рагаллера. М.: Энергоиздат, 1981. С. 13–39.

11.4. **Rieder W.** Arc-circuit interaction near current zero // IEEE Trans. PAS. 1972. Vol. 92. P. 705–713.

11.5. **Джоунс Б.** Электропередачи сверхвысокого напряжения: Пер. с англ. М.: Мир, 1975.

12.1. **Исследование** отключающей способности автопневматического дугогасящего устройства / А. М. Бронштейн, Э. В. Горцунян, Н. И. Пантелеймонова, К. А. Позднякова // Электротехника. 1975. № 6. С. 16–19.

12.2. **Kane R. E., Wagner C. L.** New generation of oilless curcuit breakers 115–345 кВ // IEEE Trans. PAS. 1971. Vol. 90, N 2. P. 628–635.

12.3. **Selzer A.** Vacuum interruption. A review of the vacuum arc and contact functions // IEEE Trans. Industry Applications. 1972. Vol. IA-8, N 6. P. 707–722.

12.4. **Novel** electrode structure of vacuum interrupter and its practical applications / S. Yanabu, E. Kaneko, H. Okumura, T. Aiyoshi //

IEEE Trans. PAS. 1981. Vol. 100, N 4. P. 1966–1974.

12.5. **The applications** of axial magnetic field electrodes to vacuum circuit breakers/ S. Yanabu, E. Kaneko, H. Koike e. a./IEEE Trans. PAS. 1983. Vol. 102, N 5. P. 1395–1402.

12.6. **Experiments** on vacuum interrupters in high voltage 72 кВ circuits/R. E. Voshall, C. W. Kimlin, P. G. Slade, J. G. Gorman// IEEE Trans. PAS. 1980. Vol. 99, N 2. P. 658–666.

12.7. **Перцев А. А., Гусева Л. Г., Рыльская Л. А.** Вакуумные дугогасительные камеры для выключателей 35 и 110 кВ// Электротехническая промышленность. Сер. Аппараты высокого напряжения, трансформаторы, силовые конденсаторы. 1981. Вып. 8(21).

12.8. **Перцев А. А., Гусева Л. Г., Куликов А. Е.** Вакуумная сильноточная дуга в магнитном поле//ЖТФ. 1977. № 47. 10. С. 2112.

12.9. **Shores R. B., Phillips V. E.** High voltage vacuum circuit breakers//IEEE Trans. PAS. 1975. Vol. 94, N 5. P. 1821–1830.

12.10. **Исследование** и разработка электромагнитных выключателей/А. М. Бронштейн, Т. В. Давиденко, В. П. Курицын, И. Н. Улисова//Электротехническая промышленность. Сер. Аппараты высокого напряжения, трансформаторы, силовые конденсаторы. 1971. Вып. 9. С. 26–29.

13.1. **Bochne E. W., Jang M. J.** Performance criteria of d. c. interrupters//AIEE Trans. 1947. Vol. 66. P. 1172–1180.

13.2. **Голубев А. И.** Быстродействующие автоматические выключатели. М.: Госэнергоиздат, 1955.

13.3. **Greenwood A. N., Lee T. L.** Theory and application of the commutation principle for HVDC breakers//IEEE Trans. PAS. 1972. Vol. 91, N 4. P. 1570–1574.

14.1. **Буткевич Г. В.** Дуговые процессы при коммутации электрических цепей. М.: Высшая школа, 1967.

14.2. **Афанасьев В. В., Вишневский Ю. И.** Воздушные выключатели. Л.: Энергоиздат, 1981.

15.1. **Кузнецов Р. С.** Аппараты распределения электрической энергии до 1000 В. М.: Энергия, 1970.

16.1. **Булашевич Д. Н.** Эксплуатационные характеристики конденсаторных трансформаторов напряжения //Тр. ВНИИЭ. Вып. 39. М.: Энергия, 1971.

16.2. **Справочник** по электрическим аппаратам высокого напряжения/Под ред. В. В. Афанасьева. Л.: Энергоатомиздат, 1987.

17.1. **Петров Г. Н., Окунь С. С.** Компенсация погрешностей трансформаторов тока подмагничиванием полем рассеяния//Электричество. 1946. № 8. С. 18–24.

20.1. **Турбогенераторы**/В. В. Титов, Г. А. Хуторецкий, Г. А. Загородная и др. Л.: Энергия, 1967.

20.2. **Ульянов С. А.** Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. М.: Энергия, 1964.

20.3. **Мамиконянц Л. Г.** Токи и моменты вращения, возникающие в синхронной машине при включении ее способом самосинхронизации//Тр. ЦНИЭЛ. Госэнергоиздат. 1956. Вып. IV. С. 9–87.

20.4. **Петров Г. Н.** Электрические машины, ч. 2.–2-е изд., перераб. М.: Госэнергоиздат, 1963.

20.5. **Иванов-Смоленский А. В.** Электрические машины: Учебник для вузов. М.: Энергия, 1980.

20.6. **Эксплуатация** турбогенераторов с непосредственным охлаждением/Под ред. Л. С. Линдорфа и Л. Г. Мамиконянца. М.: Энергия, 1972.

20.7. **Правила** технической эксплуатации электрических станций и сетей. М.: Энергия, 1977.

20.8. **Коган Ф. Л., Мамиконянц Л. Г.** Асинхронный режим мощных турбогенераторов//Электричество. 1977. № 4. С. 15–21.

20.9. **Анормальные** режимы работы крупных синхронных машин/Е. Я. Казовский, Я. Б. Данилевич, Э. Г. Кашарский и др. М.: Наука, 1969.

20.10. **Тер-Газарян Г. Н.** Длительный несимметричный режим гидрогенераторов высокого использования//Электрические станции. 1977. № 2. С. 50–51.

21.1. **Сивокобыленко В. Ф., Павлюков В. А.** Параметры и схемы замещения асинхронных двигателей с вытеснением тока в роторе//Электрические станции. 1976. № 2. С. 51–54.

21.2. **Сыромятников И. А.** Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей.–4-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1984.

22.1. **Крайз А. Г.** Трехфазные трансформаторы с расщепленными обмотками низшего напряжения//Электричество. 1965. № 7. С. 31–37.

22.2. **Васютинский С. Б.** Вопросы теории и расчета трансформаторов. М.: Энергия, 1970.

22.3. **Петров Г. Н.** О параметрах и потерях короткого замыкания трехобмоточных автотрансформаторов//Вестник электропромышленности. 1960. № 5. С. 32–36.

22.4. **Bennon S.** Thermal analysis of transformer load cycles//IEEE Trans. PAS. 1958, April. P. 21–25.

22.5. **Narbutovskih P.** Simplified graphical method of computing thermal transients//AIEE Trans. 1947. Vol. 66. P. 78–81.

24.1. **Нормы** технологического проектирования тепловых электростанций и тепловых сетей. М.: Минэнерго СССР, 1980.

24.2. **Нормы** технологического проектирования атомных электростанций. М.: Минэнерго СССР, 1980.

24.3. **Нормы** технологического проектирования гидроэлектростанций. М.: Минэнерго СССР, 1977.

24.4. **Нормы** технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35–750 кВ.– 3-е изд. М.: Минэнерго СССР, 1979.

25.1. **Неклепаев Б. Н.** Координация и оптимизация токов короткого замыкания в электрических системах. М.: Энергия, 1978.

25.2. **Перламутрова Л. Е., Славин Г. А., Мамонтова Г. Н.** Использование средств автоматики для облегчения условий работы выключателей в энергосистемах // Тр. ин-та Энергосетьпроект. Вып. 11. М.: Энергия, 1978. С. 88–98.

25.3. **А. с. 511651** СССР, МКИ НО2Н 9/00. Токоограничивающее устройство / Б. Н. Неклепаев, В. Ф. Кочетов // Открытия. Изобретения. 1976. № 15.

25.4. **Barkan P.** The first-zero interrupter as an alternative to the fault current limiter / IEEE Trans. PAS. 1982. Vol. 101, N 6. P. 1607–1619.

25.5. **Методические** указания по ограничению токов однофазных коротких замыканий в электрических сетях 110–220 кВ энергосистем / Минэнерго СССР, М.: 1984.

27.1. **IEEE** Recommended Practice for Sizing Large Lead Storage Batteries for Generating Stations and Substations. Std 485-1983.

28.1. **Двоскин Л. И.** Схемы и конструкции распределительных устройств. М.: Энергоатомиздат, 1985.

28.2. **Зеликин М. Л.** Открытое распределительное устройство 500 кВ с подвесными разъединителями и совмещенной аппаратурой // Электрические станции. 1974. № 8. С. 53–58.

29.1. **Устройство** автоматической компенсации емкостных токов в промышленных сетях 35 кВ/Л. И. Дорожко, Л. Л. Федосов, В. М. Божко и др. // Промышленная энергетика. 1983. № 4. С. 54–58.

30.1. **Dalziel C. F., Massoglia E. P.** Let go currents and voltages // AIEE Trans. 1956. Vol. 75. Part II. P. 49–56.

30.2. **Dalziel C. F.** Thresold 60-cycle fibrillating currents // AIEE Trans. 1960. Vol. 79. Part III. P. 667–673.

30.3. **Прибор** для измерения сопротивлений заземляющих устройств // Энергетик. 1984. № 3. С. 22–24.

30.4. **Кострубa С. И.** Измерение электрических параметров земли и заземляющих устройств.– 2-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1983.

30.5. **Якобс А. И.** Приведение многослойной электрической структуры к эквивалентной двухслойной при расчете заземляющих устройств // Электричество. 1970. № 8. С. 19–23.

30.6. **Thapar B., Madan S. K.** Current for design of grounding systems // IEEE Trans. PAS. 1984. Vol. 103, N 9. P. 2633–2638.

30.7. **Бургсдорф В. В., Якобс А. И.** Заземляющие устройства электроустановок. М.: Энергоатомиздат, 1987.

30.8. **Бургсдорф В. В., Волкова О. В.** Расчет сложных заземлителей в неоднородных грунтах // Электричество. 1964. № 9. С. 7–11.

30.9. **Эбин Л. Е., Якобс А. И.** Применение метода наведенных потенциалов в неоднородных грунтах // Электричество. 1964. № 9. С. 1–7.

30.10. **Nahman J., Salamon D.** Analitical expressions for the resistance of grounding grids in nonuniform soil // IEEE Trans. PAS. April 1984. P. 880–885.

30.11. **Nahman J., Salamon D.** Analitical expressions for the resistance of rodbeds and of combined grounding systems in nonuniform soil // IEEE Trans. on Power Delivery. 1986. Vol. 1, N 3. P. 90–96.

31.1. **Электрические** системы. Т. 3. Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения / Н. Д. Анисимова, В. А. Веников, В. В. Худяков; Под ред. В. А. Веникова. М.: Высшая школа, 1972.

31.2. **Поссе А. А.** Схемы и режимы электропередач постоянного тока. Л.: Энергия, 1973.

31.3. **Передача** энергии постоянным током / Под ред. И. М. Бортника, А. В. Поссе. М.: Энергоатомиздат, 1985.

32.1. **Савельев В. А.** Основы построения АСУ ТП электрической части станций: Учебное пособие. Иваново: Ивановский государственный университет, 1982.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

А

Автоматическое включение резерва АВР 29
— деление системы АДС 365
— повторное включение АПВ 28
Автономные агрегаты системы собственных нужд 401
Автопневматические дугогасящие устройства элегазовых выключателей 150
Автотрансформаторы 312
  коэффициент типовой мощности 314
  потери мощности 319
  режимы 316
Аккумуляторы свинцово-кислотные 408
  емкость 413
  зарядные устройства 418
  коэффициент емкости 420
  напряжение и ЭДС 410
  — подзаряда 417
  определение числа аккумуляторов в батарее и их емкости 419
  пластины 408
  поляризация 411
  режим постоянного подзаряда 417
  саморазряд 412
  уравнительный заряд 417
  характеристики заряда 417
  — разряда 413
  химические реакции 409
Аппаратный генераторный комплекс 184
Асимметрия отключаемого тока 135, 163

Б

Блокировка от многократного включения на КЗ 507
— разъединителей 517
Блочные агрегаты, схемы 144

В

Вероятность травмирования человека электрическим током 476
Возвращающееся напряжение 101
Восстанавливающееся напряжение:
  нормированные характеристики 118
  при неудаленном КЗ 110
  расчет 99
  скорость 102
Время:
  автоматического повторного включения 28
  отключения электрической цепи 28
  собственное выключателя 163
Выключатели автоматические до 1 кВ переменного и постоянного тока 189
Выключатели нагрузки газогенерирующие 183
— — назначение 182
Выключатели переменного тока свыше 1 кВ:
  вакуумные 153
  воздушные 142
  выбор 163
  коммутационная способность 163
  масляные 137
  номинальный ток включения 164
  — — отключения 164
  однопериодные 137
  передаточный механизм 158
  приводы 158
  элегазовые 150
Выключатели постоянного тока:
  быстродействующие 169
  высокого напряжения 171

Г

Гашение дуги:
  в воздушных выключателях 131
  в масляных выключателях 139

Генераторы и компенсаторы:
автоматическое гашение магнитного поля 257
анормальные режимы 269
включение на параллельную работу 259
гидрогенераторы 239
использование генераторов в качестве синхронных компенсаторов 268
компенсаторы 253
параметры 258
система возбуждения 250
– охлаждения 244
турбогенераторы 237
График нагрузки:
годовой по продолжительности 12
суточный 12

Д

Дефибриллятор 474
Допустимые напряжения прикосновения и шага 474
– перегрузки кабелей 235
Дуга электрическая:
вольт-амперные характеристики 129
движение в магнитном поле 157
термическая ионизация 129
Дуговой промежуток, пробой:
тепловой 133
электрический 133

Е

Емкостная асимметрия сети 458

З

Заземление рабочее 455
Заземлители:
вспомогательные 471
основные 471
расчет 482
сопротивление 472
Заземляющие устройства 471
– – нормирование 481
Зануление 487
Защитное отключение 489
Земля 477
вертикальное электрическое зондирование 479
двухслойная 480
методы измерения удельного сопротивления 477
слой сезонных изменений 480
удельное сопротивление 477

И

Измерительные трансформаторы напряжения 197
витковая коррекция 202
выбор 212
делители напряжения 208
емкостные 208
конструкции 206
классы точности 198
номинальный коэффициент трансформации 197
погрешности 199
схемы включения 203
Измерительные трансформаторы тока 214
витковая коррекция 218
выбор 226
классы точности 215
компенсация погрешностей 219
конструкции 222
номинальная нагрузка 215
термическая стойкость 222
характеристики погрешности 216
электродинамическая стойкость 222
Изоляторы:
опорные 32
проходные 34
Интеграл Джоуля 51

К

Кабели:
с масляной изоляцией 38
трехжильные с отдельно освинцованными жилами 37
– с поясной изоляцией 37
Кажущееся удельное сопротивление земли 479
Категории приемников электрической энергии 14
Качество электроэнергии 13

Контакты электрические 89
главные 97
дугогасительные 97
линейные 89
сопротивление 89
точечные 89
Контроль изоляции 466
— цепей управления 508
Коэффициент:
заземления сети 458
напряжения прикосновения и шага 476
неравномерности нагрузки 12
поверхностного эффекта 29
связи сдвоенного реактора 229
успокоения 456
формы 58

Л

Логарифмический декремент затухания 67

М

Магнитные замки разъединителей 178

Н

Нагревание:
кабелей 43
проводников и аппаратов при КЗ 48
стальных конструкций, расположенных в сильных магнитных полях 45
Надежность:
электроснабжения 14
электроустановки 345
Нагревостойкость изоляционных материалов 39
Напряжение:
наибольшее рабочее 27
номинальное 27
прикосновения 472
шага 472
Неудаленное КЗ 110

О

Ограничение токов однофазного КЗ 371
Ограничители перенапряжений 26
Отделители и короткозамыкатели 181
Отклонение напряжения от номинального 13
— частоты 13
Отклонение емкостного тока 123
— малых индуктивных токов 125

П

Палетка 479
Парниковый эффект 16
Переключающие устройства ПБВ и РПН 321
Перенесенные потенциалы 473
Переходное восстанавливающееся напряжение 99
— — — вторая стадия 116
Плавкие предохранители 184
защитные характеристики 185
отключающая способность 185
токоограничение 187
Поверхностный эффект 29
Подготовка воздуха для воздушных выключателей 149
Подстанции:
на ответвлениях 363
проходные 361
узловые 361
Порог:
отпускания 473
фибрилляции 474
чувствительности 473
Постоянная времени:
нагревания трансформатора 326
теплового процесса 45
Потребители электроэнергии 13
Преобразования графика нагрузки в эквивалентный двухступенчатый 332
Продолжительность использования:
максимальной нагрузки 12
установленной мощности 16

Р

Рабочие токи нормального и утяжеленного режимов 232
Рабочие машины системы СН:
вентиляторы тягодутьевые 393
— центробежные 384
насосы и вентиляторы лопастные 382
— питательные котлов 392
— сетевые 394
— центробежные 383

– циркуляционные и конденсатные 393
регулирование производительности 388
Размагничивающие кольца 47
Разъединители 175
отключающая способность 179
подвесные 439
порядок переключений 338
Распределительные устройства 424
внутренние 424
комплектные 424
наименьшие изоляционные расстояния 427, 435
наружные 424
Расчетные затраты полные 345
Расчетный вид КЗ 233
– ток КЗ 234
– рабочий ток 232
Реакторы дугогасящие 460
выбор 465
конструкции 463
настройка 461
Реакторы токоограничивающие 227
индуктивное сопротивление 223
сдвоенные 230
Режим аварийной перегрузки трансформатора 332
– систематической нагрузки 332
– энергосистемы и участие электростанций в выработке электрической энергии 21
Резервная мощность системы 22

С

Сети:
компенсированные 455
незаземленные 455
эффективно-заземленные 455
Системы собственных нужд:
атомных электростанций 397
гидростанций и гидроаккумулирующих станций 404
источники электроснабжения 380
подстанций 407
рабочие машины, их характеристики 383
регулирование производительности рабочих мащин 388
тепловых электростанций 392
условия надежного электроснабжения 381
Системы управления 496
автоматизация переключений разъединителями 518
автоматизированные системы управления технологическим процессом 500
блокировка от многократных включений на КЗ 507
– разъединителей 519
дистанционное управление выключателями 504
– – разъединителями 517
избирательное управление 514
измерения 520
источники энергии для вспомогательных цепей 534
контроль цепей управления 508
организационная структура оперативного управления 497
сигнализация 526
структура АСУ ТП 500
щиты управления 531
Слой сезонных изменений 480
Смещение нейтрали 456
Сопротивление проводников, зависимость от температуры 42
Степень расстройки компенсации 461
– черноты излучающей поверхности 41
Стойкость динамическая и термическая 26

Т

Температура в наиболее нагретых точках 38
– наблюдаемая 38
– окружающей среды 325
Технологическая схема:
АЭС 19
КЭС 16
ТЭЦ 17
Тепловое сопротивление 43
Тепловой поток 40
– расчет неизолированных проводников 41
Теплообмен 40
Термическая ионизация 129
– стойкость проводников 49
Токи в кожухах:
вихревые 83
циркулирующие 83
Токоограничивающие устройства 366
– – упрощенные 368
Токопровод:
пофазно экранированный 83
расчет на электродинамическую стойкость 63
с гибкими проводами 76

со спаренными фазами 87
с элегазовой изоляцией 88
Трансформаторы силовые:
зависимость превышений температуры масла и обмоток от нагрузки 325
износ изоляции 330
нагрузочная способность 330
нормированные превышения температуры 325
линейные регулировочные 322
системы охлаждения 324
тепловой режим 324
трехобмоточные 311
шестиградусное правило 330
шкала мощностей 310
эквивалентная температура воздуха 333

У

Установленная мощность системы 21
Устройство свободного механического расцепления 160
Ущерб народнохозяйственный 345

Ч

Частотные характеристики токопроводов 66

Э

Экономическая плотность тока 234
Электрическое оборудование РУ 25
— — — основные требования 26
Электрические схемы:
РУ 335
— кольцевого типа 339
— радиального типа 339
— упрощенные 343
станций и подстанций 344, 359
— атомных 348
— гидростанций 355
— тепловых 348
Электробезопасность в сетях до 1 кВ 486
Электродинамическая стойкость электрооборудования 82
Электродинамические силы в проводниках и аппаратах 56
Электропередачи постоянного тока 489
линии постоянного тока 492
переходные режимы 494
преобразовательные подстанции 489
регулирование преобразователей 494
энергетические режимы 493

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3
Введение 4
Энергетика СССР. История и перспективы развития 4

Глава первая. **Электрические станции и электроэнергетические системы** . . 12
1.1. Потребление электрической энергии. Требования к качеству энергии и надежности электроснабжения 12
1.2. Типы электростанций и их характеристики 15
1.3. Режимы энергосистемы и участие электростанций в выработке электрической энергии 21

Глава вторая. **Электрическое оборудование распределительных устройств** 23
2.1. Основные понятия и определения 23
2.2. Назначение электрического оборудования первичных цепей 25
2.3. Требования, предъявляемые к электрическому оборудованию и токопроводам . . . 26
2.4. Аппараты вторичных цепей. Релейная защита и элементы системной автоматики . . . 27

Глава третья. **Проводники, изоляторы, кабели** 29
3.1. Неизолированные жесткие проводники 29
3.2. Неизолированные гибкие проводники 31
3.3. Изоляторы 32
3.4. Кабели 36

Глава четвертая. **Нагревание проводников и аппаратов. Нагревание стальных конструкций, расположенных в сильных магнитных полях** 38
4.1. Общие вопросы теории нагревания 38
4.2. Тепловой расчет неизолированных проводников в продолжительном режиме 41
4.3. Нагревание аппаратов в продолжительном режиме . . . 43
4.4. Нагревание кабелей в продолжительном режиме . . . 43
4.5. Превышение температуры проводника, аппарата в повторно-кратковременном режиме 44
4.6. Нагревание стальных конструкций, расположенных в сильных магнитных полях . . 45

Глава пятая. **Нагревание проводников и аппаратов при коротком замыкании** 48
5.1. Особенности процесса нагревания проводников при коротком замыкании 48
5.2. Термическая стойкость неизолированных проводников . . 49
5.3. Термическая стойкость кабелей 51
5.4. Термическая стойкость электрических аппаратов 51
5.5. Определение интеграла Джоуля 51

Глава шестая. **Электродинамические силы в токопроводах и электрических аппаратах** 56
6.1. Общие замечания 56
6.2. Простейшие случаи взаимодействия проводников . . . 56
6.3. Электродинамические силы в трехфазном токопроводе при коротком замыкании 60

Глава седьмая. **Электродинамическая стойкость токопроводов и электрических аппаратов** 63
7.1. Токопроводы с жесткими проводниками 63
7.2. Токопроводы с гибкими проводниками 76
7.3. Электродинамическая стойкость электрического оборудования 82

Глава восьмая. **Комплектные токопроводы** 83
8.1. Пофазно-экранированные токопроводы 83
8.2. Токопроводы для напряжений 6—10 кВ и рабочего тока до 3200 А 86
8.3. Токопроводы для напряжений до 1 кВ 87
8.4. Токопроводы с элегазовой изоляцией 88

Глава девятая. **Электрические контакты** 89
9.1. Основные понятия 89
9.2. Сопротивление контакта . . 91
9.3. Нагревание контактов . . . 93
9.4. Конструкции контактов . . . 95

Глава десятая. **Переходные процессы в электрических системах, связанные с отключением цепей** 99
10.1. Расчет переходного восстанавливающегося напряжения в однофазной системе фаза — земля 99
10.2. Расчет переходного восстанавливающегося напряжения в трехфазных эффективно-заземленных сетях 103
10.3. Неудаленные короткие замыкания 110
10.4. Переходное восстанавливающееся напряжение при коротком замыкании за трансформатором 114
10.5. Вторая стадия переходного процесса 116
10.6. Номинальные характеристики ПВН 118
10.7. Отключение емкостного тока 123
10.8. Отключение малых индуктивных токов 125
10.9. Применение резисторов для уменьшения скорости восстанавливающегося напряжения 126

Глава одиннадцатая. **Электрическая дуга в выключателях. Методы ее гашения** 127
11.1. Описание процесса отключения электрической цепи переменного тока при коротком замыкании 127
11.2. Физические процессы в дуговом промежутке выключателя при высоком давлении . . 128
11.3. Гашение дуги в воздушных выключателях 131
11.4. Гашение дуги в масляных выключателях 133
11.5. Характерные свойства воздушных и масляных выключателей 134

Глава двенадцатая. **Выключатели переменного тока свыше 1 кВ** . . . 137
12.1. Требования, предъявляемые к выключателям 137
12.2. Масляные выключатели . . 137
12.3. Воздушные выключатели . . 142
12.4. Элегазовые выключатели . . 150
12.5. Вакуумные выключатели . . 153
12.6. Электромагнитные выключатели 156
12.7. Управление выключателями 158
12.8. Нормирование коммутационной способности выключателей. Выбор выключателей 163

Глава тринадцатая. **Выключатели постоянного тока** 167
13.1. Отключение цепей постоянного тока при напряжении, не превышающем 10 кВ . . 167
13.2. Автоматические быстродействующие выключатели постоянного тока 169
13.3. Отключение цепей постоянного тока высокого напряжения 171
13.4. Конструкция выключателей постоянного тока высокого напряжения 175

Глава четырнадцатая. **Разъединители, выключатели нагрузки, плавкие предохранители** 175
14.1. Разъединители 175
14.2. Выключатели нагрузки . . 182
14.3. Плавкие предохранители . . 184

Глава пятнадцатая. **Коммутационные аппараты до 1 кВ** 189
15.1. Автоматические выключатели 189
15.2. Электромагнитные контакторы и пускатели 191
15.3. Неавтоматические выключатели 194
15.4. Плавкие предохранители . . 195

Глава шестнадцатая. **Измерительные трансформаторы напряжения** . . . 197
16.1. Основные понятия и определения 197
16.2. Погрешности транформаторов напряжения 199
16.3. Напряжения, подлежащие измерению, и схемы включения трансформаторов . . . 203
16.4. Конструкции трансформаторов напряжения 206
16.5. Емкостные трансформаторы напряжения 208
16.6. Выбор трансформаторов напряжения 212

Глава семнадцатая. **Измерительные трансформаторы тока** 214
17.1. Основные понятия и определения 214
17.2. Погрешности трансформаторов тока 216
17.3. Компенсированные трансформаторы тока 219
17.4. Электродинамическая и термическая стойкость трансформаторов тока 222
17.5. Конструкций трансформаторов тока 222
17.6. Выбор трансформаторов тока 226

Глава восемнадцатая. **Токоограничивающие реакторы** 227

18.1. Конструкции реакторов . . 227
18.2. Индуктивное сопротивление реактора 229
18.3. Электродинамическая и термическая стойкость реакторов 231

Глава девятнадцатая. **Расчетные условия для выбора аппаратов и проводников** 232

19.1. Расчетные рабочие токи . . 232
19.2. Расчетные токи короткого замыкания 233
19.3. Выбор неизолированных проводников 234
19.4. Выбор кабелей 6—10 кВ . . 235

Глава двадцатая. **Синхронные генераторы и компенсаторы** 235

20.1. Общие сведения 235
20.2. Турбогенераторы 237
20.3. Гидрогенераторы 239
20.4. Синхронные компенсаторы 243
20.5. Системы охлаждения . . . 244
20.6. Системы возбуждения . . . 250
20.7. Автоматическое гашение магнитного поля синхронных генераторов и компенсаторов 257
20.8. Основные параметры современных синхронных генераторов 258
20.9. Включение синхронных генераторов и компенсаторов на параллельную работу . . 259
20.10. Нормальные режимы работы синхронных генераторов и компенсаторов 263
20.11. Использование турбо- и гидрогенераторов в режиме синхронного компенсатора 268
20.12. Анормальные режимы работы синхронных генераторов 269

Глава двадцать первая. **Электродвигатели** 272

21.1. Общие сведения 272
21.2. Асинхронные электродвигатели 274
21.3. Синхронные электродвигатели 284
21.4. Электродвигатели постоянного тока 287
21.5. Вопросы динамики электропривода 289
21.6. Пуск и выбег агрегатов с приводными асинхронными и синхронными электродвигателями 291
21.7. Самозапуск асинхронных и синхронных электродвигателей 300
21.8. Анормальные режимы работы электродвигателей . . 304

Глава двадцать вторая. **Силовые трансформаторы** 310

22.1. Основные типы трансформаторов, элементы конструкции 310
22.2. Автотрансформаторы . . . 312
22.3. Регулирование напряжения 321
22.4. Тепловой режим трансформаторов 324
22.5. Номинальная мощность и нагрузочная способность трансформаторов 330

Глава двадцать третья. **Электрические схемы распределительных устройств** 335

23.1. Распределительные устройства с одной системой сборных шин 325
23.2. Распределительные устройства с двумя системами сборных шин 337
23.3. Распределительные устройства кольцевого типа . . . 339
23.4. Упрощенные схемы распределительных устройств . . 343

Глава двадцать четвертая. **Электрические схемы станций и подстанций** 344

24.1. Задание на технический проект электрической станции, подстанции 344
24.2. Требования, предъявляемые к схемам электроустановок 345
24.3. Схемы тепловых конденсационных электростанций . . 346
24.4. Схемы теплофикационных электростанций 351
24.5. Схемы атомных электростанций 354
24.6. Схемы гидростанций и гидроаккумулирующих станций 355
24.7. Схемы трансформаторных подстанций 359

Глава двадцать пятая. **Методы ограничения тока короткого замыкания в электрических системах** . . 365
25.1. Постановка задачи 365
25.2. Токоограничивающие устройства 366
25.3. Ограничения токов однофазного короткого замыкания в сетях 110—1150 кВ . . . 371
25.4. Ограничение тока короткого замыкания в распределительных устройствах 6—10 кВ электростанций с помощью токоограничивающих реакторов 374

Глава двадцать шестая. **Системы собственных нужд электростанций и подстанций** 380
26.1. Источники энергоснабжения 380
26.2. Рабочие машины системы собственных нужд электростанций и их характеристики 383
26.3. Системы собственных нужд тепловых электростанций . . 392
26.4. Системы собственных нужд атомных электростанций . . 397
26.5. Системы собственных нужд гидростанций и гидроаккумулирующих станций 404
26.6. Системы собственных нужд подстанций 407

Глава двадцать седьмая. **Установки постоянного тока с аккумуляторными батареями** 408
27.1. Назначение аккумуляторных батарей 408
27.2. Устройство свинцово-кислотных аккумуляторов и их установка 408
27.3. Электрохимические реакции в аккумуляторе. Электродвижущая сила. Внутреннее сопротивление. Саморазряд. Сульфатация пластин . . . 409
27.4. Характеристики разряда аккумулятора 413
27.5. Характеристики заряда аккумулятора 416
27.6. Преобразователи энергии . . 418
27.7. Режимы работы аккумуляторной батареи 418
27.8. Определение числа аккумуляторов в батарее и их емкости 419

Глава двадцать восьмая. **Конструкции распределительных устройств** . . 424
28.1. Классификация распределительных устройств. Основные требования 424
28.2. Внутренние распределительные устройства 425
28.3. Наружные распределительные устройства 434
28.4. Комплектные распределительные устройства 447
28.5. Размещение электротехнических устройств на территории электростанции 452

Глава двадцать девятая. **Рабочее заземление электрических сетей** . . 455
29.1. Основные понятия и определения 455
29.2. Незаземленные сети . . . 455
29.3. Сети с компенсацией емкостных токов 460
29.4. Сигнализация однофазных замыканий на землю . . . 466
29.5. Эффективно-заземленные сети 468

Глава тридцатая. **Заземляющие устройства** 470
30.1. Основные понятия и определения 470
30.2. Электрическое поле заземлителя 472
30.3. Действие электрического тока на человека. Допустимые напряжения. Условия безопасности 473
30.4. Характеристики земли . . . 477
30.5. Определение расчетного тока для заземлителя 480
30.6. Нормирование заземляющих устройств 481
30.7. Расчет заземлителей . . . 482
30.8. Электробезопасность в сетях с напряжением до 1 кВ 486

Глава тридцать первая. **Электропередачи и вставки постоянного тока** . . 489
31.1. Назначение, область применения 489
31.2. Преобразовательные подстанции 489
31.3. Линии постоянного тока . . 492
31.4. Энергетические режимы электропередач и вставок постоянного тока 493

Глава тридцать вторая. **Системы управления электростанций и подстанций** 496
32.1. Принципы управления электроустановками 496
32.2. Автоматизированные системы управления технологическим процессом электростанций 500
32.3. Дистанционное управление коммутационными аппаратами 503
32.4. Блокировка разъединителей 519
32.5. Измерения 520
32.6. Сигнализация 526
32.7. Щиты управления. Средства отображения информации . 531
32.8. Источники энергии для вспомогательных цепей 534
Приложения 538
Список литературы 563
Предметный указатель 566

Учебник

ВАСИЛЬЕВ АЛЕКСАНДР АЛЕКСАНДРОВИЧ
КРЮЧКОВ ИВАН ПЕТРОВИЧ
НАЯШКОВА ЕВГЕНИЯ ФИЛИППОВНА
ОКОЛОВИЧ МАРИЯ НИКОЛАЕВНА

Электрическая часть станций и подстанций

Редакторы *А. П. Долин, И. П. Крючков*
Редактор издательства *И. И. Лобысева*
Художественные редакторы *В. А. Гозак-Хозак, А. А. Белоус*
Технические редакторы *О. Д. Кузнецова, В. В. Хапаева*
Корректор *М. Г. Гулина*
ИБ № 1172

Сдано в набор 29.06.89. Подписано в печать 21.05.90. Т-09802. Формат $70 \times 100^1/_{16}$. Бумага офсетная № 2. Гарнитура таймс. Печать офсетная. Усл. печ. л. 46,8. Усл. кр.-отт. 93,6. Уч.-изд. л. 50,71. Тираж 39 000 экз. Заказ 185. Цена 2 р. 10 к.

Энергоатомиздат. 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Ордена Октябрьской Революции, ордена Трудового Красного Знамени Ленинградское производственно-техническое объединение «Печатный Двор» имени А. М. Горького при Госкомпечати СССР. 197136, Ленинград, П-136, Чкаловский пр., 15.