

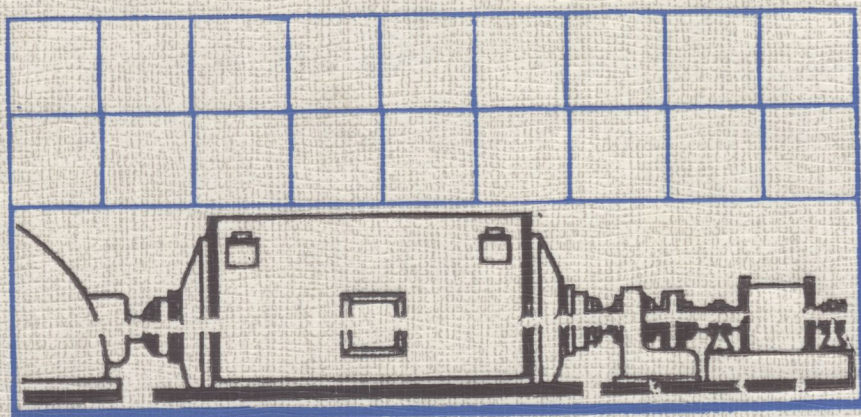
621.313(075)

А 16

А.И. АБРАМОВ

В.И. ИЗВЕНОВ Н.А. СЕРИХИН

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТУРБО- ГЕНЕРАТОРОВ

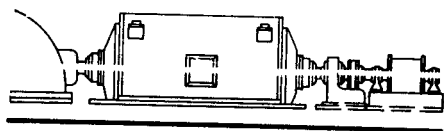


А. И. АБРАМОВ

В. И. ИЗВЕНОВ Н. А. СЕРИХИН

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТУРБО- ГЕНЕРАТОРОВ

Допущено Государственным комитетом СССР по народному образованию в качестве учебного пособия для студентов электромеханических и электротехнических специальностей вузов



Москва «Высшая школа» 1990

ББК 31.261.62

А 16

УДК 62—136

Рецензенты: кафедра электрификации промышленных предприятий Красноярского политехнического института; канд. техн. наук Б. Л. Шапиро (ВНИИЭлектроники)

Абрамов А. И. и др.

- А 16 Проектирование турбогенераторов: Учеб. пособие для электромехан. и электротехн. спец. вузов/А. И. Абрамов, В. И. Извеков, Н. А. Серихин. — М.: Высш. шк., 1990. — 336 с.: ил.

ISBN 5-06-000734-0

В книге рассмотрены вопросы проектирования двухполюсных турбогенераторов. Дано описание конструкции турбогенераторов с различными системами охлаждения. Излагаются методики электромагнитных, тепловых, гидравлических и механических расчетов. Приведены примеры расчетов и необходимые для проектирования справочные материалы.

А 2202070000(4309000000)—153 159—90
001(01)—90

ББК 31.261.62
6П2.1.081

ISBN 5-06-000734-0

НТБ ВГИ

г. ВИКНИЦА

© А. И. Абрамов, В. И. Извеков,
Н. А. Серихин, 1990

ПРЕДИСЛОВИЕ

Ускорение социального и экономического развития страны предусматривает опережающий рост энергетики главным образом за счет возведения новых тепловых и атомных электростанций, оснащенных современными мощными турбоагрегатами.

Для подготовки квалифицированных кадров, способных успешно решать поставленную задачу, учебные заведения должны располагать учебниками и учебными пособиями по проектированию крупных электрических машин. В последние годы в высших учебных заведениях страны ощущается острая нехватка широко доступных учебных пособий по проектированию турбогенераторов, необходимых при подготовке специалистов-электромехаников. Выпущенные в прошлые годы монографии по проектированию турбогенераторов имеются в библиотеках вузов в лучшем случае в единичных экземплярах. Кроме того, они не отвечают методическим требованиям, предъявляемым к учебным пособиям для студентов. Авторы надеются, что предлагаемое вниманию читателей учебное пособие поможет студенту впервые приступившему к проектированию такой сложной электрической машины, как турбогенератор, разобраться в конструкции, уяснить назначение отдельных деталей и узлов и со знанием дела выполнить необходимые инженерные расчеты.

В книге достаточно подробно рассмотрены конструкции турбогенераторов с различными системами охлаждения, отражающими опыт проектирования и производства ведущих электромашиностроительных заводов; приведены основные характеристики производимых машин, дано описание систем возбуждения, вспомогательных устройств и оборудования турбогенераторов; обоснован выбор размеров турбогенераторов и изложена методика электромагнитного, теплового, вентиляционного и механического расчетов с пояснениями к расчетным формулам. Для практического усвоения материала приведены примеры расчетов.

Введение, гл. 1, 2, 3 и 4 написаны В. И. Извековым,

гл. 5, 6, 7, 8, 9 — А. И. Абрамовым, гл. 10, 11 — Н. А. Серихиным.

Авторы считают своим долгом выразить искреннюю благодарность рецензентам данной книги — канд. техн. наук Б. Л. Шапиро и сотрудникам кафедры электрификации промышленных предприятий Красноярского политехнического института проф. М. А. Мураховской и доц. Л. Ф. Силину за сделанные ими ценные замечания, способствующие улучшению содержания книги.

Отзывы и пожелания просим направлять в издательство «Высшая школа» по адресу: 101430, Москва, ГСП-4, Неглинная ул., д. 29/14.

Авторы

ВВЕДЕНИЕ

Турбогенераторами называют синхронные генераторы трехфазного тока, приводимые во вращение паровой или газовой турбиной. В нашей стране турбогенераторами вырабатывается около 84 % всей электрической энергии. Использование пара позволяет получать высокую частоту вращения турбины и генератора, что уменьшает их габариты и удешевляет изготовление. По частоте вращения различают двухполюсные турбогенераторы на 3000 об/мин и четырехполюсные — на 1500 об/мин при частоте напряжения сети 50 Гц.

Паровая турбина и генератор образуют турбоагрегат. Турбоагрегаты могут быть одновальными и двухвальными. В СССР наиболее широкое распространение получили одновальные турбоагрегаты, у которых роторы всех цилиндров турбины и ротор генератора образуют единый вал. На рис. В. 1 показана принципиальная схема одновального турбоагрегата, в которой пар из парогенератора 1 поступает в пароперегреватель 2, а затем в цилиндр высокого давления турбины 4. Из цилиндра высокого давления пар поступает в промежуточный пароперегреватель 3, после чего вновь направляется в цилиндр низкого давления 5 турбины. Целью промежуточного перегрева пара является повышение его температуры и увеличение КПД паротурбинной установки. Обычно применяется однократный промежуточный перегрев пара. После выхода из турбины пар поступает в конденсатор и образовавшийся конденсат насосами вновь подается в парогенератор.

Создание крупных турбоагрегатов дает значительную экономию стоимости оборудования и сооружения электростанций. Поэтому на современных электростанциях устанавливают турбоагрегаты мощностью 200, 300, 500, 800, 1000 и 1200 МВт. Однако выполнение таких турбоагрегатов связано с трудностями при конструировании последних цилиндров турбин, которые приходится рассчитывать на расходы пара порядка 2500 т/ч и более. В этих условиях известные преимущества дает разделение проточной части турбины на два вала. Двухвальные турбоагрегаты имеют два отдельных вала с двумя

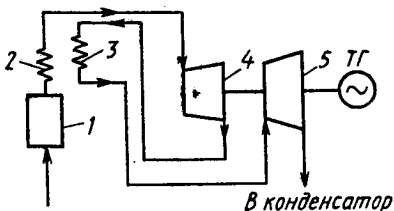


Рис. В.1. Тепловая схема одновального турбоагрегата

турбогенераторами. На рис. В.2 показаны две схемы размещения цилиндров паровой турбины двухвального агрегата. В схеме рис. В. 2, а пар из парогенератора 1 после пароперегревателя 2 поступает в цилиндр высокого давления турбины первого вала 4, а затем через промежуточный пароперегреватель 3 двумя потоками проходит через цилиндры среднего 5 и низкого 6 давлений каждого вала и направляется в конденсаторы. Такая схема позволяет получать

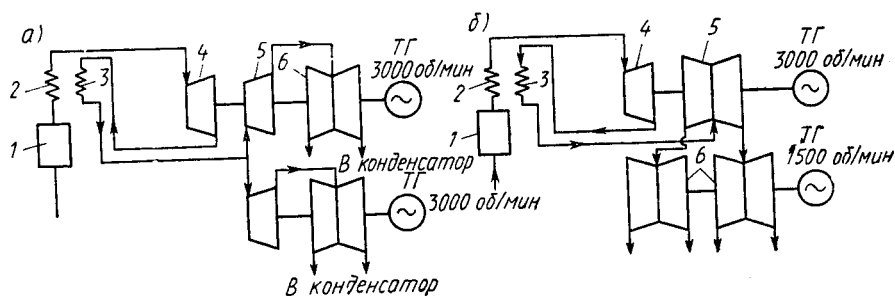


Рис. В.2. Тепловые схемы двухвальных турбоагрегатов

частоты вращения обоих валов, равные 3000 об/мин. В схеме на рис. В. 2, б частоты вращения валов различны. Быстроходный вал (3000 об/мин) образован цилиндрами высокого 4 и среднего 5 давлений, а цилиндры низкого давления 6 образуют тихоходный вал (1500 об/мин). Давление пара на выходе цилиндра среднего давления значительно меньше давления свежего пара, поэтому скорость, с которой пар поступает на лопатки турбины цилиндра низкого давления, также ниже, чем в цилиндре высокого давления. Снижение быстроходности вала части низкого давления позволяет за счет увеличения диаметра последних ступеней турбины примерно в два раза увеличить ее пропускную способность, а следовательно, примерно в четыре раза увеличить мощность. Распределение мощности между быстроходным и тихоходным валами может быть различным и обычно составляет 1/3, 2/3 или 1/1. Применение двухвальной схемы несколько сокращает осевую длину агрегата и дает экономию топлива. Однако двухвальные турбоагрегаты значительно дороже и эксплуатация их сложнее, чем одновальных. В частности, существенно усложняется пуск двух генераторов одновременно. Следует отметить и увеличение размеров четырехполюсного турбогенератора по сравнению с двухполюсным той же мощности. Поэтому технически оправдано применение двухвальных турбоагрегатов или только большой мощности, или в районах с дорогим топливом.

На атомных электрических станциях (АЭС) тепловая энергия генерируется в атомных реакторах водно-графитового и водно-водяного типов. В реакторах первого типа замедлитель—графит, в реакторах второго типа — вода. В качестве радиоактивного ядерного

топлива используются уран, плутоний и др. Рабочим телом обычно является сухой насыщенный или перегретый пар. На рис. В. 3, а, б показаны типичные схемы АЭС: двухконтурная и частично двухконтурная. В двухконтурной схеме теплоноситель и рабочее тело разделены. Контур теплоносителя, состоящий из реактора 1, компенсатора объема 2, парогенератора 3 и циркуляционного насоса 7, является радиоактивным и должен быть хорошо изолирован от

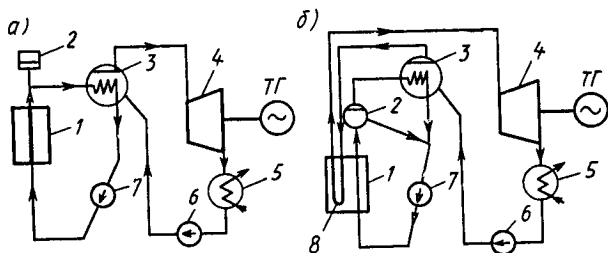


Рис. В.3. Тепловые схемы турбоагрегатов атомных электрических станций:
а — двухконтурная; б — частично двухконтурная

внешней среды. Компенсатор объема введен в первый контур, так как объем теплоносителя зависит от его температуры. Контур рабочего тела включает в себя парогенератор 3, турбину 4, конденсатор 5 и питательный насос 6. Рабочим телом является сухой насыщенный пар. Парогенераторы средней мощности вырабатывают сухой насыщенный пар с относительно низкими параметрами. Так, в турбине мощностью 500 МВт свежий пар имеет температуру 280°C и давление 6,5 МПа. Частично двухконтурная схема позволяет вырабатывать перегретый пар, имеющий температуру около 500°C и давление около 8—13,7 МПа. В первом контуре пар высокого давления после реактора 1 поступает в сепаратор 2 и далее в трубки парогенератора 3. Во втором контуре вторичный насыщенный пар из парогенератора направляется в пароперегревательные каналы реактора 8, в которых нагревается до заданной температуры. Таким образом, перегретый пар является не только рабочим телом, но и теплоносителем, а вторичный контур оказывается совмещенным с первым, но только в его паровой, наименее радиоактивной части. Поэтому оборудование второго контура работает в условиях слабой радиоактивности, что упрощает его эксплуатацию. Двухконтурные АЭС получили распространение как в СССР, так и в других странах. Существуют также и трехконтурные АЭС, в которых имеется дополнительный промежуточный контур, служащий для того, чтобы даже в аварийных ситуациях исключить контакт радиоактивного теплоносителя первого контура (натрия) с паром третьего контура.

Атомной электростанции мощностью 1000 МВт с обычным реактором в год требуется около 200 т урана, а тепловой станции той же мощности — около $3 \cdot 10^6$ т условного топлива, т. е. в 15 тыс. раз

больше. Однако даже такое потребление ядерного топлива обычными реакторами считается большим из-за относительно малых запасов урана. Эту проблему во многом решает создание реакторов на быстрых нейтронах. В этих реакторах ядерное топливо используется в 20—30 раз эффективнее, так как в процессе распада часть ядерного топлива воспроизводится. Поэтому предполагается, что в дальнейшем все вновь сооружаемые АЭС будут иметь реакторы на быстрых нейтронах, хотя это требует больших капитальных затрат из-за повышенных требований к защите. На АЭС в настоящее время устанавливают как двух-, так и четырехполюсные турбогенераторы. Однако, поскольку при использовании реакторов получается пар с более низкими параметрами, чем в парогенераторах на тепловых станциях, то для АЭС экономически предпочтительнее установка четырехполюсных турбогенераторов.

Для экономичной работы в пиковой и полупиковой зонах графика суточной нагрузки в последние годы используются газотурбинные и парогазовые установки. В газотурбинной установке (ГТУ) рабочее тело на всем протяжении кругового цикла не изменяет своего агрегатного состояния, оставаясь все время газом. Вид топлива и состав рабочего газа могут быть любыми. В отличие от паротурбинных установок газотурбинный двигатель непосредственно потребляет топливо и вырабатывает механическую энергию для преобразования ее в электрическую с помощью турбогенератора. Газотурбинные установки значительно проще и дешевле паротурбинных, так как не требуют создания котельных агрегатов и ряда вспомогательных систем. Следует отметить повышенную эксплуатационную маневренность ГТУ, обеспечивающую возможность быстрых

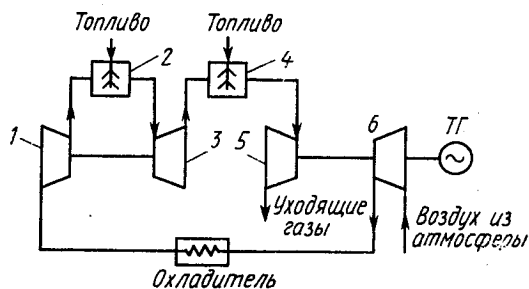


Рис. В.4. Тепловая схема газотурбинной установки

запусков и приема нагрузки в пиковых режимах и аварийных ситуациях. Однако тепловая экономичность ГТУ невелика — КПД современных установок составляет 30—33%. На рис. В.4 приведена схема ГТУ мощностью 100 МВт, установленной на Красноярской ТЭЦ. В этой установке происходит двухступенчатое сжатие воздуха компрессорами низкого 6 и высокого 1 давления, приводимыми во вращение турбинами 5 и 3. Сжигание топлива (природного газа) производится в двух камерах сгорания 2 и 4 на входе в турбину высокого и низкого давления. Для генерирования газа повышенного давления используют также турбореактивные двигатели, например авиационные.

Парогазовые установки (ПГУ) представляют собой объединение паротурбинных и газотурбинных установок. Такое объединение дает возможность увеличить КПД ТЭС до 50—55 %, тогда как КПД ТЭС, выполненной по классической схеме, не превосходит 42 %. Кроме того, при этом на 20—25 % уменьшаются затраты на единицу установленной мощности. В нашей стране создана ПГУ мощностью 220 МВт для Невинномысской ГРЭС.

Другой путь увеличения КПД ТЭС до 60% — применение магнито-гидродинамических генераторов (МГД-генераторов). Схема энергетической установки показана на рис. В.5.

Поток горячего ионизированного газа температурой 2000—3000°C и выше из камеры сгорания 1 через сопло подается в канал 2. В канале, имеющем форму диффузора, тепловая энергия газа преобразуется в кинетическую энергию направленного движения. Канал расположен в межполюсном пространстве мощных электромагнитов 3. При движении в магнитном поле ионизированного газа, в который для увеличения электропроводности добавляют специальные присадки, возникает ЭДС и электрическая энергия постоянного тока отводится во внешнюю цепь с помощью электродов, установленных в плоскости рисунка по всей длине канала. Поток газа на выходе из канала имеет температуру 1500—2000°C и используется в паротурбинной установке, состоящей из парогенератора 8, турбины 5, турбогенератора ТГ, конденсатора 6 и насоса 7. Этот же газ подогревает в теплообменнике 4 воздух, который подается в камеру сгорания. Источником теплоты для получения высокотемпературного газового потока может быть органическое или ядерное топливо. До 80% всей электрической энергии установки производится в МГД-генераторе. В СССР создана установка с МГД-генератором мощностью 25 МВт и завершается строительство станции с МГД-генератором мощностью 500 МВт.

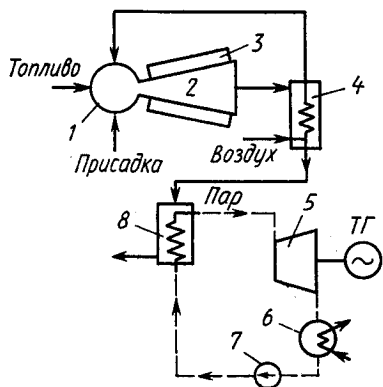


Рис. В.5. Схема энергетической установки с МГД-генератором и турбогенератором

Глава 1

ТИПЫ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

§ 1.1. Основные факторы, определяющие конструкцию турбогенераторов

Турбогенераторы изготавливаются мощностью от нескольких мегаватт до сотен и тысячи мегаватт. В СССР наибольшая достигнутая мощность турбогенератора составляет 1200 МВт, что не является пределом для современного турбогенераторостроения.

В турбогенераторе, как и в любой другой электрической машине, различают активные и конструктивные части. Активные части — сердечник статора с трехфазной обмоткой и ротор с обмоткой возбуждения — непосредственно участвуют в процессе преобразования механической энергии в электрическую. К конструктивным частям относят корпус статора, наружные и внутренние щиты с уплотнениями, бандажный узел ротора, вентиляторы, газоохладители и др. Они обеспечивают надежную работу активных частей.

Главным фактором, определяющим особенности конструкции турбогенераторов, является высокая частота вращения, вызывающая большие механические напряжения в роторе. Поэтому ротор выполняется цельнокованым из высоколегированной стали, обладающей большой механической прочностью. Из-за отсутствия на роторе явно выраженных полюсов турбогенераторы относят к неявнополюсным машинам. Вследствие высоких механических напряжений диаметры роторов самых мощных турбогенераторов не превышают 1,25 м, даже при использовании современных высокопрочных материалов. Поэтому турбогенератор представляет собой вытянутую в длину электрическую машину с отношением длины бочки ротора к ее диаметру, составляющим от 2 до 6. Дальнейшее повышение мощности турбогенератора за счет увеличения его длины ограничивается допустимыми значениями прогиба ротора. Обмотка возбуждения расположена в радиальных пазах ротора. Лобовые части обмотки возбуждения удерживаются от перемещения под действием центробежных сил бандажным кольцом из высокопрочной стали. Бандаж ротора — самый напряженный в механическом отношении узел турбогенератора.

Корпус статора с сердечником и обмоткой — наиболее громозд-

кая часть турбогенератора, масса которой в крупных машинах может превышать 300 т. Транспортировка мощных турбогенераторов осуществляется по железной дороге. Так как внешние размеры турбогенераторов мощностью свыше 200 МВт не вписываются в допустимые габариты для железных дорог, то корпус статора таких машин выполняется составным.

Рост единичной мощности турбогенераторов приводит к снижению удельных капиталовложений и стоимости электроэнергии на тепловых электростанциях. Например, удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности для турбогенератора мощностью 200 МВт почти в 2,5 раза меньше, чем для турбогенератора мощностью 32 МВт. Так как объем турбогенераторов изменяется в относительно узких пределах, то увеличение их мощности происходит в основном за счет увеличения электромагнитных нагрузок. КПД турбогенераторов высок и возрастает от 95 до 98,8 % с увеличением номинальной мощности машин от 6 до 1200 МВт. Незначительное увеличение КПД при росте номинальной мощности означает увеличение абсолютного значения мощности потерь в генераторе. Например, для турбогенераторов мощностью 100 и 500 МВт, имеющих примерно одинаковые объемы, эти потери составляют соответственно 1,3 и 6 МВт, поэтому увеличение номинальной мощности турбогенератора требует усиления его охлаждения. В качестве охлаждающих агентов широкое распространение получили воздух, водород, дистиллированная вода и трансформаторное масло, физические свойства которых приведены в табл. 1. 1.

Таблица 1.1. Свойства охлаждающих сред по отношению к воздуху, о. е.

Среда	Плотность	Объемная теплоемкость	Теплопроводность	Теплоотводящая способность	Расход
Воздух	1	1	1	1	1
Водород при избыточном давлении, МПа:					
0,1	0,14	1,5	7,1	2,3	1
0,2	0,21	2,2	7,1	2,7	1
0,3	0,27	3,0	7,1	3,0	1
0,4	0,35	3,75	7,1	3,5	1
Масло трансформаторное	848	1400	5,3	21	0,01
Вода	1000	3500	23	60	0,01

По принципу охлаждения все турбогенераторы можно подразделить на генераторы с косвенным (поверхностным) охлаждением, непосредственным охлаждением проводников обмоток статора и ротора, со смешанным охлаждением. Классификация турбогенера-

Таблица 1.2. Типы турбогенераторов

Наименование серии	Расшифровка	Система охлаждения		
		обмотка статора	сердечник статора	обмотка ротора
1	2	3	4	5
Т2-2,5-2, Т2-4-2, Т2-6-2, Т2-12-2, завод «Электросила» Т-2, 5-2УЗ, Т-4-2УЗ, Т-6-2УЗ, Т-12-2УЗ, Лысьвинский завод	Т — турбогенератор, 2 — вторая серия, мощность в МВт, 2 — двухполюсный, УЗ — климатическое исполнение и категория размещения	Косвенное воздушное	Непосредственное воздушное	Косвенное воздушное
ТВ2-30-2, ТВ2-100-2, ТВ2-150-2, завод «Электросила»	В — водородное охлаждение	Косвенное водородом	Непосредственное водородом	Косвенное водородом
ТВФ-63-2ЕУЗ, ТВФ-110-2ЕУЗ, ЛПЭО «Электросила»	Ф — форсированное охлаждение ротора	Косвенное водородом	Непосредственное водородом	Непосредственное водородом
ТВВ-160-2ЕУЗ, ТВВ-220-2ЕУЗ, ТВВ-320-2ЕУЗ, ТВВ-500-2ЕУЗ, ТВВ-800-2ЕУЗ, ЛПЭО «Электросила» ТВВ-1000-2УЗ, ТВВ-1200-УУЗ, ЛПЭО «Электросила»	ВВ — водородно-водяное охлаждение, Е — единая серия	Непосредственное вододой	Непосредственное водородом	Непосредственное водородом
ТЗВ-800-2УЗ, ЛПЭО «Электросила»	ЗВ — трижды водяное охлаждение	Непосредственное вододой	Непосредственное вододой	Непосредственное вододой
ТГВ-200-2, ТГВ-200-2Д, ТГВ-200-МТ, ТГВ-200-2М, ТГВ-300-2, ТГВ-500-2, Харьковский завод «Электротяжмаш»	ТГ — турбогенератор, водородно-водяное охлаждение обмоток, М — модификация	Непосредственное водородом для ТГВ-500, 800, 200-2М — вододой	Непосредственное водородом	Непосредственное водородом, для ТГВ-500, 800 — вододой

1	2	3	4	5
ТВМ-300, ТВМ-500, ПО «Сибэлектротяж- маш»	М — масляное охлаждение стато- ра погружного исполнения, В — водяное охлажде- ние обмотки рото- ра	Непосред- ственное маслом	Непосред- ственное маслом	Непосред- венное во- дой
АСТГ-200-2УЗ, Харьковский завод «Электротяжмаш»	Асинхронизиро- ванный синхрон- ный турбогенера- тор	Непосред- ственное во- дородом	Непосред- ственное во- дородом	Непосред- венное во- дородом

торов различной мощности представлена в табл. 1.2. Как следует из приведенной классификации, в определенных диапазонах шкалы мощности турбогенераторы имеют одинаковую систему охлаждения и рост их мощности происходит в основном за счет увеличения объема. Такой ряд турбогенераторов образует серию машин, имеющих единые принципы конструкции и технологий.

Турбогенераторы мощностью до 120, а в последнее время и до 300 МВт включительно, устанавливаются на теплофикационных электростанциях (ТЭЦ). Турбогенераторы большой мощности (200—1200 МВт) устанавливаются на тепловых конденсационных электростанциях (КЭС). На КЭС турбины и котельные агрегаты вместе с вспомогательным оборудованием представляют собой независимые блоки. Связи между блоками в виде паропроводов и водопроводов отсутствуют. Технически наиболее совершенными, экономичными и надежными считаются турбогенераторы мощностью 200—300 МВт.

Криотурбогенераторы. Предельная мощность турбогенератора с внутренним водяным охлаждением обмоток статора и ротора ограничивается 2 млн. кВт. Дальнейший рост единичной мощности турбогенераторов возможен при использовании сверхпроводящей обмотки ротора. Применение сверхпроводящей обмотки возбуждения в генераторах уже освоенных мощностей позволит повысить их КПД и снизить в 2—3 раза расход материалов.

Ротор криотурбогенератора представляет собой криостат, который вращается в вакуумированном пространстве внутри оболочки из стеклопластика. Плотность тока в обмотке возбуждения может достигать 100 А/мм², а индукция в зазоре составляет 1,3—1,5 Тл. При таких индукциях статор криогенератора делают беззубцовым, шихтованным из электротехнической стали. Обмотка статора охла-

ждается водой и тщательно крепится системой клиньев, так как при отсутствии зубцов на нее непосредственно действует электромагнитный момент. Криотурбогенераторы находятся сейчас в стадии опытного производства.

Асинхронизированные турбогенераторы. С увеличением мощности турбогенераторов их параметры, влияющие на условия эксплуатации энергосистем, как правило, ухудшаются. Увеличение значений реактивных сопротивлений, уменьшение моментов инерции генераторов, а также возрастание протяженности ЛЭП и передаваемых по ним мощностей приводит к снижению динамической устойчивости электрических систем. Важную проблему, с которой связана эксплуатация генераторов, представляет также работа энергосистемы в часы снижения активной нагрузки. Возникающий при этом избыток реактивной мощности может привести к недопустимому повышению напряжения в ЛЭП. Для предотвращения этого в системе должны быть предусмотрены устройства, потребляющие избыток реактивной мощности. В ряде случаев требуется объединение энергосистем для взаимной передачи электроэнергии, имеющих различные и независимо меняющиеся частоты. Примером такой связи является передача электроэнергии из СССР в Финляндию. Во всех рассмотренных случаях применение традиционных средств оказывается недостаточным. Например, синхронные генераторы не способны устойчиво работать в режиме глубокого потребления реактивной мощности даже при наличии регуляторов сильного действия.

Перечисленные проблемы во многом решаются успешно применением асинхронизированных турбогенераторов (АСТГ). Отличие АСТГ от турбогенератора обычного типа состоит в том, что на роторе расположена двухфазная обмотка, подключенная к управляемому статическому преобразователю. Частота и амплитуда напряжения на выходе преобразователя регулируются по заданному закону с помощью системы управления. Преобразователь позволяет создавать вращающееся относительно ротора круговое магнитное поле. Изменяя частоту тока в роторе, можно поддерживать стабильной частоту ЭДС статора при колебаниях частоты вращения ротора. В таком режиме АСТГ используется в агрегатах активной гибкой связи между электрическими системами. При питании двух фаз отдельно постоянным током АСТГ будет работать в обычном синхронном режиме. Однако независимое управление токами возбуждения в сдвинутых в пространстве обмотках ротора позволяет радикально изменить условия устойчивой работы при потреблении реактивной мощности. В настоящее время успешно эксплуатируется АСТГ мощностью 200 МВт на Бурштынской ГРЭС.

Модернизация турбогенераторов с водородным охлаждением. На электрических станциях страны продолжают эксплуатироваться турбогенераторы, выпущенные много лет тому назад, техническое состояние которых вполне удовлетворительное и замена их на но-

вые машины нецелесообразна. С экономической точки зрения более приемлемым является модернизация таких машин. Модернизация позволяет повысить мощность турбогенераторов, увеличить запасы прочности отдельных узлов, уменьшить перегревы в статоре и роторе и продлить срок службы еще на 10—20 лет. Наиболее существенной модернизации подвергаются турбогенераторы серий ТВ и ТВ2 мощностью до 150 МВт. Обмотка ротора в этих машинах переводится с косвенного на непосредственное охлаждение, одновременно увеличивается давление водорода, в результате чего турбогенераторы серий ТВ и ТВ2 переходят в серию ТВФ.

Перспективы развития турбогенераторов с воздушным охлаждением. Несмотря на преимущества водородного охлаждения, многолетний опыт его применения показал, что турбогенераторы серий ТВ, ТВ2 и ТВФ дороги в эксплуатации и требуют сложного вспомогательного оборудования. Поэтому в настоящее время на современном техническом уровне возобновлено проектирование турбогенераторов с воздушным охлаждением, имеющих значительно более простую конструкцию. Считается целесообразным изготовление таких генераторов мощностью до 200 МВт. Некоторыми фирмами за рубежом уже изготовлены и эксплуатируются турбогенераторы с воздушным охлаждением мощностью 75—95 МВт. Статор турбогенератора имеет тангенциальную систему вентиляции, а ротор — непосредственное (форсированное) охлаждение воздухом. При пиковых нагрузках мощность генератора может быть увеличена по сравнению с номинальной, так как система охлаждения допускает использование повышенного давления воздуха. С этой целью во внешней цепи системы охлаждения устанавливается небольшой компрессор, а на валу ротора — специальные графитовые кольца, работающие в режиме сухого трения и являющиеся торцевыми уплотнениями.

§ 1.2. Конструкция турбогенераторов с воздушным охлаждением

В ходе развития отечественного электромашиностроения был освоен выпуск турбогенераторов нескольких серий. Первая серия Т2 охватывала девять типов генераторов мощностью 0,5—100 МВт. Затем машины этой серии были сняты с производства и заменены новой серией машин с тем же обозначением, охватывающей значительно меньший диапазон мощностей (2,5—12 МВт). В настоящее время Лысьвенским заводом выпускаются турбогенераторы с воздушным охлаждением серии Т в диапазоне 2,5—12 МВт. Турбогенераторы большей мощности выполняют с водородным охлаждением.

На рис. 1.1. показан продольный разрез турбогенератора Т2-12-2, конструкция которого является типичной для машин с воздушным охлаждением. Сварной корпус статора 1, имеющий опорные лапы, болтами прикреплен к фундаментной плите, которая ан-

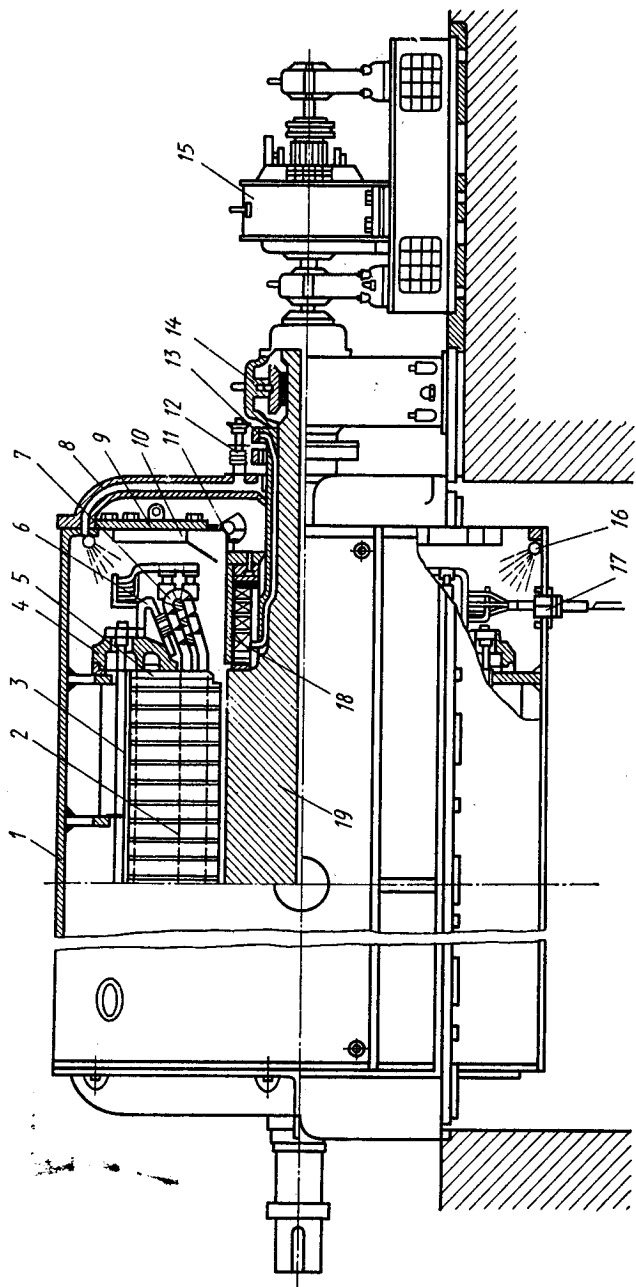


Рис. 1.1. Продольный разрез турбогенератора Т2-12-2 с воздушным охлаждением

керными болтами соединена с фундаментом. Сердечник статора 2 набран из штампованных сегментов электротехнической стали толщиной 0,5 мм. Сегменты сердечника спрессованы в сварном корпусе и стянуты с помощью стяжных шпилек 3, нажимных колец 4 и нажимных пальцев 5. Лобовые части обмотки статора 7 притянуты к бандажным кольцам 6 для предохранения обмотки от деформации из-за динамических усилий при коротких замыканиях. Начала фаз обмотки соединены с выводными шинами 17. Сердечник состоит из отдельных пакетов, между которыми имеются вентиляционные каналы. С торцов корпус статора закрыт внутренними 9 и наружными 8 щитами, которые в центральной части имеют отверстия для прохода вала ротора. К внутреннему щиту прикреплен диффузор 10 с радиально расположенными перегородками, необходимый для превращения скоростного динамического напора воздушной струи, идущей от вентилятора 11, в статический напор. В роторе 19, изготовленном из цельной стальной поковки, профрезерованы пазы, в которые уложена обмотка возбуждения. Выводы обмотки возбуждения соединены с контактными кольцами 13. Ток в обмотке ротора подводится с помощью щеточного устройства 12 от возбuditеля 15. Обмотка ротора в пазах удерживается металлическими клиньями, а лобовые части — стальными бандажными кольцами 18.

Турбогенератор имеет два подшипника 14 скользящего трения с принудительной подачей масла от масляного насоса. Для разрыва цепи подшипниковых токов подшипник со стороны возбuditеля и подшипники самого возбuditеля электрически изолированы от фундаментной плиты прокладками, с тем чтобы электрокоррозия от этих токов не повредила поверхности вкладышей и шейки вала. В корпусе статора укреплены трубопроводы системы пожаротушения 16 для подачи внутрь машины углекислого газа или пара. В машинах типов Т2-6-2 и Т2-12-2 оба контактных кольца располагаются со стороны возбuditеля между торцевым щитом и подшипником. В машинах типов Т2-25-2, Т2-50-2 и Т2-100-2 для сокращения расстояния между подшипниками контактные кольца вынесены за подшипник. Щеточное устройство (траверза) в этих машинах устанавливается на плите возбuditеля. В турбогенераторе мощностью до 4 МВт контактные кольца разнесены по обе стороны машины и расположены между статором и подшипниками. Все генераторы начиная с генератора типа Т2-6-2 не имеют цельных фундаментных плит и устанавливаются на отдельных плитах.

Система вентиляции. Для предупреждения чрезмерных перегревов отдельных частей генератора из-за превращения в теплоту магнитных, электрических и механических потерь его необходимо искусственно охлаждать. Система вентиляции турбогенераторов с воздушным охлаждением замкнута, т. е. в машине циркулирует одно и то же количество воздуха, охлаждаемого в воздухоохладителе. Применение замкнутой системы вентиляции определяется прежде всего необходимостью использовать очищенный воздух. По

ИТБ ВТИ
г. ВИННИЦА

направлению движения холодного воздуха вентиляции является нагнетательной. Преимуществом нагнетательной схемы является то, что в машине поддерживается избыток давления над окружающей атмосферой и в генератор через неплотности в обшивке не может попасть неотфильтрованный воздух. Однако при нагнетательной схеме холодный воздух уже в самом вентиляторе подогревается на 5—7 °С. Это приводит к необходимости повышать на 10—15 % количество продуваемого воздуха. Схема вентиляции генератора Т2-12-2 показана на рис. 1. 2. Горячий воздух из машины поступа-

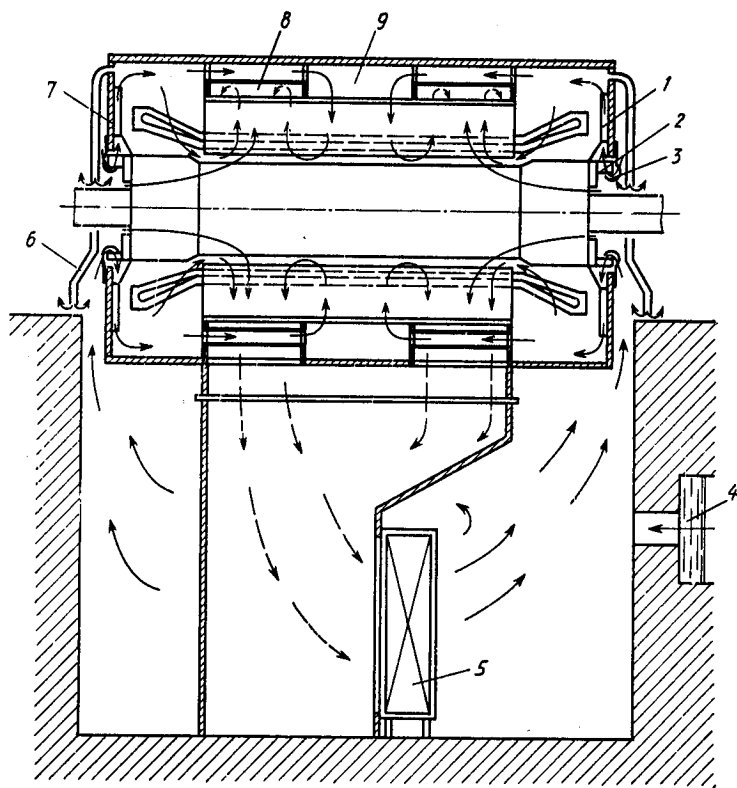


Рис. 1.2. Схема воздушного охлаждения турбогенератора Т2-12-2

ет в камеру, расположенную в фундаменте под машиной. В камере установлены воздухоохладители 5, по трубкам которых циркулирует охлаждающая вода. Пройдя воздухоохладители, холодный воздух засасывается центробежным вентилятором 2 под торцевые щиты генератора и затем поступает в корпус статора. Корпус разделен перегородками на отдельные отсеки (камеры) холодного и

горячего воздуха. По числу камер горячего воздуха различают двух-, трех- и четырехструйную схемы вентиляции турбогенераторов; Т2-12-2 имеет две камеры 8 горячего воздуха и соответственно двухструйную вентиляцию. Из камеры холодного воздуха 9 последний проходит в радиальном направлении через каналы между пакетами сердечника статора в зазор и затем через каналы между другими пакетами, двигаясь в обратном направлении, уже нагретым поступает в камеру горячего воздуха, откуда направляется к воздухоохладителям. Часть холодного воздуха используется для охлаждения лобовых частей обмоток статора и ротора.

Зоны повышенного и пониженного давления воздуха в генераторе разделены внутренним щитом 7. К внутреннему щиту болтами крепят щит вентилятора 3, который направляет воздух к вентилятору. Применение вентиляторного щита более чем вдвое уменьшает потери напора на вход в вентилятор. При движении воздуха через вентилятор создается статический напор и, кроме того, появляется составляющая давления, определяемая кинетической энергией движущегося воздуха. Эта динамическая составляющая давления является величиной того же порядка, что и статическая составляющая, поэтому ее необходимо использовать для получения общего высокого давления и повышения КПД вентиляционной системы. С этой целью к внутреннему щиту турбогенератора приваривают диффузор 1. Сечение диффузора постепенно увеличивается с увеличением его радиуса, что приводит к уменьшению скорости воздуха и переходу его кинетической энергии в статический напор.

Торцевые щиты защищают внутренний объем машины от проникновения запыленного воздуха из атмосферы и паров масла, просачивающихся из подшипника и смешивающихся с угольной пылью щеток. Наибольшие зазоры имеют место между щитами и валом ротора, а также между щитами и фундаментной плитой. Предотвращение проникновения воздуха извне осуществляется воздушным уплотнением. Для этого в наружном щите выполнены каналы 6, которые проходят вдоль всех стыков щитов, между щитом и фундаментом, а также окружают отверстие для выхода вала. Каналы сообщаются с зоной повышенного давления воздуха в верхней части щита и двумя отверстиями в нижней его части. Из-за повышенного давления в каналах воздух может только выходить из генератора, препятствуя проникновению воздуха из атмосферы. Воздушное уплотнение сопровождается утечкой воздуха из системы охлаждения, что приводит к необходимости забора и очистки дополнительного количества воздуха из атмосферы через фильтр 4.

Все соединения воздухопроводов системы вентиляции тщательно уплотняются. Стенки воздухопроводов горячего воздуха, соприкасающиеся с охлажденным воздухом, теплоизолируются, так как в противном случае температура холодного воздуха повысится на 3—5 °С.

Противопожарное устройство. Для тушения возникшего в генераторе пожара в зоне лобовых частей установлены перфорированные трубы (см. рис. 1.1), предназначенные для подачи воды или углекислого газа. После тушения пожара водой вся обмотка должна быть просушена и испытана. Тушение пожара углекислым газом является более совершенным способом, так как этот газ не оказывает вредного воздействия на обмотку. Система пожаротушения состоит из двух групп баллонов. При пожаре автоматически срабатывают сначала баллоны мгновенного действия, количество газа в которых достаточно для заполнения внутреннего объема генератора и камеры под ним. После этого включают баллоны замедленного действия, которые поддерживают в течение определенного времени необходимую концентрацию углекислого газа, компенсируя утечку.

При изготовлении изоляции обмотки статора из материалов, не поддерживающих горение, систему пожаротушения в генераторе не устанавливают.

§ 1.3. Конструкция турбогенераторов с косвенным водородным охлаждением

В турбогенераторах с воздушным охлаждением потери на трение вращающегося ротора о воздух и вентиляционные потери составляют 25—35 % общих потерь. Быстрое увеличение потерь на трение с увеличением размеров бочки ротора (пропорционально диаметру ротора в четвертой степени) является одним из основных факторов, ограничивающих рост единичной мощности турбогенераторов с воздушным охлаждением. Использование в качестве охлаждающей среды водорода позволяет снизить указанные выше потери почти в 10 раз и повысить КПД генератора на 0,6—1,2%. Мощность машины при переводе ее с воздушного на водородное охлаждение можно увеличить примерно на 20 % при сохранении главных размеров. Косвенное водородное охлаждение целесообразно применять для турбогенераторов мощностью 30—100 МВт. Наибольшая реализованная мощность генератора с косвенным водородным охлаждением составляет 150 МВт. Для машин мощностью ниже 30 МВт затраты на специальное оборудование не оправдываются преимуществами водородного охлаждения.

Физические свойства воздуха и водорода сопоставлены в табл. 1.1. При одном и том же давлении чистый водород имеет в 14,3 раза меньшую плотность, чем воздух. Так как вентиляционные потери и потери на трение изменяются пропорционально плотности газа, то разница плотностей водорода и воздуха объясняет снижение потерь в машине. Водород, находящийся внутри корпуса машины, содержит обычно около 3 % воздуха. Такая смесь имеет плотность порядка 0,1 плотности воздуха, что дает снижение потерь в указанные 10 раз. Объемные теплоемкости водорода и воз-

духа практически одинаковы, поэтому расход водорода на единицу потерь остается таким же, что и при охлаждении воздухом. Вследствие уменьшения в 10 раз плотности охлаждающего газа соответственно в 10 раз падает давление, развиваемое вентилятором, но в эти же 10 раз падает аэродинамическое сопротивление всех вентиляционных каналов машины. Таким образом, объемный расход водорода в целом остается равным расходу воздуха.

Теплопроводность водорода в 7 раз превышает теплопроводность воздуха. Благодаря этому практически исчезают температурные перепады в газовых включениях в изоляции и пазах машины, что приводит к повышению теплопроводности пазовой изоляции. Коэффициент теплопередачи от нагретой поверхности к водороду в 13,5 раз выше, чем для воздуха. В результате снижается превышение температуры меди обмоток по отношению к водороду на 5—10 °С. Это дает возможность увеличить на 15—20 % токовые нагрузки, сохраняя неизменными размеры активных частей. Изоляция обмотки статора в атмосфере водорода работает более надежно, несмотря на то что напряженность электрического поля, при которой возникает корона, и диэлектрическая прочность водорода ниже, чем у воздуха. Это объясняется тем, что в атмосфере водорода невозможно образование озона, оказывающего разрушающее действие на изоляцию.

При водородном охлаждении отсутствует загрязнение машины и становится возможным применение роторных обмоток с неизолированными лобовыми частями. В рассмотренных выше турбогенераторах с воздушным охлаждением такая конструкция была неприменима из-за возможного замыкания витков вследствие загрязнения пылью. Водород не поддерживает горения, поэтому опасность пожара при аварии уменьшается настолько, что отпадает необходимость в специальных устройствах для его тушения. Практически исчезают вентиляционный шум, так как плотность водорода невелика; остаются только шумы магнитного происхождения.

Наряду с перечисленными преимуществами система водородного охлаждения обладает и существенными недостатками, прежде всего из-за взрывоопасности смеси водорода и воздуха. Наибольшего значения (около 0,6 МПа) давление внутри корпуса генератора достигает при взрыве гремучей смеси, состоящей из 28 % водорода и 72 % воздуха. Взрывобезопасность турбогенератора с водородным охлаждением обеспечивается следующими мерами: 1) внутри корпуса поддерживается давление водорода, превышающее атмосферное, что предотвращает попадание воздуха внутрь машины; 2) корпус статора рассчитывают на испытательное давление до 1 МПа, чтобы взрыв при самых неблагоприятных условиях не повредил машины. Это приводит к почти двойному увеличению массы корпуса и наружных щитов турбогенератора с водородным охлаждением по сравнению с турбогенератором, охлаждаемым воздухом. Образование гремучей смеси в генераторе может

быть лишь в процессе заполнения его водородом. Чтобы это предотвратить, применяют промежуточное заполнение машины углекислым газом (см. § 4.1). Так как статор выполняют взрывостойким и газоплотным, то практически без конструктивных изменений можно применять водород с повышенным давлением. При этом его плотность увеличивается и, следовательно, возрастает объемная теплоемкость. Коэффициент теплоотдачи с поверхности также возрастает, но несколько слабее, чем по линейной зависимости. Избыточное давление водорода в турбогенераторах различных типов составляет 0,05—0,5 МПа. При больших давлениях потери от трения вращающегося ротора о газ возрастают быстрее, чем убывают потери на подачу водорода. В генераторах серий ТВ и ТВ2 избыточное давление составляет 0,005—0,1 МПа.

Конструкция и схемы охлаждения. Первая серия турбогенераторов с водородным охлаждением (ТВ) была спроектирована на базе машин серии Т2 и включала в себя генераторы мощностью 25, 30, 50, 60 и 100 МВт. Затем был осуществлен выпуск турбогенераторов серии ТВ2 мощностью 30, 60, 100 и 150 МВт. Давление водорода в генераторах этой серии было повышено в дальнейшем до 0,1 МПа. Все генераторы с водородным охлаждением имеют газоохладители, встроенные в корпус машины. Установка газоохладителей вне машины неприемлема с конструктивной точки зрения, так как в этом случае пришлось бы выполнять взрывобезопасными и стенки всех газоподводящих каналов.

Турбогенераторы серии ТВ имели продольно-горизонтальное расположение газоохладителей в корпусе статора и вентиляторы центробежного типа, установленные на валу ротора. Основные элементы конструкции турбогенератора серии ТВ такие же, как в машинах с воздушным охлаждением; их схема охлаждения также многоструйная. Достоинством схемы с продольным расположением газоохладителей является ее высокая надежность. При выходе из строя даже двух секций из шести нагретый водород, прошедший через неработающую секцию, смешивается с холодным газом, что приводит к некоторому повышению его температуры. Турбогенератор может продолжать работу, но с уменьшенной мощностью.

Турбогенераторы серии ТВ2 имеют вертикально расположенные газоохладители, что существенно облегчает их монтаж и демонтаж. Число секций и их размеры выбирают таким образом, чтобы отключение одной секции не требовало снижения мощности генератора. Первый генератор этой серии мощностью 30 МВт имел четыре секции и вентиляторы центробежного типа. В машинах мощностью 100 и 150 МВт установлено по восемь секций, а также вентиляторы осевого (пропеллерного) типа. Конструкция турбогенератора серии ТВ2 и схема охлаждения показаны на рис. 1.3 и 1.4. Турбогенераторы завода «Электросила» имеют выносные подшипники стоячкового типа, как и генераторы с воздушным охлаждением.

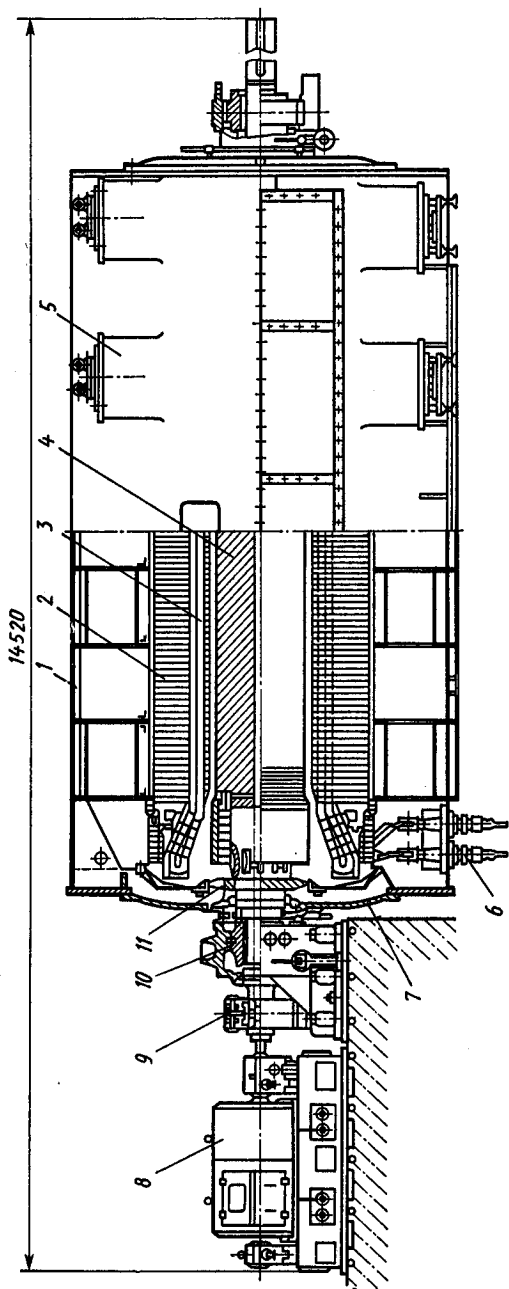


Рис. 1.3. Продольный разрез турбогенератора серии ТВ2 мощностью 150 МВт:
 1 — корпус статора; 2 — сердечник статора; 3 — обмотка статора; 4 — ротор; 5 — газоохладитель; 6 — выводы; 7 — щит торцевой;
 8 — возбудитель; 9 — аппарат щеткодержателей; 10 — подшипник; 11 — вентилятор осевой

ем. На заводе «Электротяжмаш» (г. Харьков) были спроектированы и изготовлены турбогенераторы с косвенным водородным охлаждением, имеющие подшипники, встроенные в торцевые щиты

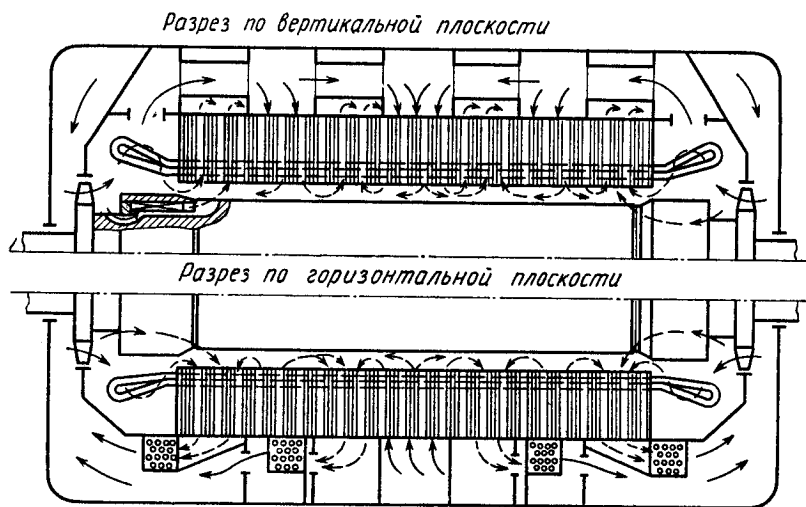


Рис. 1.4. Схема циркуляции водорода в турбогенераторе серии ТВ2 с вертикальным расположением газоохладителей

статора. Эта конструкция позволяет существенно сократить расстояние между осями подшипников при некотором усложнении изготовления и монтажа турбогенератора.

§ 1.4. Конструкция турбогенераторов с форсированным водородным охлаждением

Главной конструктивной особенностью турбогенераторов серии ТВФ является непосредственное (форсированное) охлаждение обмотки ротора. Интенсификация охлаждения обмотки возбуждения позволила существенно увеличить мощность генераторов и повысить использование активных материалов. По сравнению с турбогенераторами серии ТВ2 при изготовлении турбогенераторов одинаковой мощности серии ТВФ расход активных материалов сокращается: стали электротехнической — на 37 %, стали ротора — на 40 %, меди обмоточной — на 17 %.

Схема охлаждения турбогенератора серии ТВФ представлена на рис. 1.5. Система охлаждения сердечника и обмотки статора косвенная, радиальная многоструйная. Циркуляция водорода обеспечивается двумя осевыми вентиляторами, расположенными по обоим концам ротора. Газ охлаждается в газоохладителях, встро-

енных в корпус статора: турбогенератор ТВФ-60-2 имеет четыре горизонтальных охладителя, у турбогенераторов ТВФ-100-2 и ТВФ-120-2 по шесть горизонтальных охладителей, в генераторе ТВФ-200-2 шесть вертикальных охладителей.

Обмотка ротора охлаждается по принципу самовентилиляции. Для этого на боковых стенках катушек обмотки выполнены кана-

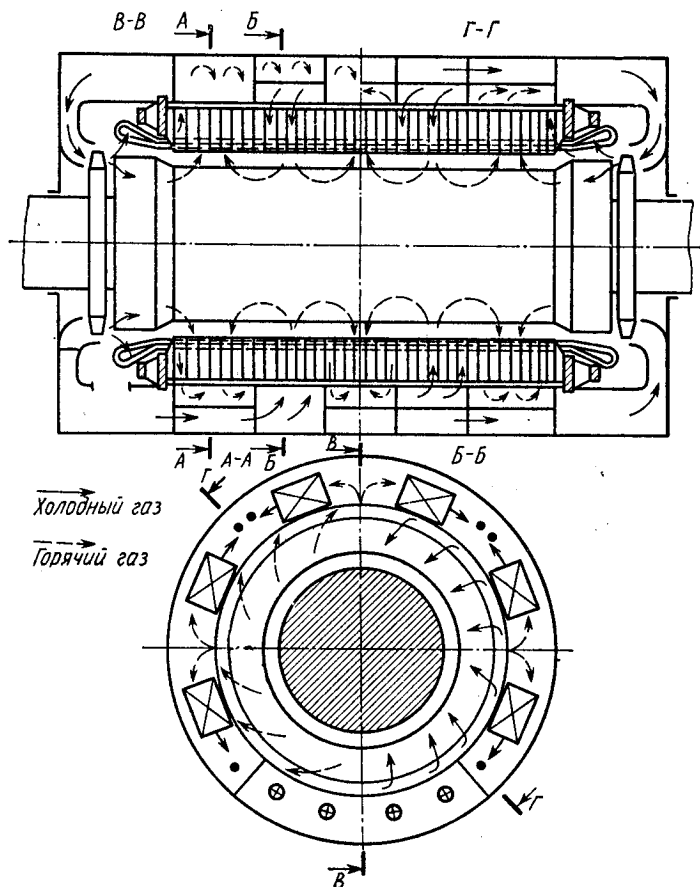


Рис. 1.5. Схема охлаждения турбогенератора серии ТВФ

лы сечением 6x16 мм. Каналы расположены в пазовой части и имеют наклон по отношению к радиальному направлению (рис. 1.6). Газ поступает в охлаждающие каналы обмотки из зазора через заборные отверстия в дюралюминиевых пазовых клиньях и, пройдя каналы, выходит через другие отверстия обратно в зазор. Отверстия снабжены дефлекторами, создающими при вращении рото-

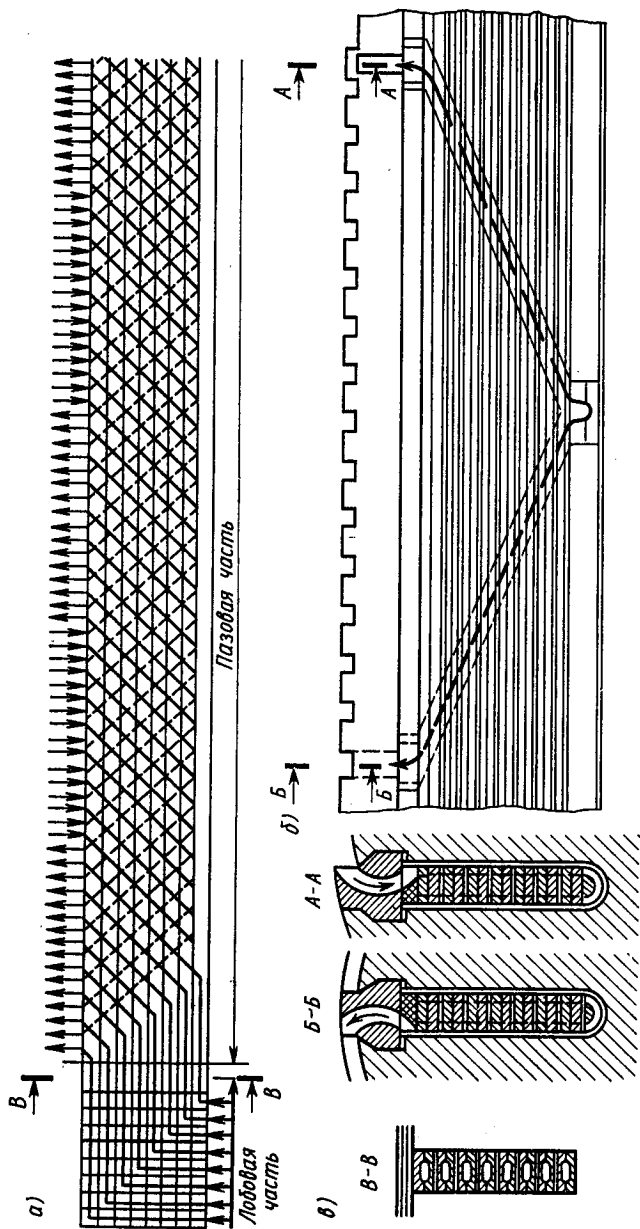


Рис. 1.6. Схема непосредственного охлаждения обмотки ротора турбогенератора серии ТВФ:
а — циркуляция газа; *б* — разрезы паза; *в* — сечение катушки возбуждения в лобовой части

ра необходимый напор газа на входе в канал и разрежение на выходе. Следует отметить, что каналы с одной и с другой сторон катушек наклонены к оси ротора в разных направлениях, образуя диагональную схему охлаждения. Дно пазов выполнено полукруглым и в нем установлены прокладки, имеющие специальные полукольцевые выточки, через которые газ из каналов с одной боковой стороны катушки переходит в каналы на другой боковой стороне катушки.

Схема охлаждения ротора — многоструйная. Зоны захвата и выброса газа по длине ротора чередуются в соответствии с расположением отсеков (струй) горячего и холодного водорода в статоре (табл. 1.3).

Т а б л и ц а 1.3. Число секций вентиляции обмоток роторов

Генераторы	ТВФ-60-2, ТВФ-100-2, ТВФ-120-2	ТВВ-165-2, ТВВ-200-2	ТВВ-320-2	ТВВ-500-2
Число впускных секций	4	6	9	8
Число выпускных секций	3	5	8	8

Лобовые части обмотки ротора охлаждаются продуванием газа через внутренние продольные каналы, образуемые сложением двух полувитков П-образного сечения. Холодный газ подается в эти каналы из напорного отсека через отверстия, расположенные по оси обмотки в торцевых частях витков. Нагретый газ выходит в зазор через крайние выпускные зоны пазовой части обмотки ротора.

Избыточное давление водорода в турбогенераторах серии ТВФ составляет 0,2—0,25 МПа.

§ 1.5. Конструкция турбогенераторов с непосредственным водородным охлаждением

Турбогенераторы с непосредственным водородным охлаждением обмоток статора и ротора серии ТГВ выпускаются Харьковским производственным объединением (ПО) «Электротяжмаш».

Турбогенераторы ТГВ имеют встроенные в торцевые щиты подшипники. Корпус статора двойной. Внутренний корпус с расположенным в нем сердечником связан с наружным корпусом с помощью плоских пружин. С торцов статор закрыт щитами с разъемом в горизонтальной плоскости. Три газоохладителя расположены под турбогенератором. Сердечник статора имеет не радиально, а аксиально расположенные вентиляционные каналы, поэтому паке-

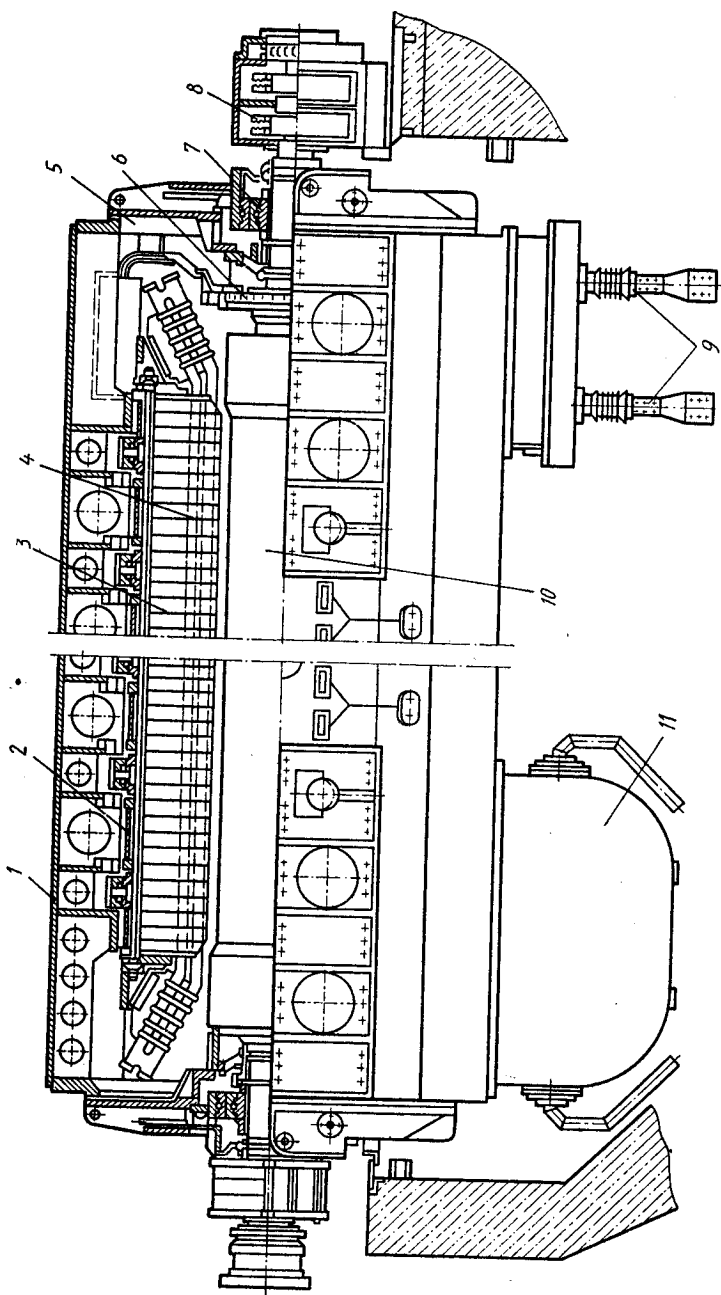


Рис. 1.7. Продольный разрез турбогенератора ТГВ-300 с непосредственным охлаждением водородом обмоток статора и ротора:

1 — наружный корпус; 2 — внутренний корпус; 3 — сердечник статора; 4 — обмотка статора; 5 — щит торцевой; 6 — компрессор; 7 — подшипник; 8 — аппарат щеткодержателей; 9 — выводы; 10 — ротор; 11 — газоохладитель

ты сердечника разделены сплошными текстолитовыми прокладками. Для циркуляции газа внутри обмотки статора между двумя рядами элементарных проводников стержней установлены тонкостенные вентиляционные трубки из немагнитной стали с высоким

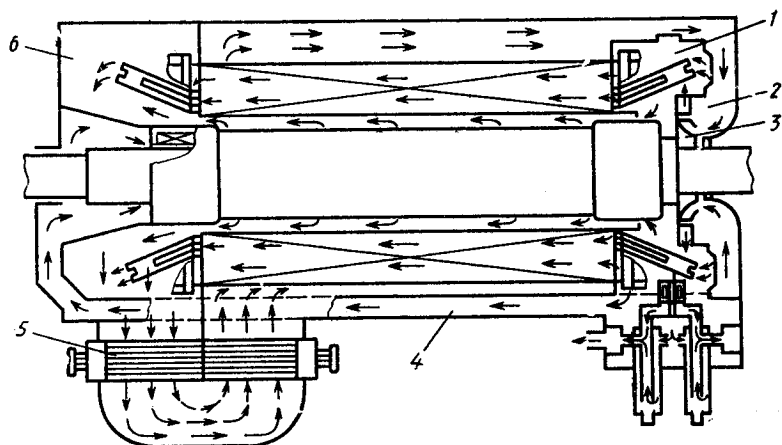


Рис. 1.8. Схема охлаждения турбогенератора ТГВ-300

активным сопротивлением (см. рис. 1.9). На концы стержней надеты газонаправляющие колпаки из кремнийорганической резины, служащие одновременно изоляцией головок обмотки. Циркуляция водорода создается мощным центробежным компрессором, расположенным на роторе со стороны контактных колец. Продольный разрез генератора этой серии мощностью 300 МВт показан на рис. 1.7.

Схема охлаждения турбогенератора ТГВ-300 представлена на рис. 1.8. Центробежный компрессор 3 нагнетает холодный водород из отсека охлажденного газа 2 в отсек высокого давления 1, откуда водород распределяется следующим образом: часть его проходит в отверстия вентиляционных трубок, заложенных в стержни статора, охлаждает их (рис. 1.9) и выходит в отсек нагретого газа 6; другая часть попадает в аксиальные кана-

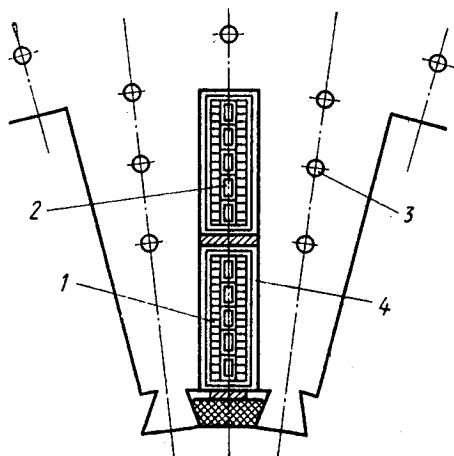


Рис. 1.9. Каналы для охлаждения водородом сердечника и обмотки статора генератора ТГВ-300:

1 — медные проводники; 2 — трубки для водорода; 3 — осевые каналы в активной стали; 4 — пазовая изоляция

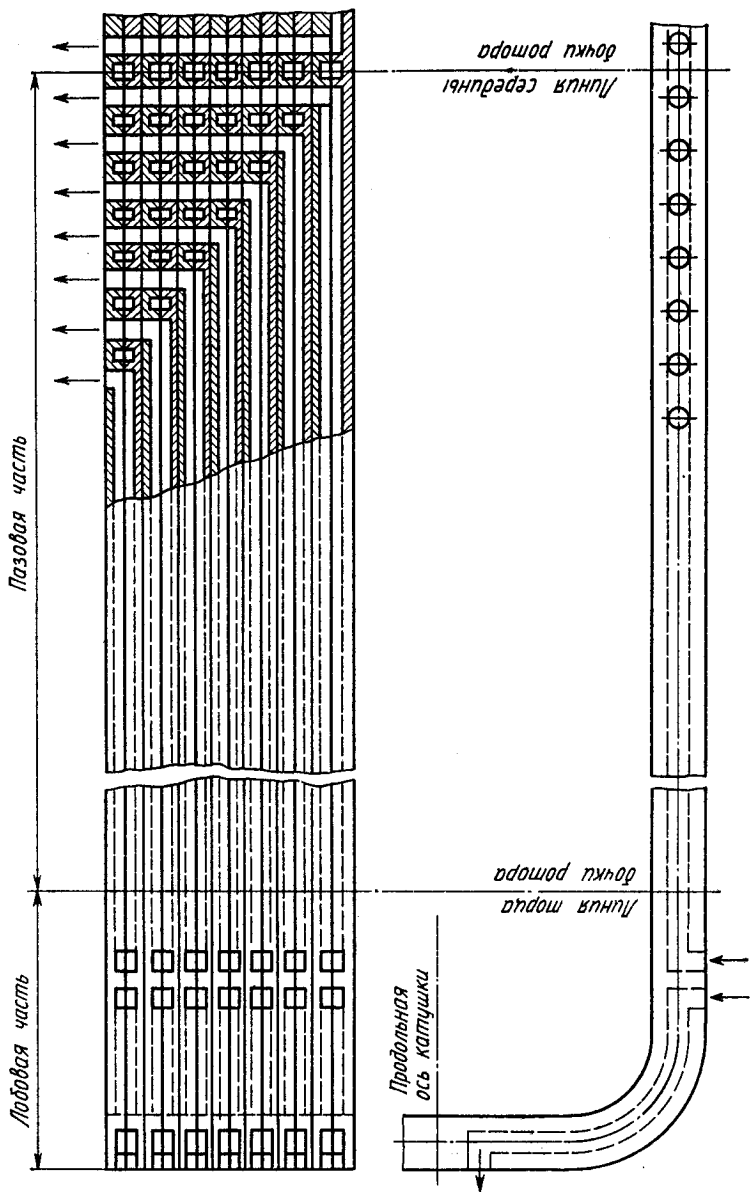


Рис. 1.10. Каналы для охлаждения водородом обмотки ротора генератора ТГВ-300

лы в сердечнике статора, охлаждает его и выходит в отсек 6; третья часть используется для охлаждения обмотки ротора, при этом водород подается под бандажное кольцо ротора на стороне турбины с помощью перепускного канала 4. В генераторе ТГВ-300 водород двумя параллельными потоками раздельно охлаждает лобовую и пазовую части обмотки возбуждения (рис. 1.10) и выбрасывается через радиальные отверстия в зазор, откуда выходит в отсек 6. Отсюда нагретый водород подается в газоохладители 5, после чего по специальным каналам поступает в отсек 2 на вход в компрессор (см. рис. 1.8). Щиты турбогенератора ТГВ-300 со стороны турбины охлаждаются водой.

В отличие от аксиальной схемы охлаждения генератора ТГВ-300 турбогенератор ТГВ-200 имеет радиально-аксиальную систему вентиляции. Газоохладители в этом генераторе расположены вертикально и встроены в корпус статора со стороны турбины (рис. 1.11). Пакеты сердечника статора разделены распорками, образующими радиальные вентиляционные каналы. Циркуляция газа

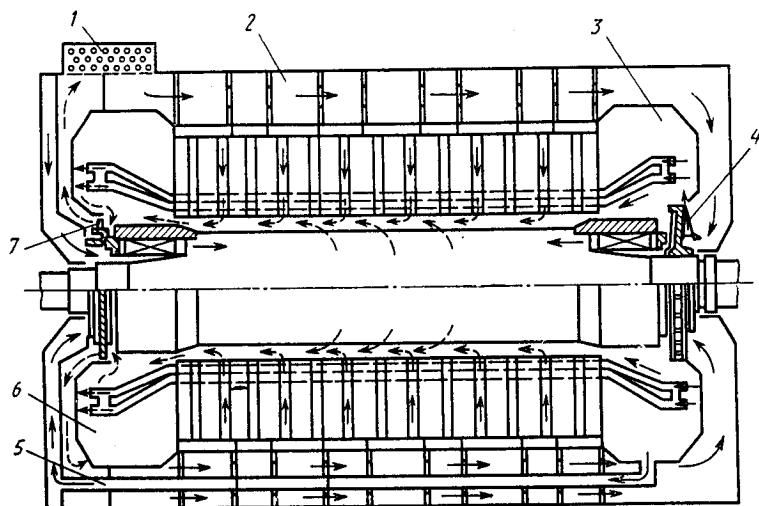


Рис. 1.11. Схема охлаждения турбогенератора ТГВ-200

создается компрессором 4 и осевым вентилятором 7, установленными соответственно со стороны контактных колец и со стороны турбины. После газоохладителей 1 холодный водород поступает в пространство 2 между внутренним и наружным корпусами машины. Из этой камеры часть водорода через круглые отверстия во внутреннем корпусе направляется в радиальные каналы сердечника, охлаждает его и выходит в зазор. Поскольку по ходу движения вдоль машины напор газа снижается, диаметр отверстий в корпусе

постепенно увеличивается для обеспечения равномерного расхода газа через все радиальные каналы сердечника. Часть водорода из камеры 2 подается к компрессору, который создает напор в камере высокого давления 3. Охлаждение обмоток статора и ротора такое же, как и в генераторе ТГВ-300, но в роторе генератора ТГВ-200 водород проходит последовательно и лобовую и пазовую части четверти витка. В ротор со стороны турбины холодный водород подводится из камеры высокого давления 3 по перепускному каналу 5. Из зазора между статором и ротором, а также из стержней обмотки статора водород выходит в отсек 6 нагретого газа, откуда он отсасывается осевым вентилятором 7 и направляется к газоохладителям. В генераторах серии ТГВ отношение наибольшего превышения температуры к среднему (коэффициент неравномерности нагрева) составляет при двусторонней подаче газа 1,7—1,8. В роторах с самовентилирующей коэффициент неравномерности нагрева не превышает 1,35.

Избыточное давление водорода в турбогенераторах серии ТГВ составляет 0,3 МПа.

§ 1.6. Конструкция турбогенераторов с водородно-водяным охлаждением

Турбогенераторы с непосредственным охлаждением водой обмотки статора и водородом обмотки ротора являются в настоящее время наиболее совершенными электрическими машинами, вырабатывающими электрическую энергию. Вода обладает теплоемкостью, теплопроводностью и теплоотводящей способностью, намного превосходящими аналогичные физические свойства воздуха и водорода. Это позволяет интенсивно отводить теплоту при более высоких плотностях тока в обмотках, а следовательно, выполнять генераторы большей мощности без существенных изменений их габаритов.

В турбогенераторах серии ТВВ мощностью 165—1200 МВт водой охлаждается только обмотка статора; сердечник статора и обмотка ротора охлаждаются водородом, как и в генераторах серии ТВФ. В турбогенераторах типа ТГВ-500 непосредственно водой охлаждается не только обмотка статора, но и вращающаяся обмотка ротора; сердечник статора охлаждается водородом. Дальнейшее развитие непосредственное водяное охлаждение получило в турбогенераторах типа ТЗВ-800-2. Эти машины имеют полное (трижды водяное) охлаждение; обмотки статора, ротора, сердечника статора.

Для непосредственного охлаждения обмотки статора часть элементарных проводников стержней выполнена с внутренними каналами для циркуляции воды. Эти полые проводники имеют большие размеры, и поле пазового рассеяния наводит в них

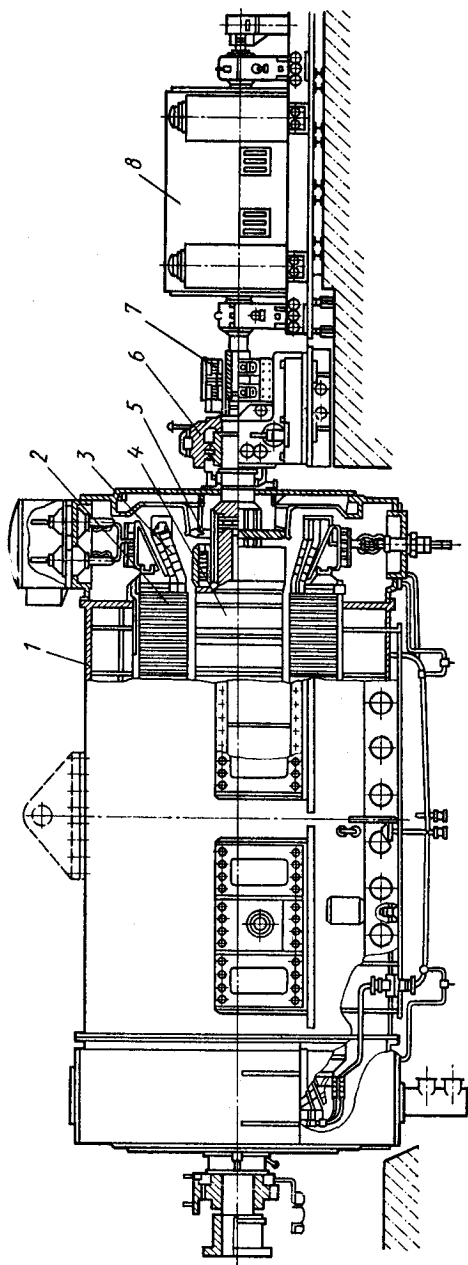


Рис. 1.12. Продольный разрез турбогенератора серии ТВВ мощностью 320 МВт с непосредственным охлаждением обмоток статора водой и обмотки ротора водородом:

1 — корпус статора; 2 — сердечник статора; 3 — обмотка статора; 4 — ротор; 5 — обмотка ротора; 6 — вентилятор; 7 — аппарат щеткодержателей; 8 — возбудитель

вихревые токи, создающие повышенные добавочные потери. Для уменьшения потерь остальные проводники выполняются сплошными (см. § 2.3). Генераторы ТВВ-165-2 и ТГВ-500 имеют в стержнях обмотки один полый проводник на каждые три сплошных проводника, а генераторы ТВВ-200-2, ТВВ-320-2, ТВВ-500-2 — один полый на два сплошных проводника. Опыт проектирования и изготовления турбогенераторов показывает, что добавочные потери при эффективном охлаждении могут не превосходить допустимого уровня и при выполнении всех проводников полыми.

Вода, используемая для охлаждения обмотки статора, находящейся под высоким напряжением, должна обладать хорошими диэлектрическими свойствами. Поэтому для охлаждения применяют дистиллят (обессоленную воду). Благодаря высокой теплоотводящей способности воды ее температура практически равна температуре охлаждаемого проводника; следовательно, путем изменения температуры воды и ее количества можно регулировать температуру обмотки таким образом, чтобы поддерживать равенство температур меди и изоляции. Это необходимо для предотвращения перемещения вследствие температурного расширения меди обмотки относительно изоляции. При непосредственном водяном охлаждении распределение температуры вдоль обмотки получается значительно более равномерным, чем при непосредственном газовом охлаждении.

Конструкция турбогенератора серии ТВВ показана на рис. 1.12. Внутри корпуса статора установлены два кольцеобразных коллектора со стороны турбины, соответственно для подачи и слива воды (рис. 1.13). Коллекторы представляют собой кольцевые медные трубы, расположенные на опорных изоляторах, которые крепятся к нажимной плите статора. Соединение коллекторов с внешним трубопроводом осуществляется с помощью проходных изоляторов. Изоляция коллекторов от корпуса позволяет измерять сопротивление изоляции обмотки статора при заполнении полых проводников водой. Вода подается (и отводится) в головки стержней через шланги из электроизоляционного материала. Из каждой головки вода поступает одновременно в два стержня и двумя параллельными потоками проходит к головкам обмотки со стороны контактных колец. Здесь вода переходит через медные соединительные трубки в последующие стержни и по ним в обратном направлении возвращается в кольцевой коллектор нагретой воды. Выводы обмотки статора и соединительные шины также охлаждаются водой. Нагретая вода из коллектора подается в теплообменники, где охлаждается (см. § 4.2). Вода в системе охлаждения непрерывно механически и химически обрабатывается. Убыль воды пополняется конденсатом из паротурбинной установки.

Турбогенераторы серии ТВВ имеют различные схемы газового охлаждения сердечника статора. В генераторе ТВВ-200-2 применена одноструйная вытяжная вентиляция, схема которой показана на

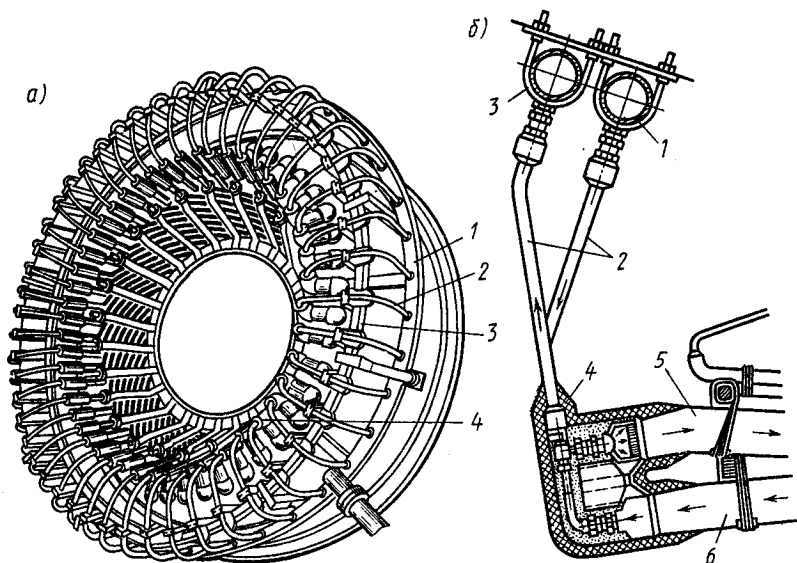
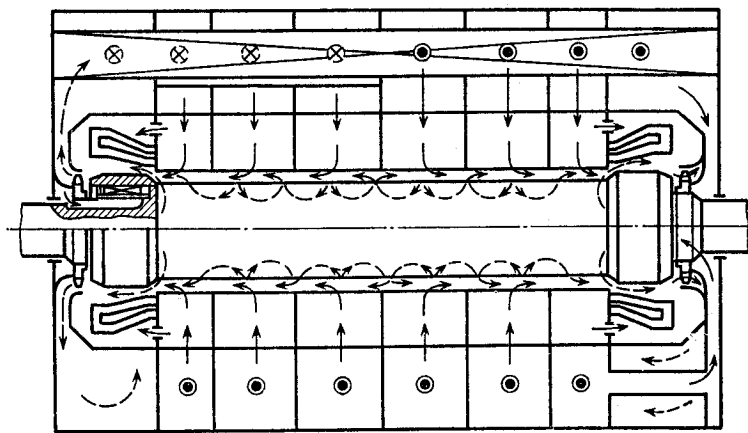


Рис. 1.13. Устройство для подачи и отвода охлаждающей воды к проводникам обмотки статора:

a — общий вид; *б* — конструктивная схема: 1, 3 — коллекторы холодной и горячей воды; 2 — гибкие изолирующие шланги; 4 — водораспределительные наконечники; 5, 6 — головки стержней



← Холодный водород
 ←- - Горячий водород

Рис. 1.14. Одноступенчатая вытяжная система вентиляции турбогенератора ТВВ-200-2 с горизонтальным расположением газоохладителей

рис. 1.14. Четыре газоохладителя расположены в статоре горизонтально. Осевые вентиляторы, установленные с двух сторон ротора, отсасывают нагретый газ из зазора и подают его через газоохладители в радиальные каналы сердечника статора. Часть холодного водорода направляется в лобовые части ротора и в концевые части статора для их охлаждения.

Первые турбогенераторы ТВВ-320-2 имели также одноструйную радиальную систему вентиляции, работающую по вытяжной схеме, но четыре газоохладителя расположены в них вертикально. Недостатком радиальной схемы является неравномерное распределение газа в каналах по длине сердечника и связанное с этим повышение температуры газа в зазоре, что ухудшает условия охлаждения самовентилирующегося ротора. Поэтому для последующих генераторов ТВВ-320-2, а также для ТВВ-165-2 и ТВВ-500-2 была применена одноструйная радиально-тангенциальная схема вентиляции (рис. 1.15). Холодный газ из входных отсеков проходит в радиальные каналы сердечника, охлаждает его и поступает в зазор. Здесь газ перемещается в тангенциальном направлении и опять через радиальные каналы сердечника поступает в выходные отсеки нагретого газа. Радиальный поток водорода охлаждает также массивный медный кольцевой экран, расположенный непосредственно под нажимной плитой на нажимных пальцах. Экран снижает перегрев крайних пакетов статора от вихревых токов, создаваемых полями лобового рассеяния.

Охлаждение ротора в турбогенераторах серии ТВВ, как отмечалось, аналогично охлаждению ротора в турбогенераторах серии ТВФ. В машинах поздних выпусков, от ТВВ-165-2 до ТВВ-500-2, применена более совершенная двухструйная схема охлаждения лобовых частей.

Входные отверстия расположены в угловых частях витков, и через них холодный газ подается отдельно в продольные и тангенциальные части. Поток газа, проходящий по тангенциальным частям, через отверстия в витках выходит к валу, проходит в пазы в больших зубцах ротора и далее выбрасывается в зазор. Для создания входных и выходных зон газа под лобовыми частями имеются перегородки с резиновым уплотнением. Количество впускных и выпускных секций в пазовых и лобовых частях обмоток роторов генераторов серии ТВВ приведено в табл. 1.3.

Конструкция турбогенератора ТВВ-500 показана на рис. 1.16. Кольцеобразные коллекторы для охлаждения водой обмотки статора расположены со стороны контактных колец. Подвод воды в ротор и слив ее осуществляются через центральное отверстие вала. Витки обмотки ротора и все электрические соединения выполнены полыми. Охлаждающая вода проходит по каналу в роторе на сторону турбины, где поступает в распределительный коллектор. Из коллектора через высоконапорные эластичные шланги, выполненные из изолирующего материала, вода поступает в об-

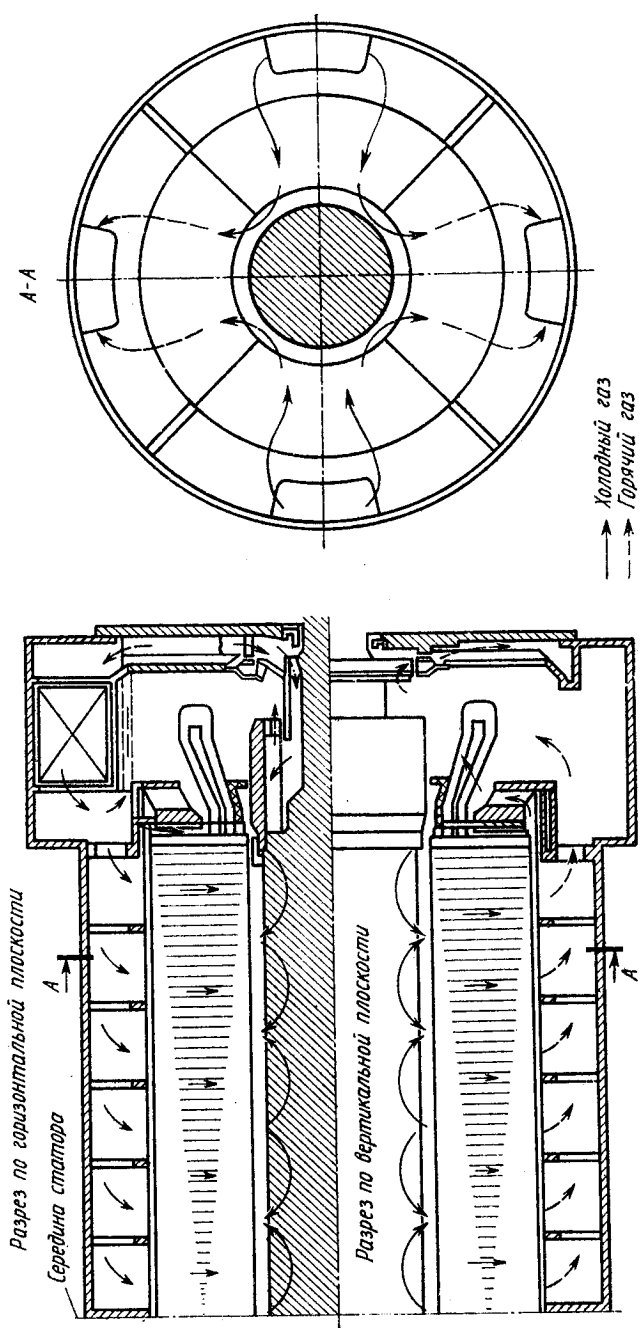


Рис. 1.15. Одноструйная радиально-тангенциальная система вентиляции турбогенераторов серии ТВВ

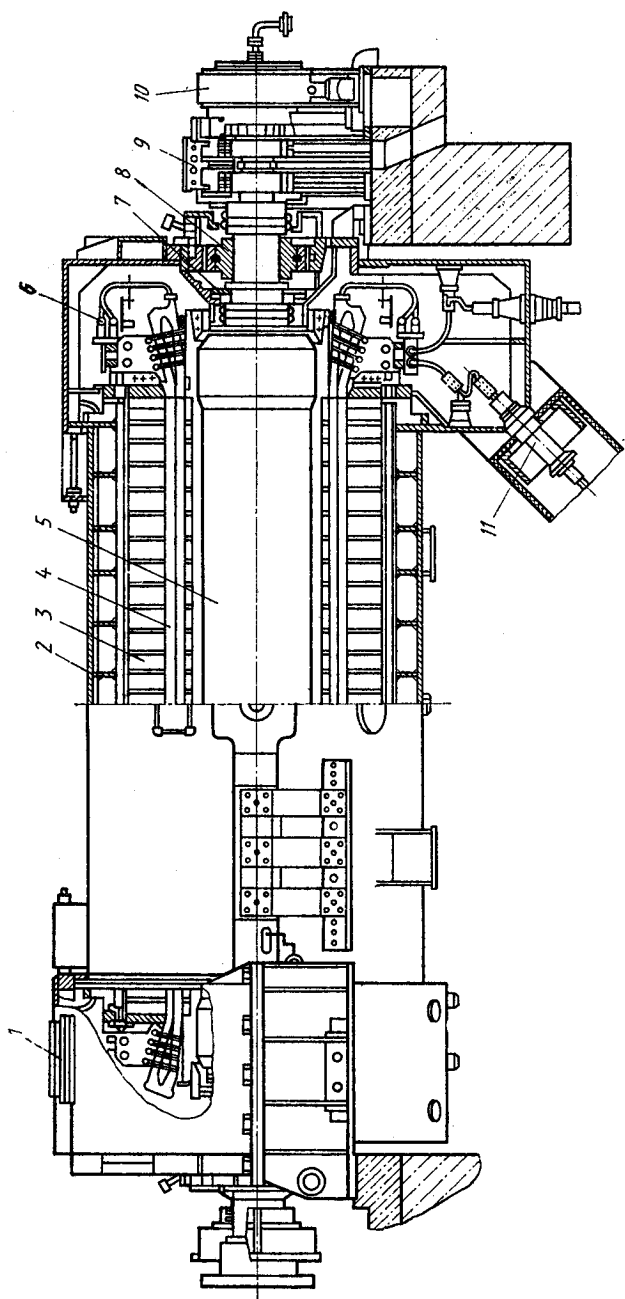


Рис. 1.16. Продольный разрез турбогенератора серии ТГВ мощностью 500 МВт с непосредственным охлаждением обмоток статора и ротора водой:

1 — газоохладитель; 2 — корпус статора; 3 — сердечник статора; 4 — обмотка статора; 5 — ротор; 6 — коллекторы; 7 — масляное уплотнение вала; 8 — подшипник; 9 — аппарат подачи и слива воды; 10 — вывод концевой

мотку ротора. Вода подводится к каждой полукатушке, проходит по двум параллельным ветвям, сливается через эластичные шланги и по концентрическому каналу в бочке ротора возвращается в открытый водоприемник. Напор для циркуляции воды создается как в результате внешнего давления, так и из-за разности давлений на подаче и сливе, обусловленной вращением ротора. Система охлаждения сердечника статора турбогенератора ТГВ-500 од-

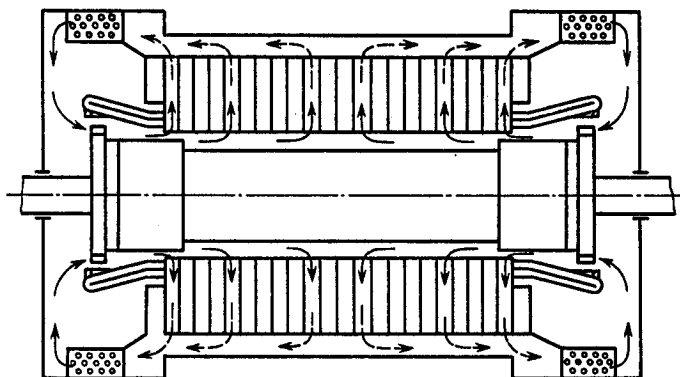


Рис. 1.17. Одноструйная радиальная система вентиляции сердечника статора турбогенератора ТГВ-500

ноструйная, радиальная (рис. 1.17). Циркуляция водорода осуществляется двумя осевыми вентиляторами. Охлаждение газа происходит в четырех вертикальных газоохладителях, расположенных

Таблица 1.4. Давление охлаждающего газа в турбогенераторах серий ТВВ и ТГВ

Генераторы		ТВВ-165-2, ТВВ-220-2, ТГВ-500	ТВВ-320-2	ТВВ-500-2	ТВВ-800-2, ТВВ-1200-2
Избыточное МПа	давление,	0,3	0,35—0,4	0,45	0,5

попарно по концам генератора. Избыточные давления водорода, используемые в генераторах серии ТВВ и генераторе ТГВ-500, приведены в табл. 1.4.

§ 1.7. Турбогенераторы с масляным охлаждением

Турбогенераторы серии ТВМ мощностью 300 и 500 МВт выпускаются ПО «Сибэлектротяжмаш». Обмотка статора этих генераторов имеет корпусную (пазовую) изоляцию, выполненную по типу изо-

ляции трансформаторов. На стержни обмотки статора наложена ленточная изоляция из кабельной бумаги, пропитанной маслом (см. § 2.3). Бумажно-масляная изоляция не только намного дешевле терморезистивной, но и позволяет выполнить генератор с более высоким номинальным напряжением. Например, турбогенератор ТВМ-500 имеет номинальное напряжение обмотки статора 36,75 кВ. Так как трансформаторное масло является не только хорошей изолирующей, но и охлаждающей средой, то в турбогенераторах серии ТВМ оно одновременно использовано для охлаждения обмотки статора и его сердечника. С этой целью элементарные проводники стержней выполняют полыми, как и при непосредственном водяном охлаждении, а сердечник статора имеет аксиальные каналы для циркуляции охлаждающего масла.

Корпус статора турбогенератора серии ТВМ выполняют герметичным, неразъемным. Для отделения объема статора, заполняемого маслом, от вращающегося ротора в расточке сердечника статора установлен цилиндр из изоляционного материала. Цилиндр крепят в торцевых щитах с соответствующими герметичными уплотнениями (рис. 1.18). Выводы соединяются с обмоткой статора с по-

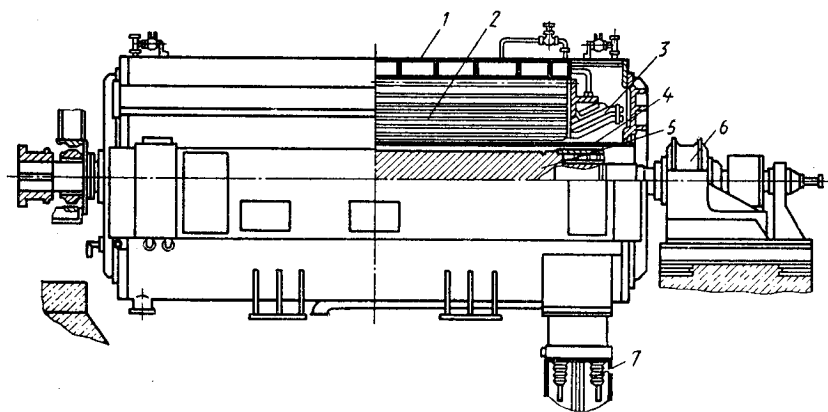


Рис. 1.18. Продольный разрез турбогенератора серии ТВМ мощностью 300 МВт с масляным охлаждением:

1 — корпус статора; 2 — сердечник статора с аксиальными каналами; 3 — обмотка статора; 4 — маслоотделительный цилиндр; 5 — ротор; 6 — подшипник; 7 — выводы

мощью полых круглых медных шин, которые также охлаждаются маслом. Холодное масло поступает в статор через патрубок в нижней части корпуса со стороны выводов, откуда по специальным каналам подводится к головкам стержней обмотки и к осевым каналам сердечника. Пройдя параллельными потоками по проводникам обмотки и каналам сердечника, нагретое масло выходит в зону лобовых частей со стороны турбины, откуда поступает в отводящий маслопровод. В процессе эксплуатации диэлектрические

свойства масла и содержание в нем воздуха постоянно контролируются. Пузырьки воздуха значительно снижают электрическую прочность бумажно-масляной изоляции, поэтому масло периодически подвергают дегазации и очистке. Для предотвращения окисления масла его вытесняют из объема турбогенератора азотом.

Обмотка ротора турбогенератора серии ТВМ охлаждается водой.

Поверхность ротора турбогенератора ТВМ-300 охлаждается воздухом. В турбогенераторе ТВМ-500 водой охлаждаются и зубцы ротора. Для этого в зубцы встроены трубчатые охладители. Контактные кольца турбогенераторов имеют непосредственное водяное охлаждение.

В настоящее время масло в турбогенераторах серии ТВМ заменяют негорючим жидким диэлектриком.

Глава 2

КОНСТРУКЦИЯ СТАТОРА

§ 2.1. Корпус статора

В корпусе статора крепится магнитопровод с трехфазной обмоткой и располагается система перегородок для распределения и циркуляции охлаждающего газа. В генераторах с водородным охлаждением в корпус встраивают газоохладители.

Вес статора генератора передается через корпус на фундамент. Обшивка корпуса воспринимает усилия при подъеме собранного статора и его кантовке в процессе различных технологических операций. Электромагнитный момент воздействует на магнитопровод статора и через него передается на корпус и его крепление (болтами) к фундаменту. При коротких замыканиях возникает ударный электромагнитный момент, который может в 6—8 раз превосходить его номинальное значение. Крепление сердечника к корпусу и самого корпуса к фундаменту должно выдерживать такие механические перегрузки.

Корпус статора подвержен также постоянному воздействию вибраций частотой 100 Гц, причиной которых является магнитное тяжение вращающимся намагниченным ротором сердечника статора. Это усилие стремится придать цилиндру сердечника эллиптическую форму. Вибрации могут разрушить сварные швы корпуса. При разработке конструкции статора принимают соответствующие меры для снижения передачи знакопеременных механических усилий от сердечника к конструктивным элементам корпуса.

Корпус статора генератора с водородным охлаждением имеет цилиндрическую форму в отличие от корпусов машин с воздушным охлаждением, имеющих сложную форму. Несоблюдение цилиндри-

ческой формы приводит к концентрации механических напряжений в отдельных местах корпуса в случае взрыва газовой смеси. Так как газоохладители размещены внутри машины, то наружный диаметр корпусов турбогенераторов с водородным охлаждением всегда больше, чем диаметр корпуса генератора с воздушным охлаждением, и ограничивается габаритами, позволяющими перевозить машину по железной дороге.

Корпус сваривают из отдельных листов стали марки Ст-3. Основными элементами корпуса являются наружная обшивка, поперечные стенки и ребра для крепления на них сердечника статора. В машинах с водородным охлаждением обшивку и поперечные стенки выполняют более толстыми для увеличения прочности и газоплотности корпуса (табл. 2. 1).

Таблица 2.1. Толщины элементов корпуса статора

Заполнение корпуса	Наружный диаметр обшивки, мм	Обшивка, мм	Торцевые стенки, мм	Поперечные внутренние стенки, мм	Опорные лапы, мм
Воздушное	1300	6	30—34	12—16	30—40
	1700—2000	8	30—34	12—16	36—42
	2250—3350	10—16	34—50	20—24	42—50
Водородное	До 3000	20	70—80	20	70
	Свыше 3000	24	70—80	25—30	70

На рис. 2. 1 показана конструкция корпуса статора турбогенератора с воздушным охлаждением, а на рис. 2. 2 представлены основные элементы корпуса. Листы обшивки корпуса 1, согнутые на гибочных станках, привариваются к торцевым 2 и поперечным 3 стенкам, которые предварительно сваривают из отдельных сегментов, вырезанных по копиру из толстолистового проката. Все сварные швы проверяют рентгеновской установкой, гамма-лучами или ультразвуком. Вырезы в поперечных стенках сделаны для пропуска охлаждающего газа. Торцевые стенки имеют большую толщину, и к ним в дальнейшем крепят болтами наружные щиты. Внутренний диаметр торцевых стенок несколько больше, чем поперечных, чтобы можно было ввести в корпус нажимную плиту, удерживающую в собранном состоянии листы сердечника. Расстояние между поперечными стенками составляет 0,5—0,7 м. Число поперечных стенок определяется числом струй охлаждающего воздуха. Такая конструкция обеспечивает необходимую прочность при допустимом гидравлическом сопротивлении вентиляционных каналов. Следует отметить, что толщина стенок определяется не только из условий прочности корпуса, но и требованиями надежной сварки. Швы име-

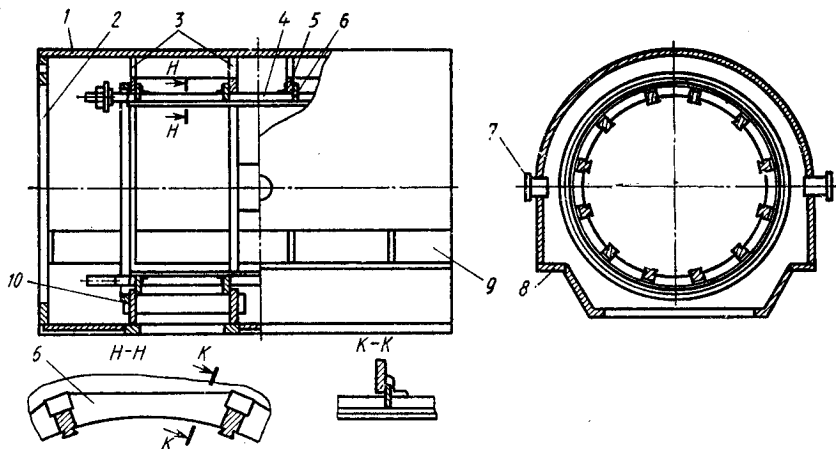


Рис. 2.1. Корпус статора турбогенератора с воздушным охлаждением:

1 — обшивка корпуса; 2 — стенка торцевая; 3 — стенки поперечные; 4 — клин-ребро; 5 — угольник; 6 — перегородка; 7 — цапфа; 8 — опорная лапа; 9 — окна; 10 — опорное кольцо

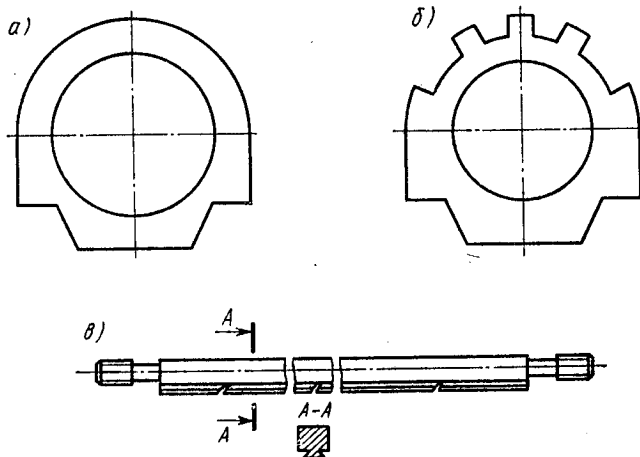


Рис. 2.2. Детали корпуса статора:

а — торцевая стенка; б — поперечная стенка; в — клин-ребро

ют размеры 12—20 мм, что обуславливает адекватную толщину свариваемых деталей.

К поперечным стенкам корпуса с внутренней стороны приваривают клинья (ребра) 4 вдоль цилиндрической поверхности. Ребра приваривают с помощью угольников 5 (рис. 2. 1). Крепление ребер рассчитывают на действие тангенциальных усилий от вращающего момента, возникающего при коротком замыкании. Ребра (рис.

2. 2, в) изготавливают из стального проката. Внутреннюю сторону клина, противоположную месту приварки к угольнику, обрабатывают по форме ласточкина хвоста для крепления на них таким способом сегментов стали сердечника статора. В клиньях на расстоянии 0,5—0,6 м друг от друга под углом 60° к его оси делают прорезы шириной 2 мм для облегчения сборки сердечника. Используя эти прорезы, сегмент стали статора (см. § 2. 2) надевают на клин не с торца, а вставляют в ближайшую прорезь и затем продвигают его на участке значительно меньшей длины. На концах клиньев нарезают резьбу. Клинья имеют большую длину и относительно небольшое сечение. Поэтому в процессе обработки они деформируются. Для восстановления прямолинейности клинья рихтуют на гидравлическом или пневмогидравлическом прессе. Высокая точность изготовления клиньев облегчает их размещение (разгонку) в расточке корпуса и повышает качество сборки листов магнитопровода.

Для подъема генератора непосредственно к его обшивке приваривают цапфы (см. рис. 2. 1). Это обеспечивает передачу нагрузки всем стенкам корпуса. В генераторах большой мощности цапфы крепят болтами к плите, сваренной в корпус.

Корпуса статоров генераторов с водородным охлаждением состоят из тех же конструктивных элементов, что и корпуса машин с воздушным охлаждением. Так как обшивка корпуса генераторов с водородным охлаждением имеет цилиндрическую форму, то поперечные стенки корпуса изготавливают в виде круглых дисков. Число поперечных стенок и их расположение определяются требуемой жесткостью корпуса и схемой охлаждения. Внутри корпуса статора приваривают перегородки для распределения потоков охлаждающего газа. В зоне лобовых частей обмотки статора устанавливают ко-

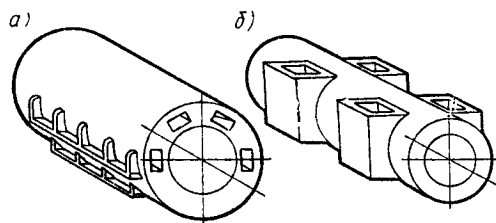


Рис. 2.3. Расположение газоохладителей в корпусе статора:

а — продольно-горизонтальное; б — поперечно-вертикальное

жухи. Газоохладители в турбогенераторах с водородным охлаждением устанавливают внутри корпуса. Они могут быть расположены продольно-горизонтально или поперечно-вертикально (рис. 2.3). Достоинствами конструкции корпуса с продольным расположением секций газоохладителей являются относительная простота, малый радиальный размер секции вследствие ее большой дли-

ны и возможность работы машины с одной или несколькими отключенными секциями. Недостаток такой конструкции — трудность монтажа и демонтажа секций большой длины. Продольное расположение газоохладителей получило широкое распространение и применено в турбогенераторах серий ТВ2, ТВФ и ТВВ мощностью до

200 МВт включительно. Концевые части секций проходят через отверстия в торцевых стенках корпуса. Поэтому торцевые щиты имеют меньший диаметр, чем корпус статора. В результате обслуживание газоохладителей возможно без снятия торцевых щитов и даже без останова машины.

Из двух схем поперечного расположения секций газоохладителей наиболее широкое распространение получила схема их вертикального размещения. Секции устанавливают в колодцах, сваренных в цилиндрическую часть корпуса статора (рис. 2.4, а). Так как

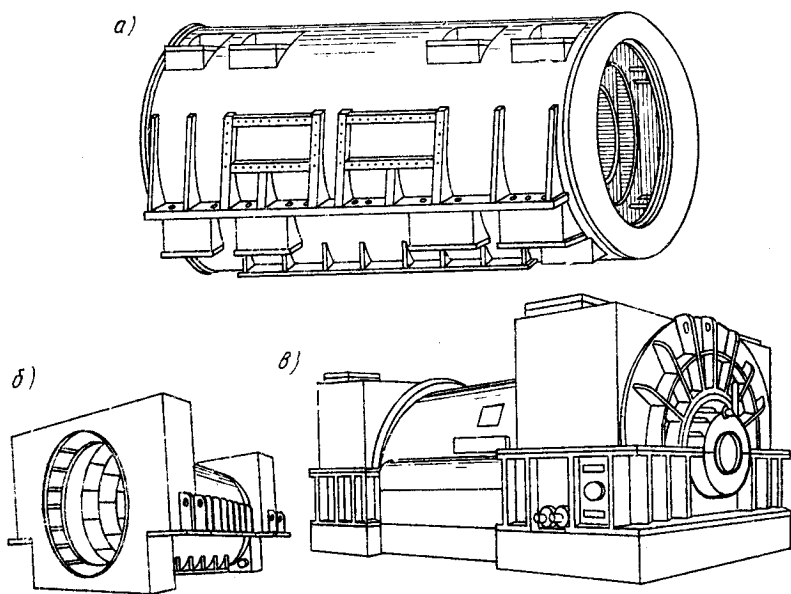


Рис. 2.4. Корпуса статоров турбогенераторов с водородным заполнением:
а — ТВ2-100-2; б — ТВВ-500-2; в — ТГВ-500

генераторы мощностью свыше 200 МВт в собранном виде имеют габариты, превышающие допустимые транспортные, то их статоры делают составными из трех частей: средней части, в которой расположен сердечник с обмоткой, и двух концевых частей. Газоохладители в этих турбогенераторах встраивают в концевые части корпуса (рис. 2.4, б, в). В турбогенераторах мощностью 800 и 1200 МВт концевые части выполняют составными из двух частей для обеспечения возможности их перевозки. В плоскости разъема концевых частей и на торцевых стенках предусматривают кольцевые канавки, в которые при сборке укладывают резиновый шнур герметичного уплотнения. При вертикальном расположении секций в корпусе появляются

ся сложные полости, однако это окупается монтажными преимуществами. С помощью крана каждая секция может быть легко извлечена из корпуса.

При проектировании генератора внутренние каналы в корпусе статора конструируют таким образом, чтобы во-первых, каждая секция по всей длине была равномерно загружена охлаждаемым газом, и, во-вторых, чтобы происходило смещение струй холодного газа от всех секций и осуществлялся подвод этого общего потока к камере разреженного водорода.

Корпус статора генераторов с водородным охлаждением выполняют с опорными и транспортными лапами. В генераторах с воздушным охлаждением транспортные лапы отсутствуют и при перевозке статор устанавливают на днище корпуса. Опорные и транспортные лапы приваривают к корпусу с помощью ребер. При необходимости уменьшения габаритов корпуса опорные лапы выполняют съемными. Для подъема статора мостовым краном к корпусу статора болтами крепят рымы (рис. 2.5, а). Число рымов зависит от массы и габаритов статора. Для статоров машин больших мощностей к корпусу болтами крепят рым-лапы, являющиеся одновременно и опорой статора (рис. 2.5, б). Для уменьшения ширины статора при его перевозке рым-лапы проектируют съемными.

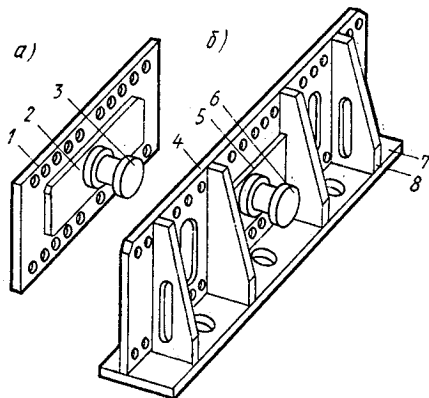


Рис. 2.5. Рым (а) и рым-лампа (б):
1, 7 — основания; 2, 5 — накладки; 3, 6 — цапфы; 4 — стенка; 8 — ребро

Доступ внутрь статора турбогенератора обеспечивается выполнением люка в нижней части корпуса (рис. 2.6). Люк герметически закрывается крышкой с резиновой прокладкой.

В зависимости от типа генератора выводы обмотки статора располагают в нижней или в верхней части корпуса или в концевой части машины со стороны контактных колец. Число выводов определяется схемой обмотки статора. Выводы, представляющие собой проходные изоляторы с расположенной внутри медной токоведущей шиной (см. § 2.3), устанавливают на плите, изготовленной из немагнитной стали. Плиту выводов (рис. 2.7) вваривают в корпус или концевую часть корпуса статора. Выводы крепят к плите болтами с установкой промежуточного резинового уплотнения. Корпус статора турбогенератора с водородным охлаждением имеет также фланцевые соединения с турбопроводами, которые используют для заполнения статора углекислотой, удаления из него воды или масла. Эти фланцы вваривают в нижнюю часть обшивки.

Эти фланцы вваривают в нижнюю часть обшивки.

Важной особенностью конструкции турбогенераторов мощностью 165 МВт и выше является упругая подвеска сердечника к корпусу статора. Это позволяет снизить передачу вибрации частотой 100 Гц от сердечника к корпусу и предотвратить разрушение сварных швов

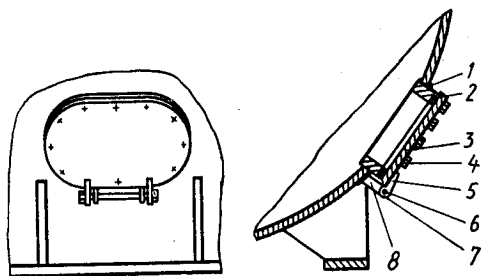


Рис. 2.6. Люк корпуса статора:

1 — основание; 2 — уплотнение; 3 — крышка;
4 — болт; 5 — петля; 6 — ось; 7 — шплинт; 8 — проушина

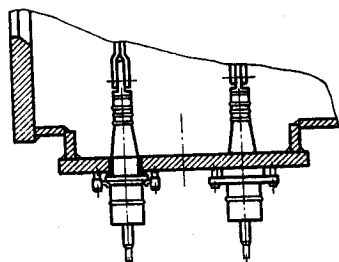


Рис. 2.7. Плита выводов

корпуса. Упругость подвески достигается выполнением в клиньях сквозных продольных пазов в зоне приварки клиньев к поперечным стенкам корпуса (рис. 2.8, а). В ряде турбогенераторов применена упругая подвеска сердечника к корпусу посредством пластин, при-

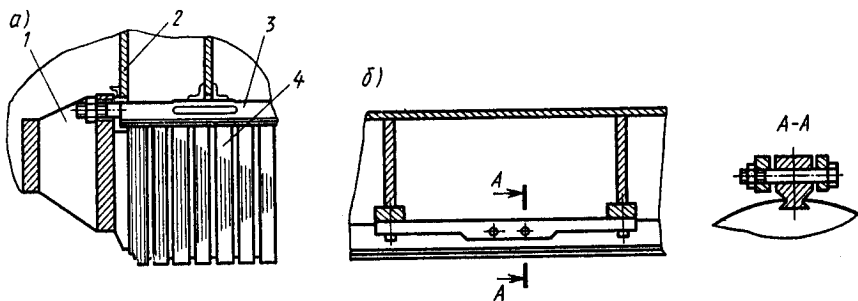


Рис. 2.8. Подвеска сердечника в корпусе статора:

а — на упругих ребрах; б — на пластинах; 1 — нажимная плита; 2 — стенка статора; 3 — ребро; 4 — активная сталь

крепленных к стенкам корпуса. Ребра статора и пластины имеют отверстия в боковой поверхности. Через них проходят соединяющие болты (рис. 2.8, б). Таким образом, пластины являются промежуточным упругим звеном, через которое на корпус передаются вес и ослабленная вибрация сердечника.

Турбогенераторы ТГВ-200 и ТГВ-300 имеют принципиально иную конструкцию корпуса статора, чем рассмотренные выше машины (рис. 2.9). Внутренний корпус 1 представляет собой сварной

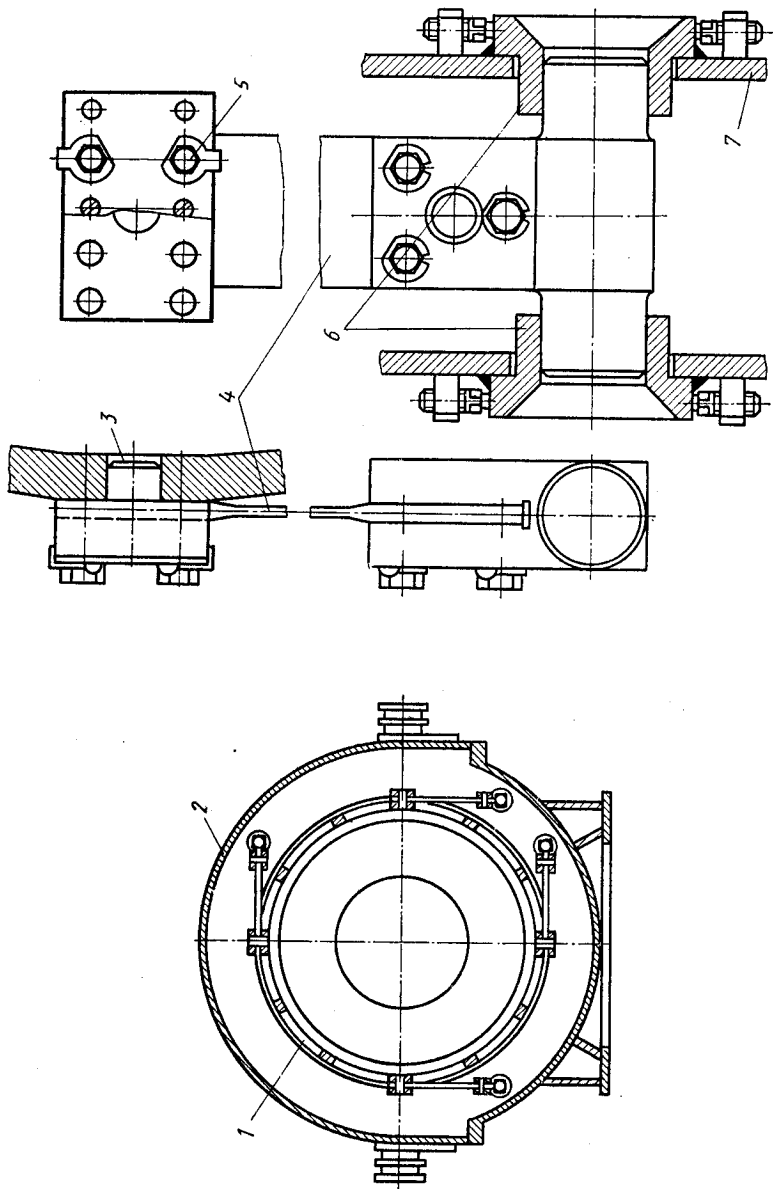


Рис. 2.9. Подвеска сердечника статора в турбогенераторах серии ТГВ с двойным корпусом:
 1 — внутренний корпус; 2 — наружный корпус; 3, 5 — болты и штифты крепления; 4 — плоские пружины; 6 — втулка;
 7 — поперечные стенки наружного корпуса

цилиндр с поперечными стенками, к которым приварены ребра для набора сердечника статора. Вдоль наружной поверхности цилиндра вварены четыре бруса для крепления одного конца эластичной подвески. Внутренний корпус имеет вентиляционные отверстия для прохода охлаждающего газа. Наружный корпус 2 также имеет поперечные стенки 7. В них встроены втулки 6, к которым прикреплены другие концы эластичной подвески, выполненной в виде плоских пружин из специальной стали. Таким образом, внутренний корпус вместе с сердечником оказывается упруго подвешенным к наружному корпусу.

После изготовления корпуса статоров испытывают на прочность и герметичность. При испытании прочности корпуса его заполняют водой и поднимают гидравлическое давление до 0,8 МПа. Это давление корпус должен выдерживать в течение 15 мин без нарушения прочности швов и основного металла. Для испытания корпуса на герметичность из него выпускают воду и подают сжатый воздух. Давление воздуха устанавливают на 0,1 МПа больше, чем давление водорода в работающем генераторе. Раствором хозяйственного мыла в воде смазывают все швы и следят за появлением мыльных пузырей в местах трещин. После этого корпус испытывают на утечку воздуха с контролем падения давления. Давление воздуха при этом устанавливают равным давлению водорода в работающем генераторе.

Концевые части статоров турбогенераторов большой мощности испытывают аналогично.

§ 2.2. Сердечник статора

Конструкция полностью собранного сердечника и его крепление в корпусе статора показаны на рис. 2.10. Сердечник (магнитопровод) представляет собой цилиндр, собранный из электротехнической стали и разделенный на отдельные пакеты шириной 40—50 мм. Между пакетами выполняют вентиляционные каналы шириной 10 мм (реже 5 мм). Пакеты зафиксированы креплением типа «ласточкин хвост» на клиньях-ребрах. В собранном и спрессованном состоянии сердечник удерживается с торцов нажимными плитами с помощью гаек, накрученных на хвостовики ребер.

Если внешний диаметр сердечника не превышает 990 мм, то его пакеты собирают (шихтуют) из отдельных дисков, штампованных из электротехнической стали. Турбогенераторы средней и большой мощности имеют внешний диаметр сердечника, превышающий 990 мм, и поэтому пакеты магнитопровода шихтуют из отдельных сегментов. Для изготовления дисков и сегментов применяют горячекатаную или холоднокатаную электротехническую сталь толщиной 0,5 мм (реже 0,35 мм). Горячекатаная сталь дешевле и прочнее, чем холоднокатаная. Однако холоднокатаная сталь имеет лучшие магнитные характеристики — меньшие потери и боль-

шие допустимые индукции. Поэтому ее применение в крупных генераторах дает возможность изготовить сердечник статора более монолитным и на 5—10 % меньшей длины. Горячекатаная сталь обладает изотропными свойствами. Она выпускается в виде листов шириной 500—1000 мм, наибольшая длина листа 2000 мм. Холод-

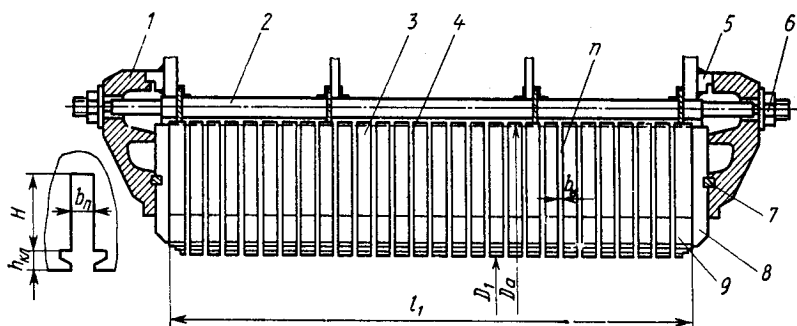


Рис. 2.10. Сердечник статора:

1 — нажимная плита; 2 — клин-ребро; 3 — пакет активной стали; 4 — вентиляционный канал; 5 — опорное кольцо; 6 — гайка; 7 — кольцевая шпонка; 8 — нажимный палец; 9 — ступенчатые крайние пакеты

нокатаную сталь выпускают двух типов (изотропную и анизотропную) в виде листов шириной 1000 мм и длиной 2000 мм или в виде рулона шириной 1000 мм. Для турбогенераторов мощностью до 150 МВт применяют горячекатаную сталь марок 1513 и 1514 (прежнее обозначение марок стали Э43 и Э43А). Магнитопроводы современных турбогенераторов большей мощности изготавливают из холоднокатаной анизотропной стали марки 3413 (прежнее обозначение Э330). Анизотропная холоднокатаная сталь обладает более высокими магнитными свойствами в направлении ее прокатки. Это обязательно учитывается при раскрое листов для штамповки сегментов таким образом, чтобы магнитный поток в сердечнике проходил в основном вдоль этого направления.

Для сердечника статора турбогенераторов применяют четыре типа сегментов: основные, вентиляционные, с укороченными зубцами, нажимные. Основные сегменты составляют примерно 90 % всех сегментов, из которых набирают пакеты магнитопровода (рис. 2.11, а). Пазы на внешней дуге в виде «ласточкина хвоста» или параллелограмма предназначены для крепления сегментов на клиньях-ребрах корпуса статора. Пазы на внутренней дуге открытые, прямоугольной формы предназначены для обмотки статора. В этих пазах сделаны вырезы под клинья для крепления стержней обмотки в пазу. Сегменты активной стали штампуются, как правило, компаундным штампом, при котором пазы вырубаются заодно с самим сегментом. В машинах мощностью до 100 МВт применяют сегменты с четырьмя или шестью зубцами. В машинах большей

мощности используют трехзубые сегменты для уменьшения влияния неравномерности толщины листа стали. После штамповки сегменты имеют по контуру вырубку заусенцы (грат), которые удаляют, так как они в собранном сердечнике могут замкнуть листы стали между собой и образовать электропроводящие контуры. В переменном магнитном поле в этих контурах возникнут дополнительные потери и нагрев стали, что приведет к уменьшению КПД генератора, а в отдельных случаях — к местному выплавлению сердечника и обмотки. Лаковая пленка, толщина которой составляет примерно 0,05 мм, создает прочную изоляцию между листами в собранном сердечнике. Теплостойкость лакового покрытия составляет 130—140 °С. Вентиляционные сегменты (рис. 2.11, б) устанавливают между пакетами основных сегментов. Они создают радиальные вентиляционные каналы. Изготавливают вентиляционные сегменты путем точечной приварки к штампованным из электротехнической стали марки 1211 сегментам вентиляционных распок высотой соответственно 10 или 5 мм. Зубцы вентиляционных сегментов немного уже, чем у основных. Это делают для того, чтобы они не выступали в паз, если их покоробит при приварке распок. Сегменты с укороченными зубцами используют для сборки крайних пакетов сердечника. Их получают из основных сегментов путем дополнительной обрубки, при которой расширяется паз под обмотку и укорачивается зубец. К крайним пакетам сердечника

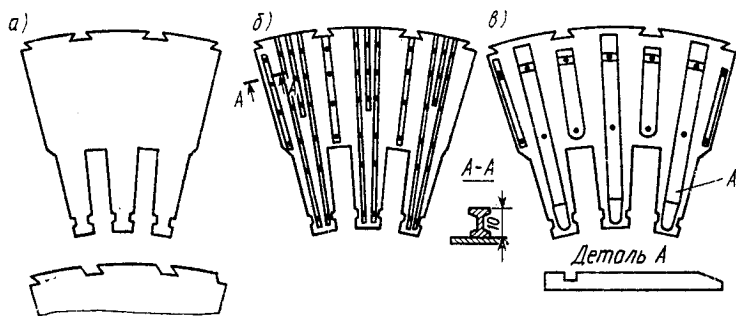


Рис. 2.11. Сегменты активной стали сердечника статора:
 а — основные; б — вентиляционный; в — нажимной

предъявляют повышенные требования, так как они воспринимают усилия от нажимных колец (плит) статора. Крайние пакеты должны быть монолитными, не иметь «распушевки» в зубцовой зоне. Для генераторов мощностью более 100 МВт крайние пакеты выполняют заранее, а не в процессе шихтовки магнитопровода. Для этого в пресс-форме из сегментов собирают пакет толщиной 30—40 мм, сегменты склеивают лаком и запекают при температуре 160—200 °С. Число крайних пакетов, устанавливаемых с каждой

стороны сердечника, составляет 3—5. При этом первый крайний пакет имеет такие же размеры пазовой зоны, как и основные пакеты. Последующие крайние пакеты по мере приближения их к нажимному кольцу имеют меньшую высоту зубца и большую ширину паза. Нажимные сегменты устанавливают между нажимными плитами и последним крайним пакетом. Они непосредственно передают усилия от нажимной плиты к крайним пакетам, предотвращают распушевку зубцов, создают вентиляционные каналы в этой зоне. Нажимные сегменты штампуют из электротехнической стали марки 1211 и приклепывают к ним нажимные пальцы из немагнитной стали (рис. 2.11, в).

Нажимные плиты для турбогенераторов небольшой мощности изготавливают литыми из немагнитного чугуна. На рис. 2.12, а показана конструкция чугунной нажимной плиты турбогенератора серии Т2. Сложная форма поперечного сечения плиты обеспечивает необходимую прочность для восприятия силы упругости спрессованного сердечника. Между нажимной плитой и торцевой стенкой (см. рис. 2.10) расположено (приварено к стенке) цилиндрическое кольцо, необходимое для правильного распределения усилий упругой реакции, стремящихся придать сердечнику форму воронки. Взаимное положение нажимных сегментов и нажимной плиты дополнительно фиксируется кольцевой шпонкой. В турбогенераторах большой мощности нажимные плиты отливают из немагнитной стали (рис. 2.12, б). Плита представляет собой два фланца

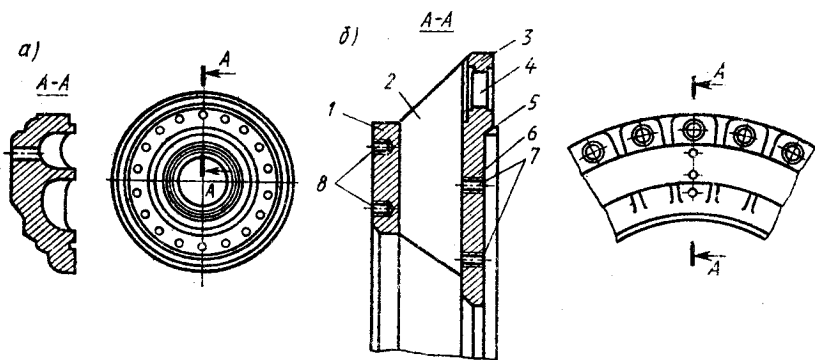


Рис. 2.12. Нажимные плиты статоров:

а — турбогенератор серии Т2; б — генераторы большой мощности; 1 — верхний фланец; 2 — ребро; 3 — нажимный фланец; 4 — отверстия; 5 — буртик; 6 — кольцевое углубление; 7, 8 — резьбовые отверстия

ца, соединенных ребрами. Фланец большего диаметра имеет по своей окружности отверстия для прохода хвостовиков ребер и служит для крепления сердечника. Число ребер нажимной плиты равно числу ребер-клиньев статора. Для фиксации нажимных пальцев и нажимной плиты в нижнем фланце сделан кольцевой выступ.

Кольцо меньшего диаметра используется для крепления кронштейнов, удерживающих лобовые части обмотки статора. С этой целью по окружности кольца сверлят два ряда отверстий под болты.

Торцевая зона статора мощных турбогенераторов. В генераторах большой мощности из-за увеличения токов обмотки статора интенсивность поля рассеяния, создаваемого ее лобовыми частями, возрастает настолько, что нагрев от добавочных потерь крайних пакетов сердечника, нажимной плиты и деталей крепления представляет большую проблему, чем расчет активной зоны машины. Для снижения нагрева торцевых частей статора используют не только более интенсивное охлаждение этой зоны, в том числе непосредственное водяное, но и принимают специальные конструктивные меры, направленные на снижение добавочных потерь.

Магнитное поле в торцевой зоне генератора имеет сложную трехмерную структуру. Оно создается лобовыми частями обмоток статора и ротора, а также выпучиванием из зазора рабочего потока. Дополнительный нагрев крайних пакетов определяет в основном составляющая индукции, входящая перпендикулярно в торцевую плоскость зубцов. Эта составляющая индукции увеличивается при уменьшении поля лобовых частей обмотки ротора, т. е. при снижении тока возбуждения. Например, в турбогенераторах мощностью 300—800 МВт составляющая индукции возрастает примерно на 30 % при уменьшении тока возбуждения, обеспечивающего переход генератора на работу с коэффициентом мощности 0,95—1,0. Приблизительно так же возрастает индукция при дальнейшем снижении тока возбуждения и уменьшения коэффициента мощности до 0,95, но уже при потреблении из сети реактивной мощности.

Снижение потерь в торцевой зоне статора современных мощных турбогенераторов достигается благодаря экранированию этой зоны, установке крайних ступенчатых пакетов сердечника, разрезам (шлицам) в зубцах крайних пакетов, установке магнитных шунтов.

Экранирование торцевой зоны осуществляют медным кольцом, расположенным между нажимной плитой и сердечником (рис. 2.13). Такой экран снижает практически до нуля составляющую индукции, входящую в торец спинки статора, и существенно уменьшает ее в зоне дна паза.

Снижение потерь в режиме недовозбуждения достигается применением сильно скошенных по высоте крайних пакетов по сравнению с обычными ступенчатыми. На краях сердечника, ближайших к ротору, торцевая составляющая индукции снижается примерно в 1,6 раза. Для этого число ступенек и их размеры необходимо выбирать исходя из приближения ступенчатых пакетов к скошенному с углом от горизонтали 60—70°. Прорези в крайних

пакетах зубцов выполняют для удлинения путей замыкания вихревых токов. Так как торцевой поток в отдельных режимах генератора не только пронизывает первый пакет сердечника, но и проникает во второй и третий пакеты, практически затухая на расстоянии, равном длине ступенчатого скоса (т. е. 70—90 мм), то шлиц выполняют на всю длину ступенчатого скоса крайних пакетов с постепенным уменьшением его высоты по направлению в глубь сердечника.

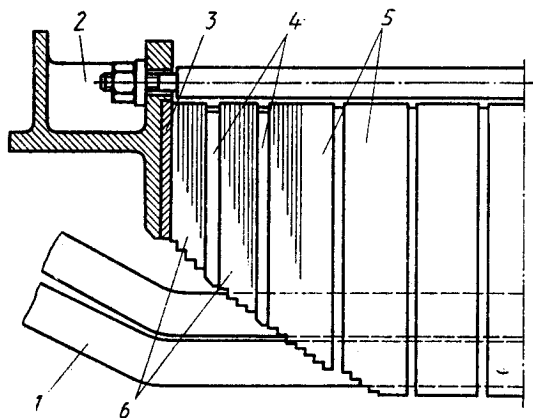


Рис. 2.13. Торцевая зона сердечника мощного турбогенератора:

1 — лобовая часть обмотки; 2 — нажимная плита; 3 — экран; 4 — нажимный палец; 5 — пакеты сердечника; 6 — магнитный шунт

недовозбуждением. Между магнитными шунтами и сердечником устанавливают немагнитные нажимные пальцы, которые закреплены относительно пакетов шунта с помощью выступов. Такая конструкция создает каналы для прохода охлаждающего газа. Поверх шунта расположены медный экран и нажимное кольцо.

Фирма «Тошиба» (Япония) разработала конструкцию турбогенератора с установкой медных экранов вокруг нажимной плиты, лобовых частей обмотки и соединительных шин.

Сборка и испытание сердечника. Сердечник собирают вперекрой или по винтовой линии таким образом, чтобы сегменты одного слоя перекрывали стыки между сегментами предыдущего слоя. Укладка вперекрой снижает влияние стыков на увеличение магнитного сопротивления сердечника и повышает его механическую прочность. Сегменты надевают на клин-ребро свободно, так как «ласточкин хвост» на сегменте имеет припуск 1—1,5 мм. Это позволяет легко собирать сердечник и компенсировать неточности в разгонке и изготовлении клиньев, а также в штамповке сегментов. Кроме того, зазор между клином и сегментом обеспечивает свободное расширение сердечника в радиальном направлении, по-

ступенным уменьшением его высоты по направлению в глубь сердечника.

Магнитные шунты (рис. 2.13) представляют собой пакеты из электротехнической стали толщиной 20 мм с сильно укороченными ступенчатыми зубцами или без зубцов. Шунты предназначены для замыкания торцевого поля рассеяния лобовых частей обмотки статора, проникающих сквозь нажимную плиту и экран. В результате установки шунтов нагрев крайних пакетов сердечника снижается в 2—3 раза, что позволяет турбогенератору работать в режимах с

сколько при нормальной работе генератора сердечник имеет температуру на 30—40 °С более высокую, чем температура корпуса статора. Для соблюдения размеров пазов по ширине и обеспечения их прямолинейности во время сборки сердечника используют специальные калибры, которые устанавливают в пазы. Однако идеального совпадения пазов сегментов достичь нельзя и поэтому нельзя избежать появления «гребенки» по высоте паза. В результате действительный размер паза (размер паза в свету) отличается от размера паза в штампе. При проектировании машины это учитывают введением припуска для размера паза в штампе, равного 0,3 и 0,5 мм при диаметрах вырубki сегментов 500—1000 мм и свыше 1000 мм соответственно. На глубину паза появление «гребенки» не влияет.

Таблица 2.2. Конструктивные данные сердечников статоров (обозначения размеров даны по рис. 2.10)

Генератор	Напряжение, кВ	D_1 , мм	D_a , мм	b_k , мм	Число пакетов l_n	l_1 , мм	Число пазов Z_1	Размер паза $b_n \times (H+h_{кл})$, мм
T2-6-2	3,15	700	1480	10	27	1350	36	22,5×(111+35)
	6,3	700	1480	10	27	1350	36	22,5×(111+24)
T2-12-2	6,3	770	1620	10	32/38	1900	48	20,5×(113+22)
	10,5	770	1620	10	32	1900	42	24×(140+20)
T2-25-2	6,3	870	1800	10	55	2700	60	19×(125+35)
	10,5	870	1800	10	55	2700	54	23×(145+25)
T2-50-2	10,5	1075	2240	10	64	3100	72	22×(147+38)
ТВ-50-2	10,5	1075	2240	10	64	3100	72	22×(147+38)
ТВ2-30-2	6,3	870	1800	10	55	2700	60	19×(125+35)
	10,5	870	1800	10	55	2700	54	23×(145+25)
ТВ-60-2	10,5	1075	2240	10	64	3100	72	22×(147+38)
ТВ2-100-2	13,8	1095	2330	10	100	5250	54	26,5×(186+44)
ТВ2-150-2	18,0	1200	2500	10	112	6250	54	32,8×(187+43)
ТВФ-60-2	6,3	1075	2140	10	43	2800	48	27,7×(193+13)
	10,5	1030	2140	10	43	2800	72	20,4×(164+16)
ТВФ-100-2	10,5	1128	2375	10	51	3100	60	25,5×(201+22)
ТВФ-120-2	10,5	1128	2375	10	51	3100	60	25,5×(201,5+ +21,5)
ТВВ-165-2	18,0	1170	2480	10	63	3850	42	35,6×(216+25)
ТВВ-200-2	15,75	1235	2500	10	70	4300	30	50×(160+30)
ТВВ-200-2А	15,75	1215	2500	5	92	4200	60	28,4×(184+19)
ТВВ-320-2	20,0	1265	2590	5	131	6000	54	33×(203+22)
ТВВ-500-2	20,0	1315	—	5	138	6300	48	—
ТВВ-800-2	24,0	1400	—	5/10	151	7100	42	—
ТВВ-1200-2	24,0	1550	—	5	170	8000	72	—
ТГВ-200	15,75	1275	2515	5	90	5000	60	38×(221+29)
ТГВ-200М	15,75	1275	2430	5	90	5000	30	50,8×(157+26)
ТГВ-300	20,0	1300	2680	5	116	5800	60	39,9×(158+22)
ТГВ-500	20,0	1320	—	5/10	137	6200	48	—
ТВМ-300	20,0	1265	—	Нет	Нет	5700	60	—

В процессе сборки сердечник опрессовывают для получения монолитности. Несмотря на свободную посадку, клинья-ребра оказываются плотно сжатыми сегментами и составляют единое целое с сердечником. Число прессовок определяется высотой сердечника. По мере увеличения числа набранных пакетов давление постепенно увеличивают. Верхний предел давления определяется необходимостью сохранения целостности лаковой пленки вентиляционных и соседних с ними сегментов. Повышение плотности сердечника достигается длительной выдержкой его под давлением или нагреванием до 60—80 °С перед последней прессовкой. Собранный сердечник должен быть строго прямолинейным, расточка статора иметь цилиндрическую форму, соосную с обработанными поверхностями корпуса. Поэтому в процессе сборки и прессовки сердечника постоянно контролируют его размеры. Гайки на концах клиньев-ребер завинчивают после последней прессовки, не снимая давления с сердечника.

После сборки статора проводят испытания сердечника на отсутствие замыканий между сегментами магнитопровода при индукции 1,0 или 1,4 Тл и частоте 50 Гц. Статор перешихтовывают в местах возникновения повышенных нагревов, если удельные потери превышают допустимые значения, наибольшее превышение температуры превосходит 25°С или разность между максимальным и минимальным перегревами превышает 15°С.

Основные размеры сердечников турбогенераторов различных серий приведены в табл. 2.2.

§ 2.3. Обмотка статора

Электрические схемы обмоток. Обмотки статоров турбогенераторов обычно выполняют двухслойными петлевыми стержневого типа. Число пазов в сердечнике для обмотки может составлять 36—72 (табл. 2.2). Каждая фаза занимает $\frac{1}{3}$ пазов или зону в 120°С на расточке статора.

Основным элементом обмотки является секция, которая для получения наибольшей ЭДС должна охватывать магнитный поток полюса ротора и имеет поэтому расстояние между сторонами (шаг), близкое к полюсному делению (рис. 2.14). В результате одна фаза обмотки занимает не сплошную зону в 120°, а две диаметрально противоположные фазные зоны в 60°. Между этими зонами расположены две зоны по 60° других фаз. Общее число зон фаз обмотки равно шести. Число пазов в одной фазной зоне, называемое числом пазов на полюс и фазу, для турбогенераторов может составлять от 6 до 12. При двухслойных обмотках в пазу расположены две стороны секций обмотки; следовательно, число катушечных групп в фазе равно двум и они могут быть соединены последовательно или параллельно для получения необходимого напряжения статора. Для облегчения изготовления обмотки и ее

укладки в пазах статора секции выполняют разрезными, т. е. состоящими из двух сторон, называемых стержнями (рис. 2.15). В дальнейшем стержни соединяются в виток путем пайки концов (головок) уже непосредственно на статоре генератора.

Двухслойные обмотки обладают следующими достоинствами: возможность выбора шага секции, что позволяет улучшить форму кривой ЭДС и магнитного поля, уменьшить рассеяние и до-бавочные потери;

относительно простой выбор числа витков и числа параллельных ветвей фазы.

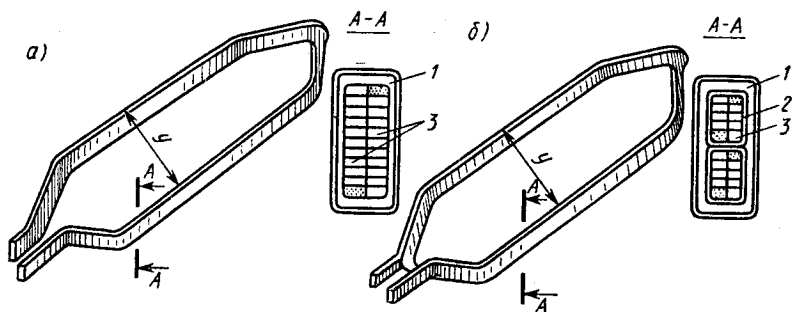


Рис. 2.14. Одновитковая (а) и двухвитковая (б) секции обмотки статора: 1 — корпусная изоляция; 2 — межвитковая изоляция; 3 — элементарные проводники

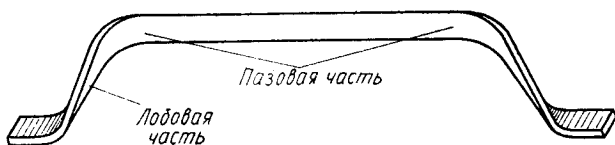


Рис. 2.15. Стержень (полусекция) обмотки статора

Применение для двухполюсных турбогенераторов только петлевых обмоток обусловлено их более простой технологией изготовления и монтажа на статоре, а также меньшим расходом меди из-за более коротких лобовых частей по сравнению с волновыми обмотками.

Электрическая схема обмотки статора может быть представлена в двух видах:

развертка обмотки вдоль окружности расточки статора — общепринятая схема (рис. 2.16, а);

цифровая схема, легко получаемая из общепринятой схемы и наглядно показывающая положение в пазах сторон всех секций фаз и их соединение между собой (рис. 2.16, б).

Эффективным способом улучшения технико-экономических по-

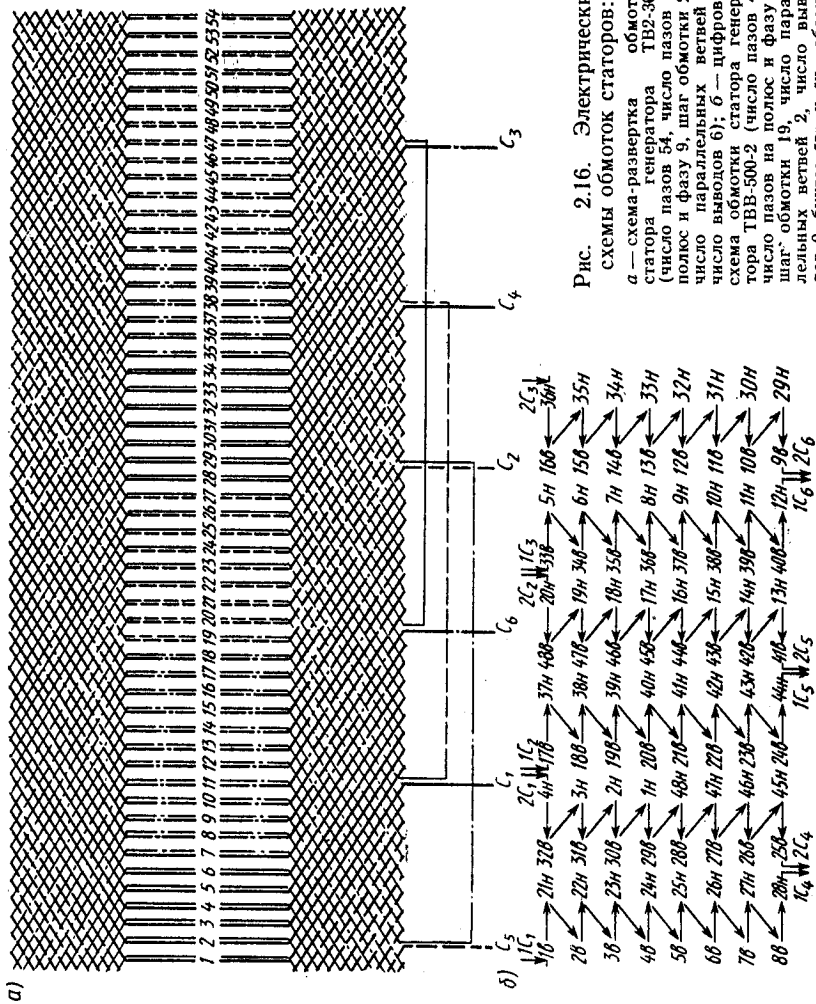


Рис. 2.16. Электрические схемы обмоток статоров:

а — схема-развертка обмотки статора генератора ТВ2-30-2 (число пазов 54, число пазов на полюс и фазу 9, шаг обмотки 20, число параллельных ветвей 1, число выводов 6); б — цифровая схема обмотки статора генератора ТВВ-500-2 (число пазов 48, число пазов на полюс и фазу 8, шаг обмотки 19, число параллельных ветвей 2, число выводов 9, буквы «в» и «ч» обозначают верхние и нижние стороны секций)

казателей мощных турбогенераторов является применение шести-фазной обмотки статора. Такую обмотку выполняют из двух электрически разобренных трехфазных обмоток, сдвинутых относительно друг друга на 30 эл. град (рис. 2.17). Шестифазная система затем преобразуется в трехфазную с помощью трехобмоточного

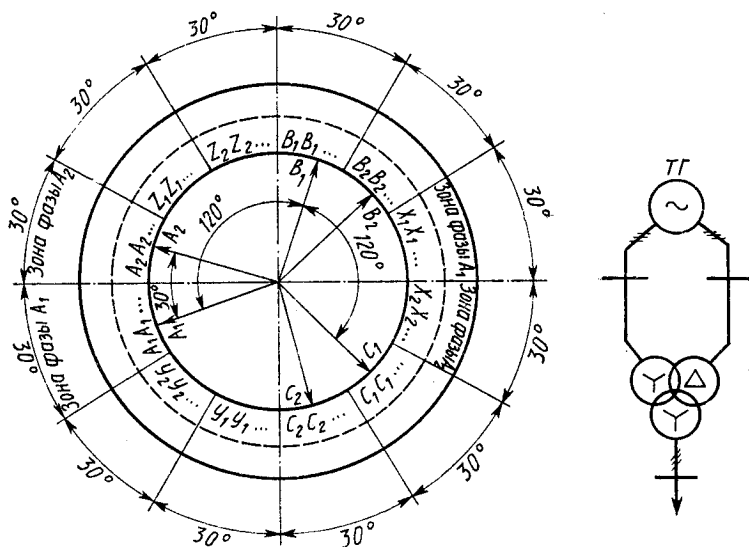


Рис. 2.17. Распределение фазных зон, звезда фазных ЭДС и схема включения в сеть шестифазной обмотки

трансформатора, две первичные обмотки которого соединены соответственно в звезду и треугольник, или с помощью двух трехфазных трансформаторов половинной мощности с группами соединений обмоток, отличающихся на единицу. Применение шести-фазной обмотки и дает следующие преимущества:

в кривой МДС содержится в два раза меньше высших гармоник, и при этом отсутствуют самые неблагоприятные 5-я и 7-я гармоники;

обмоточный коэффициент, а следовательно коэффициент использования машины, приблизительно на 6 % выше, так как шаг обмотки выбирают из условия подавления уже 11-й и 13-й гармоник;

потери на поверхности бочки ротора от высших гармоник статора снижаются почти в 35 раз;

облегчается выполнение токоподвода генератора, так как номинальный ток фазы уменьшается в два раза, но число токоподводов увеличивается в два раза, что является недостатком шести-фазной обмотки.

С шестифазной обмоткой статора выполняют турбогенераторы мощностью 800 МВт и выше.

Фазы обмоток статоров турбогенераторов соединяют, как правило, в звезду. При соединении в треугольник в обмотке циркулирует ток 3-й гармоника, вызывающий потери не только в обмотке статора, но и на поверхности ротора. Только в генераторах небольшой мощности иногда предусматривают соединение обмотки в звезду и в треугольник для возможности использования в сетях с

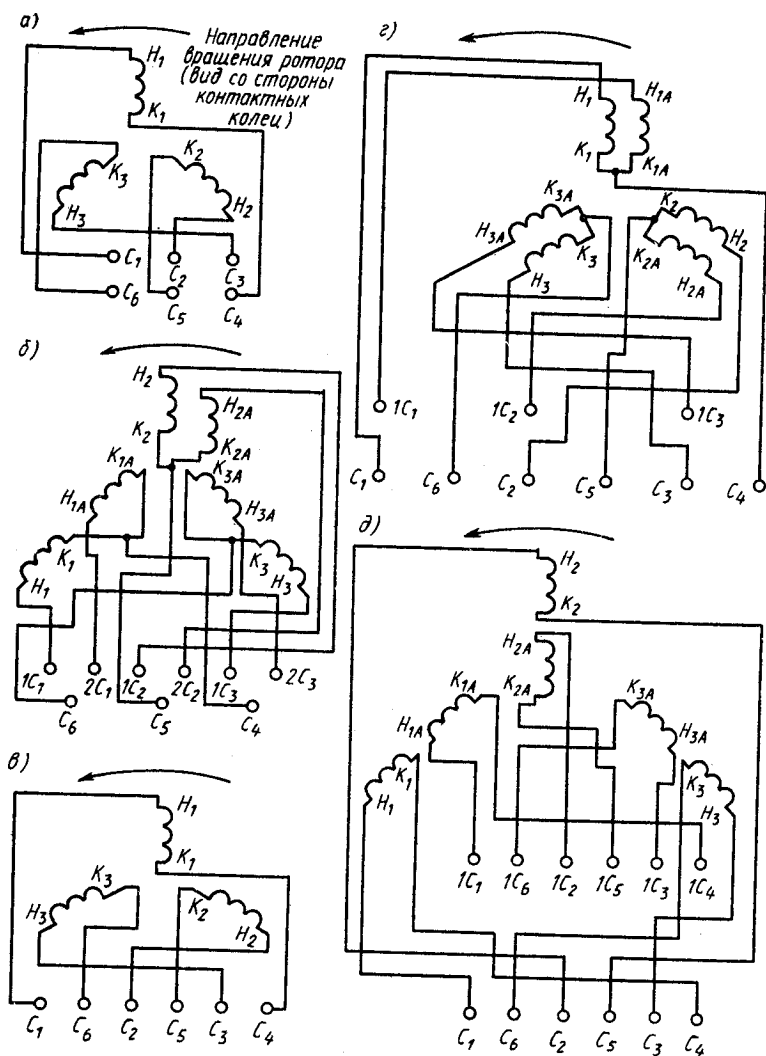


Рис. 2.18. Схемы соединения ветвей обмоток статоров

различным номинальным напряжением (рис. 2.18, а). Число выводов обмотки из статора определяется не только числом параллельных ветвей, но и требованиями защиты от коротких замыканий. При одной параллельной ветви из статора выводят три начала C_1, C_2, C_3 и три конца C_4, C_5, C_6 фаз, соединяемых затем в звезду (рис. 2.18, в). При двух параллельных ветвях для защиты каждой ветви (поперечная защита) выводят девять концов обмотки, три из которых — главные выводы (рис. 2.18, б, г). В генераторах большой мощности могут выводиться начала и концы всех параллельных ветвей по схеме «двойная звезда», т. е. 12 выводов (рис. 2.18, д).

Конструкция стержней обмотки. Турбогенераторы небольшой мощности выполняют с обмоткой статора, состоящей из одно- или двухвитковых секций (см. рис. 2.14). Все генераторы мощностью 12 МВт и выше имеют статорные обмотки с одновитковыми секциями.

Стержни обмотки статора набирают из отдельных элементарных проводников марок ПДА или ПСД сечением 10—20 мм² для уменьшения потерь от вихревых токов, наводимых полем пазового рассеяния. Высота элементарного проводника обычно не превышает 2,5 мм, так как потери на вихревые токи в нем пропорциональны этому размеру в четвертой степени. Чем дальше от дна паза находится проводник, тем меньше его потокосцепление и, следовательно, меньше индуктивное сопротивление. Для получения равномерного распределения тока элементарные проводники транспонируют, т. е. переплетают таким образом, чтобы каждый проводник вдоль паза попеременно занимал все положения других проводников. С этой целью в стержне элементарные проводники располагают в два ряда. Проводники каждого ряда выгибают все одновременно на специальном столе на широкое ребро в двух местах или более. Заготовленные две половины стержня собирают вместе (рис. 2.19). Между половинами закладывается изоляцион-

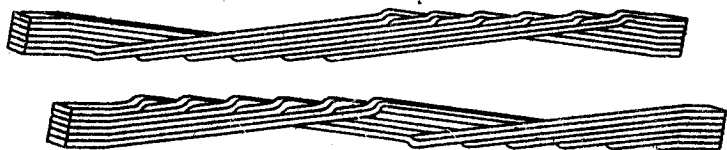


Рис. 2.19. Транспозиция элементарных проводников стержня

ная прокладка толщиной 0,5—1 мм. Из-за транспозиции полная высота стержня оказывается больше на высоту одного элементарного проводника. Стержни турбогенераторов небольшой и средней мощности имеют транспозицию в 360°. В генераторах мощностью 200 МВт и выше транспозиция осуществляется в 540° для

выравнивания сопротивлений элементарных проводников и в лобовых частях.

До 1960 г. все турбогенераторы изготавливались с термопластичной размягчающейся при повышении температуры корпусной изоляцией. В настоящее время эта изоляция используется только для генераторов мощностью 60 МВт и ниже, а также для запасных стержней находящихся в эксплуатации машин мощностью до 500 МВт.

Термопластичная изоляция представляет собой слои микаленты, пропитанные компаундом. Микалента состоит из двух слоев бумажной ленты, между которыми находится слой из кусочков слюды-мусковита, приклеенных асфальтобитумным лаком. В качестве компаунда используется разжижающийся при температуре 120—130 °С асфальт с добавками льняного масла и канифоли. Термопластичная изоляция по нагревостойкости относится к классу В, она хорошо противостоит влаге и эластична. Однако стоит микалентная изоляция относительно дорого — до 40 % стоимости материалов генератора.

Перед укладкой обмотки стержни нагревают до 90—100 °С для размягчения изоляции при механической подгонке стержней. Сначала укладывают нижние, а потом верхние стержни. Между дном паза и стержнем, между стержнями и между верхним стержнем и клином устанавливают прокладки из электрокартона или текстолита. Благодаря прокладке между стержнями верхние стержни не ложатся на нижние при выходе их из паза. В пазу стержни плотно крепятся клиньями из гетинакса, текстолита или других изоляционных материалов. Толщину прокладки между стержнем и клином подбирают при монтаже обмотки так, чтобы клин плотно входил в паз. В зонах, совпадающих с вентиляционными каналами,

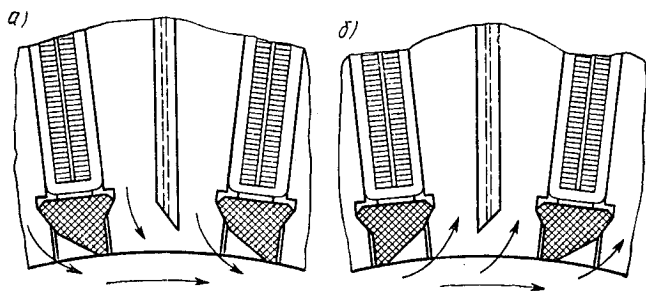


Рис. 2.20. Установка пазовых клиньев в зонах входа в зазор (а) и выхода газа из зазора (б)

клинья имеют косой срез для снижения гидравлического сопротивления входа и выхода охлаждающего газа (рис. 2.20). Направление среза соответствует направлению струй газа в зазор или из зазора.

Таблица 2.3. Характеристики термореактивной и микалентной компаундированной изоляции

Характеристики	Термопластичная изоляция	Термореактивная изоляция		
		ВЭС-2	«Монолит»	«Слюдотерм»
Электрическая прочность при 20°C, кВ/мм	14—17	28	34	31—32
Допустимая рабочая температура, °С, и tg δ при ней	105 0,15—0,25	130 0,06	130 0,06	130 0,06

Современные турбогенераторы мощностью свыше 60 МВт изготавливают с обмоткой статора, имеющей термореактивную корпусную изоляцию. Эта изоляция полимеризуется и затвердевает при температуре 150—160°C и при повторных нагреваниях не размягчается. К настоящему времени создано несколько типов термореактивной изоляции, отличающихся в основном технологией изготовления: «Слюдотерм», ВЭС-2, «Монолит». Основные характеристики термореактивной и микалентной компаундированной изоляции сопоставлены в табл. 2.3. Сравнение показывает, что термореактивная изоляция имеет значительные преимущества перед термопластичной, а именно: более высокие электрическую, механическую прочности, допустимую рабочую температуру и меньший tg δ при 130°C, определяющий диэлектрические потери в изоляции. Однако монтаж стержней обмотки с термореактивной изоляцией требует большей осторожности, так как из-за отсутствия пластичности она не допускает деформаций.

Изоляция типа «Слюдотерм» применяется для обмоток статоров турбогенераторов типа ГВВ. Поперечное сечение стержня обмотки турбогенератора ГВВ-500-2 с этой изоляцией показано на рис. 2.21, а в табл. 7.5 даны размеры изоляции «Слюдотерм» для различных номи-

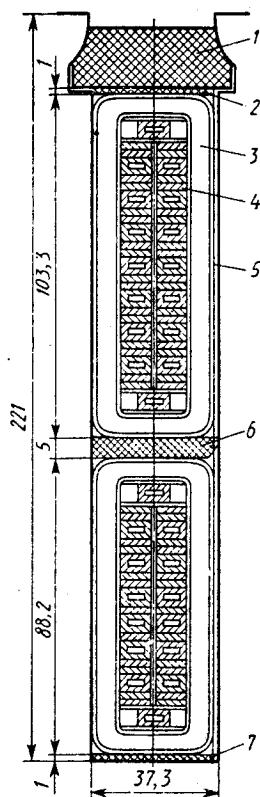


Рис. 2.21. Поперечный разрез паза статора генератора ГВВ-500-2:

1 — клин (волокнит); 2 — прокладка (стеклотекстолит); 3 — изоляция «Слюдотерм»; 4 — медь ПСД2,1×10 и поляя 1,5×10 мм; 5 — набор прокладок (стеклотекстолит полупроводящий); 6, 7 — прокладки

нальных напряжений генераторов. Перед наложением корпусной изоляции стержень выравнивается шпатлевкой и прокладками до нужных размеров. После опрессовки стержень покрывают полупроводящим покрытием в виде слоя стеклоленты, промазанной лаком ЭПП-58. Полупроводящее покрытие имеет непосредственный электрический контакт с зачищенными в нескольких местах элементарными проводниками, благодаря чему устраняются повышения напряженности электрического поля на острых выступах проводников стержня. Поверх полупроводящего покрытия накладывают слои корпусной изоляции из пропитанной эпоксидным лаком стеклослюдинитовой или стеклослюдопластовой ленты. Обмотанный стержень прессуется и запекается в пресс-форме, затем обматывается слоем асболавсановой ленты и покрывается полупроводящим лаком. В процессе изготовления стержня его полые проводники проходят гидравлические испытания для выявления раковин и трещин, которые могут привести к утечке охлаждающей воды и неизбежной аварии. Между одной стенкой паза и стержнем устанавливают набор прокладок из полупроводящего текстолита для фиксации стержня.

Для генераторов мощностью 500 МВт и выше применяется конструкция обмотки с разной высотой верхнего и нижнего стержней для выравнивания в них потерь от вихревых токов. Стержень, лежащий ближе к дну паза, сцеплен с большим полем рассеяния и имеет большие потери от вихревых токов, поэтому его выполняют меньшей высоты.

Изоляция типа ВЭС-2 применена в турбогенераторах серии ТГВ. Она отличается от «Слюдотерма» типом пропитанной слюдинитовой ленты СЛК-11ОСТ и связующими на основе эпоксидно-полиэфирного компаунда. После наложения слоев ленточной изоляции ВЭС-2 стержень опрессовывается и проходит термическую обработку. На рис. 2.22 показан паз турбогенератора ТГВ-500 с водяным охлаждением обмотки статора. Особенностью конструкции стержней, кроме типа корпусной изоляции, является устройство внутренних электростатических экранов из алюминиевой фольги, выравнивающих поле в зоне крайних проводников. В пазу в радиальном направлении стержни крепятся клиньями из волокнистого материала и прокладками из полупроводящего и обычного стеклотекстолита. Клинья выполнены по высоте составными и заклиновку их производят встречно. Этим достигается более жесткая фиксация стержней. В тангенциальном направлении стержни крепят уплотняющими прокладками из полупроводящего стеклотекстолита волнистого профиля, которые устанавливают между стенкой паза и стержнем с набегающей по отношению к ротору стороны. В турбогенераторе ТГВ-200М применена двоякая конструкция стержней (рис. 2.23). При таком исполнении число пазов статора сокращается вдвое, а условия охлаждения не изменяются, так как число проводников, имеющих каналы для воды, увеличивается в пазу

также вдвое. Сдвоенные стержни получают сложением двух обычных двухрядных транспонированных стержней с установкой между ними изоляционной прокладки для предотвращения замыкания проводников разных половин. На каждом конце стержня приваривают по два наконечника (см. далее), которые также изолируют друг от друга. Со сдвоенными стержнями выполняют и турбогенераторы серии ТВВ мощностью 200 МВт. Конструкция стержня турбогенератора ТГВ-300 с непосредственным водородным охлаждением представлена на рис. 2.24.

Изоляция типа «Монолит» используется в турбогенераторах

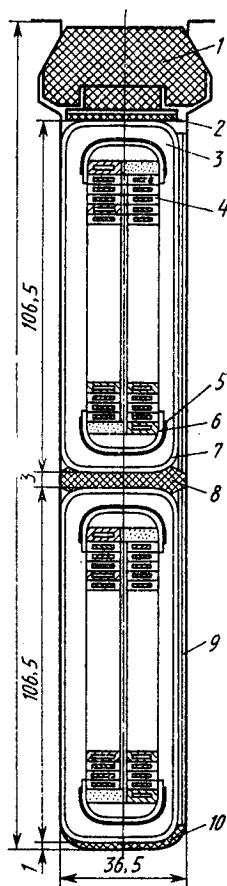


Рис. 2.22. Поперечный разрез паза статора генератора ТГВ-500:

1 — клин (волокнит); 2 — прокладка (стеклотекстолит полупроводящий); 3 — лента стеклотекстолитовая; 4 — мель ПСД 2,1×10 и фольга 1×4×10 мм; 5 — фольга алюминиевая; 6 — бумага асбестовая; 7 — лента асболовановая; 8, 10 — прокладки (формопласт и стеклоткань); 9 — набор прокладок (стеклотекстолит полупроводящий)

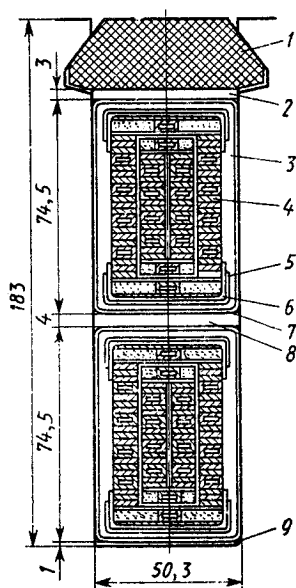


Рис. 2.23. Поперечный разрез паза статора генератора ТГВ-200М:

1 — клин (волокнит); 2 — прокладка (стеклотекстолит полупроводящий); 3 — лента стеклотекстолитовая; 4 — медь сечением 1,95×8,6 и фольга 1×4×8,6 мм; 5 — фольга алюминиевая; 6 — бумага асбестовая; 7 — лента асболовановая; 8, 9 — прокладки стеклотекстолитовые

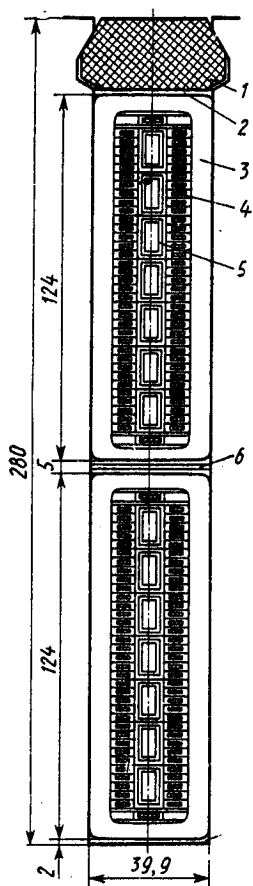


Рис. 2.24. Поперечный разрез паза статора генератора ТГВ-300:

1 — клин (волокнит); 2 — прокладка стеклотекстолитовая; 3 — лента стеклослюдиновая; 4 — медь сечением $1,95 \times 7,4$ мм с изоляцией ПДА; 5 — трубка вентиляционная $0,5 \times 8, 5 \times 14$ мм, изолированная стеклолентой; 6, 7 — прокладки стеклотекстолитовые

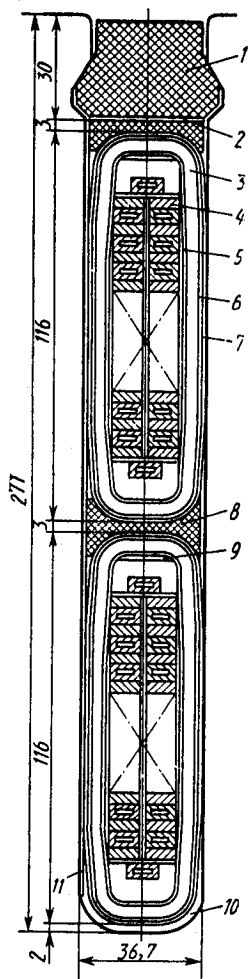


Рис. 2.25. Поперечный разрез паза статора генератора ТВМ-300:

1 — клин; 2 — прокладка стеклотекстолитовая; 3 — бумага кабельная; 4 — медь сечением $2,1 \times 10$ и поля $1 \times 4 \times 10$ мм; 5, 6 — бумага полупроводящая; 7 — пленка изоляционная; 8 — прокладка из алюминиевой фольги; 9 — прокладка пазовая; 10 — прокладки картонные; 11 — прокладка (стеклотекстолит полупроводящий)

Таблица 2.4. Обмоточные данные обмоток статоров

Турбогенератор	Напряже- ние, кВ	Число пазов	Шаг	Соедине- ния фаз	Число выводов	Количество проводни- ков, умноженное на размер элементарного проводника, мм
Т2-6-2	3,15	36	15	Δ	6	14×2(2,44×6,4)
	6,3	36	15	Y	6	2×7×2(2,44×6,4)
Т2-12-2	6,3	48	19	Y	6	16×2(2,44×5,9)
	10,5	42	17	Y	6	2×9×2(2,44×6,4)
Т2-25-2	6,3	60	25	YY	9	18×2(2,44×5,1)
	10,5	54	21	Y	6	21×2(2,44×5,9)
Т2-50-2	10,5	72	28	YY	12	21×2(2,44×5,5)
ТВ-50-2	10,5	72	28	YY	12	»
ТВ2-30-2	6,3	60	25	YY	6	18×2(2,44×5,1)
	10,5	54	21	Y	6	»
ТВ-60-2	10,5	72	28	YY	12	»
ТВ2-100-2	13,8	54	22	YY	12	27×2(2,44×6,9)
ТВ2-150-2	18,0	54	22	YY	12	26,2×2(2,44×8,6)
ТВФ-60-2	6,3	48	20	YY	9	38×2(1,81×8,6)
	10,5	72	30	YY	9	24×2(2,44×4,7)
ТВФ-100-2	10,5	60	25	YY	9	40×2(1,81×7,4)
ТВФ-120-2	10,5	60	25	YY	9	»
ТВВ-165-2	18,0	42	17	Y	6	$7 \times 2 \frac{10 \times 5}{7 \times 2} + 3(10 \times 2,1)$
ТВВ-200-2	15,75	30	12	Y	6	$5 \times 4 \frac{8,6 \times 5}{5,6 \times 2} + 2(8,6 \times 2,1)$
ТВВ-200-2А	15,75	60	25	YY	9	$7 \times 2 \frac{7,4 \times 5}{4,4 \times 2} + 2(7,4 \times 2,1)$
ТВВ-320-3	20,0	54	22	YY	9	$7 \times 2 \frac{8,6 \times 5}{5,6 \times 2} + 2(8,6 \times 2,1)$
ТВВ-500-2	20,0	48	20	YY	9	$7 \times 2 \frac{10 \times 5}{7 \times 2} + 2(10 \times 2,1)$
ТВВ-800-2	24,0	42	17	YY	9	»
ТВВ-1200-2	24,0	72	32	YY/YY	18	»
ТГВ-200	15,75	60	24	YY	9	39×2(1,95×8,6)
ТГВ-300	20,0	60	24	YY	12	45×2(1,95×7,4)
ТГВ-500	20,0	48	20	YY	12	»
ТВМ-300	20,0	60	25	YY	12	»

ПО «Сибэлектротяжмаш» и Лысьвенского завода. «Монолит» обладает рядом преимуществ перед другими типами терморезистивной изоляции, а именно: высокими масло- и влагостойкостью, коррозийной стойкостью, электрической прочностью, повышенной виброустойчивостью и стойкостью к ударным нагрузкам. Все эти преимущества позволяют снизить толщину корпусной изоляции на 30 % по сравнению с mica-композитной компаундированной изоляцией. Технология наложения корпусной изоляции «Монолит» существенно иная, чем изоляций «Слюдотерм» и ВЭС-2. Стержень обматывается чередующимися слоями стеклоленты и слюдинита, не пропитанными связующим лаком. После этого стержень вакуумируется, пропитывается разогретым терморезистивным компаундом и запекается. Процесс изготовления изоляции «Монолит» сопровождается выделением токсичных газов и требует герметично закрытого оборудования и вытяжной вентиляции.

Турбогенераторы с масляным охлаждением обмотки статора имеют корпусную изоляцию из слоев кабельной бумаги, пропитанной трансформаторным маслом. Изоляция расположена между двумя экранами, выполненными из полупроводящей бумаги (рис. 2.25). Экраны предназначены для выравнивания электрического поля в корпусной изоляции. С этой же целью дно паза сделано закругленным.

Обмоточные данные статоров турбогенераторов различных типов приведены в табл. 2.4.

Соединения стержней. Конструкция головок стержней зависит от системы охлаждения обмотки статора. При косвенном охлаждении обмотки головки относительно просты по конструкции. Соединение выполняют пайкой твердыми припоями ПСр-15, ПСр-45 с содержанием серебра 15 и 45 %. Твердые припои обеспечивают необходимый электрический контакт даже при пропайке 50 % общей контактной поверхности, имеют значительно большую механическую прочность и не стареют в процессе длительной эксплуатации. В соединении, показанном на рис. 2.26, а и называемом «пайкой в

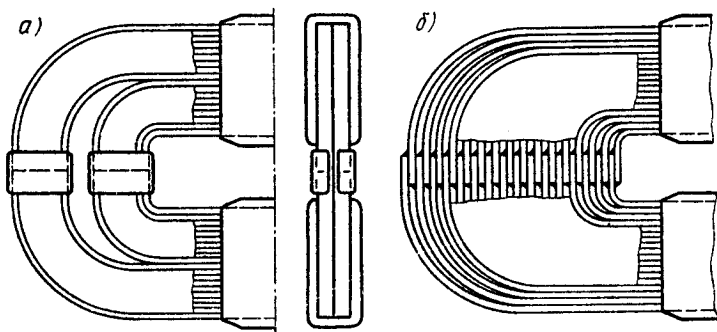


Рис. 2.26. Соединение головок стержней при косвенном охлаждении

хомутик», концы стержней разделяют на две или три части, соединяют встык, обжимают каждое соединение медным хомутиком и пропаивают при 700—750 °С. При другом способе (рис. 2.26, б) элементарные проводники соединяют внахлест и каждую пару проводников пропаивают отдельно.

Конструкция головок стержней генераторов с непосредственным охлаждением кроме электрического контакта должна обеспечивать подвод к стержням и отвод от них охлаждающей среды.

В турбогенераторах серии ТГВ, имеющих непосредственное охлаждение обмотки водородом, элементарные проводники спаивают попарно встык твердым припоем (рис. 2.27). Между вентиляционными трубками стержней, которые несколько выступают за пределы головки, устанавливают прокладки, а сами трубки стягивают липкой стеклолентой. На головки стержней надевают газонаправляющие колпаки из кремнийорганической термостойкой резины. Колпаки бандажируют и поверх накладывают изоляцию.

Стержни с непосредственным водяным охлаждением соединяют с помощью литых медных наконечников, имеющих хвостовик для электрического контакта проводников и вваренный резьбовой штуцер из нержавеющей стали для подвода и отвода воды. Схема соединения по воде стержней обмотки статора турбогенератора и конструкция головок, осуществляющих это соединение, показаны на рис. 2.28 и 2.29. Концы элементарных проводников впаяны в наконечник, причем полые проводники несколько выступают в глубь водораспределительной камеры. Хвостовики верхнего и нижнего стержней охватывают медным хомутиком, расклинивают двумя медными встречными клиньями и пропаивают мягким припоем ПОС-40. Со стороны возбuditеля верхний и нижний стержни соединяют по воде последовательно медной трубкой с накладными гайками, наворачиваемыми на резьбовые штуцера наконечников. Со стороны турбины аналогичным образом подсоединяют медные трубки для подвода и отвода воды. У первых машин серии ТВВ подача и отвод воды осуществлялись в каждую параллельную

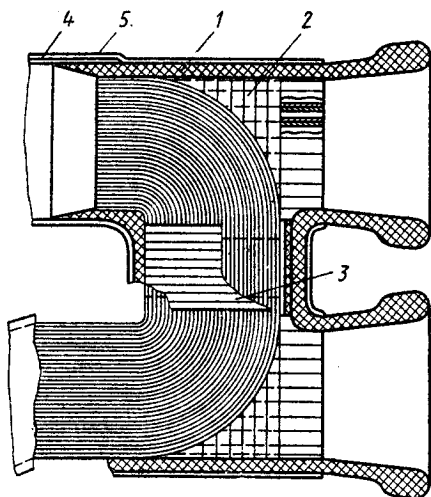


Рис. 2.27. Соединение головок стержней при непосредственном охлаждении обмотки статора водородом:

1 — колпак; 2 — бандажировка; 3 — резино-стеклоткань; 4 — стеклоикалента; 5 — стеклолента

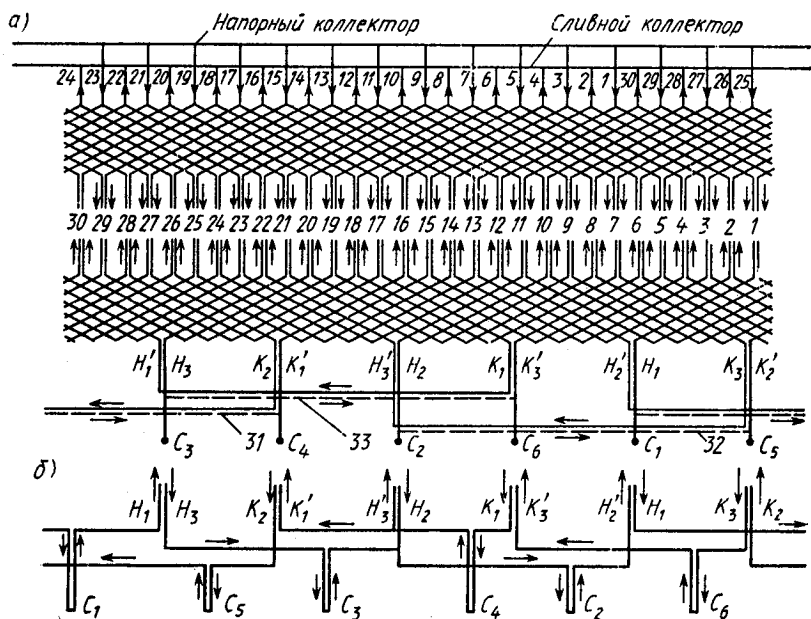


Рис. 2.28. Схема соединения по воде обмотки статора:
 а — последовательное соединение; б — параллельное соединение

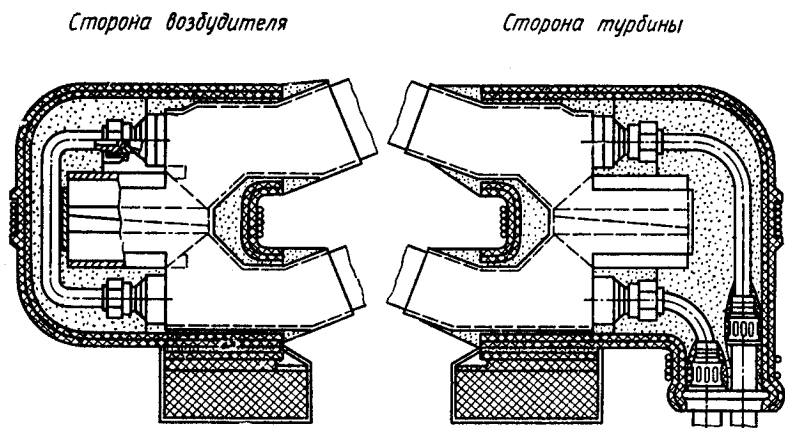


Рис. 2.29. Соединение головок стержней при непосредственном охлаждении обмотки статора водой

ветвь через общий шланг. В последующих машинах этой серии подвод и отвод воды осуществлены двумя шлангами. Шланги изготавливаются из каучука или фторопласта. Наружные концы шлангов присоединяют к штуцерам водяных коллекторов.

Крепление обмотки статора. Наибольшие механические усилия, определяющие требования к креплению обмотки статора, возникают при внезапных коротких замыканиях. Электродинамические силы, действующие на обмотку, пропорциональны квадрату тока и могут превосходить усилия при номинальном режиме в 100 раз и более. Если в пазу расположены стержни одной фазы, то они притягиваются друг к другу и к дну паза. Из-за укорочения шага обмотки в части пазов находятся стержни разных фаз, поэтому кроме притяжения к дну паза они отталкиваются друг от друга. В пазах стержни обмотки статора крепятся пазовыми клиньями и прокладками.

Лобовые части испытывают усилия, стремящиеся притянуть обмотку к нажимной плите и повернуть ее по направлению вращения ротора. Кроме того, в соответствии с направлениями токов лобовые части одной фазной группы стремятся сблизиться между собой, а лобовые части различных фазных групп — сблизиться при двухфазном или оттолкнуться при трехфазном коротком замыкании.

Турбогенераторы, изготавливаемые в СССР, имеют угол отгиба лобовых частей $22,5^\circ$ по отношению к продольной оси. В собранной обмотке статора ее лобовые части образуют усеченный конус. Такая конструкция лобовых частей благодаря своему внешнему виду получила название корзиночной. Лобовые части выгнуты по эвольвенте. Небольшой угол отгиба и малый вылет прямолинейной части стержней сокращают длину лобовых частей и соответственно расход меди. Кроме того, удаление лобовых частей из-за малого угла отгиба от торцов сердечника статора, а также использование нажимных фланцев и деталей крепления из немагнитной стали позволяют снизить добавочные потери в обмотке от вихревых токов.

Крепление лобовых частей турбогенераторов с поверхностным охлаждением показано на рис. 2.30. Основными элементами конструкции являются кронштейны и бандажные кольца из немагнитной стали, покрытые изоляцией. Кронштейны устанавливаются по окружности торцевой поверхности сердечника статора. Число кронштейнов снизу больше, чем сверху. Это позволяет предотвратить провисание корзинки лобовых частей. Одно из двух креплений кронштейна (ближайшее к бандажным кольцам) электрически изолируется от плиты для разрыва замкнутого контура, иначе магнитное поле лобового рассеяния индуцирует в контуре электрический ток и кронштейн перегреется. Лобовые части стержней шнуровым бандажом крепят к кольцам и скрепляют между собой. Бандажные кольца имеют квадратное сечение, расстояние между

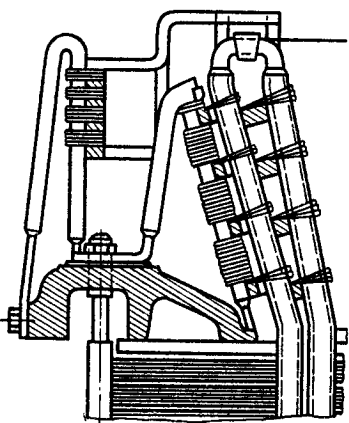
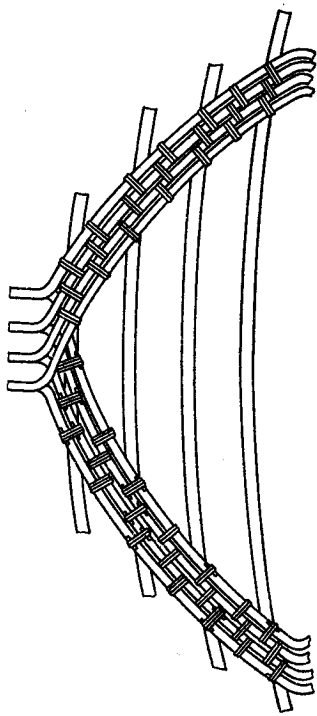


Рис. 2.30. Крепление лобовых частей обмотки статора с поверхностным охлаждением

кольцами составляет 100—150 мм и фиксируется распорками, которые бандажируются к кронштейнам. Между соседними стержнями каждого ряда устанавливают дистанционные распорки, придающие жесткость корзине лобовых частей и создающие вентиляционные каналы между ними. Напротив бандажных колец, между стержнями нижнего и верхнего рядов, также устанавливают прокладки, образующие непрерывные изоляционные кольца. Между стержнями при выходе их из пазов устанавливают составные или цельные клинья, которые бандажируют шнуром к стержням.

Турбогенераторы серии ТВФ мощностью до 120 МВт с термоактивной изоляцией имеют аналогичную конструкцию крепления лобовых частей.

Турбогенераторы серии ТВВ имеют несколько вариантов крепления лобовых частей в зависимости от мощности машины. На рис. 2.31 показано крепление лобовых частей генератора ТВВ-320-2. Особенностью конструкции является использование стеклотекстолитовых бандажных колец и кронштейнов. При выходе стержней из пазов и у головок кронштейны попарно стянуты немагнитными изолированными шпильками. Между стержнями на выходе из пазов установлены составные клинья. Со стороны расточки статора к кронштейнам прикреплено кольцо, набранное из отдельных стеклотекстолитовых сегментов. Кольцо в соответствии с принятой системой вентиляции не дает возможности водороду проходить через зазор между статором и ротором с торца машины.

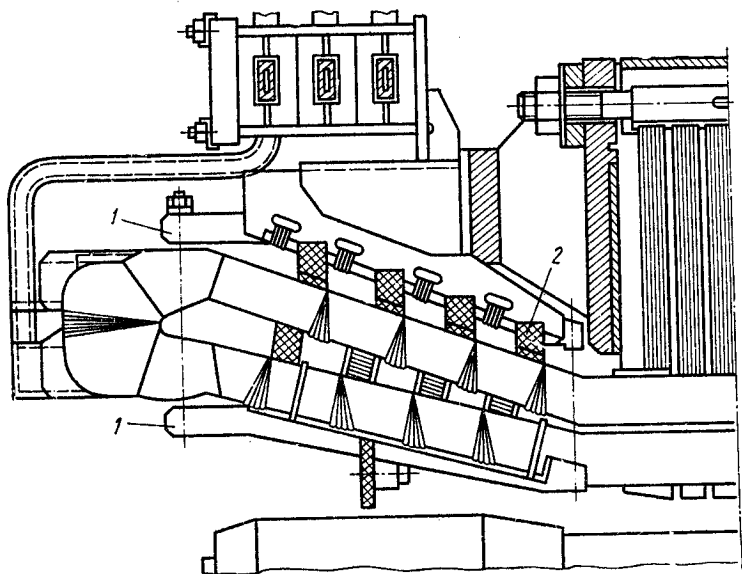


Рис. 2.31. Крепление лобовых частей обмотки статора генератора ТВВ-320-2:
1 — кронштейн стеклотекстолитовый; 2 — кольцо бандажное

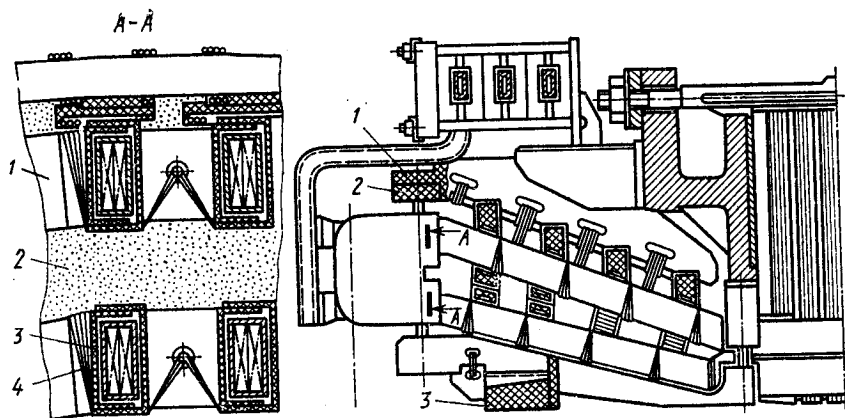


Рис. 2.32. Крепление лобовых частей обмотки статора генератора ТВВ-500-2:
1 — кронштейн стеклотекстолитовый; 2 — кольцо стеклотекстолитовое; 3 — покрытие зазора между статором и ротором; вид А-А: 1 — распорка; 2 — эпоксидная замазка; 3 — коробки; 4 — бандаж лавсановый

Рост мощности генераторов требует и более прочного крепления обмотки статора. Поэтому в машинах ТВВ-500-2 с термореактивной изоляцией между головками стержней устанавливают распорки, а дополнительно к шпилькам, стягивающим кронштейны, под головками стержней располагают стеклотекстолитовые кольца, к которым крепят наружные кронштейны (рис. 2.32). Между головками и кольцом находятся стеклотекстолитовые клинья. Бандажировку выполняют пропитанным в эпоксидном лаке лавсановым шнуром. Между стержнями и опорными поверхностями прокладывают уплотняющий формопласт. Все полости заполнены эпоксидной замазкой. Следует отметить, что конструкция с опорными кронштейнами позволяет обмотке перемещаться при ее нагреве, предотвращая тем самым возникновение механических напряжений в изоляции.

Турбогенераторы серии ТГВ мощностью 200 МВт имеют крепление лобовых частей, аналогичное креплению в машинах с поверхностным охлаждением. В турбогенераторах ТГВ-300 крепление

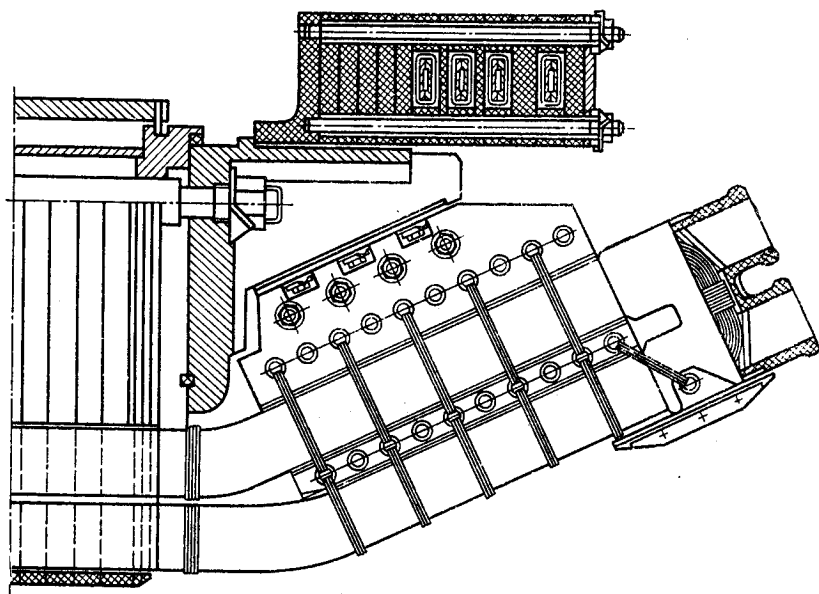


Рис. 2.33. Крепление лобовых частей обмотки статора генератора ТГВ-300

лобовых частей включает в себя стеклотекстолитовые кронштейны и накладку между слоями обмотки, как показано на рис. 2.33. Лобовые части бандажируют и к накладкам, и к кронштейнам. Как и для генераторов серии ТВВ, для машин ТГВ-300 применяется самоутягивающийся бандаж, а все полости в лобовых частях

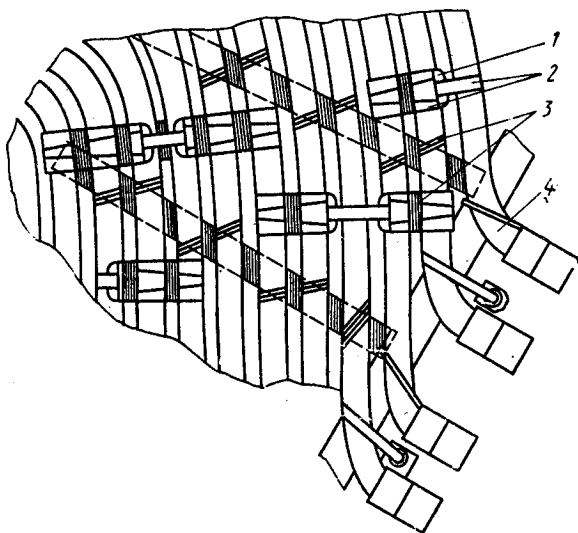
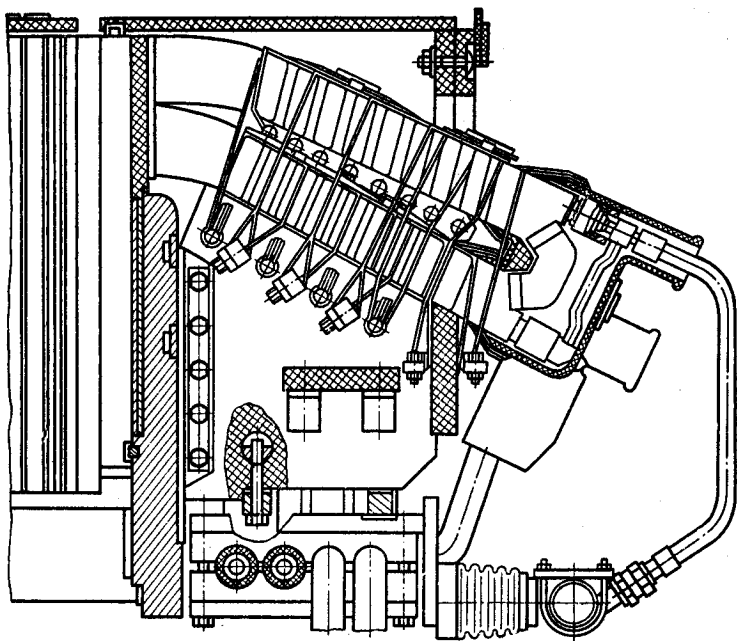


Рис. 2.34. Крепление лобовых частей обмотки статора генератора ТГВ-500:
 1 — оправа; 2 — лента бандажная; 3 — шнур лавсановый; 4 — стержень

уплотняются формопластом. Конструкцию, близкую к этой, имеют крепления лобовых частей генератора ТВМ-300 с масляным охлаждением. Существенно усилено крепление лобовых частей в генераторах ТГВ-500 (рис. 2.34). В тангенциальном и радиальном направлениях стержни бандажируют группами с помощью стягиваемых при сборке специальных петель. В поперечном направлении в местах установок дистанционных прокладок вяжут бандаж из лавсанового шнура. Между стержнями и деталями крепления прокладывают формопласт.

Соединительные шины обмотки статора. Катушечные группы фаз соединяют между собой и с выводами, как правило, со стороны возбuditеля с помощью медных соединительных и выводных шин. Для генераторов с косвенным охлаждением обмотки статора сечение шин определяется по расчетной плотности тока 2,5—2,8 А/мм². Площадь контактных соединений выбирают исходя из плотности тока 0,25—0,08 А/мм² в зависимости от типа соединения (пайкой или пайкой с болтовым креплением) и протекающего через него тока. Толщина изоляции соединительных шин примерно равна толщине корпусной изоляции стержней. Расположение головок выводных стержней и соединительных шин на статоре турбогенератора ТВВ-320-2, имеющего девять выводов, показано на рис. 2.35. При косвенном охлаждении обмотки элементарные проводники стержня и конец шины охватывают медным хомутиком и пропаивают, затем место соединения изолируют. В машинах серий Т2, ТВ, ТВ2 шины бандажируют к шинодержателям, которые болтами прикреплены к статору (рис. 2.36). При креплении шинодержателя в двух точках одно из креплений электрически изолируется. Изготавливают шинодержатели из немагнитной стали или дюралюминия. Необходимые расстояния между шинами фиксируют изоляционными колодками. Изолируют шинодержатели так же, как бандажные кольца. В генераторах с непосредственным водородным охлаждением обмотки статора соединительные шины спаивают из двух проводников П-образного сечения, которые создают канал для циркуляции охлаждающего газа. К концу шины припаивают элементарные проводники и трубчатую вставку для входа водорода. Элементарные проводники шины соединяют с элементарными проводниками стержня, так же как при соединении головок стержней.

Соединительные шины генераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора изготавливают полыми, а выводные концы шин имеют штуцера для воды. Конструкция крепления шин показана на рис. 2.35.

Выводы обмотки статора. В генераторах с воздушным охлаждением концевой вывод представляет собой изолированную медную шину, закрепленную на плите изоляционными планками и стальными угольниками (рис. 2.37). Болты и гайки для стягивания планок изготовлены из немагнитных материалов. Соединительные

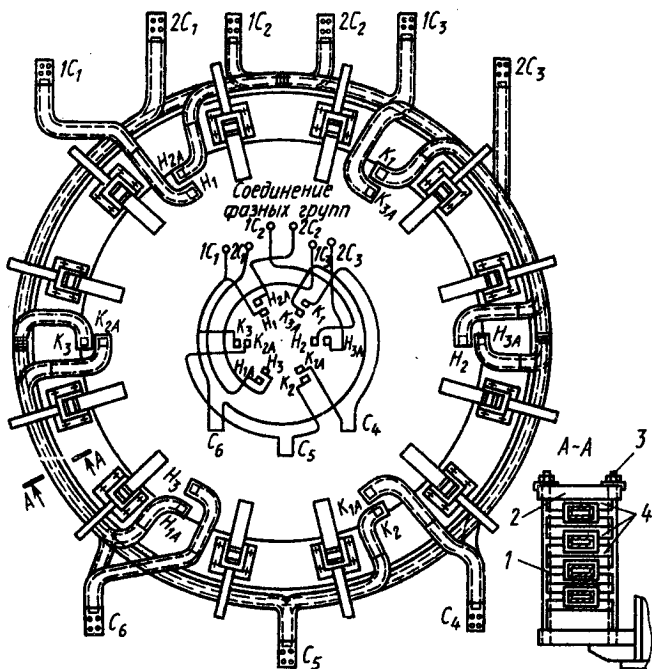


Рис. 2.35. Расположение соединительных шин обмотки статора турбогенератора ТВВ-320-2:

1 — шинодержатель; 2 — планка; 3 — шпилька; 4 — распорка

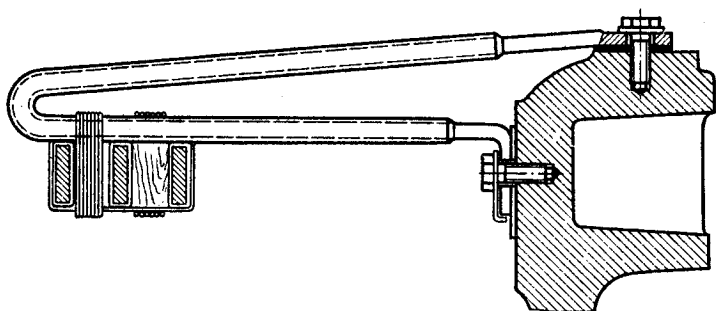


Рис. 2.36. Крепление соединительных шин обмотки с поверхностным охлаждением к статору

шины присоединяют к выводам обмотки болтами с последующей пропайкой места соединения. Наружные концы выводов облуживают или покрывают серебром.

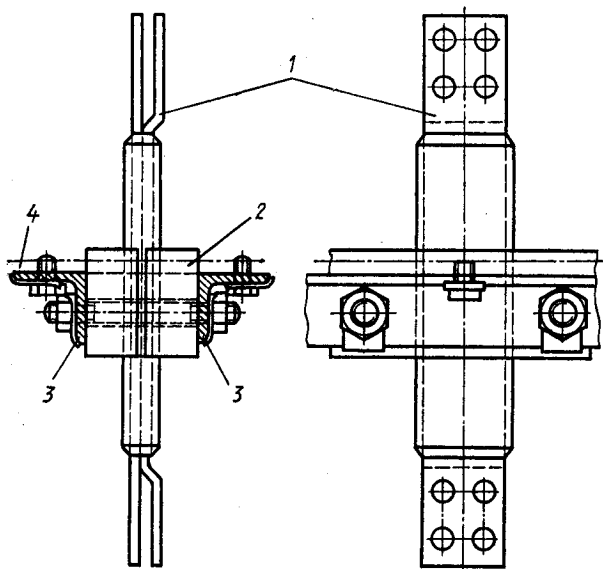


Рис. 2.37. Вывод обмотки статора с воздушным охлаждением:
1 — шина; 2 — планка; 3 — угольник; 4 — плита выводов

При косвенном водородном охлаждении обмотки вывод представляет собой медный токоведущий стержень, расположенный в проходном фарфоровом изоляторе (рис. 2.38). Верхний прямоугольный конец стержня болтами соединяется с выводной шиной. Внутреннее пространство изолятора герметизировано резиновыми шайбами и кольцами. Стержень закреплен гайкой через пружину, которая компенсирует механические напряжения, возникающие при тепловом расширении стержня, и тем самым предотвращает разрушения фарфорового изолятора. Вывод к плите крепят болтами, проходящими через латунный фланец, надетый на изолятор. Между плитой и фланцем прокладывают резиновые шайбы для герметизации места прохода вывода. На наружный конец стержня навинчен литой медный наконечник, нарезная часть которого стянута болтами, что обеспечивает электрический контакт резьбового соединения.

Конструкция выводов обмоток с непосредственным водородным охлаждением обеспечивает циркуляцию в них охлаждающего газа. Вывод состоит из двух коаксиальных медных цилиндров, в канал между которыми подается водород (рис. 2.39, а). Наружный

цилиндр покрыт изоляцией конденсаторного типа, на которую насажена латунная втулка. На наружной части вывода установлен фарфоровый изолятор. Крепление и компенсация теплового расширения осуществляются также с помощью гайки и пружины. К плите вывод крепится немагнитными болтами, проходящими через латунную втулку. Герметичность соединения достигается резиновыми шайбами между втулкой и плитой.

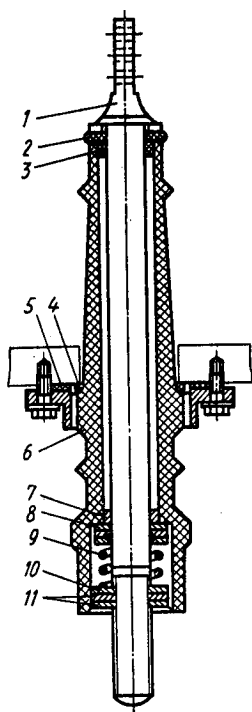


Рис. 2.38. Вывод обмотки статора с поверхностным водородным охлаждением:

1 — стержень; 2 — шайба резиновая; 3 — кольцо резиновое; 4, 5, 8 — шайбы резиновые; 6 — изолятор; 7 — кольцо резиновое; 9 — пружина; 10 — шайба направляющая; 11 — гайка

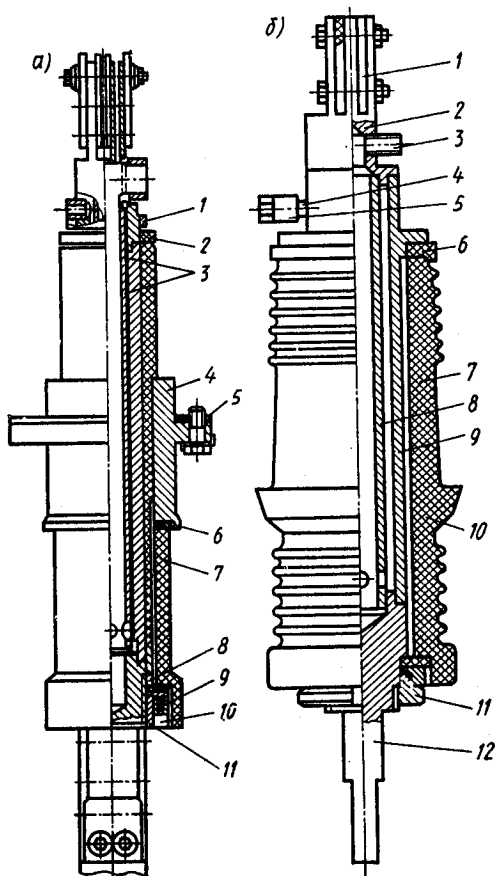


Рис. 2.39. Выводы обмотки статора с непосредственным охлаждением:

а — водородом (1 — гайка; 2 — кольцо гетинаксовое; 3 — цилиндры медные; 4 — втулка; 5, 6 — прокладки резиновые; 7 — изолятор; 8, 10, 11 — гайки; 9 — пружина; б — водой (1 — распорки; 2, 12 — пластины контактные; 3, 4 — штуцера; 5 — колпачок предохранителей; 6 — прокладка; 7 — изолятор; 8 — труба медная; 9 — труба; 10 — соединительный фланец; 11 — гайка)

Выводы обмоток с непосредственным водяным охлаждением имеют в целом аналогичную конструкцию. Охлаждающая вода подводится и отводится через два штуцера, сваренных в верхнюю часть стержня (рис. 2.39, б). Расположен токоведущий стержень внутри фарфорового изолятора.

Нулевые выводы турбогенераторов изготавливают без проходных изоляторов, так как они не находятся под напряжением. Кон-

струкция нулевого вывода турбогенератора ТВВ-320-2 показана на рис. 2.40. В вывод встроен трансформатор тока защиты генератора. Токоведущий стержень имеет штуцера для подвода и отвода воды. Установлены нулевые выводы на верхней плите выводов.

В генераторах, заполненных водородом и имеющих шесть выводов, концевые выводы размещают на плите в один ряд (машины серии ТВ, ТВ2) или в два ряда (ТВВ-165-2, ТВВ-200-2). При девяти или двенадцати концевых выводах их устанавливают в два ряда.

Электрические испытания обмотки. В процессе изготовления стержней испытаниям подвергается изоляция элементарных проводников. Затем испытывается корпусная изоляция всех стержней. При этом контролируют монолитность изоляции, т. е. присутствие газовых включений, существенно снижающих прочность изоляции и приводящих к ее старению.

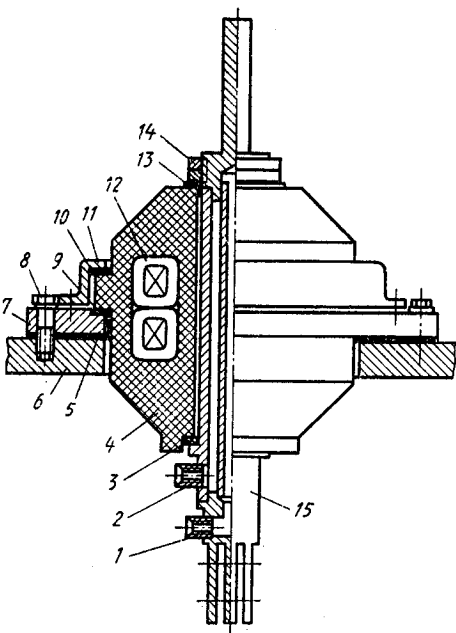


Рис. 2.40. Нулевой вывод обмотки статора с водяным охлаждением:

1, 2 — штуцера; 3, 11, 13 — резиновые прокладки; 4 — изолятор; 5, 9 — уплотнительные шайбы; 6 — плита выводов; 8 — болт; 7 — кольцо; 10 — фланец; 12 — трансформатор тока; 14 — гайка; 15 — стержень

Контроль производится измерением тангенса угла диэлектрических потерь в изоляции, представляющего собой отношение активной составляющей тока к емкостной, и измерением частичных разрядов, т. е. наибольших импульсов тока пробоя газовых включений. Амплитуда тока частичного разряда пропорциональна площади полости и отношению ее толщины к толщине изоляции. Максимальное значение испытательного напряжения составляет примерно $1,5 U_H$ и не приводит к старению изоляции. Для подачи испытательного напряжения пазовую часть стержня обертывают фольгой.

Основным видом испытаний являются высоковольтные испытания полностью готовой обмотки статора. Испытания проводят переменным напряжением промышленной частоты, значение которого для турбогенераторов с номинальными напряжениями 10,5—20 кВ определяют по формуле $1,28(2U_n + 3)$.

§ 2.4. Торцевые щиты

Основное назначение торцевых щитов состоит в следующем: они отделяют внутренний объем машины от окружающей среды, защищают лобовые части обмотки статора, в торцевых зонах машины создают каналы для циркуляции газа.

В турбогенераторе с воздушным охлаждением торцевой щит состоит из наружного щита, который для повышения механической прочности имеет выпуклую форму, и плоского внутреннего щита (рис. 2.41). Наружный щит собирают из трех частей, отлитых из

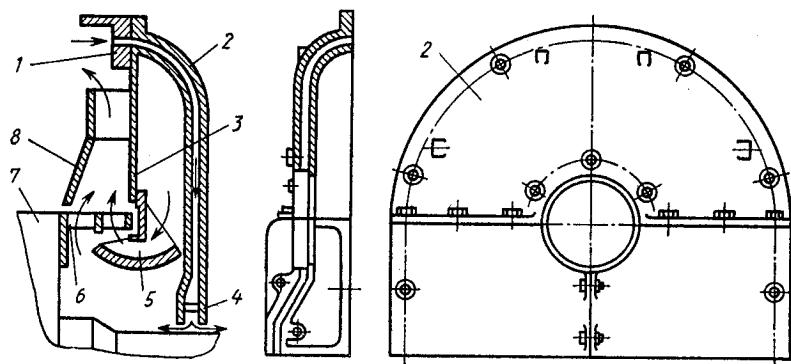


Рис. 2.41. Торцевые щиты турбогенераторов с воздушным охлаждением:

1 — корпус статора; 2 — наружный щит; 3 — внутренний щит; 4 — лабиринтное уплотнение; 5 — щит вентилятора; 6 — вентилятор; 7 — ротор; 8 — диффузор

чугуна. Две нижние части соединяют болтами по вертикальной плоскости, а верхнюю часть присоединяют к ним в горизонтальной плоскости. В наружном щите выполнен канал, по которому часть воздуха из зоны повышенного давления подается к месту выхода вала ротора из машины, осуществляя воздушное уплотнение зазора (см. § 1.2). Внутренний щит разделяет зоны повышенного и пониженного давления воздуха. Его изготавливают сварным из листовой стали толщиной 8—10 мм. По конструкции щит может быть плоским или с конусообразными переходами. К внутреннему щиту крепят щит вентилятора и диффузор. Вентиляторный щит направляет поток воздуха к вентилятору, поэтому форма щита зависит от числа венцов вентилятора (рис. 2.42).

В генераторах с водородным охлаждением наружные щиты должны быть прочными и газоплотными. Кроме того, наружные щиты не должны деформироваться под действием постоянного давления водорода, иначе нарушится взаимное положение связан-

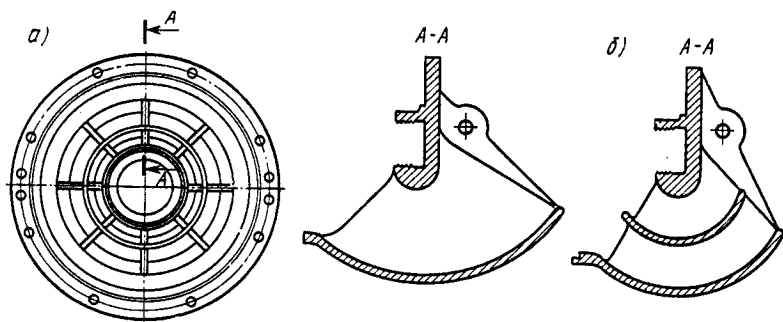


Рис. 2.42. Щит вентилятора:

а — при однорядном вентиляторе; б — при двухрядном вентиляторе

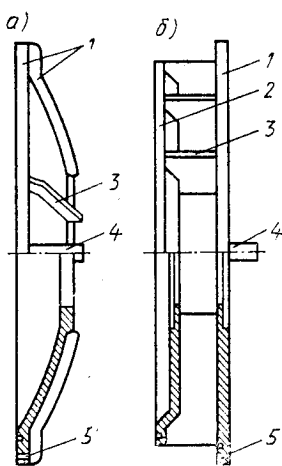


Рис. 2.43. Наружные щиты турбогенераторов с водородным охлаждением при избыточном давлении до 0,2 МПа (а), свыше 0,2 МПа (б): 1 — внешний щит; 2 — внутренний щит; 3 — ребро; 4 — стыковые плиты; 5 — крепежные отверстия

ных со щитом уплотнений вала, щитов вентилятора и т. д. Для генераторов серий ТВ и ТВ2 с избыточным давлением водорода до 0,2 МПа торцевые щиты изготовлены из стального литья выпуклыми, с ребрами на внешней поверхности, чем достигается необходимая жесткость (рис. 2.43, а). Щит собирают из четырех сегментов или двух полуцилиндров, соединяемых болтами.

Внутренний щит и щит вентилятора при относительно небольшом избыточном давлении водорода имеют конструкцию, аналогичную щитам генераторов с воздушным охлаждением. Генераторы с избыточным давлением водорода свыше 0,2 МПа имеют сварные торцевые щиты из листовой стали толщиной 80 мм (рис. 2.43, б). Щит состоит из двух полуцилиндров. Внутренний щит с помощью ребер приварен к наружному щиту и составляет с ним одно целое. Такая конструкция при плоской форме щита обладает необходимой прочностью. В месте разъема торцевого щита приваривают стыковые плиты. Крепление торцевого щита к корпусу статора выполняют болтами диаметром 36—40 мм с расстоянием между ними 100—120 мм. Болты, соединяющие полуцилиндры, рассчитывают так, чтобы под действием давления водорода их фланцы (стыковые плиты) не раскрылись. По плоско-

стям соединений частей щитов в специальные канавки укладывают резиновый шнур диаметром 8—10 мм или шнур прямоугольного сечения 12×12 мм. При затягивании болтов штур деформируется и герметизирует место соединения. В генераторах серии ТГВ в наружные щиты встроены подшипники (см. § 1.5).

§ 2.5. Воздухо- и газоохладители

Охлаждение газа, нагретого в результате отвода теплоты от активных частей генератора, при замкнутой системе вентиляции происходит в теплообменниках. В машинах с воздушным охлаждением теплообменники называют воздухоохладителями, а с водородным — газоохладителями. Выполнены теплообменники в виде отдельных секций. Основные данные по числу секций охладителей и их расположение в схеме вентиляции турбогенераторов различных типов приведены в табл. 2.5, а на рис. 2.44 показана конструк-

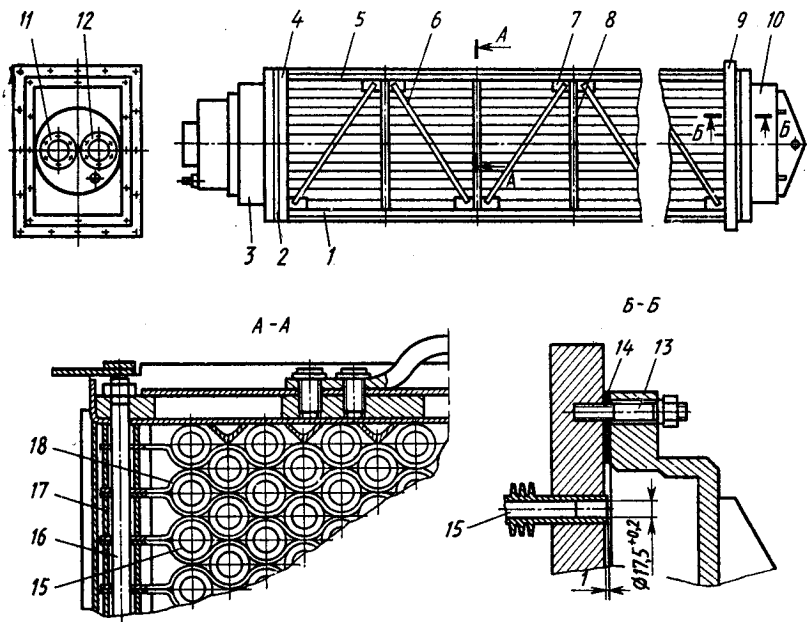


Рис. 2.44. Секция газоохладителя турбогенератора ТГВ

ция секции вертикально устанавливаемого газоохладителя турбогенератора серии ТГВ. Секция состоит из нескольких сотен металлических трубок 15, концы которых герметично развальцованы в двух трубных стенках 4 и 9. Стенки изготовлены из стали или

Таблица 2.5. Расположение и число охладителей в турбогенераторах

Турбогенератор	Схема охлаждения и тип вентилятора	Расположение секций	Число секций	Газовый объем статора с ротором, м ³
T2-6-2 T2-12-2 T2-25-2 T2-50-2	Многоструйная, радиальная, нагнетательная с центробежным вентилятором	В камере под генератором	2 2 2 4	— — — —
ТВ-50-2 ТВ-60-2 ТВ2-30-2	То же	Горизонтально » Вертикально	6 6 4	50 50 26
ТВ2-100-2 ТВ2-150-2 ТВФ-60-2	Многоструйная, радиальная, нагнетательная с осевым вентилятором	» » Горизонтально	8 8 4	65 100 50
ТВФ-100-2 ТВФ-120-2		» »	6 6	50 50
ТВВ-165-2 ТВВ-200-2 ТВВ-200-2А	Одноструйная, радиальная, вытяжная с осевым вентилятором	» » »	4 4 4	52 55 55
ТВВ-320-2 раннее исполнение	То же	В концевых частях корпуса вертикально	4	87
ТВВ-320-2 ТВВ-500-2	Радиально-тангенциальная, вытяжная с осевым вентилятором	То же	4 4	— —
ТГВ-200	Одноструйная, радиально-аксиальная, нагнетательная с осевым вентилятором и компрессором	В корпусе вертикально	2	70
ТГВ-300	Одноструйная, аксиальная, нагнетательная с компрессором	В коробе под корпусом статора горизонтально	3	75
ТГВ-500	Одноструйная, радиальная	В концевых частях корпуса вертикально	4	—

латуни толщиной 30—40 мм. Взаимное положение трубок, имеющих длину в несколько метров, фиксируется держателями 18, концы которых надеты на стяжные шпильки 16 и разделены дистанционными втулками 17. Трубные стенки приварены к торцам двух плоских рам 1 и 5, изготовленных из листовой стали толщиной 3—5 мм и образующих каркас газоохладителя. Распорки 8 и подкосы 6, приваренные к раме посредством косынок 7, придают конструкции необходимую жесткость. Снизу к секции присоединена камера 3, имеющая два отделения и два фланца 11, 12 для подвода и отвода воды. Сверху секция заканчивается крышкой, также имеющей камеру 10. В этой камере вода, приходящая снизу по одной половине трубок, меняет направление и по другой половине трубок возвращается к выходу из охладителя. Уплотнение камер, прикрепленных к трубным стенкам шпильками 13, производится резиновыми прокладками 2 и 14.

Все охладители турбогенераторов с водородным охлаждением позволяют проводить чистку трубок без разгерметизации корпуса статора. Крепление секции к корпусу статора показано на рис. 2.45. Верхняя трубная стенка имеет выступающие края с отвер-

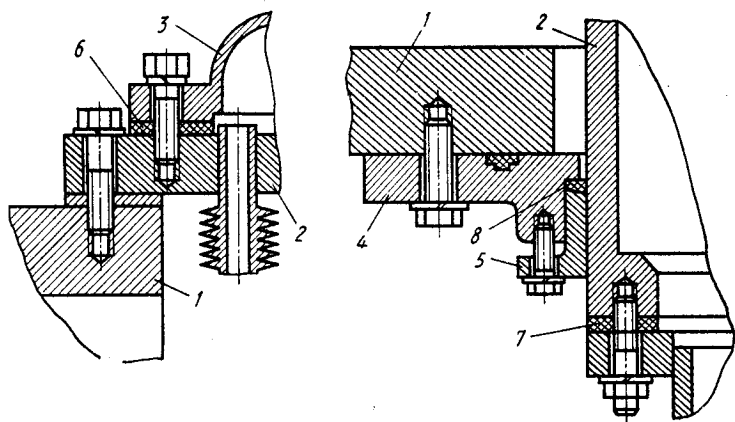


Рис. 2.45. Крепление газоохладителя к корпусу статора турбогенератора ТВВ:
1 — корпус статора; 2 — газоохладитель; 3 — крышка; 4 — накладка; 5 — фланец нажимный;
6, 7 — прокладки резиновые; 8 — уплотнитель

ствиями под жесткое болтовое соединение с корпусом статора. В нижней части секция крепится не жестко, а через сальниковое уплотнение. Это позволяет избежать появления механических напряжений из-за тепловых расширений секции.

Трубки для охладителей изготавливают биметаллическими. Внутренняя трубка латунная, внешняя — алюминиевая. Ребра на внешней поверхности и плотный контакт между трубками достигаются поперечной прокаткой. Биметаллические трубки предпочти-

тельнее ранее применявшихся трубок с паяным проволочным оребрением из медной проволоки. Трубки с проволочным оребрением имели хорошую теплоотдачу, но были дороже из-за большего расхода материалов, обладали большим аэродинамическим сопротивлением и хуже очищались от пыли. Трубки располагают в шахматном порядке, что увеличивает эффективность охлаждения и уменьшает размеры секции.

По схеме циркуляции воды секции могут быть одно-, двух- и четырехходовыми. Чем больше ходов воды, тем лучше охлаждающие свойства охладителя. В одноходовых секциях вода по всем трубкам проходит от одного до другого конца охладителя. Двухходовые секции сконструированы таким образом, что трубки первого (прямого) хода, по которым течет вода, обтекаются уже выходящим газом. Трубки обратного хода с нагретой водой обтекаются входящим в охладитель горячим газом. Секции с двумя ходами воды применяются в генераторах с водородным охлаждением. В машинах с воздушным охлаждением используются секции с четырьмя ходами воды.

Основные характеристики воздухо- и газоохладителей приведены в табл. 2.6. Номинальная температура воды на входе в воздухоохладитель составляет для разных турбогенераторов 28—33 °С, а охлажденного воздуха 40 °С. В генераторах с водородным охлаждением эти значения соответственно равны 33 и 40 °С. Перегрев воды в газоохладителе обычно составляет 2—6 °С.

Таблица 2.6. Основные характеристики охладителей турбогенераторов

Турбогенератор	Отводимые потери, кВт	Расход газа, м ³ /с	Расход воды общий, м ³ /ч	Аэродинамическое сопротивление, 10 ⁴ Па
T2-6-2	200	8	150	10
T2-12-2	350	12	175	10
T2-25-2	650	20	315	35
T2-50-2	900	36	350	40
T2-100-2	1700	50	500	25
ТВ2-30-2	470	16	200	6
ТВ-50-2	750	30	200	8,5
ТВ-60-2	750	30	200	8,5
ТВ2-100-2	1050	45	400	12
ТВ2-150-2	1350	60	640	—
ТВФ-60-2	900	20	200	29
ТВФ-100-2	1200	25	350	30
ТВВ-165-2	1500	20	300	48
ТВВ-200-2	1900	30	350	72
ТВВ-320-2	2800	40	600	36
ТВВ-500-2	4400	42	1100	108,6
ТГВ-200	2200	13	400	45
ТГВ-300	2800	20	600	75
ТГВ-500	1850	18	400	45

Большую опасность для генератора с воздушным охлаждением представляет потение секций и вследствие этого попадание влаги на обмотку статора. Вода конденсируется из воздуха на трубках при низкой температуре охлаждающей воды и повышенной влажности воздуха. Поэтому в системе охлаждения должно быть предусмотрено регулирование температуры входящей в секции воды, например, путем подачи части уже нагретой воды. В турбогенераторах с водородным охлаждением тщательно контролируют влажность водорода и температуру воды на входе в газоохладитель, чтобы предотвратить потение трубок.

§ 2.6. Опорные плиты и фундамент

Фундамент турбогенератора воспринимает его вес, статические и динамические нагрузки, действующие при нормальной работе и переходных процессах, а также обеспечивает взаимное положение турбины, генератора и возбuditеля. Сооружают фундамент из железобетона. Правильная установка машин на фундаменте является одним из наиболее важных факторов, обеспечивающих надежную работу всего агрегата. Для предотвращения неодинаковой осадки генератор и турбина имеют общий фундамент, который должен быть практически неизменным основанием.

Турбогенератор опорными лапами устанавливают на специальные опорные плиты фундамента. Начиная с типа Т2-6-2 машины имеют отдельные опорные плиты под лапы статора, подшипник и возбuditель (рис. 2.46). Плиты выполнены в виде стальных полос. Снизу к полосам приварены накладки для установки плиты и лучшего схватывания ее с фундаментом. К фундаменту плиты крепят специальными фундаментными болтами.

Фундаментную плиту под подшипник изготавливают также сварной из стали. Для крупных турбогенераторов плита под подшипник обладает большей жесткостью и под нее, а также под плиты статора устанавливают специальные закладные плитки толщиной 40—50 мм с приваренными к ним ребрами жесткости. Закладные плитки приваривают к арматуре фундамента и заливают бетоном одновременно со всем фундаментом. При отсутствии закладных частей опорные плиты устанавливают на металлические прокладки, уложенные непосредственно на бетон, поверхность которого притерта и выверяется с помощью уровня. Между фундаментными плитами и закладными плитками устанавливают либо пары строганных клиновых подкладок, либо строганные цельные прокладки. Положение фундаментных плит проверяют с помощью стальных струн и отвесов, а горизонтальность — уровнем. Грубую регулировку высоты фундаментных плит при центровке ротора, статора и возбuditеля (см. § 3.7) производят изменением толщины и количества металлических прокладок, а более точную — сдвиганием или раздвиганием парных клиньев. Возбuditель имеет высоту оси враще-

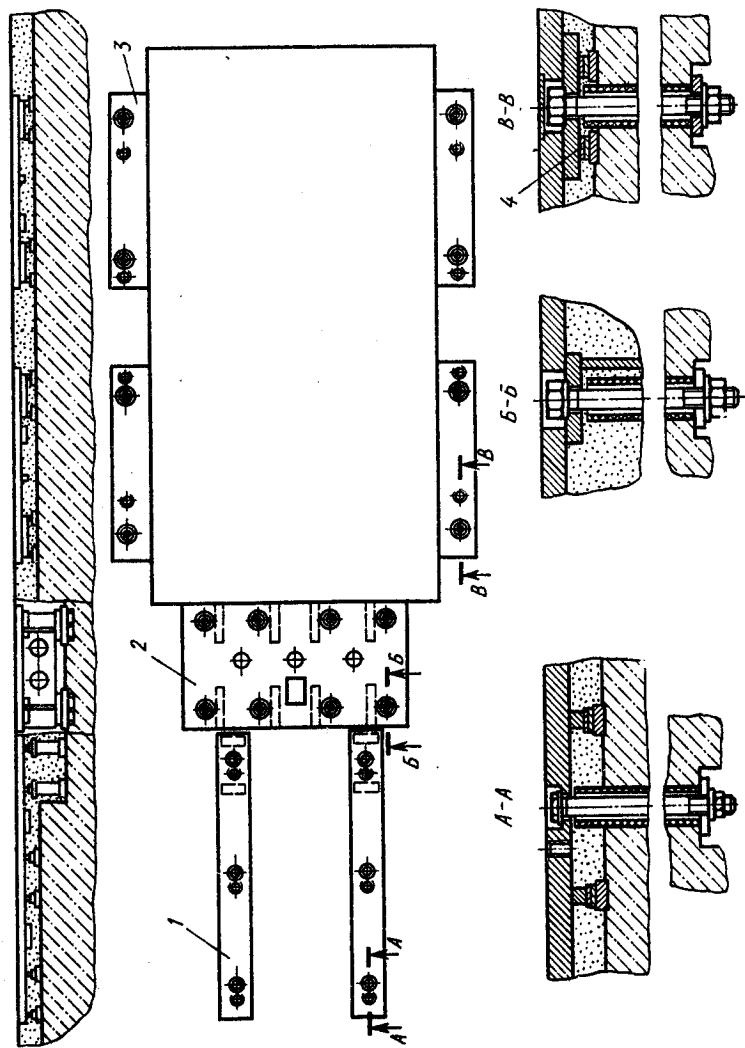


Рис. 2.46. Опорные плиты турбогенератора:
 1 — плита возбудителя; 2 — плита подшинника; 3 — плита под корпус статора; 4 — клиновые подкладки

ния якоря, значительно меньшую высоты оси вращения ротора турбогенератора. Поэтому возбудитель устанавливают дополнительно на собственную сварную плиту коробчатого сечения. Плиту возбудителя болтами крепят к опорной плите фундамента. После затяжки опорных плит и окончательной проверки центровки валов генератора, турбины, возбудителя и статора все прокладки и клинья сваривают между собой, а плиты заливают бетоном, чтобы обеспечить монолитное их соединение с основной массой фундамента.

Глава 3

КОНСТРУКЦИЯ РОТОРА

§ 3.1. Магнитопровод и вал ротора

Изготовление поковки ротора. Высокая частота вращения приводит к возникновению в роторе больших механических напряжений из-за действия центробежных сил. Для получения необходимой прочности ротор изготавливают массивным цилиндрическим из цельной стальной поковки. В качестве материала для роторов турбогенераторов относительно небольшой мощности с воздушным охлаждением используют углеродистую кованную сталь марки 35. Роторы крупных турбогенераторов изготавливают из высоколегированной стали марок: ОХНЗМ, ОХН4МАР, 35ХНМ, 35ХНЗМА, 35ХН4МА, 35ХН1МФА, 36ХНМА, 36ХНЗМФА, 36ХН1Н. Основные характеристики металла роторов турбогенераторов различных типов приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1. Механические свойства металла роторов

Турбогенератор	Предел текучести, 10^7 Па	Предел прочности, 10^7 Па	Относительное удлинение, %	Расчетное механическое напряжение, 10^7 Па	Запас прочности
T2-6-2	30	50	14	12,7	2,3
T2-12-2	30	60	14	16,6	1,8
T2-25-2	40	60	16	19,6	2,0
T2-50-2	50	65	16	27,6	1,8
ТВ-50-2	50	65	16	27,6	1,8
ТВ2-100-2	55	73	16	28,4	1,9
ТВФ-60-2	50	65	16	24,3	2,06
ТВФ-100-2	50	65	16	27	1,85
ТВФ-120-2	50	65	16	27	1,85
ТВВ-165-2	55	73	16	27,6	1,99
ТВВ-200-2	60	75	15	30,3	1,98
ТВВ-320-2	60	75	15	30,3	1,98
ТВВ-500-2	63	78	15	—	—
ТГВ-200	60	75	15	31,9	1,88
ТГВ-300	60	75	15	35,3	1,7
ТГВ-500	65	79	16	—	1,54

Стальной слиток (рис. 3.1), масса которого почти в два раза превышает массу изготавливаемой из него поковки, отливают в вертикальном положении. Примеси (сера, фосфор, шлаки) всплывают в верхнюю часть слитка. Наиболее чистый металл расположен в кольцевой зоне у поверхности слитка, а также в центральной его части, которая наиболее долго остается в расплавленном состоянии и, следовательно, большинство вредных примесей успевает уйти в верхнюю часть слитка. Между этими двумя зонами расположена так называемая сегрегационная часть слитка, содержащая оставшиеся примеси. Количество неметаллических включений в слитке уменьшается почти вдвое при вакуумной разливке стали. Поэтому слитки для роторов массой свыше 20 т разливают в вакууме. Затвердевший слиток снова медленно нагревают до белого каления (около 1200 °С) и проковывают вдоль его длины, что позволяет получить более плотное и однородное строение материала. После этого отрезают 25% длины слитка сверху и около 5% снизу, т. е. удаляют части с усадочными раковинами и включениями. Затем поковку нагревают вторично и осаживают по высоте до 70% ее первоначальной длины. В результате создается такое расположение кристаллов металла, которое придает стали ротора повышенную прочность в радиальном направлении. После третьего прогрева ротор снова проковывают в осевом направлении. Окончательную форму ротор получает после вытяжки концевых частей (хвостовиков). Затем ротор в черновом виде отжи-

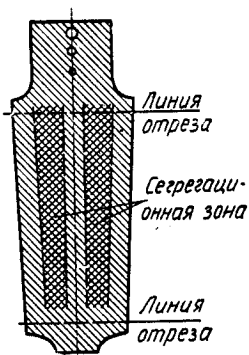


Рис. 3.1. Стальной слиток

осаживают по высоте до 70% ее первоначальной длины. В результате создается такое расположение кристаллов металла, которое придает стали ротора повышенную прочность в радиальном направлении. После третьего прогрева ротор снова проковывают в осевом направлении. Окончательную форму ротор получает после вытяжки концевых частей (хвостовиков). Затем ротор в черновом виде отжи-

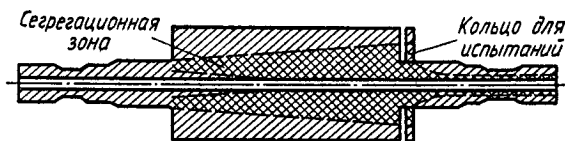


Рис. 3.2. Поковка ротора

гается, чтобы устранить ковочные напряжения. Отожженный ротор поступает в обдирку (черновую обработку), при которой ему придают размеры, превышающие окончательные на 3—5 мм по радиусам и на 15—20 мм по длинам (рис. 3.2). Средняя утолщенная часть заготовки называется «бочкой» ротора, которая после обработки служит магнитопроводом, а «хвостовики» обрабатывают под вал ротора.

Конец вала ротора, соединяемый с турбиной и несущий большую

механическую нагрузку, изготавливают из нижней части слитка, содержащей меньше включений. После обдирки в роторе высверливают центральное отверстие специальным трубчатым сверлом. Поверхность отверстия шлифуют и тщательно осматривают с помощью перископической трубы в сочетании с магнитным методом контроля. Если при таком исследовании обнаруживают дефекты, то отверстие рассверливают до их исчезновения. Максимально допустимый диаметр отверстия согласовывается с машиностроительным заводом. Следует также отметить, что механические напряжения распределяются в роторе более равномерно при наличии в нем центрального отверстия. После этого ротор поступает в окончательную термическую обработку, которая в зависимости от требуемых свойств и сорта стали заключается в простом отжиге, нормализации или закалке в масле с последующим отпуском.

Механическая обработка поковки ротора. На электромашиностроительном заводе из заготовки вытачивают все ступени ротора с припуском до чистоты, необходимой для проведения ультразвуковой дефектоскопии. По отражению звуковой волны удается обнаруживать дефекты размером более 3 мм на большой глубине. После чистовой обработки в роторе фрезеруют пазы под обмотку, токоподводы и для вентиляции (рис. 3.3). Пазы под обмотку

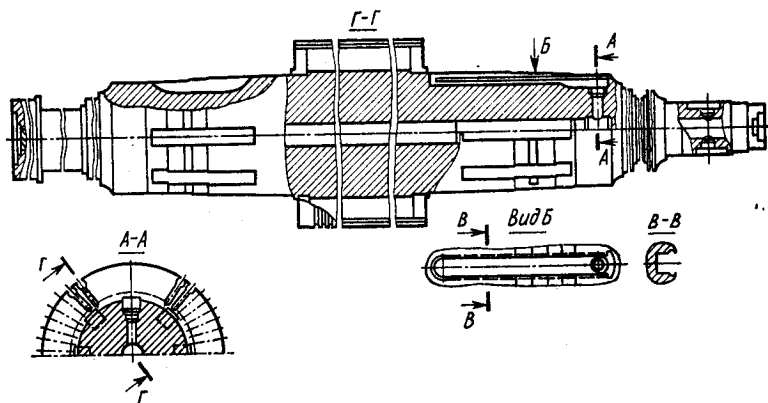


Рис. 3.3. Вал ротора

возбуждения занимают примерно $\frac{2}{3}$ окружности бочки ротора. Оставшаяся свободной третья часть образует два диаметрально расположенных больших зубца, через которые проходит главная часть магнитного потока генератора. В турбогенераторах отечественного производства используют четыре формы пазов (рис. 3.4). Глубина пазов определяется допустимой толщиной основания зубца, где возникают наибольшие растягивающие напряжения при вращении ротора. С трапецеидальным пазом выполняют роторы

мощных турбогенераторов, имеющих высокие линейные нагрузки. Этим достигают увеличения на 15—25% площади трапециевидного паза по сравнению с прямоугольным, но за счет усложнения процесса обработки ротора.

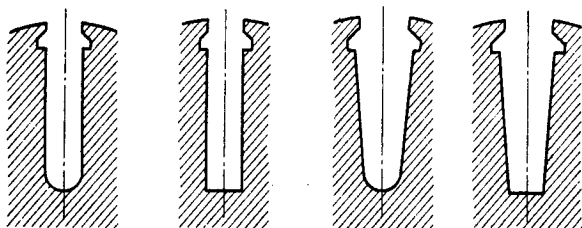


Рис. 3.4. Формы пазов для обмотки возбуждения

В генераторах с форсированным охлаждением ротора на зубцах фрезеруют скосы для улучшения входа газа из зазора в отверстия пазовых клиньев (рис. 3.5).

При косвенном охлаждении обмотки возбуждения на поверхности ротора прорезают поперечные винтовые канавки небольшой глубины. Такое рифление бочки уменьшает поверхностные потери и увеличивает наружную поверхность, что приводит к улучшению охлаждения ротора. Температура обмотки ротора снижается в результате на 7—10 °С.

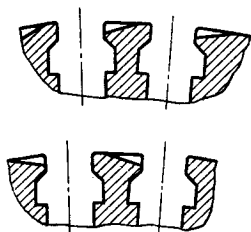


Рис. 3.5. Скосы зубцов ротора для входа и выхода охлаждающего газа

Для выхода газа, охлаждающего лобовые части обмотки ротора, в больших зубцах прорезают по два вентиляционных паза такой же ширины, как и пазы для обмотки, но меньшей глубины. Вентиляционные пазы служат также для более эффективного охлаждения бочки ротора. В некоторых конструкциях роторов с поверхностным охлаждением вместо пазов фрезеруют только шлицы на глубину 200—300 мм от торца бочки (рис. 3.6).

Ротор турбогенератора имеет различную жесткость и прогиб по двум его перпендикулярным осям. Момент инерции сечения бочки ротора относительно оси, проходящей через сечение большого зуба, на 20—25% меньше, чем момент инерции относительно оси, проходящей через середину зоны пазов. Поэтому в мощных турбогенераторах, имеющих ротор длиной более 5 м, его жесткость по продольной и поперечной осям выравнивают путем специальной механической обработки. С этой целью в генераторах серии ТВВ в больших зубцах ротора делают поперечные канавки в шаге около 1 м. В генераторах серий ТГВ и ТВМ в больших зубцах фрезеруют продольные пазы, которые заполняют затем стальными клиньями для

уменьшения высших гармоник в кривой магнитного поля (рис. 3.7). Размеры и число поперечных канавок или продольных пазов определяют расчетом для каждого типа ротора.

С обеих сторон бочка ротора переходит в вал. На валу ротора выполняются участки для размещения лобовых частей обмотки воз-

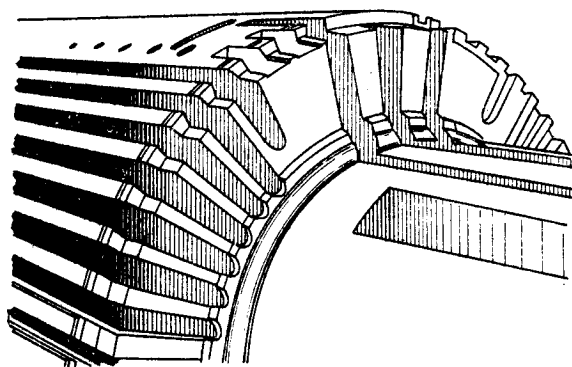


Рис. 3.6. Вентиляционные каналы в роторе

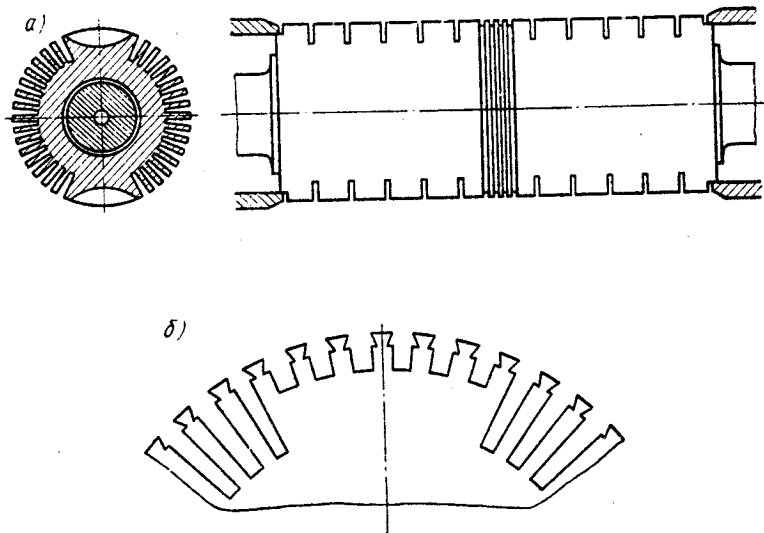


Рис. 3.7. Выравнивание жесткости ротора по продольной и поперечной осям:
a — поперечные канавки в большом зубе (ТВВ); *б* — продольные пазы в большом зубе (ТГВ)
буждения. Эти участки имеют небольшую конусность для облегчения насадки и снятия роторного бандажа. На участках могут быть профрезерованы широкие вентиляционные каналы небольшой глубины для охлаждения лобовых частей обмотки (см. рис. 3.6).

Турбогенератор	а, мм	б, мм	в, мм	z, мм	с _т , мм	с _в , мм	d _с , мм	D ₂ , мм	Δ, мм	Масса, т	Критическая частота, об/мин	
											первая	вторая
T2-6-2	4116	3700	1400	440	226	253	180	660	0,17	6,2	2400	—
T2-12-2	4981	4655	2000	485	248	252	200	730	0,33	9,47	1850	—
T2-25-2	6875	5585	2800	554	538	295	280	814	0,38	16,42	1620	—
T2-50-2	8425	6750	3250	745	462	420	300	990	0,54	31,05	1380	—
TB-50-2	8458	6778	3250	—	—	—	300	990	0,54	30,0	1320	—
TB-60-2	8648	6778	3250	—	—	—	300	990	0,54	30,0	1320	—
TB2-30-2	7780	6450	2800	554	548	295	280	814	1,4	17,0	930	—
TB2-100-2	10505	8505	5400	698	605	620	400	1000	0,9	46,0	1167	—
TB2-150-2	11770	9700	6400	723	630	550	400	1075	1,17	58,6	1000	2650
TBФ-60-2	7980	6090	2850	530	457	350	300	930	0,35	24,2	1640	4250
TBФ-100-2	8627	6735	3250	568	475	425	325	1000	0,44	30,0	1500	3820
TBФ-120-2	8627	6735	3250	—	—	—	325	1000	0,44	30,0	1500	3820
TBV-165-2	9350	7200	3950	568	625	390	350	1000	0,57	35,0	1540	3440
TBV-200-2	9970	7700	4350	607	565	440	400	1075	0,55	42,0	1350	3400
TBV-320-2	11810	9700	6100	607	550	480	450	1075	1,12	55,0	900	2650
TBV-500-2	12535	10300	6350	—	—	—	500	1125	1,12	65,0	950	2400
TГВ-200	11625	8100	5100	780	492	497	435	1075	0,6	47,8	1330	4400
TГВ-300	11977	8750	5800	720	510	437	450	1120	0,66	55,8	1280	3350
TГВ-500	12133	9000	6800	—	—	—	—	1120	0,75	61,5	1210	4320

Обозначения: а — длина ротора; б — расстояние между осями подшипника; в — длина бочки ротора; z — длина цапфы на стороне турбины; с_т — длина цапфы на стороне возбуждения; с_в — диаметр цапфы; D₂ — диаметр бочки ротора; Δ — статический прогиб по осевой плоскости паза.

В роторах машин небольшой мощности для токоподвода обмотки возбуждения на валу со стороны возбудителя фрезеруют два диаметрально расположенных пазы. В турбогенераторах, имеющих контактные кольца, вынесенные за подшипник, для токоподвода используют центральное отверстие ротора. Пазы токоподвода соединяют двумя отверстиями с центральным отверстием, которое дополнительно растачивают для укладки стержней токоподвода. Радиальные отверстия сверлят и в месте установки контактных колец.

В больших зубьях роторов с форсированным охлаждением обмотки вдоль первых обмоточных пазов сверлят два ряда отверстий для размещения балансировочных грузов. В турбогенераторах с поверхностным охлаждением ротора отверстия для балансировочных грузов сверлят в пазовых клиньях.

Для крепления центрирующего кольца и вентилятора на каждом хвостовике ротора обрабатывают посадочные площадки. Все кромки и углы пазов и зубцов ротора выполняют с закруглениями для устранения концентрации напряжений в этих местах. С аналогичной целью ступени ротора с различным диаметром имеют переходный радиус.

Участок вала, опирающийся на подшипник, называют цапфой. Размеры цапфы выбирают из соображений механической прочности самого вала и режима работы подшипника. Обрабатывают цапфы вала на полностью собранном роторе. Основные размеры роторов турбогенераторов различных серий приведены в табл. 3.2.

§ 3.2. Конструкция обмотки ротора

Обмотка возбуждения двухполюсного турбогенератора состоит соответственно из двух групп катушек, укладываемых в пазы ротора. Катушки, принадлежащие одной группе, располагаются концентрически на одном полюсном делении ротора относительно его большого зуба (рис. 3.8). Таким образом, обмотка возбуждения турбогенератора является распределенной, благодаря чему достигается близкая к синусоидальной форма МДС ротора. Число катушек в группе

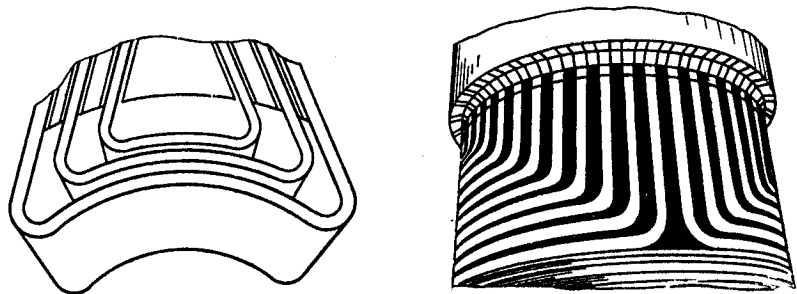


Рис. 3.8. Расположение катушек обмотки возбуждения на роторе

может составлять 7—10, а число витков в катушке 5—28. Рассматриваемые далее особенности конструкции обмоток возбуждения во многом определяются используемой системой охлаждения.

Ротор с поверхностным охлаждением. Каждую катушку обмотки возбуждения наматывают непрерывно из сплошного провода. Намотку производят на ребро. Для машин небольшой мощности используют проводник из чистой электролитической меди, а для более мощных генераторов — проводник из меди с присадкой серебра, который обладает значительно более высокой прочностью. Это объясняется тем, что витки обмотки возбуждения с течением времени укорачиваются. Укорочение может достигать 30—40 мм и является следствием одновременного действия термических напряжений и центробежных сил при пусках машины. При недостаточной механической прочности укорочение витков может привести к разрушению изоляции или меди обмотки возбуждения. Из-за намотки провода на ребро в углах изгиба происходит утолщение меди по внутреннему радиусу проводника. Общее увеличение высоты катушки составляет несколько сантиметров. Поэтому утолщение каждого витка устраняют опиловкой или обжатием на специальном прессе.

Соединяют катушки между собой последовательно. Соединение выполняют по такой схеме: верхний виток одной катушки — с верхним витком следующей, соответственно нижний виток — с нижним витком. При такой схеме четные катушки должны иметь правую намотку, а нечетные — левую. Специальных перемычек между катушками не требуется, так как их витки спаивают встык под углом 45° к оси проводника. Соединение между группами катушек выполняют обычно по верхним виткам, что возможно только при четном числе катушек на полюс. Выводные концы обмотки возбуждения изготавливают гибкими из набора медных шин толщиной 0,3—0,5 мм, которые крепят в пазах вала стальными клиньями.

Витковая изоляция обмотки возбуждения турбогенераторов серии Т2 выполнена светлой микалентой, корпусная изготовлена в виде гильз (коробок) из нескольких слоев микаленты, склеенных полимеризующимся лаком. Использование термопластичной изоляции недопустимо, так как действие центробежной силы привело бы к вытеканию клеящих лаков из изоляции ротора. Гильза покрыта защитной стальной обоймой толщиной 0,3—0,5 мм. Миканитовая гильза и защитная обойма выпекаются совместно, что улучшает теплопередачу от меди обмотки к стенкам паза (рис. 3.9, а).

Электрическая прочность корпусной изоляции обмотки возбуждения определяется максимальным испытательным напряжением, которое, в свое очередь, зависит от величин перенапряжений, возникающих в обмотке при аварийном разрыве цепи возбуждения. С другой стороны толщина корпусной изоляции ограничена допустимым температурным перепадом, который не должен быть выше $25\text{—}30^\circ\text{C}$. С учетом этих двух противоположных факторов толщину гильзы выбирают в пределах 1—1,2 мм.

Поверх гильзы в паз укладывают миканитовые прокладки общей толщиной 4—6 мм, стальную полосу толщиной 1—1,5 мм и клинья, которые устанавливают в пазы плотно, с натягом.

В лобовых частях катушки дополнительно изолируют микалентой и асбестовой лентой. Сверху на лобовые части катушек надевают П-образные алюминиевые коробки, называемые седлами (рис. 3.9, б). Седла усиливают крепление лобовых частей, приближают

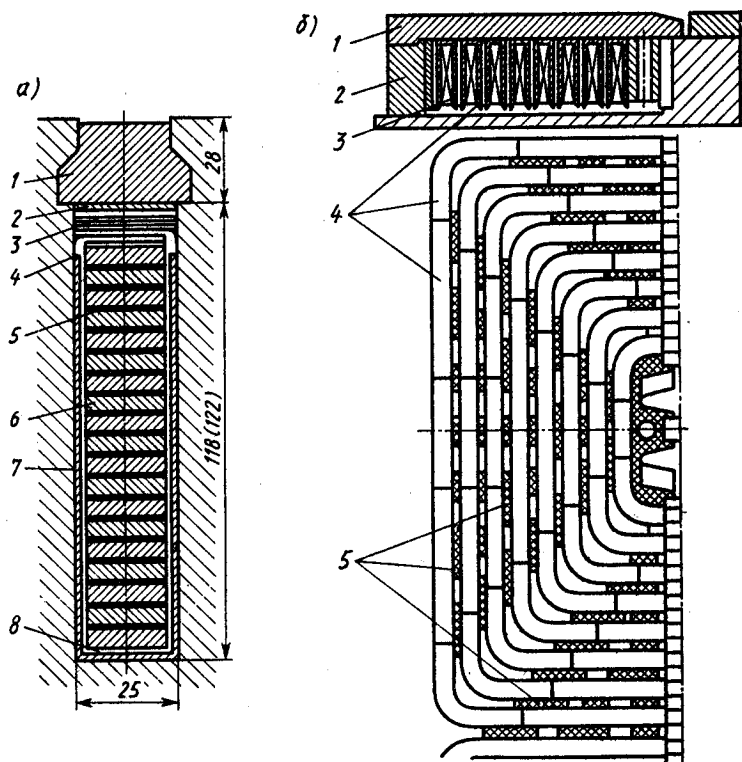


Рис. 3.9. Обмотка возбуждения турбогенератора Т2-25-2:

а — разрез паза (1 — клин; 2 — полоса стальная толщиной 1 мм; 3 — миканит; 4, 8 — прокладки миканитовые толщиной 0,5 мм; 5 — микалента толщиной 0,17 мм, один слой вполнахлеста; 6 — проводник 5×21,5 мм; 7 — гильза изоляционная); *б* — крепление лобовых частей (1 — бандажное кольцо; 2 — центрирующее кольцо; 3 — катушки обмотки; 4 — седла; 5 — клинья и распорки)

условия их охлаждения к условиям охлаждения пазовых частей, исключают загрязнение витков пылью, содержащейся в воздухе, и облегчают посадку и съем бандажей. Между седлами заколачивают алюминиевые клинья и распорки, снабженные отверстиями для прохода охлаждающего воздуха. Углы лобовых частей катушек ос-

таются свободными и могут в определенной степени компенсировать линейное удлинение обмотки. Для обеспечения возможности перемещения обмотки ротора при ее нагреве в турбогенераторах предусматривают компенсирующие устройства (см. § 3.4).

В турбогенераторах с поверхностным водородным охлаждением витки изолируют только стеклотекстолитовыми или миканитовыми прокладками толщиной 0,3—1 мм (рис. 3.10, а). Боковые части вит-

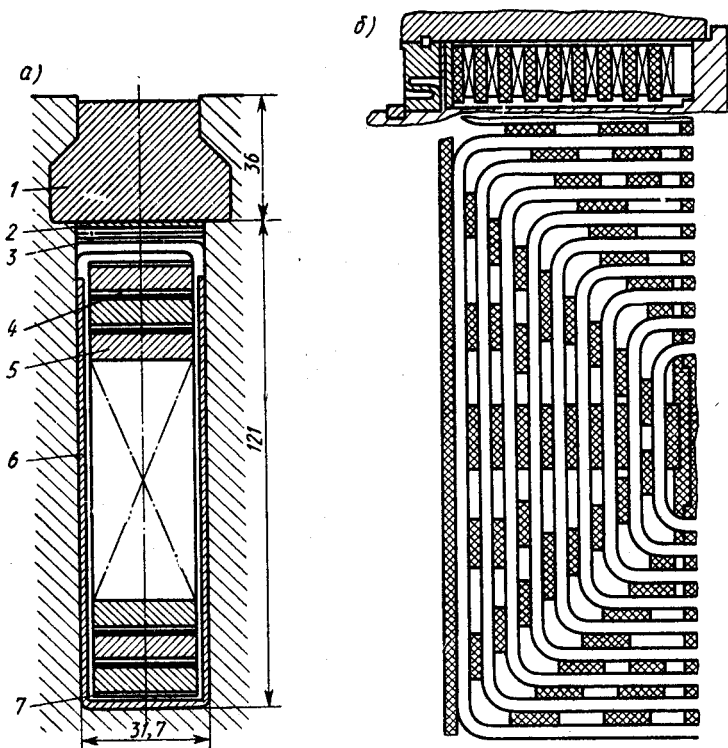


Рис. 3.10. Обмотка возбуждения турбогенератора ТВ2-100-2:

а — разрез паза (1 — клин; 2 — полоса стальная толщиной 1 мм; 3, 4, 7 — прокладки миканитовые; 5 — проводник 7×28 мм; 6 — гильза изоляционная); б — крепление лобовых частей

ков остаются открытыми. Это позволяет непосредственно охлаждать обмотку в лобовых частях. В результате алюминиевые седла не нужны, что существенно упрощает конструкцию лобовых частей обмотки возбуждения.

Для предохранения изоляционной коробки паза от излома на выходе из ротора на нее накладывают дополнительные коробки (манжеты) из миканита длиной 80—100 мм. Вставляют манжеты в специальное уширение паза ротора.

Крепление лобовых частей обмотки ротора без алюминиевых седел показано на рис. 3.10, б. В осевом направлении катушки зафиксированы сегментными стеклотекстолитовыми распорками, а в тангенциальном — стеклотекстолитовыми клиньями, установленными между прямолинейными участками катушек. Пространство между распорками и клиньями используется для охлаждения обмотки водородом. От бандажного кольца лобовые части изолированы стеклотекстолитовыми сегментами, уложенными в два слоя; толщина сегментов 2—4 мм. От центрирующего кольца обмотка изолирована стеклотекстолитовым диском.

Ротор с непосредственным охлаждением обмотки водородом. Особенностью конструкции роторов с форсированным охлаждением является наличие каналов в витках обмотки.

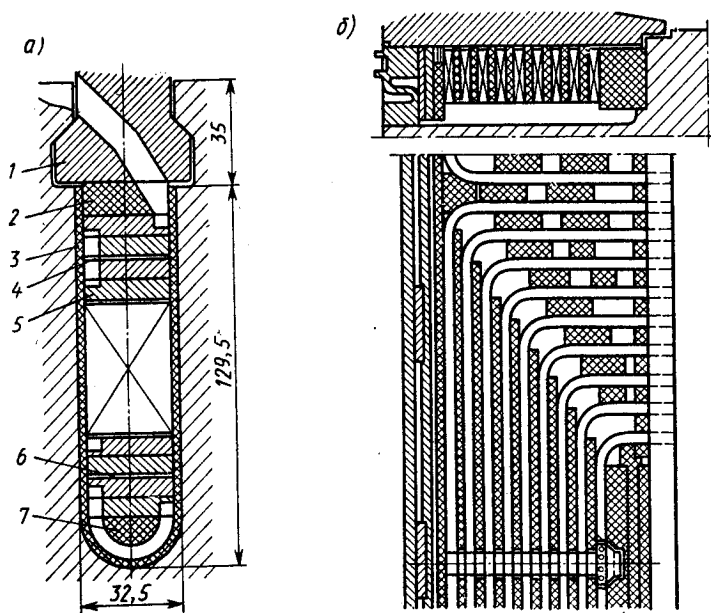


Рис. 3.11. Обмотка возбуждения турбогенератора ТВВ-200-2:

a — разрез паза (1 — клин; 2 — прокладка стеклотекстолитовая толщиной 10 мм; 3 — гильза из стеклохолста; 4, 6 — прокладки стеклотекстолитовые; 5 — проводник 7×28 мм; 7 — прокладка специальная); *б* — крепление лобовых частей

Эффективный проводник витка состоит из двух элементарных проводников, не имеющих между собой изоляции. Каждый виток образуется путем пайки двух полувитков в лобовых частях по оси большого зуба.

На рис. 3.11, *a* показано поперечное сечение паза ротора генератора серии ТВВ. Витковая изоляция выполнена на основе стек-

ла и в виде полосок приклеена эпоксидным лаком только к одной стороне витка. Изоляционную коробку изготавливают в пресс-форме из стеклопалотна, пропитанного эпоксидным лаком. Коробка выполняется открытой, и ее края находятся на уровне уступов пазов ротора. На дно коробки укладывают полукруглую прокладку из стеклотекстолита. Прокладка имеет кольцевые вырезы, по которым водород переходит из канала с одной стороны катушки в соответствующий канал на другой ее стороне. К нижнему витку приварены упоры, которые фиксируют осевые положения катушки относительно коробки пазов. Между верхним витком и клином уложена прокладка из стеклотекстолита. В прокладке сделаны вырезы со скошенными гранями, соединяющие каналы в катушке с отверстиями в клиньях для входа и выхода газа. Толщина прокладки определяется допустимым изоляционным расстоянием между верхним проводником и бочкой ротора и составляет обычно 10 мм. Элементарные проводники в лобовых частях имеют П-образное сечение. При сложении двух элементарных проводников в витке создается продольный канал для охлаждающего газа. В лобовых частях витки изолируют стеклотекстолитовыми полосами толщиной 1 мм, а на углах — уголками из стеклопалотна на эпоксидном лаке. При укладке пазовая часть катушек прессуется в холодном состоянии до окончательного размера от верхнего витка до уступов пазов ротора под клин и заклинивается. Лобовые части прессуют гидравлическим кольцевым прессом. Обмотка при этом нагревается током.

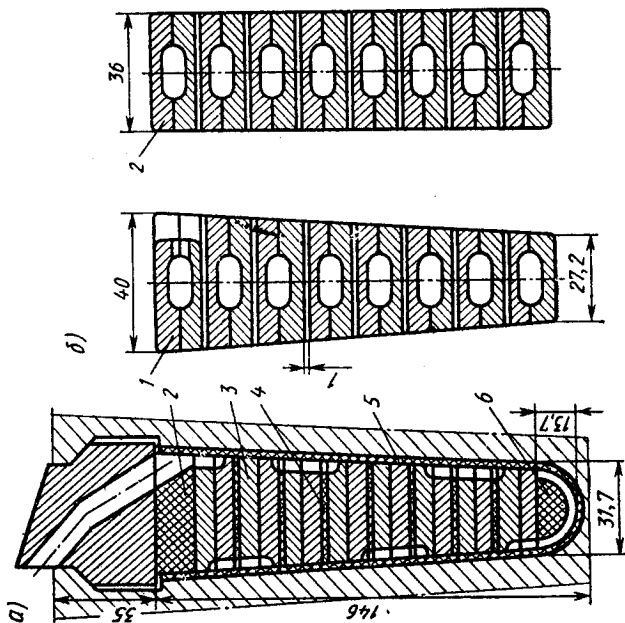
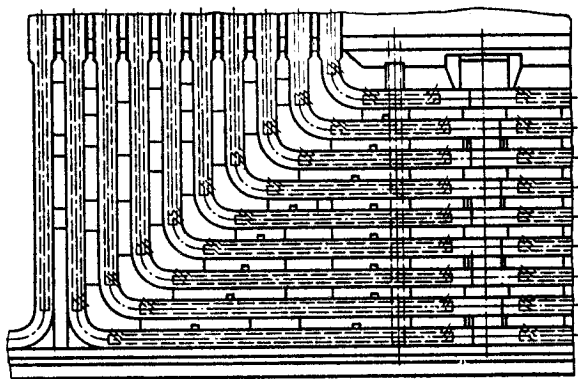
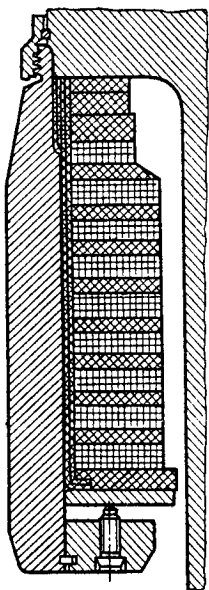
Начиная с мощности 500 МВт и выше турбогенераторы серии ТВВ имеют трапецидальный паз ротора. Сечение обмотки возбуждения при этом увеличивается до 30%. Однако это достигается за счет усложнения фрезерования пазов и выполнения катушек с витками различной ширины. Поперечный разрез пазов генератора ТВВ-500-2 показан на рис. 3.12, а. Прямолинейная пазовая часть катушки с трапецидальным сечением выходит на 30 мм с каждой стороны из бочки ротора. Лобовые части катушек имеют уже прямоугольное сечение (рис. 3.12, б) с внутренними продольными каналами для охлаждения. На выходе из бочки ротора пазовая изоляция имеет дополнительные манжеты из стеклотекстолита. Пазы в этих местах несколько расширены.

Крепление лобовых частей обмотки возбуждения генераторов серии ТВВ показано на рис. 3.11, б и 3.12, в. В аксиальном и тангенциальном направлениях катушки плотно закреплены специальными клиньями. Между кольцом и обмоткой установлены изоляционные сегменты. Компенсирующие устройства позволяют обмотке удлиняться при ее нагревании.

В генераторах ТВВ мощностью 800 МВт, а в дальнейшем и в других машинах два ряда каналов в пазовой части выполнены уже закрытыми (рис. 3.13). На каждой стороне витка отверстия расположены группами по шесть с шагом 54 мм. Расстояние меж-

Рис. 3.12. Обмотка возбуждения турбогенератора ТВВ-500-2:

а — сечение пазовой части (1 — клин; 2 — прокладка стеклотекстолитовая толщиной 10 мм; 3 — проводник; 4 — прокладка из стеклотекстолита; 5 — гильза стеклотекстолитовая толщиной 2 мм; 6 — прокладка специальная толщиной 13,7 мм); б — сечение лобовой части (1 — на входе из паза; 2 — в лобовой части); в — крепление лобовых частей



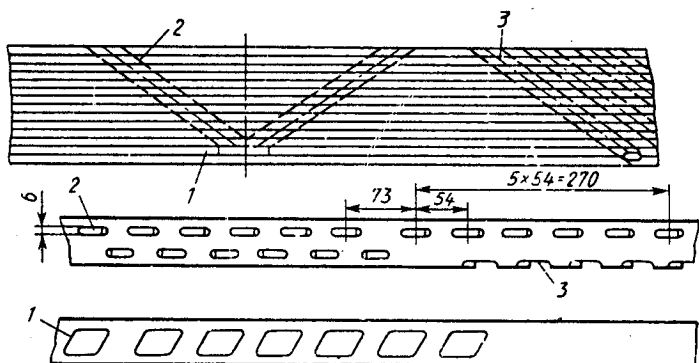


Рис. 3.13. Закрытые вентиляционные каналы обмотки возбуждения турбогенератора ТВВ-800-2:

1 — второй снизу виток; 2 — витки с закрытыми каналами; 3 — открытые каналы

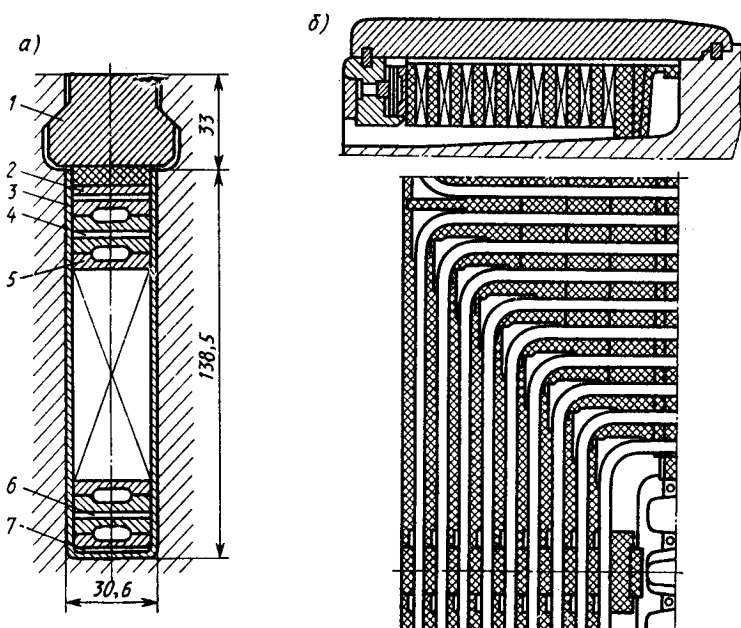


Рис. 3.14. Обмотка возбуждения турбогенератора ТГВ-200:

а — разрез паза (1 — клин; 2 — прокладки текстолитовые толщиной 6 и 3 мм; 3 — гильза толщиной 1,3 мм; 4, 6, 7 — прокладки текстолитовые; 5 — проводник); б — крепление лобовых частей

ду группами составляет 73 мм. Как и в описанных конструкциях, каналы имеют противоположный наклон, оси их пересекаются на поверхности второго снизу витка. В этом витке сделан только один ряд каналов, соединяющих два наклонных канала. Нижний виток каналов не имеет. Крайние пазовые наклонные каналы выполнены открытыми, как и в прежних конструкциях, и соединяются с продольными каналами лобовых частей.

Конструкция пазовой части катушки возбуждения генератора серии ТГВ мощностью 200 МВт показана на рис. 3.14, а. Проводник витка состоит из двух элементарных проводников П-образного сечения, при сложении которых образуется продольный канал. В остальном конструкция катушки аналогична конструкции катушек обмотки ротора генераторов серии ТВВ.

Ротор с непосредственным охлаждением обмотки водой. Витки обмотки возбуждения выполняют из проводников квадратного (ТГВ-500) или близкого к квадратному сечения (ТВМ-300) с внутренним круговым каналом (рис. 3.15). Обмотка возбуждения генератора ТГВ-500 состоит из 20 катушек, 16 из которых имеют по 5 витков, а 4 крайних, расположенных около большого зуба, — по 3 витка. Витки изолированы полосами стеклотекстолита толщиной 0,35 мм в два слоя. Полосы приклеены к проводнику эпоксидным лаком. Схема циркуляции воды в обмотке ротора показана на рис. 3.16, а на рис. 3.17 представлен один из вариантов конструкции подачи и отвода дистиллята к вращающемуся ротору. Вода в обмотку подводится и отводится через трубки и изоляционные втулки, соединенные с водяным коллектором. Закреплены трубки в осевых пазах вала ротора. Коллектор разделен на подводящие и отводящие дистиллят камеры. Токоподвод и все соедине-

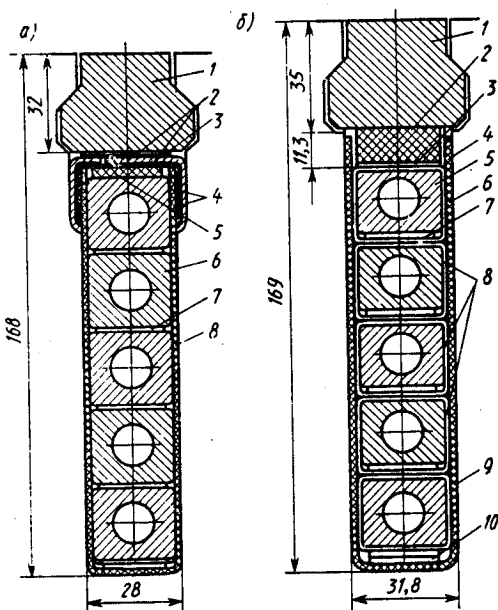


Рис. 3.15. Поперечное сечение пазовой части катушки ротора с водяным охлаждением: а — ТВВ-500-2 (1 — клин; 2, 3, 7 — прокладки стеклотекстолитовые; 4 — гильза малая толщиной 1, 2 мм; 5 — полоса стеклотекстолитовая толщиной 3 мм; 6 — проводник 24×24 мм с каналом диаметром 15,5 мм; 8 — гильза пазовая стеклотекстолитовая толщиной 1,6 мм); б — ТВМ-300 (1 — клин; 2, 3, 7 — прокладки стеклотекстолитовые; 4 — гильза стеклотекстолитовая толщиной 2 мм; 5 — проводник 27×25 мм, с каналом диаметром 13,5 мм; 6, 8, 9 — стеклотекстолит; 10 — прокладки стеклотекстолитовые 2×20 мм)

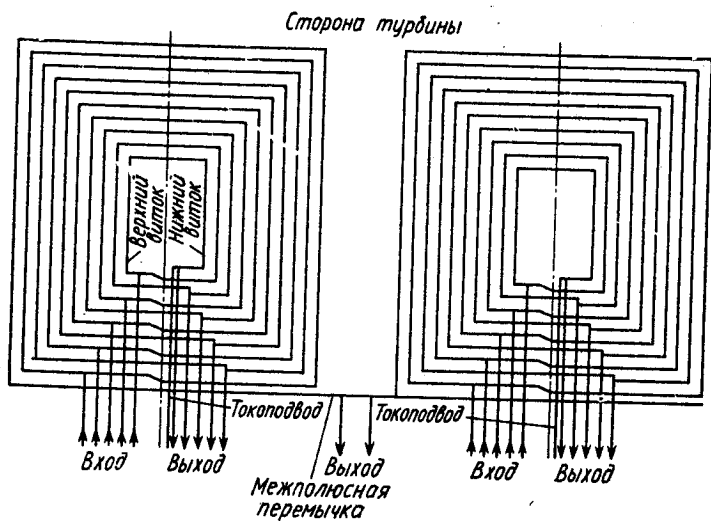


Рис. 3.16. Схема циркуляции воды в обмотке ротора генератора ТГВ-500

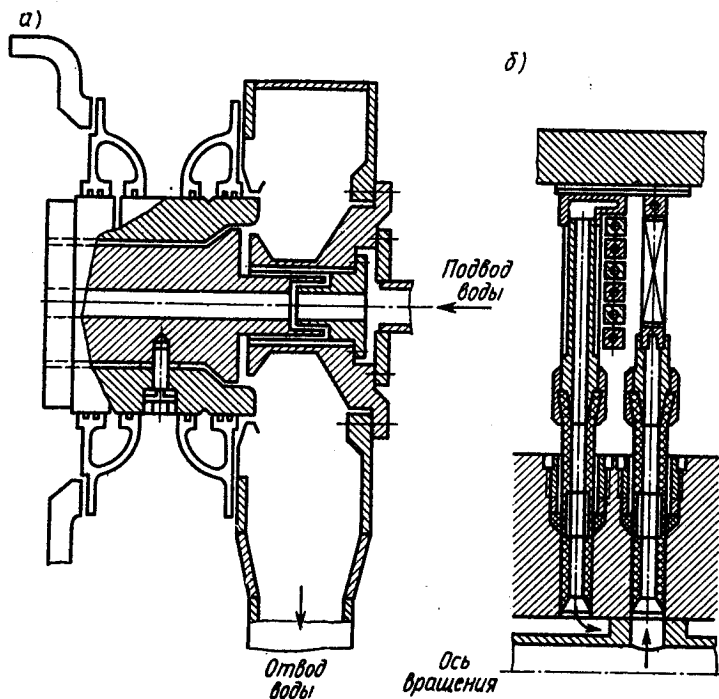


Рис. 3.17. Принципиальная схема подачи и отвода воды для охлаждения обмотки ротора:

а — к валу; *б* — к обмотке

Таблица 3.3. Обмоточные данные роторов

Турбогенератор	Число пазов/ число рабо- чих пазов	Размеры паза, мм	Сечение провода обмотки, мм	Число вытков в пазу	Масса меди, кг	Зазор ста- тор — ро- тор, мм
T2-6-2	34/24	25×(98+22)	3,2×21,5	25	900	20
T2-12-2	38/28	25×(108+24,5)	3,2×21,5	26	1350	20
T2-25-2	42/32	25×(122+28)	5,7×21,5	18	2450	28
T2-50-2	46/32+4	31,7×(123+35)	7×28	15	4320	42,5
TB-50-2		31,7×(108+35)	7×28	13	*	*
TB-60-2		25×(122+28)	5,7×21,5	18	2450	28
TB2-30-2	42/32	31,7×(121+36)	7×28	15	6300	47,5
TB2-100-2	48/36	31,7×(121+38,5)	7×28	15	8300	58,6
TB2-150-2	52/40	32,5×(120,25+35+16,25*1)	2×(5×28)	2×10	2460*2	50
TBФ-60-2	42/28	32,5×(118,25+35+16,25*1)	2×(5×28)	2×10	3280*2	64
TBФ-100-2	48/32	32,5×(120,25+35+16,25*1)	2×(5×28)	2×10	3280*2	64
TBФ-120-2	48/32	32,5×(120,25+35+16,25*1)	1×(7×28)	2×10	3600*2	85
TBV-165-2	48/32	32,5×(120,25+35+16,25*1)	9×(5×28)	2×7	3860*2	80
TBV-200-2	52/36	32,5×(113,25+35+16,25*1)	2×(7×28)	2×7	5140*2	95
TBV-320-2	52/36	32,5×(113,25+35+16,25*1)	2×(7×28)	2×7		
TBV-500-2	53/36**	$31,7 \div 40,7 \times (85,3 + 35 + 15,85*1)$	$2 \times (7 \times 27,2 \div 35,2*3)$	$2 \times 5*3$	8200	95
TTB-200	52/36	$31,7 \div 45,5 \times (130,3 + 35 + 15,85*1)$	$2 \times (7 \times 27,2 \div 40)$	2×8	5320	100
TTB-300	52/36	30,6×(138,5+34)	2×(6×27,6)	2×10	5200	90
TTB-500	60/40	33,9×(125+35)	2×(7,5×30)	2×7	5223	100
TBM-300	51/36	28×(136+3)	24×24, полая, Ø отв. 15,5 мм	3*3		
		31,8×(134+35)	Ø отв. 15,5 мм	5	5200	—
			22,5×27, полая, Ø отв. 13,5 мм	5		

*1 Радиус закругления дна паза.

*2 С изоляцией.

*3 Первые катушки.

*4 Паз трапецеидальный.

ния выполнены из такого же полого проводника, что и витки катушки. Соединены токоподводы с нижними витками первых катушек.

Обмоточные данные роторов турбогенераторов различных серий приведены в табл. 3.3.

§ 3.3. Пазовые клинья и демпферная система ротора

Клинья крепят в пазах ротора обмотку возбуждения и совместно с зубцами образуют демпферную систему ротора. При работе турбогенератора высшие пространственные гармоники поля статора индуцируют в бочке ротора вихревые токи, вызывающие дополнительные потери. При несимметричных режимах вихревые токи могут явиться причиной местных перегревов и снижения прочности бочки ротора. Демпферная система разгружает ротор от протекания вихревых токов и ослабляет магнитные поля, приводящие к их возникновению. Следовательно, клинья должны быть изготовлены из материала не только с высокой механической прочностью, но и хорошей электропроводностью. Клинья должны быть немагнитными,

Таблица 3.4. Механические свойства металла клиньев

Материал клина	Предел прочности, 10^7 Па	Предел текучести, 10^7 Па	Относительное удлинение $l_0=5d$, %	Сжатие поперечного сечения, %
Немагнитная сталь	70	45	50—60	60—65
Алюминиевая бронза	60—70	30—40	15—17	—
Силикомунц	66	32	18	20
Дюралюминий	40	25	15	26
Дюралюминий Д16Т	45—49	32—36	10	—

чтобы не увеличивать поле рассеяния обмотки возбуждения. Основные характеристики металлов, применяемых для изготовления клиньев, приведены в табл. 3.4, а формы пазовых клиньев показаны на рис. 3.18.

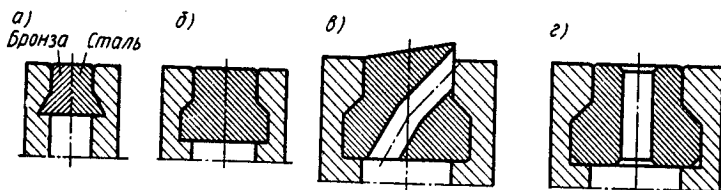


Рис. 3.18. Пазовые клинья роторов:

а — составной (ранняя конструкция); б — обмотка с поверхностным охлаждением; в — обмотка с форсированным охлаждением; г — обмотка с форсированным охлаждением генератора серии ТГВ

В турбогенераторах небольшой мощности применялись составные по ширине паза клинья из магнитного (сталь) и немагнитного (бронза) материалов. Такая конструкция клина использовалась для улучшения формы кривой индукции в зазоре. В настоящее время составные клинья не применяются, а магнитные клинья устанавливаются только в пазах, расположенных по обе стороны большого зуба. В роторах генераторов типа ТГВ и ТВМ имеются продольные пазы в большом зубе. В них сначала закладывают магнитные заполнители, а потом устанавливают стальные клинья.

В большинстве случаев пазовые клинья изготавливают из дюралюминия марки Д16Т, применение которого позволяет снизить напряжения от центробежных сил в бочке ротора и зубцах благодаря небольшой плотности. Длина клина составляет 300—350 мм. Стыки между клиньями выполняют с зазором в 1—1,5 мм. Стыки совмещают с кольцевыми выточками на бочке ротора. Это предотвращает концентрацию напряжений в зубцах в местах стыков. Клинья устанавливают в пазу плотно, чтобы они не смогли впоследствии сдвинуться и перекрыть в турбогенераторах с форсированным охлаждением вентиляционные каналы в обмотке, а также чтобы получить хороший электрический контакт с бочкой ротора. Плотность установки создается только по поверхности заплечиков клиньев, являющихся их опорной частью. По остальным боковым поверхностям и по высоте клинья устанавливают с зазором 0,2—0,5 мм для облегчения забивки их в паз. Для устранения концентрации напряжений все острые кромки клиньев закругляют с радиусом 0,5 мм. В клиньях роторов с поверхностным охлаждением сверлят резьбовые отверстия М20 с шагом 80—100 мм под балансировочные грузы. При выполнении в клиньях вентиляционных и других отверстий напряжения в них заметно увеличиваются.

В роторах генераторов типа ТВФ концевые клинья изготавливают из хромистой бронзы. В генераторах типа ТВВ для повышения устойчивости роторов к нагревам, обусловленным токами, проходящими по поверхности бочки, клиньям и бандажам при несимметричных режимах, в торцевой зоне ротора устанавливают медные сегменты с посеребренной поверхностью. Сегменты имеют вид гребенки, зубья которой входят под концевые клинья пазов обмотки и специальных пазов в больших зубцах. Сегменты укладывают в два слоя с перекрытием стыков. В генераторах серии ТВВ мощностью 800 МВт и выше демпферные клинья устанавливают также и по длине большого зуба. В генераторах типа ТГВ в пазовой части ротора устанавливают клинья из дюралюминия, а концевые клинья — из бронзы. В генераторе ТГВ-500 бронзовые клинья установлены также в пазах, прилегающих к большим зубцам, по всей их длине.

§ 3.4. Бандаж ротора

Условия работы бандажа. Бандажный узел ротора предназначен для крепления лобовых частей обмотки возбуждения. Он состоит из бандажного кольца, центрирующего (или упорного) кольца и деталей их крепления. Конструкции бандажных узлов турбогенераторов различных типов показаны на рис. 3.9—3.12, 3.14. Основной деталью узла является бандажное кольцо, которое воспринимает действие центробежных сил и удерживает лобовые части обмотки возбуждения от отгиба в радиальном направлении. Центрирующее кольцо воспринимает усилия от теплового расширения обмотки, а также обеспечивает сохранение цилиндрической формы бандажного кольца и центровку его относительно оси вала. В тех конструкциях узла, в которых центрирующее кольцо не имеет посадки на вал ротора, оно называется упорным кольцом.

Бандажное кольцо является наиболее нагруженной деталью турбогенератора. Прочное крепление его может быть осуществлено только горячей посадкой с натягом. Значение натяга определяется расчетным путем. Натяг должен создавать плотное соединение кольца не только при номинальной частоте вращения, но и при угонной — 3600 об/мин (при эксплуатации турбогенератора в случае внезапного сброса нагрузки частота вращения ротора может увеличиться на 20%).

Масса лобовых частей обмотки ротора распределена неравномерно относительно продольной и поперечной осей ротора, отчего в кольце кроме растягивающих усилий возникают изгибающие моменты, стремящиеся придать бандажному кольцу овальную форму. Собственная масса кольца при вращении также создает центробежные усилия, составляющие до 70% всей нагрузки на кольцо. Токи в бочке ротора от обратносинхронных полей статора могут замыкаться через бандажное кольцо (рис. 3.19), в результате посадочные

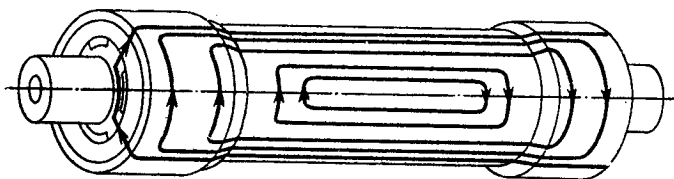


Рис. 3.19. Прохождение поверхностных токов бочки ротора через детали бандажного узла

контактные поверхности, а также контактные поверхности между клиньями и зубцами могут сильно нагреваться, вплоть до подгара и выплавления металла. Знакопеременные усилия и вибрация ротора с течением времени ослабляют посадку, вследствие чего бандажное кольцо может сползти с места посадки.

Частоту вращения, при которой усилия натяга полностью выбираются, называют разъединительной частотой. При расчете бандажного узла двухполюсных турбогенераторов разъединительную частоту принимают не менее 3800 об/мин при диаметре ротора до 850 мм и 3600 об/мин при диаметре ротора свыше 850 мм. Для центрирующего кольца разъединительная частота во всех случаях должна быть не ниже 3800 об/мин. Температура бандажного кольца обычно на 25—30°C выше, чем центрирующего и бочки ротора. При расчетах разъединительной частоты минимальный остаточный натяг принимают в горячем состоянии деталей, а при расчетах напряжений — максимальный остаточный натяг в холодном состоянии. При посадке и снятии бандажных колец для предотвращения подгара подбандажной изоляции температура их нагрева не должна превышать 220—250°C.

Материалы деталей бандажного узла. Наружный диаметр бандажного кольца ограничен расточкой статора и для свободной заводки ротора выполняется на 15—20 мм меньше диаметра расточки. Толщина бандажного кольца может составлять 40—100 мм. Внутренняя поверхность кольца имеет небольшую конусность в 1—4° для облегчения его надевания и снятия. Из-за относительно небольшой толщины и больших механических нагрузок бандажные кольца из-

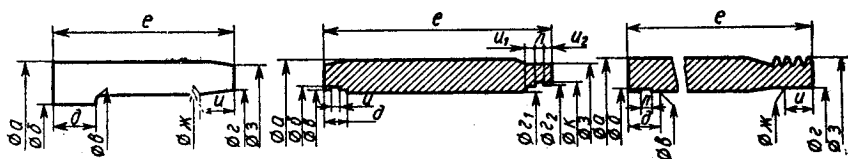


Рис. 3.20. Поперечные сечения бандажных колец

готавливают из металлов с очень высокими прочностными и пластичными свойствами. Сечения бандажных колец турбогенераторов различных типов показаны на рис. 3.20, а их размеры приведены в табл. 3.5.

В турбогенераторах мощностью до 25 МВт бандажные кольца имеют диаметр менее 700 мм и могут быть выполнены достаточно прочными из магнитной низколегированной стали. Техническими условиями предусмотрено семь категорий прочности для поковок магнитных колец. Механические свойства и рекомендуемые марки стали для этих поковок даны в табл. 3.6. При выборе соответствующей категории прочности по результатам механических расчетов необходимо учитывать, что из-за относительно малой толщины наибольшие напряжения растяжения действуют на внутренней поверхности кольца.

Запас прочности бандажного кольца определяется как отношение максимального суммарного напряжения в наиболее нагружен-

Таблица 3.5. Размеры бандажных колец (обозначения по рис. 3.20)

Турбогенератор	а, мм	б, мм	в, мм	г, мм	д, мм	е, мм	е ₁ , мм	е ₂ , мм	з, мм	ж, мм	з, мм	и, мм	и ₁ , мм	и ₂ , мм	к, мм	л, мм
T-2-12-2	755	660	677	681	—	80	473	—	735	681	—	—	—	—	—	—
T-2-25-2	842	738	748	756,8	—	62	559	—	825	756,8	122	—	—	—	—	—
T-2-50-2	1057	900	910	916,1	—	92	739	—	1010	916,1	138	—	—	—	—	—
TB-50-2	1057	900	910	916,1	—	79	733	—	1012	916,1	130	—	—	—	—	—
TB-60-2	1055	900	910	976	—	78	745	—	1012	916	50	—	—	—	—	—
TB-100-2	1055	900	910	916,2	—	74	729	—	1010	916,2	130	—	—	—	—	—
TB2-30-2	842	738	748	756,8	—	63	555	—	827	756,8	60	—	—	—	—	—
TBФ-60-2	960	854	854	914,5	—	80	530	—	944	860	50	—	—	—	—	—
TBФ-100-2	1072	921,5	921,5	978,7	—	86	574	—	1044	930	48	—	—	—	—	—
TB2-100-2	1065	920,4	920,4	928,3	—	88	690	—	1040	928,3	130	—	—	—	—	—
TBV-160-2 консольный	1070	935	923	942	—	60	570	—	1025	942	80	—	—	—	—	13
TBV-165-2	1072	923	923	978,7	—	81	571	—	1044	930	50	—	—	—	—	—
TBV-200-2	1140	997	997	1049	—	80	607	—	1100	1005	50	—	—	—	—	—
TBV-200-2 консольный	1140	1009	997	1017	—	50	607	—	1100	1017	80	—	—	—	—	13
TBV-320-2	1140	997	997	1049	—	80	607	—	1100	1005	50	—	—	—	—	—
TBV-320-2 консольный	1140	1009	997	1017	—	50	607	—	1100	1017	80	—	—	—	—	13
TBV-500-2	1220	1057	1045	1068	—	115	770	—	1150	1068	50	—	—	—	—	13
TГВ-200	1155	1000	990,7	—	1007	70	780	1055	1120	—	—	17,8	21,4	1015	15,8	—
TГВ-300	1200	1060	1031	—	1046	60	720	1097	1185	—	—	25,4	32,2	1119	22,4	—
TГВ-500	1200	1060	1042	—	1054	62,5	730	1101	1187	—	—	25,4	22,2	1121,7	22,4	—

Таблица 3.6. Механические свойства поковок магнитных бандажных и центрирующих колец

Характеристики поковок магнитных бандажных и центрирующих колец	Категории прочности						
	1	2	3	4	5	6	7
Рекомендуемые марки стали	Ст.35	38ХМА, 35ХМАР	38ХМА, 38ХВА, 35ХМАР	5ХН1МАР	35ХН1МАР	35ХН1МАР 35ХН3МФАР	35ХН3МФАР
Предел текучести, 10^7 Па	35Х 30	40	50	60	70	80	90
Предел прочности, 10^7 Па	50	60	70	78	85	95	103
Относительное удлинение, %	16	16	16	16	14	13	12
Относительное сжатие, %	30	30	30	35	35	30	30

ном месте к пределу текучести. Его значение на основании длительного опыта эксплуатации должно быть не менее 1,6 при испытательной частоте вращения 3600 об/мин.

Отрицательным свойством магнитных бандажных колец, ограничивающих их применение, является увеличение магнитного поля рассеяния лобовых частей обмотки статора, что, в свою очередь, приводит к росту добавочных потерь в торцевых зонах. Поэтому все турбогенераторы мощностью свыше 12 МВт выпускаются с бандажными кольцами из немагнитной стали. В турбогенераторостроении использовались и промежуточные конструкции: бандажное кольцо на 70—80% своей длины изготавливалось из магнитной стали, а оставшаяся часть до бочки ротора — из немагнитной стали.

Немагнитные бандажные кольца изготавливают из сталей марок 60ХЗГ8Н8В, 40Х4Г18, магнитная проницаемость которых близка к единице ($\mu = 1,01 \div 1,03$). Для поковок немагнитных бандажных колец предусмотрены четыре категории прочности (табл. 3.7).

В турбогенераторах большой мощности бандажные кольца изготавливают из стали марки 18Мп — 5Сг. Эта сталь имеет предел текучести $(110 \div 120) 10^7$ Па, предел прочности на растяжение $(123 \div 130) 10^7$ Па, магнитную проницаемость 1,005. Высокие прочностные свойства стали 18Мп—5Сг позволили изготовить для турбогенератора ТВВ-1200-2 бандажное кольцо диаметром 1370 мм при диаметре бочки ротора 1250 мм.

Центрирующие кольца двухпосадочных бандажей и детали крепления изготавливают из легированных сталей, марки которых приведены в табл. 3.6. В однопосадочных бандажах центрирующие кольца изготавливают из легированной стали марки 38ХН3МА.

Таблица 3.7. Механические свойства поковок немагнитных бандажных колец

Типы турбогенераторов	Категория прочности поковок немагнитных бандажных колец	Зона стенки кольца	Предел текучести, 10^7 Па	Временное сопротивление, 10^7 Па	Относительное удлинение, %	Относительное сжатие, %
T2-12-2	I	Внутренняя	60	75	25	35
T2-25-2	II	»	72	85	22	35
ТВ2-30-2	III	Наружная Внутренняя	80 85	90 95	20 20	35 35
T2-50-2						
ТВ-50-2						
ТВ-60-2						
ТВ2-100-2	IV	Наружная Внутренняя	85 90	93 98	20 20	35 35
ТВФ-60-2						
ТВФ-100-2						
ТВФ-120-2						
ТВВ-165-2						
ТВ2-150-2						
ТВВ-200-2	35					
ТВВ-320-2						
ТГВ-200						
ТГВ-300						

Таблица 3.8. Расчетные механические напряжения и запасы прочности бандажных и центрирующих колец

Тип турбогенератора	Детали: бандажное кольцо/центрирующее кольцо				
	предел текучести, 10^7 Па	предел прочности, 10^7 Па	относительное удлинение, %	расчетное механическое напряжение, 10^7 Па	запас прочности
T2-6-2	60/30	80/50	16/16	29,2/12,7	2,0/2,4
T2-12-2	60/30	80/50	16/16	34,3/15,1	1,7/2,0
T2-25-2	72/30	85/50	18/16	42/19	1,7/1,6
T2-50-2	85/40	95/60	16/16	50/24	1,7/1,7
ТВ-50-2	85/40	95/60	16/16	50/24	1,7/1,7
ТВ2-100-2	85/70	100/90	20/14	51/19,8	1,7/3,5
ТВФ-60-2	80/70	90/85	20/14	46,6/20,7	1,8/3,4
ТВФ-100-2	80/70	90/85	20/14	48,7/20	1,8/3,5
ТВФ-120-2	80/70	90/85	20/14	48,7/20	1,8/3,5
ТВФ-200-2	90/85	98/98	20/12	57,4/25,1	1,6/3,4
ТВВ-165-2	80/70	90/85	20/14	53,9/25	1,6/2,8
ТВВ-200-2	85/85	93/98	20/12	58,2/27,3	1,55/3,1
ТВВ-320-2	85/85	93/98	20/12	55,1/23,6	1,6/3,6
ТВВ-500-2	90/70	96/85	—/14	65,2/	1,6/—
ТГВ-200	90/70	98/85	20/14	59,2/—	1,5/—
ТГВ-300	90/70	98/85	20/14	60,0/	1,5/—
ТГВ-500	92/70	100/85	20/14	55/—	1,67/2,35

Расчетные напряжения и запасы прочности для бандажных и центрирующих колец находящихся в эксплуатации турбогенераторов даны в табл. 3.8.

Конструкция бандажного узла. Основным фактором, определяющим тип конструкции бандажного узла, является способ его крепления на роторе. Применение нашли следующие три основных типа конструкции, отличающиеся числом и местом посадок колец на роторе: отставленный однопосадочный бандаж; двухпосадочный бандаж; консольный однопосадочный бандаж.

Отставленный однопосадочный бандаж применяется в турбогенераторах мощностью до 12 МВт, имеющих относительно короткий ротор (рис. 3.21, а). В этой конструкции бандажное кольцо закрепле-

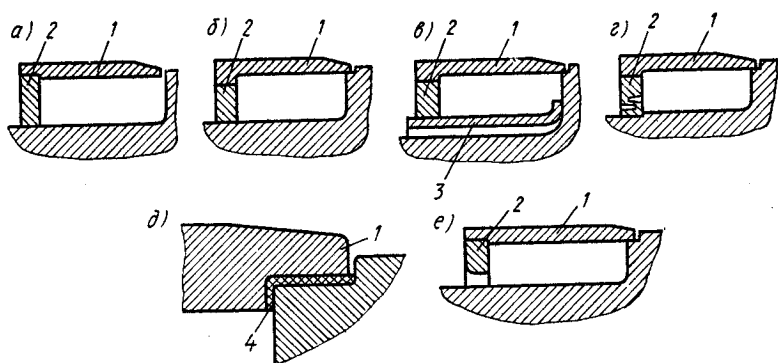


Рис. 3.21. Установка бандажного кольца на роторе:

а — однопосадочный отставленный; б — двухпосадочный жесткий; в — двухпосадочный с промежуточной втулкой; г — двухпосадочный с Z-образным эластичным центрирующим кольцом; д — с посадкой носика через изоляцию; е — консольный; 1 — бандажное кольцо; 2 — центрирующее или упорное кольцо; 3 — втулка; 4 — изоляция

но горячей посадкой только на центрирующем кольце, которое, в свою очередь, также горячей посадкой установлено на валу ротора. Между бандажом и бочкой ротора остается зазор 6—8 мм, что позволяет носику бандажного кольца свободно перемещаться в радиальном и осевом направлениях. Значения этих перемещений зависят от прогиба вала и от длины и диаметра бандажного кольца. Достоинством конструкции отставленного бандажа является отсутствие электрического контакта между бандажом и бочкой ротора, что исключает возможность подгорания носика бандажа. Недостатком конструкции является возможность выпучивания меди и изоляции обмотки возбуждения в зазор из-за действия центробежных сил. При определенных значениях перемещений может быть также повреждена подбандажная изоляция и изоляция верхних витков обмотки ротора. Поэтому применение отставленных бандажей ограничено короткими роторами с диаметром до 700—730 мм,

работающими как жесткие валы (критические частоты вращения лежат выше номинальной).

Для турбогенераторов мощностью 25—320 МВт, имеющих диаметр ротора более 800 мм, наиболее распространенной является двухпосадочная конструкция бандажного узла, в которой бандажное кольцо закреплено горячей посадкой на центрирующем кольце и носиком на бочке ротора.

В генераторах ранних выпусков серий Т2 и ТВ2 мощностью до 150 МВт включительно использовалась конструкция со сплошным (жестким) центрирующим кольцом и непосредственной посадкой носика на зубцы бочки ротора (рис. 3.21, б).

Однако опыт эксплуатации заставил в большинстве случаев отказаться от такой конструкции, так как были случаи повреждения посадочных мест на зубцах бочки ротора и носиков бандажа в виде подгаров, наклепов, трещин и сколов. Повреждения возникали в основном из-за знакопеременных усилий, действовавших на посадочные места, которые, в свою очередь, являлись следствием прогиба вала ротора. В дальнейшем двухпосадочная конструкция была усовершенствована. В генераторах Т2-100-2 и ТВ-100-2 центрирующее кольцо было посажено на хвостовик ротора через промежуточную втулку (рис. 3.21, в), которая крепилась к торцу бочки ротора. Крепление кольца только на бочке ротора исключило передачу усилий из-за прогиба вала на посадочное место бандажного кольца, но потребовало существенного уменьшения диаметра ротора под лобовыми частями для размещения промежуточной втулки. Это привело к снижению прочности вала и уменьшению критической частоты вращения ротора. Значительно более удачным решением явилось выполнение центрирующего кольца эластичным, т. е. податливым как в осевом, так и в радиальном направлениях. Такое кольцо с Z-образным гибким элементом частично поглощает знакопеременные силы, возникающие из-за перемещения вала относительно бочки ротора (рис. 3.21, г).

Эластичные центрирующие кольца с Z-образным элементом установлены на роторах турбогенераторов мощностью 50—320 МВт.

Другим недостатком двухпосадочной конструкции, который пришлось устранять по результатам эксплуатации, явился подгар посадочных мест носика бандажа и зубцов бочки ротора. Решение этой задачи было достигнуто посадкой носика на бочку ротора через стеклотекстолитовую прокладку толщиной 2,5—3 мм (рис. 3.21, д).

С ростом диаметра и длины ротора усилия, действующие на бандажный узел, возрастают и двухпосадочная конструкция уже не может обеспечить требуемую надежность. В крупных турбогенераторах применяется консольное однопосадочное исполнение бандажного узла, опыт эксплуатации которого показал его высокую надежность. С консольными бандажами выпускают генераторы серий ТВВ и ТГВ мощностью 200 МВт и выше (рис. 3.21, е, 3.12 и

3.14). Бандажное кольцо до посадки на бочку ротора соединяется горячей посадкой с центрирующим кольцом, которое не соприкасается с валом ротора. Своим носиком бандажное кольцо без промежуточной изоляции горячей посадкой закрепляется только на бочке ротора. Прогиб вала не создает в консольном узле знакопеременных усилий, что и обеспечивает требуемую надежность всей конструкции.

Крепление бандажного узла от осевого сдвига. На бандажное и центрирующее кольца действуют силы, направленные и вдоль оси ротора. Причинами возникновения этих сил являются: конусность внутренней поверхности бандажного кольца, из-за чего появляется аксиальная составляющая от действия центробежных сил лобовых частей обмотки; восприятие центрирующим кольцом усилий от температурного расширения обмотки; знакопеременные усилия от прогиба вала. Суммарное значение этих сил может достигать нескольких десятков тонн.

Центрирующие кольца в генераторах мощностью до 50 МВт крепятся гайкой (рис. 3.22, а), которая стопорится от самоотвин-

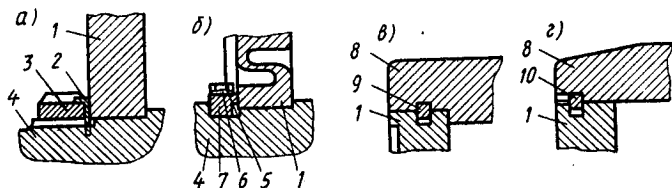


Рис. 3.22. Крепление центрирующего кольца от осевого сдвига:

а — стопорной гайкой; б — упорными планками; в — кольцевой шпонкой (ТГВ); г — пружинным кольцом (ТВВ); 1 — центрирующее кольцо; 2 — шайба; 3 — стопорная гайка; 4 — вал; 5 — болт; 6 — пластинчатая шайба; 7 — упорная планка; 8 — бандажное кольцо; 9 — кольцевая шпонка; 10 — пружинное кольцо

чивания специальной шайбой. Конструкция надежна, удобна для сборки и разборки узла, но требует специальной поковки для изготовления гайки. Поэтому во всех современных турбогенераторах серий ТВФ, ТВВ (до 320 МВт) применена более простая, но достаточно надежная конструкция крепления упорными планками (рис. 3.22, б). Планки устанавливаются в специальные пазы вала ротора и закрепляют болтами. Осевой сдвиг упорного кольца относительно бандажного в консольной конструкции генераторов серии ТГВ предотвращается кольцевыми шпонками (рис. 3.22, в), а в генераторах серии ТВВ — пружинным кольцом (рис. 3.22, г).

Бандажные кольца в генераторах мощностью до 60 МВт удерживаются от осевого сдвига промежуточным кольцом (рис. 3.23, а) или центробежным вентилятором (рис. 3.23, б), который привинчивают болтами к центрирующему кольцу. В генераторах

ТВ2-100-2 и ТВ2-150-2, имеющих осевые вентиляторы, бандажное кольцо в осевом направлении закреплено пружинным кольцом, расположенным в кольцевых канавках на посадочных поверхностях бандажного и центрирующего колец (рис. 3.23, в). Недостатком этой конструкции является трудность ее разборки: для осаживания пружинного кольца в бандажном кольце приходится

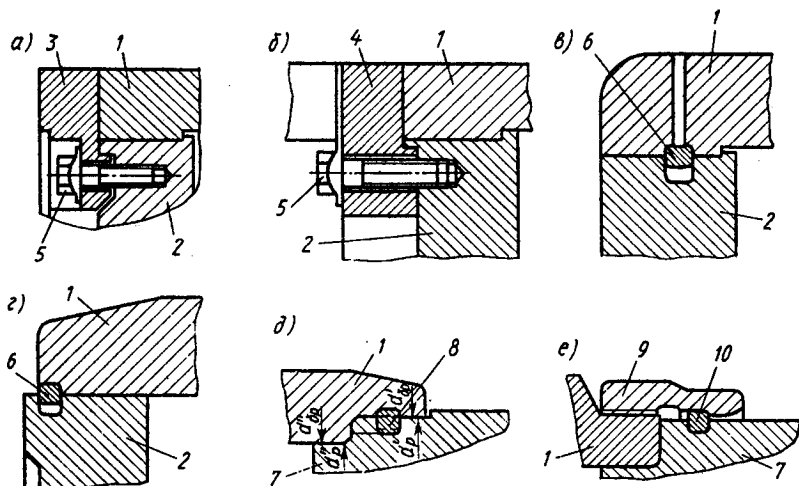


Рис. 3.23. Крепление бандажного кольца от осевого сдвига:

а — промежуточным кольцом; б — центробежным вентилятором; в — пружинным кольцом; г — пружинным кольцом со свободным доступом; д — сегментными шпонками; е — специальной гайкой; 1 — бандажное кольцо; 2 — центрирующее кольцо; 3 — промежуточное кольцо; 4 — вентилятор; 5 — болт; 6 — пружинное кольцо; 7 — ротор; 8 — сегментная шпонка; 9 — гайка специальная; 10 — пружинное кольцо

сверлить отверстия, ослабляющие его прочность. В генераторах серий ТВФ и ТВВ также использовано крепление пружинным кольцом, но со свободным доступом к нему (рис. 3.23, г). Бандажные кольца генераторов ТГВ и ТВВ консольной конструкции крепят от осевого смещения на бочке ротора. В генераторах серии ТГВ мощностью 200 и 300 МВт крепление осуществлено сегментными шпонками (рис. 3.23, д). Каждая такая шпонка является частью кольца, которое имеет на внутренней поверхности зубцы и пазы с шагом, равным зубцовому делению ротора. Шпонки закладывают в кольцевую канавку носика бандажного кольца, и после его насадки их перемещают на половину зубцового деления так, чтобы зубцы шпонок зашли в канавки зубцов ротора. В генераторах серии ТВВ мощностью 200 МВт и выше консольное бандажное кольцо крепят специальной гайкой (рис. 3.23, е). Гайку нагревают до 100—120°C и затем навинчивают на носик кольца до упора заточкой, распо-

женной на его внутренней поверхности, в пружинное кольцо, заложное в канавку на бочке ротора.

Компенсацию теплового расширения обмотки возбуждения предусматривают в роторах длиной более 3 м. Между лобовой частью обмотки и центрирующим кольцом устанавливают упругий элемент. В генераторах серий Т2 и ТВ2 таким элементом является стальной диск, опирающийся на центрирующее кольцо через дистанционные сегменты, установленные по осям больших зубцов (рис. 3.24, а). В генераторах серий ТВФ и ТВВ вместо дистанционных

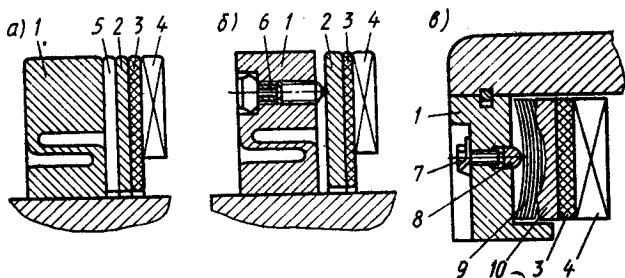


Рис. 3.24. Устройства для компенсации тепловых расширений обмотки ротора: а, б — стальным диском; в — наборным пружинным кольцом; 1 — центрирующее кольцо; 2 — диск; 3 — торцевая шайба; 4 — обмотка ротора; 5 — дистанционный сегмент; 6 — нажимной болт; 7 — регулировочный болт; 8 — кольцо нажимное; 9 — кольцо пружинное; 10 — кольцо опорное

сегментов использованы нажимные винты (рис. 3.24, б). Роторы генераторов типа ТВВ мощностью 200, 300 и 500 МВт в качестве упругого элемента имеют наборное пружинное кольцо с упорными регулировочными болтами, расположенными в торце упорного кольца (рис. 3.24, в).

§ 3.5. Вентиляторы

Необходимый для циркуляции охлаждающего газа напор создается в турбогенераторах вентиляторами центробежного или осевого типа. Центробежные вентиляторы, используемые совместно с диффузором, позволяют получать высокий статический напор газа, необходимый для многоструйной радиальной схемы вентиляции. Недостатком центробежных вентиляторов является низкий КПД, не превышающий 30%. Центробежный вентилятор представляет собой два стальных кольца, между которыми расположены лопатки-крылья (рис. 3.25, а). Основное несущее кольцо имеет центрирующий выступ с отверстиями для крепления вентилятора болтами из высокопрочной стали к торцу центрирующего кольца. В несущем кольце проточена кольцевая канавка для установки балансировочных грузов. Лопатки штампуют из листового дюралюминия марок Д1, Д6 толщиной 3—4 мм и крепят к кольцам стальными

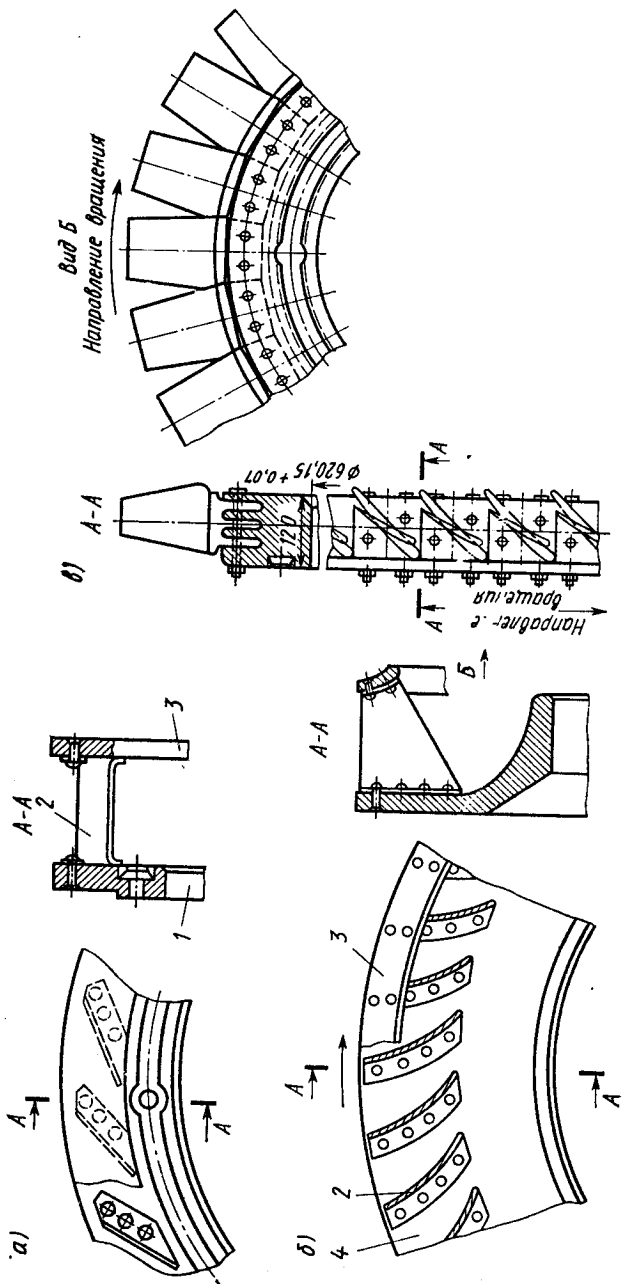


Рис. 3.25. Вентилятор:
 а — центробежный с торцевым креплением; б — осевой; 1, 3 — кольца; 2 — крыло; 4 — ступица

заклепками толщиной 6—8 мм. Число лопаток и их ширина определяются вентиляционным расчетом в зависимости от количества продуваемого газа и требуемого напора. Лопатки для достижения максимально возможного напора устанавливают под углом около 75° к радиусу в сторону, противоположную направлению вращения. Форма лопаток может быть прямолинейной (П-образной) или криволинейной. В последнем случае вентилятор имеет более высокий КПД, поскольку форма лопаток создает безударный вход газа в вентилятор, однако технология изготовления таких лопаток сложнее, чем прямолинейных.

При больших расходах газа центробежный вентилятор приходится выполнять двухрядным, добавляя к нему еще одно кольцо. Благодаря этому ширина лопаток в каждом ряду не превышает допустимых размеров, ограниченных изгибающими напряжениями в лопатках. В первом ряду лопатки имеют обычно П-образную форму, а во втором — Z-образную. На рис. 3.25, б показан центробежный вентилятор усовершенствованной конструкции. Вентилятор состоит из ступицы и малого кольца, между которыми расположены штампованные лопатки из высококачественной легированной стали марки 30ХГСА.

Осевые вентиляторы перемещают охлаждающий газ вдоль оси вращения ротора. При этом облегчается вход (выход) газа в зазор (из зазора), хотя несколько ухудшаются условия прохода газа под лобовыми частями обмотки ротора и к средним отсекам корпуса статора по сравнению с многоструйной радиальной системой. Осевые вентиляторы имеют более высокий КПД (до 80%).

Вентилятор состоит из ступицы и расположенных на ней лопаток (рис. 3.25, в). Профиль лопатки представляет собой крыло переменного сечения с изменяющимся по высоте углом поворота к оси вращения для улучшения аэродинамических свойств вентилятора. Хвостовик лопатки массивный и имеет вид гребенки, зубцы которой вставлены в соответствующие кольцевые канавки ступицы. Изготавливают лопатки из легированной стали методом точного литья. Каждая лопатка крепится к ступице коническими болтами с коническими гайками, которые стопорятся от самоотворачивания шплинтами. Осевой вентилятор устанавливают на вал ротора с горячей посадкой ступицы, которая в дальнейшем (при ремонтах) с ротора не снимается. До посадки на ротор вентиляторы балансируют и испытывают на прочность при угонной частоте вращения. Балансировочные грузы устанавливают в специальную канавку на ступице.

§ 3.6. Токоподвод, контактные кольца и щеточный аппарат

Токоподвод. Питание обмотки возбуждения постоянным током осуществляется через скользящий контакт, образуемый щетками, расположенными на неподвижном щеточном аппарате, и двумя контактными кольцами, установленными на вращающемся роторе.

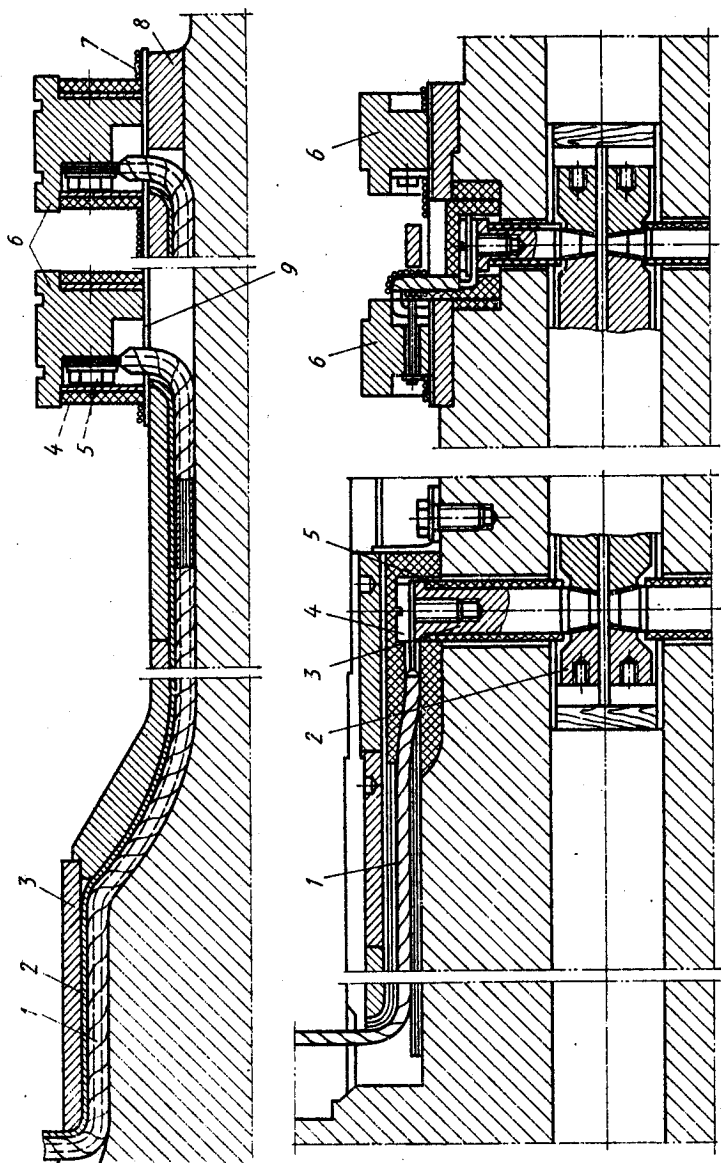


Рис. 3.26. Токоподвод обмотки ротора:

a — на поверхности вала (1 — шина; 2 — полоса защитная; 3 — клин; 4 — кольцо изоляционное; 5 — болт; 6 — кольцо контактное; 7 — бандаж; 8 — втулка; 9 — изоляция); *б* — в центральном отверстии вала (1 — шина; 2 — стержень токопроводящий; 3 — болт; 4 — винт контактный; 5 — втулка изоляционная; 6 — контактное кольцо)

Контактные кольца токопроводом электрически соединены с обмоткой возбуждения. В турбогенераторах мощностью 6—12 МВт оба контактных кольца находятся между торцевым щитом и подшипником со стороны возбудителя. Токоподвод размещен в двух пазах, расположенных диаметрально на поверхности вала ротора (рис. 3.26, а), и представляет собой две изолированные гибкие шины. Каждая шина набирается из медных пластин шириной 50—80 мм и толщиной 0,5 мм. Общая толщина шины определяется током возбуждения и может составлять 5—20 мм. Закреплены шины в пазах специальными клиньями. С обмоткой возбуждения шины соединяют клепкой с последующей пропайкой места соединения. К контактным кольцам шины присоединены болтами. Так как одна из шин должна проходить под кольцом, то кольца ставят на промежуточную втулку, покрытую миканитом или стеклотекстолитом толщиной 1—2 мм. После горячей посадки колец на промежуточную втулку оставшиеся открытыми участки изоляции бандажируют для предотвращения разрушения ее от выветривания.

В турбогенераторах мощностью свыше 12 МВт контактные кольца располагают за подшипником со стороны возбудителя, с тем чтобы сократить расстояние между подшипниками и, таким образом, уменьшить статический прогиб вала. При этом оказывается также возможным выполнить контактные кольца с меньшим диаметром, что приводит к снижению нагрева и износа колец и щеток. Однако конструкция токоподвода в этом случае сложнее, так как стержни токоподвода должны проходить через центральное отверстие ротора (рис. 3.26, б). Стержни имеют полукруглое сечение. В качестве проводящего материала для стержней используют латунь (генераторы Т2 и ТВ2) или медь (генераторы ТВФ, ТВВ и ТГВ). Стержни изолируют стекломиканитом и между ними устанавливают стеклотекстолитовую прокладку толщиной 4 мм. Оба стержня помещают в изоляционный цилиндр толщиной 5—10 мм. Толщина изоляции токоподвода определяется напряжением, возникающим на зажимах возбудителя во время переходного процесса при внезапных коротких замыканиях. С торцов цилиндр закрывают изоляционными шайбами.

С контактными кольцами и обмоткой возбуждения стержни соединяют с помощью промежуточных гибких шин и токоведущих медных болтов, которые вворачивают в резьбовые отверстия, расположенные на концах стержней. Болты имеют коническую наружную резьбу и покрыты серебром. При затяжке болтов такая конструкция создает надежный электрический контакт. Торец болта имеет шлиц для вворачивания его в стержень. В болте нарезают внутреннее резьбовое отверстие для контактного винта гибкой шины. Промежуточные гибкие шины, присоединяемые к обмотке возбуждения, набраны из медных полос толщиной 0,5 мм и расположены в специальных пазах хвостовика ротора. Шины изолированы стекломиканитом и закреплены стальными клиньями.

Гибкие шины, присоединяемые к контактным кольцам, размещены в пазах вала и закреплены стальными изолированными скобами, которые болтами привертывают к втулке (генераторы ТВ, ТВФ, ТВВ), или стальными клиньями (генераторы ТГВ), установ-

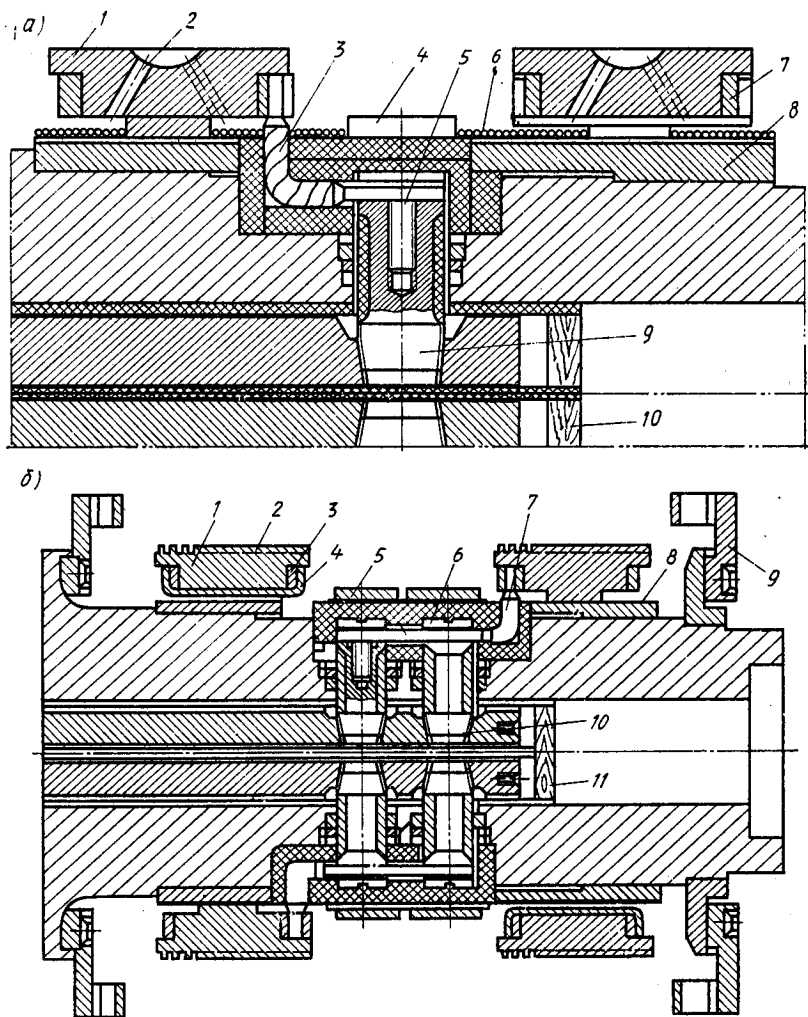


Рис. 3.27. Узлы контактных колец турбогенераторов:

a — ТВВ-165-2 (1 — контактное кольцо; 2 — канал; 3 — шина; 4 — скоба; 5 — винт контактный; 6 — бандаж; 7 — распределительное кольцо; 8 — втулка изоляционная; 9 — токоведущий болт; 10 — заглушка); *б* — ТВВ-320-2 (1 — контактное кольцо; 2 — винтовая нарезка; 3 — распределительное кольцо; 4 — перемычка; 5 — скоба; 6 — винт контактный; 7 — шина; 8 — втулка изоляционная; 9 — вентилятор; 10 — токоведущий болт; 11 — заглушка); *в* — ТГВ-200 (1 — накладка; 2, 3 — клинья стальные; 4, 7 — колодки стеклотекстолитовые; 5 — винт контактный; 6 — шайба; 8 — болт токоведущий; 9 — втулка уплотнительная; 10, 11 — гайки круглые)

ливаемыми в пазах средней части втулки. Токоподводы генераторов большой мощности отличаются числом токоведущих болтов и размерами их резьбы. Изолируют токоведущие болты теплостойкой резиной или стеклотекстолитовыми втулками.

Узел токоподвода должен быть газоплотным для предотвращения утечки водорода через токопроводящие болты обмотки возбуждения в центральное отверстие, откуда водород может проходить в окружающее пространство, либо непосредственно, либо через токоведущие болты контактных колец. Уплотнения устанавливают в виде резиновых шайб на токоведущих болтах со стороны контактных колец и со стороны обмотки возбуждения, а также в виде заглушек в центральном отверстии.

Контактные кольца. Изготавливают контактные кольца из стали, обладающей необходимой твердостью и износостойкостью, марок 50Г, ОХ1МАР, 45Х, 38ХН3МА. В генераторах ТВФ и ТВВ к торцам контактных колец болтами крепят медные кольца, которые соединяют между собой впаянными медными перемычками. Это позволяет равномерно распределить ток по окружности контактных колец. В мощных генераторах серий ТВВ и ТГВ последних выпусков для той же цели контактные кольца насаживают горячей посадкой на промежуточные бронзовые кольца с впаянными в них концами промежуточных гибких шин.

Рабочая поверхность контактных колец и их долговечность во многом зависят от температуры, которая не должна превышать 90—110°C. В генераторах серии ТВ2 для улучшения охлаждения на торцевых участках контактных колец делают прорезы шириной 15—20 мм, образующие лопажки центробежного вентилятора. В контактных кольцах генераторов серий ТВФ и ТВВ мощностью 165 и 200 МВт выполняют радиально-наклонные каналы (рис. 3.27, а).

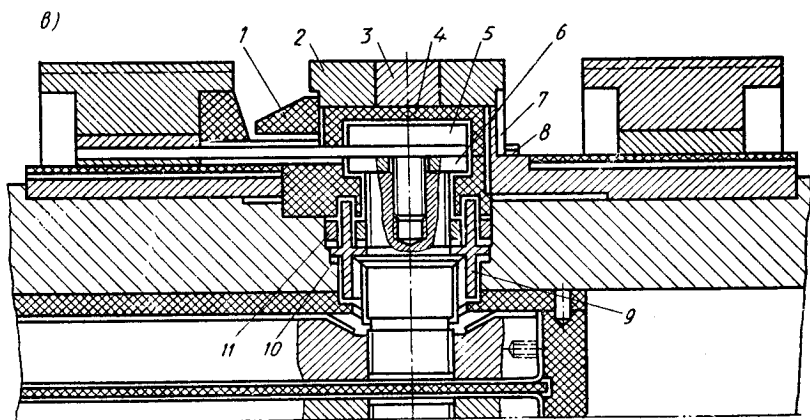


Рис. 3.27. Продолжение

В генераторах серии ТВВ мощностью свыше 200 МВт контактные кольца охлаждаются принудительно двумя центробежными вентиляторами, установленными на валу ротора с наружных сторон колец (рис. 3.27, б). В генераторах типа ТГВ для охлаждения за контактными кольцами установлен один вентилятор. Контактные кольца генераторов серии ТВМ охлаждаются водой.

Щетки. Нормальная работа скользящего контакта находится в прямой зависимости от качества щеток и щеткодержателей. Щетки должны быть мягкими, хорошо полирующими поверхность кольца, а щеткодержатели — обеспечивать равномерный нажим на щетку. Для срыва воздушного клина между контактными кольцами и щетками, ослабляющего контакт, в большинстве турбогенераторов на поверхности колец нарезают спиральные канавки шириной 3 и глубиной 6 мм. Плотность тока в щетках составляет 3—5,5 А/мм² для машин мощностью до 165 МВт и 7—9,5 А/мм² для турбогенераторов большей мощности. Щетки имеют стандартный размер 22×30×60 или 20×32×65 мм. Количество щеток на одно кольцо зависит от мощности генератора и может достигать 80 шт.

Мягкие щетки состоят из смеси меди с графитом. Они имеют небольшой коэффициент трения (до 0,15), низкое переходное напряжение, примерно 0,6—1,6 В на пару щеток, и малые электрические потери. Работу скользящего контакта характеризует искрение под щетками. Нормальным считается незначительное голубовато-белое искрение. Такой режим создается правильной регулировкой нажатия щеток и обязательным образованием «политуры» (оксидной графитированной пленки) на поверхности контактных колец. «Политура» возникает через несколько десятков часов работы генератора под нагрузкой. Рабочая поверхность колец при этом приобретает темно-серый оттенок и глянец. Слои «политуры» имеют явно выраженные полупроводниковые свойства, и его сопротивление зависит от направления тока. В результате падения напряжения на отрицательной щетке выше, чем на положительной, и контактные кольца изнашиваются с разной скоростью. В генераторах мощностью до 300 МВт применяют щетки марки ЭГ-4 для колец обеих полярностей. При эксплуатации полярность щеток периодически меняют для равномерного износа колец, которое не должно превышать 3—5 мм за 1000 ч работы. В турбогенераторах большой мощности устанавливают щетки, специально предназначенные для кольца положительной полярности (марки 611М на обогащенном графите) и для кольца отрицательной полярности (марки ЭГ-2АФ), пропитанные суспензией фторопласта.

Щеточный аппарат. Устанавливают щетки в специальные щеткодержатели, закрепленные на траверсе. В генераторах мощностью до 12 МВт траверсу крепят к наружному щиту изолированными шпильками (рис. 3.28, а). Траверса состоит из двух стальных шин с отверстиями для щеткодержателей. Отверстия выполнены овальными, что позволяет регулировать зазор между контактными коль-

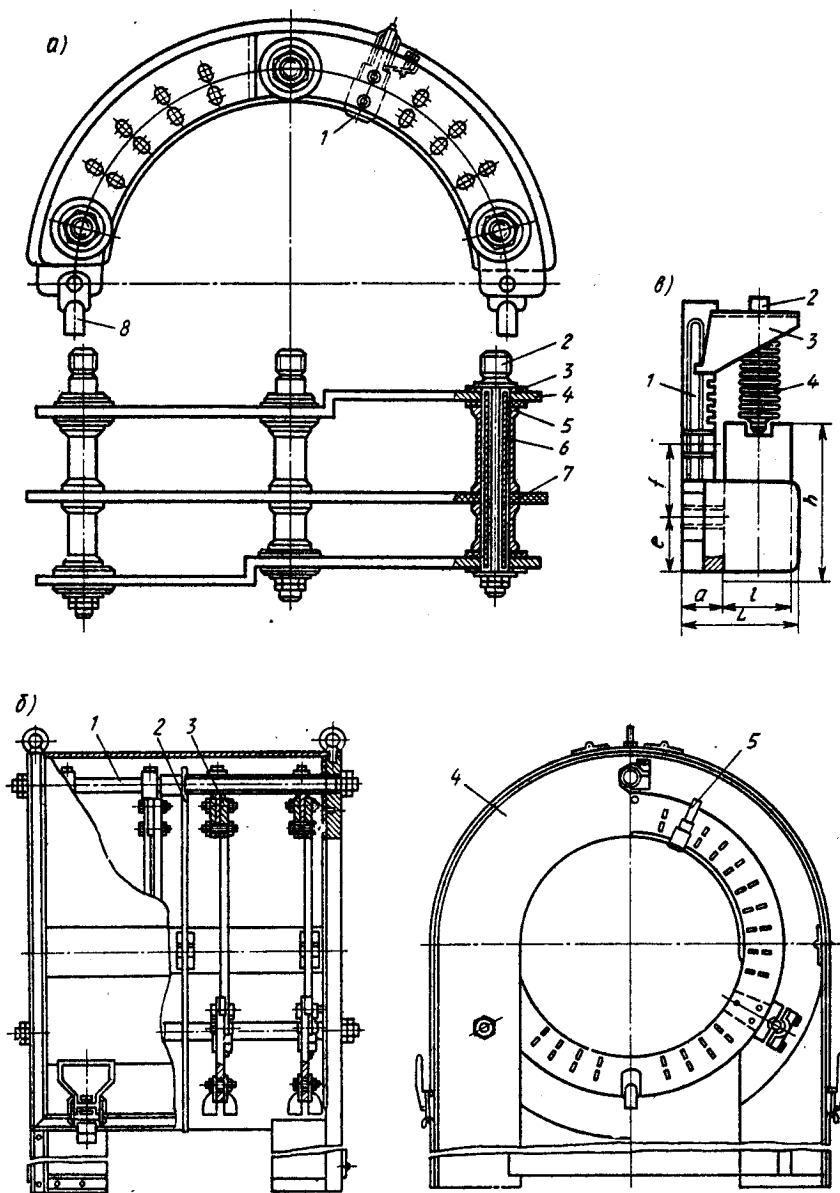


Рис. 3.28. Щеточный аппарат:

a — Т2-6-2 (1 — щеткодержатель; 2 — шпилька; 3 — изоляционная шайба; 4 — шина; 5 — распорная втулка; 6 — изоляционная втулка; 7 — изоляционный сегмент; 8 — кабельный накопчик); *б* — турбогенератор с вынесенными за подшипник контактными кольцами (1 — шпилька изолированная; 2 — перегородка изоляционная; 3 — шина медная; 4 — стойка стальная; 5 — щеткодержатель); *в* — щеткодержатель типа ДБ (1 — корпус; 2 — стержень; 3 — планка; 4 — пружина)

цом и щеткодержателем. Шины имеют изгиб, в результате чего щетки располагаются по всей ширине контактного кольца и его износ происходит равномерно по всей рабочей поверхности. Между шинами расположен изоляционный диск, предохраняющий щеточный аппарат от случайного короткого замыкания. К шинам присоединен кабель, подводящий постоянный ток от возбuditеля.

В турбогенераторах большой мощности щеточный аппарат устанавливают за подшипником либо на его специально расширенное основание, либо непосредственно на фундаментную плиту. Конструкция такого щеточного аппарата показана на рис. 3.28, б. Начиная с мощности 320 МВт и выше щеточный аппарат имеет по две шины на одно контактное кольцо.

В турбогенераторах применяют щеткодержатели типа ДБ. Такой щеткодержатель имеет нажимной механизм с цилиндрической пружиной и ступенчатым регулированием силы ее нажатия на щетку (рис. 3.28, в).

§ 3.7. Полумуфта

Вращающий момент от вала турбины к валу ротора турбогенератора передается через соединительную муфту. В турбогенераторах небольшой мощности валы соединяют жесткой муфтой, конструкция которой показана на рис. 3.30, а. Муфта состоит из двух частей (полумуфт), расположенных соответственно на концах валов турбины и ротора. Каждая полумуфта имеет фланец с отверстиями для стяжных болтов, диаметр и число которых определяются расчетом на прочность. Внутреннее отверстие полумуфты и конец вала имеют небольшую конусность. В холодном состоянии полумуфта не должна доходить до упорного буртика вала ротора на расстояние, определяющее значение натяга при горячей посадке. Насаживают полумуфту на вал нагретой до 200—220°С до упора в буртик. Только горячая посадка не может передать вращающий момент турбоагрегата, поэтому полумуфта и вал ротора имеют

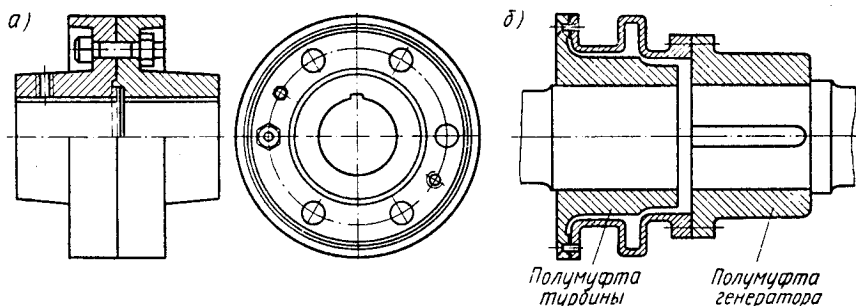


Рис. 3.29. Соединительные муфты:

а — жесткая; б — полуэластичная

шпоночное соединение. Клиновые шпонки, число и размеры которых зависят от передаваемого момента, вставляют в шпоночные канавки и закрепляют винтами. Жесткие соединительные муфты позволяют использовать в качестве второй опоры ротора подшипник турбины, что сокращает осевую длину турбоагрегата.

В турбоагрегатах большой мощности применяют гибкие полуэластичные муфты, в которых полумуфты соединяются через промежуточную гофрированную втулку (рис. 3.29, б), которая является основным звеном, передающим вращающий момент. Полуэластичные муфты допускают в небольших пределах непараллельность фланцев полумуфт и несовпадение их центров, что упрощает монтаж

линии вала турбоагрегата. В то же время такие муфты достаточно жестко связывают оба вала, так что они не могут иметь сколько-нибудь заметных угловых расхождений. Полуэластичные муфты позволяют также значительно уменьшить передачу вибрации с одного вала на другой и смягчают толчки при резких изменениях момента, особенно при однофазных коротких замыканиях. Полумуфты изготавливают из легированной стали марки 38ХНЗМА, а клиновые шпонки — из стали марки 38Х2Н2МА. Возбудители соединяют с валом ротора турбогенератора также эластичными полумуфтами.

При монтаже турбоагрегата валы турбины, ротора и возбудителя должны быть правильно центрированы, составляя плавную линию без изломов. Однако из-за статического прогиба валов торцы полумуфт оказываются непараллельными (рис. 3.30, а). Затяжка болтами полумуфт в таком положении приведет к возникновению недопустимых напряжений от изгибающего момента, линия вала будет иметь излом и турбоагрегат будет работать с повышенной вибрацией. Поэто-

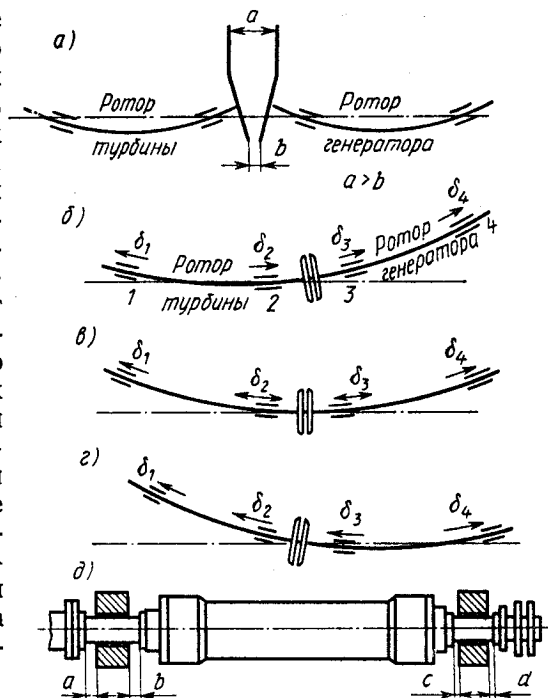


Рис. 3.30. Центровка валов турбоагрегата:
 а — горизонтальное расположение валов; б, в, г — расположения валов при различных способах центровки; д — положение шеек вала холодного ротора относительно вкладыша подшипника

му основной целью центровки является такая установка подшипников, при которой достигается параллельность торцов соединяемых полумуфт при совпадении осей их вращения. Линию вала турбоагрегата выверяют после окончательной установки турбины, положение которой является базой при монтаже. Чаще всего используют три вида установки ротора генератора (рис. 3.30, б—г), но в любом случае при правильной установке шейки валов в месте сопряжения должны иметь одинаковый уклон: $\delta_2 = \delta_3$. Нужное положение ротора достигается перемещением или подъемом фундаментной плиты подшипника генератора на стороне возбудителя. После окончания центровки в полумуфтах разворачивают отверстия и в них вставляют болты. При проведении центровки необходимо контролировать, чтобы шейки вала ротора лежали на вкладышах подшипников, а не на маслоуловителях. Зазоры между галтелями шеек и торцами вкладышей (рис. 3.30, д) должны быть установлены с учетом удлинения ротора при его нагреве. Тепловое расширение ротора происходит в сторону возбудителя. При полной нагрузке турбогенератора удлинение составляет примерно 1 мм на каждый метр длины вала ротора, поэтому в холодном состоянии зазоры по обе стороны каждого вкладыша не должны быть одинаковыми.

§ 3.8. Подшипники

Принципы работы. Подшипники турбогенератора воспринимают действие силы тяжести ротора, а также усилия, вызванные его небалансом и односторонним магнитным притяжением статора. Для турбогенераторов используют подшипники скольжения, которые при правильном расчете и уходе имеют неограниченную долговечность, малошумны и обладают демпфирующим действием. Недостатком таких подшипников по сравнению с подшипниками качения является повышенное начальное трение при пуске.

Основными элементами узла являются вращающаяся цапфа вала и неподвижный вкладыш подшипника. Вкладыш стальной, а его внутренняя поверхность, являющаяся поверхностью трения, выполнена из значительно более мягкого материала — баббита. Обычно для вкладышей турбогенераторов применяют бабит марки Б-83, представляющий собой сплав олова с 10—12% сурьмы и 5,5—6,6% меди.

Масло в подшипник подается через напорный патрубок, проходит через отверстие в стояке в нижнюю половину вкладыша, откуда попадает на шейку вала. Часть масла омывает и охлаждает поверхность шейки сверху, а другая часть масла увлекается в зазор между нижней половиной вкладыша и шейкой вала, создавая смазку. Отработавшее масло через спускные отверстия сливается в масляную камеру, откуда вытекает через сливной патрубок в маслоохладитель. Диаметр расточки вкладыша приблизительно в 1,002 раза больше диаметра шейки вала, в результате между ними образуется

клиновидный зазор. При вращении ротора частицы масла прилипают к поверхности цапфы вала. Благодаря вязкости эти частицы увлекают за собой соседние частицы в клиновидный зазор, и по мере приближения к острию клина давление масла повышается. При правильной форме клиновидного зазора начиная с определенной частоты вращения давление повышается настолько, что вал всплывает и отделяется масляной пленкой от неподвижной поверхности

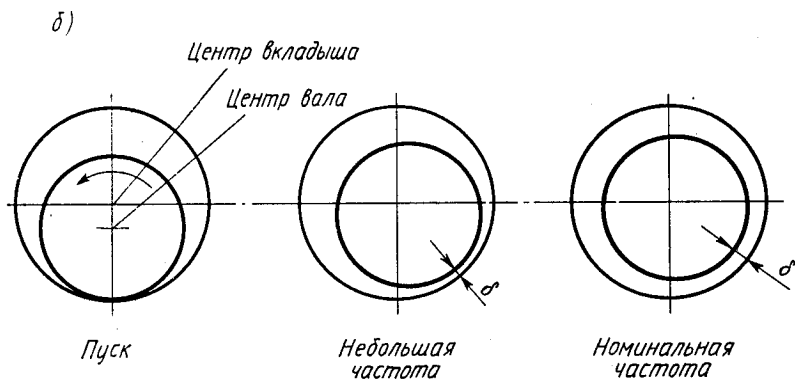
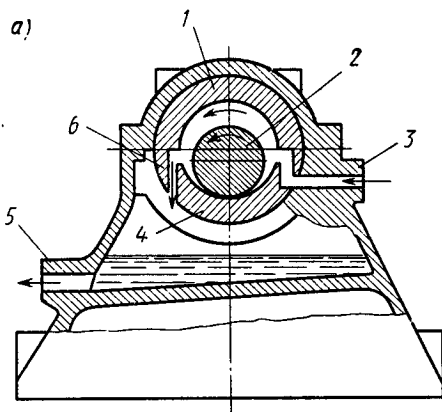


Рис. 3.31. Принцип работы подшипника скольжения:

a — схема циркуляции масла; *b* — положение цапфы вала ротора во вкладыше (1 — верхний полувкладыш; 2 — цапфа; 3 — наливное отверстие корпуса; 4 — нижний полувкладыш; 5 — спускное отверстие корпуса; 6 — спускное отверстие вкладыша; δ — толщина масляной пленки)

трения (рис. 3.31, б). При этом вал несколько смещается вбок. С ростом частоты вращения боковое перемещение сначала увеличивается, а затем уменьшается. Таким образом, в подшипнике скольжения создается чисто жидкостное трение. При недостаточ-

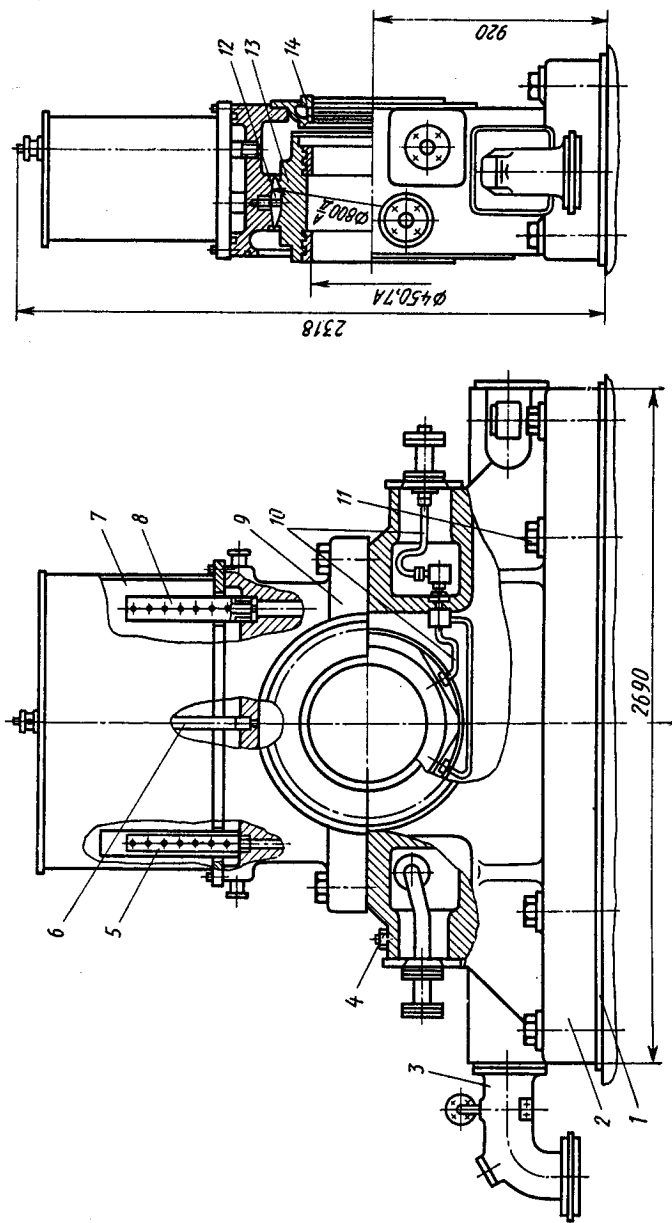


Рис. 3.32. Подшипник турбогенератора ТВВ-230-2 и ТВВ-500-2:

1 — изоляционная прокладка; 2 — корпус; 3 — сливной патрубок; 4 — наливной патрубок; 5 — трубка аварийной смазки подшипника возбудителя; 6 — отвод паров масла; 7 — резервный бак; 8 — трубка подвода масла к нижнему полувкладышу; 9 — крышка; 10 — трубки подачи масла для гидродождьема ротора; 11 — болт; 12 — стопорный винт; 13 — полувкладыш верхний; 14 — лабиринтное уплотнение

ной подаче масла или небольшой частоте вращения ротора будет иметь место «полужидкостное трение», а в начале разгона ротора — «полусухое трение», когда трущиеся поверхности находятся в соприкосновении друг с другом.

Для создания масляной пленки используется небольшое количество поступающего масла. Основная его часть служит для охлаждения подшипника. При чисто жидкостном трении материалы трущихся поверхностей значения не имеют. Однако при пуске, когда происходит полусухое или сухое трение, потери резко возрастают и возникают местные микрповреждения. Так как баббит значительно мягче стали цапфы, то все микрповреждения имеют место только на поверхности вкладыша и практически не ухудшают работу подшипника.

При пуске турбогенераторов большой мощности для получения жидкостного трения уже при трогании с места и сохранения тем самым поверхности вкладыша используется «гидроподъем ротора». С этой целью в нижней части вкладыша делают специальные углубления, куда под давлением 10 МПа подают масло, приподнимающее ротор и принудительно создающее слой смазки при пуске.

Конструкция подшипников. В генераторах серий Т2, ТВ2, ТВФ и ТВВ подшипник со стороны возбуждения стоякового типа с самоустанавливающимся вкладышем. Вкладыш со стороны турбины у таких генераторов находится, как правило, в одном корпусе с подшипником турбины. Стояк подшипника состоит из корпуса и крышки, отлитых из стали. Корпус обладает большой жесткостью как в направлении вертикальных сжимающих усилий, так и в боковых направлениях. Подшипники генераторов серии ТВВ мощностью 320 и 500 МВт имеют усовершенствованную конструкцию, повышающую их надежность и облегчающую монтаж (рис. 3.32). В корпусе подшипника отсутствует прилив для щеточного аппарата, который размещается на отдельной подставке. На верхней крышке установлен бак для резервного питания маслом подшипника при аварийных остановках генератора из-за неисправностей в системе смазки. Подшипник оборудован устройством для гидроподъема ротора при пусках. Со стороны возбудителя установлено лабиринтное уплотнение для предотвращения растекания масла вдоль вала из корпуса. На крышке подшипника установлена труба для выхода паров масла из корпуса в атмосферу. Стояк крепится к фундаменту болтами с фиксацией положения установочными шпильками. Аналогично крепится к стояку и крышка.

Вкладыш подшипника скольжения выполняют разъемным по горизонтальному диаметру. Разъем крышки подшипника делается несколько выше этого уровня для предупреждения вытекания масла. Соединение половин вкладыша производят болтами. На рис. 3.33 показана конструкция вкладышей турбогенератора со стороны возбудителя и со стороны турбины. Вкладыш со стороны возбудителя

имеет цилиндрическую расточку, а вкладыш со стороны турбины — овальную. При овальной расточке боковые зазоры увеличены, что обуславливает более резкое сужение масляного клина.

Баббит наносят на вкладыш методом центробежной заливки. Перед заливкой на внутренней поверхности стальных полувкладышей нарезают кольцевые выточки в форме ласточкина хвоста, пос-

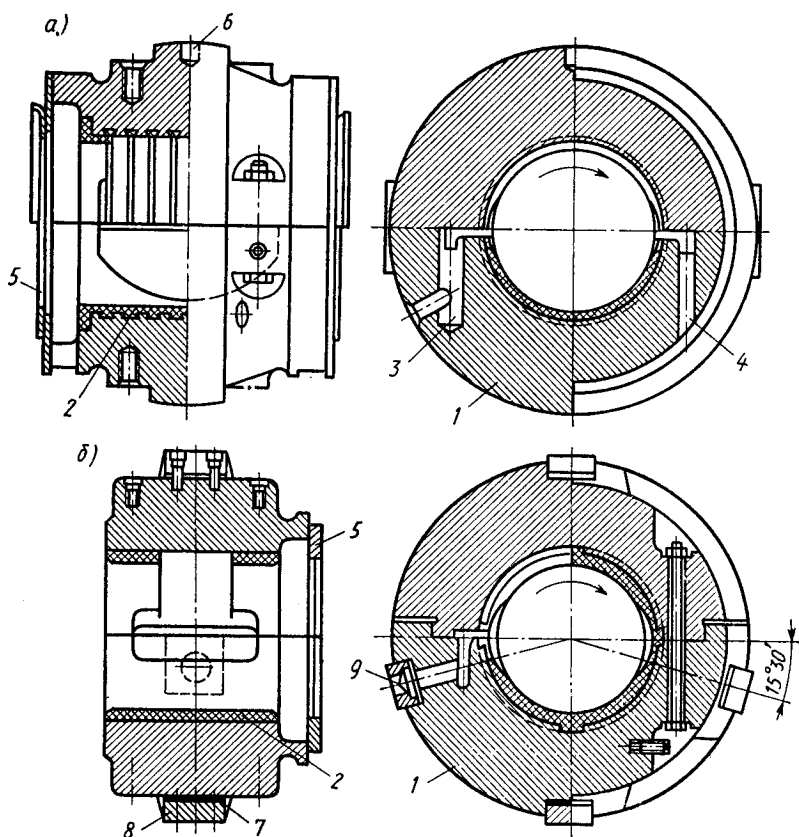


Рис. 3.33. Вкладыш подшипника:

a — со стороны возбuditеля; *б* — со стороны турбины; 1 — корпус; 2 — баббит; 3 — отверстия для входа масла; 4 — отверстие для выхода масла; 5 — маслозащитное кольцо; 6 — гнездо для стопорного винта; 7 — набор прокладок; 8 — опорная колодка; 9 — диафрагма

ле чего поверхность облуживают. Эти меры улучшают прочность сцепления баббита с корпусом вкладыша. В средней части верхнего полувкладыша в баббите делают кольцевую выточку для прохода охлаждающего цапфу масла. В нижнем полувкладыше выполняют в баббите клинообразные скосы для облегчения захода масла под

цапфу ротора. В месте стыка вкладышей фрезеруют продольные канавки, которые постоянно создают запас масла перед клиновидными щелями.

Поверхность прилегания вкладыша к стояку подшипника шаровая с центром на оси шейки вала. Это дает возможность вкладышу самоустанавливаться на небольшой угол соответственно положению оси цапфы, тем самым обеспечиваются равномерное распределение нагрузки по поверхности нижнего полувкладыша и наименьшие потери на трение. Чтобы вкладыш при работе машины мог самоустанавливаться, необходимо, чтобы между крышкой подшипника и верхним полувкладышем был зазор 0,03—0,08 мм. Нажим крышки на вкладыше не допускается. Для предохранения от проворачивания вкладыша относительно стояка в корпусе устанавливают стопорный винт, который входит в паз верхнего полувкладыша.

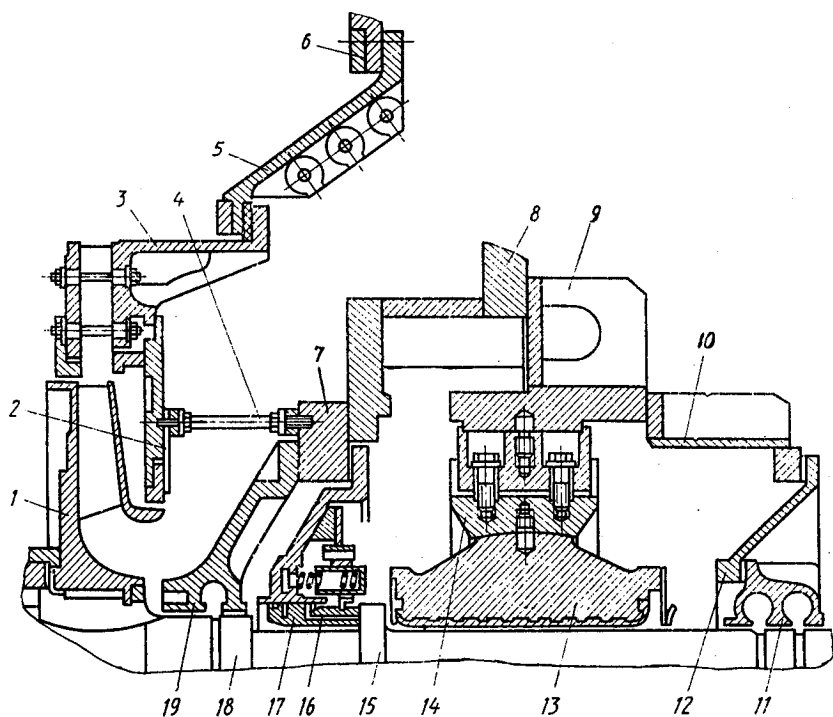


Рис. 334. Подшипник и уплотнение вала со стороны контактных колец турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300:

1 — компрессор; 2 — переднее уплотнение компрессора; 3 — диффузор; 4 — распорка; 5 — промежуточный щит; 6 — внутренний щит; 7 — промежуточная втулка; 8 — верхняя половина торцевой щита; 9 — крышка подшипника; 10 — промежуточный кожух; 11 — наружный маслоуловитель; 12 — щиток наружного маслоуловителя; 13 — вкладыш опорного подшипника; 14 — обойма опорного подшипника; 15 — упорный диск; 16 — вкладыш уплотнения; 17 — корпус уплотнения; 18 — вал ротора; 19 — внутренний маслоуловитель

Для уменьшения утечки масла из вкладыша к нему прикрепляют с обеих сторон маслозащитные кольца. Вкладыш со стороны турбины имеет маслозащитное кольцо только с одной стороны. В турбогенераторах типа ТГВ подшипники встроены в торцевые щиты. На рис. 3.34 показана конструкция подшипникового узла со стороны возбуждителя турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300.

Лабиринтные уплотнения подшипников изготавливают из силумина. Они представляют собой кольцевую камеру (рис. 3.35), на

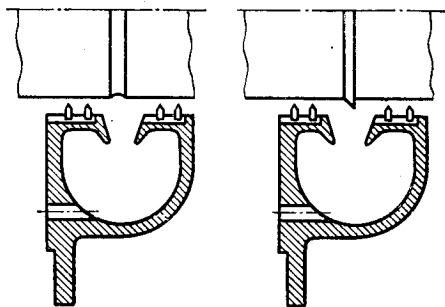


Рис. 3.35. Лабиринтное уплотнение вала

внутренней поверхности которой в специальных канавках расположены кольцевые латунные барьеры — «маслоотбойные ножи». На валу в зоне расположения уплотнения делают маслосбрасывающий уступ (гребешок) или канавку, которые разрывают масляную пленку и способствуют стеканию масла в камеру уплотнения. Лабиринтное уплотнение делают разъемным из двух половин. К торцам корпуса подшипника уплотнение крепят болтами с

установкой картонных прокладок. Камера нижней половины уплотнения имеет отверстие, через которое накапливающееся масло сливается в картер стояка подшипника.

Работа смазочной аппаратуры автоматически контролируется. При прекращении подачи масла срабатывает аварийная сигнализация и турбогенератор должен быть немедленно остановлен во избежание расплавления баббита вкладышей. Расход масла регулируется диафрагмой, установленной в напорном патрубке подшипника.

Подшипниковые токи. В работающем турбогенераторе имеет место небольшая несимметрия магнитного поля ротора, являющаяся следствием неравномерного зазора и несимметричного выполнения стыков отдельных сегментов активной стали. Несимметрия магнитного поля в каждый момент времени зависит от положения ротора относительно статора. При вращении ротора в замкнутом контуре ротор — подшипник — фундамент (рис. 3.36) возникает пульсация магнитного потока и наводится ЭДС, значение которой достигает нескольких, а иногда и десятков вольт. Если не предусмотреть конструктивных мер, то в замкнутом контуре будут протекать токи, называемые подшипниковыми. Эти токи повреждают шейку вала и вкладыш подшипника, так как в масляном слое между ними возникают электрические разряды, приводящие к эрозии поверхностей трения. Электрические разряды разлагают масло, ухудшая его качество. Для предотвращения протекания токов подшипник генератора со стороны возбуждителя и подшипники самого

возбудителя изолируют от фундаментной плиты прокладками из гетинакса (рис. 3.36, б). Все болты, которыми крепят стояки к фундаменту и установочные шпильки, а также фланцы труб изолируют от стояка. В генераторах серии ТГВ подшипник изолирован от корпуса

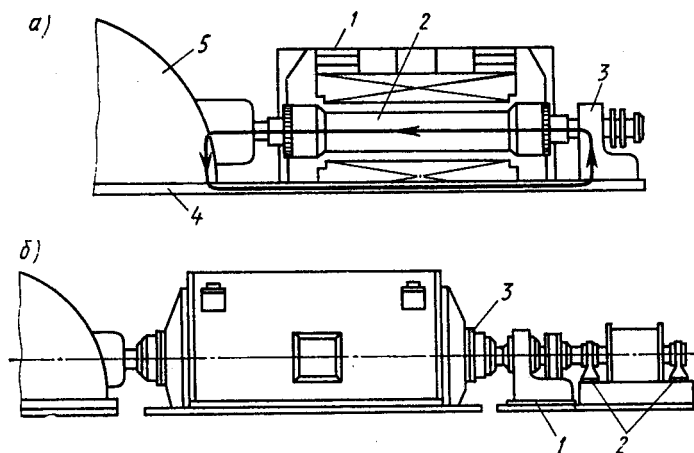


Рис. 3.36. Подшипниковые токи в турбогенераторе:

а — контур протекания токов (1 — статор; 2 — ротор; 3 — подшипник; 4 — фундаментная плита; 5 — корпус турбины); б — установка изолирующих прокладок (1 — под подшипником турбогенератора; 2 — под подшипниками возбудителя; 3 — в корпусе уплотнения вала)

стеклотекстолитовыми колодками, закрепленными между обоймой и корпусом подшипника.

Окончательную установку подшипника проводят в процессе центровки ротора генератора с ротором турбины.

§ 3.9. Уплотнение вала

Назначение и принцип работы. Утечка водорода через кольцевой зазор между валом ротора и торцевыми щитами в окружающее пространство предотвращается специальным уплотнением. Уплотнения вала бывают двух типов: торцевые и цилиндрические (кольцевые). Принцип их работы основан на создании встречного потока масла в узком зазоре между валом и неподвижным вкладышем уплотнения (рис. 3.37), запирающим выход водорода из корпуса статора. Превышение давления масла над давлением водорода составляет 0,05—0,09 МПа. Вкладыш уплотнения покрыт слоем баббита. В баббите сделана клиновидная разделка, благодаря которой, как и в подшипнике, создается масляный клин между валом и вкладышем. При номинальной частоте вращения в масляном слое развивается гидродинамическое усилие, которое вместе с гидростатическим усилием, создаваемым насосами маслоснабжения, отжимает вкладыш от вала.

В цилиндрических уплотнениях в качестве прижимающей силы используется только сила тяжести самого вкладыша. В уплотнениях торцевого типа прижимающее усилие может создаваться давлениями водорода, масла, пружинами. Равновесие между прижимающим и отжимающим усилиями наступает при номинальной частоте вращения при толщине масляного слоя 0,07—0,15 мм, обеспечивающей чисто жидкостное трение.

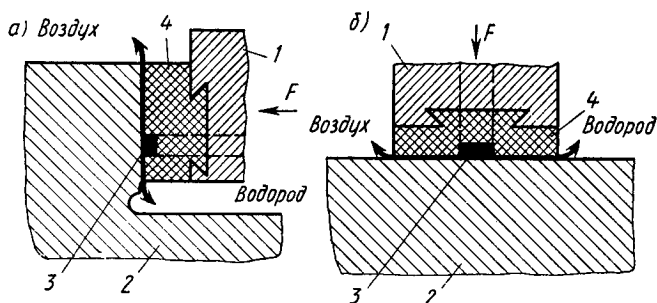


Рис. 3.37. Принцип работы уплотнения вала:

а — торцевого; б — цилиндрического; 1 — вкладыш уплотнения; 2 — вал ротора; 3 — поток масла; 4 — баббитовый слой вкладыша

Масло в уплотнении растекается как в сторону водорода, так и в сторону воздуха. Масло, текущее в сторону водорода, отдает некоторое количество содержащегося в нем воздуха, и, наоборот, поглощает водород. Уплотнения торцевого типа позволяют получить относительно малые утечки водорода из генератора, что имеет важное значение при повышенном давлении газа. Загрязнение масла водородом и воздухом также весьма незначительно из-за малых зазоров между валом и вкладышем. Однако монтаж торцевых уплотнений сложен, они чувствительны к тепловым расширениям вала и не допускают перерыва в снабжении маслом. В последнем случае возникает полусухое трение, которое приводит к выплавлению баббита и повреждению поверхности вала. Восстановление маслоснабжения, как правило, уже не позволяет возобновить нормальную работу уплотнения, т. е. неизбежна аварийная остановка генератора.

Уплотнения цилиндрического типа имеют больший зазор, чем торцевые. Толщина кольцевого зазора может составлять 0,1—0,3 мм. Следствием этого являются увеличенный расход масла и его загрязнение. Поэтому цилиндрические уплотнения требуют установки агрегата для вакуумной маслоочистки. Вместе с тем цилиндрические уплотнения проще в монтаже и эксплуатации, нечувствительны к тепловым перемещениям вала.

Большим преимуществом цилиндрических уплотнений является то, что они, как правило, не повреждаются при разрушении маслоснабжения. Как и в торцевых уплотнениях, водород при этом на-

чинает выходить через кольцевой зазор и срывает масляный слой. Возникает полусухое трение, однако, поскольку вкладыш соприкасается с валом лишь частью своей поверхности, потери на трение относительно невелики. Оседание вкладыша на вал может и не происходить, так как вес вкладыша соизмерим с усилием трения его о корпус. Баббит перегревается медленнее, и восстановление нормального маслоснабжения позволяет возобновить работу уплотнения. При этом износ баббитовой поверхности цилиндрического уплотнения приводит не к повышению температуры вкладыша (которая не должна превышать 75°C), а к ее понижению из-за увеличения расхода масла через зазор. Нечувствительность цилиндрических уплотнений к осевым перемещениям вала ротора особенно важна для генераторов большой мощности, где эти перемещения из-за теплового расширения относительно велики. Поэтому из-за высокой надежности в последние годы преимущественно применяют цилиндрические уплотнения. Модернизированные цилиндрические уплотнения, имеющие небольшой расход масла в сторону водорода и не требующие системы маслоочистки, устанавливают и в генераторах меньшей мощности при их ремонте.

Конструкция торцевых уплотнений. Торцевые уплотнения различных типов отличаются в основном способом прижатия вкладыша

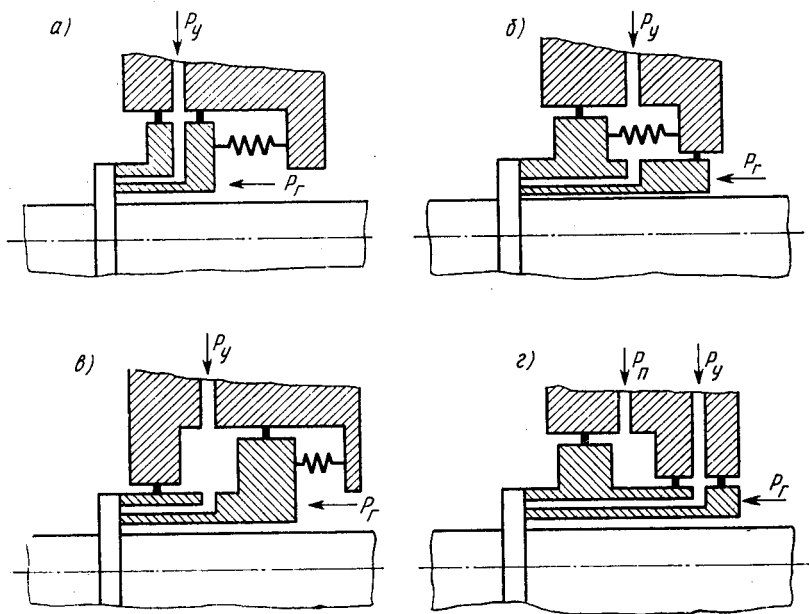


Рис. 3.38. Прижатие вкладыша торцевого уплотнения к упорному диску ротора: а — пружиной и газом; б — пружиной, газом и маслом; в — пружиной и газом — масло создает противодействие; г — газом и маслом; P_y , P_n , P_r — давления уплотняющего, прижимающего масла и газа

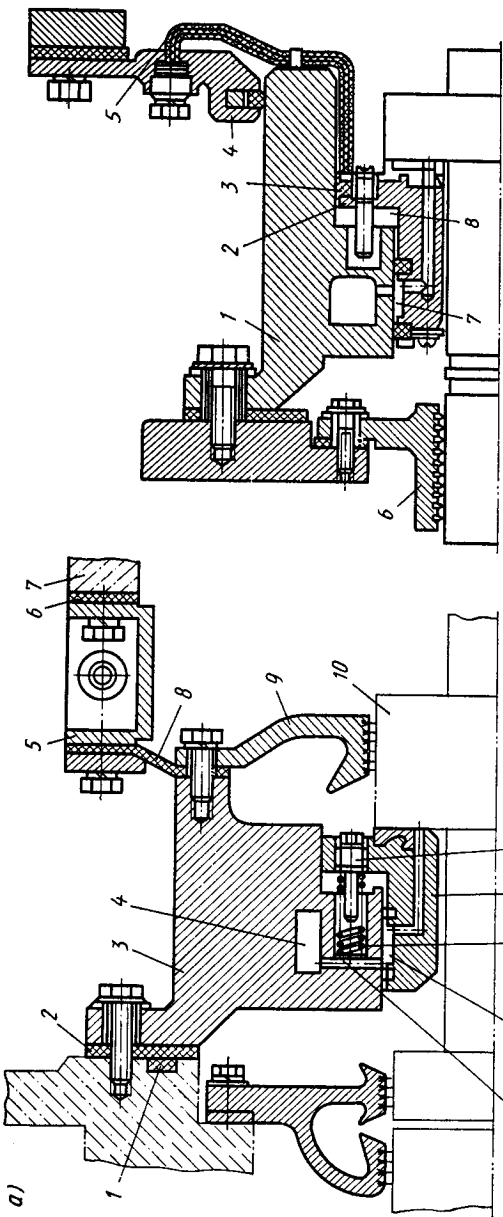
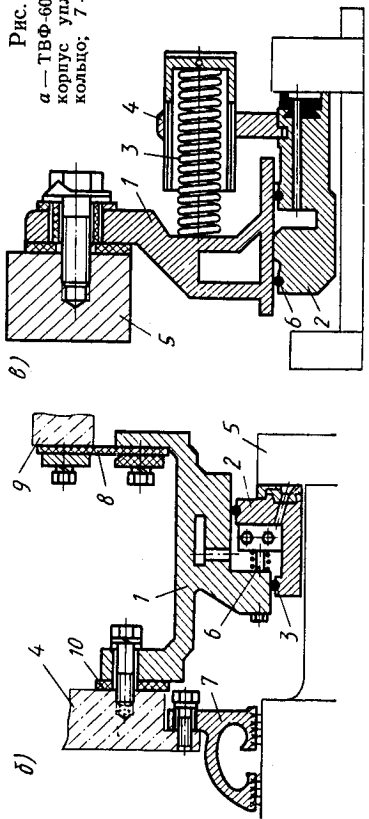


Рис. 3.39. Торцевые уплотнения турбогенераторов:

а — ТВФ-60-2 (1 — прокладка резиновая; 2, 6 — прокладки; 3 — корпус уплотнения; 4 — маслоразделяющая камера; 5 — приставное кольцо; 7 — крышка подшипника; 8 — диафрагма пластиковая; 9 — лабиринтное уплотнение; 10 — упорный диск ротора; 11 — регулировочный винт; 12 — вкладыш; 13 — пружина; 14 — камера уплотняющего масла; 15 — радиальное отверстие); б — ТВВ-165-2 (1 — корпус (обойма) уплотнения; 2 — вкладыш; 3 — резиновое кольцо; 4 — щит генератора; 5 — упорный диск ротора; 6 — пружина; 7 — маслоуловитель; 8 — пластиковая диафрагма; 9 — крышка подшипника; 10 — прокладка изоляционная; 11 — ТВВ-200 (1 — корпус (обойма) уплотнения; 2 — вкладыш; 3 — пружина; 4 — упорное кольцо; 5 — щит генератора; 6 — кольцо резиновое); 2 — ТВВ-320-2 (1 — корпус уплотнения; 2 — вкладыш; 3 — кольцо резиновое; 4 — кольцо сальника; 5 — корпус сальника; 6 — маслоуловитель; 7 — камера уплотняющего масла; 8 — камера прижимающего вкладыша масла)



ша к упорному диску ротора. В генераторах ТВ-60-2, ТВФ-60-2, ТВФ-120-2, ТГВ-200, ТГВ-300 прижимающее усилие создается давлениями пружин и газа на тыльную часть вкладыша (рис. 3.38, а); в генераторах ТВ2-30-2, ТВВ-165-2 — давлением пружин, газа и масла (рис. 3.38, б); в генераторах ТВВ-200-2, ТВФ-60-2, ТВФ-100-2 — давлением пружин и газа, а давление масла направлено в противоположную сторону, действуя на специальную торцевую поверхность вкладыша в направлении от упорного диска (рис. 3.38, в); в генераторах ТВВ-200-2, ТВВ-320-2 общее усилие создается давлением газа и масла (рис. 3.38, г).

Продольные разрезы уплотнений генераторов показаны на рис. 3.39. Корпус уплотнения крепится с одной стороны жестко к наружному щиту статора, а с другой — к корпусу подшипника. В конструкции уплотнения генераторов ТВВ-320-2, ТВВ-500-2 крепление к стояку отсутствует, а пространство между корпусом подшипника и корпусом уплотнения закрыто кольцевым щитком. Стальной вкладыш, залитый баббитом, имеет возможность перемещаться вдоль оси вала. Для этого между вкладышем и корпусом установлены уплотняющие резиновые кольца. Масло под давлением подается в напорную камеру и затем через отверстия во вкладыше поступает в кольцевую канавку, проточенную в баббитовой заливке. Большая часть масла, прошедшая уплотнение, идет на слив в сторону воздуха и затем в главный масляный бак. Меньшая часть (центробежные силы действуют против течения масла в этом направлении) сливается в сторону водорода и поступает в гидравлический затвор, обеспечивающий слив масла в главный масляный бак и одновременно предотвращающий выход водорода в атмосферу.

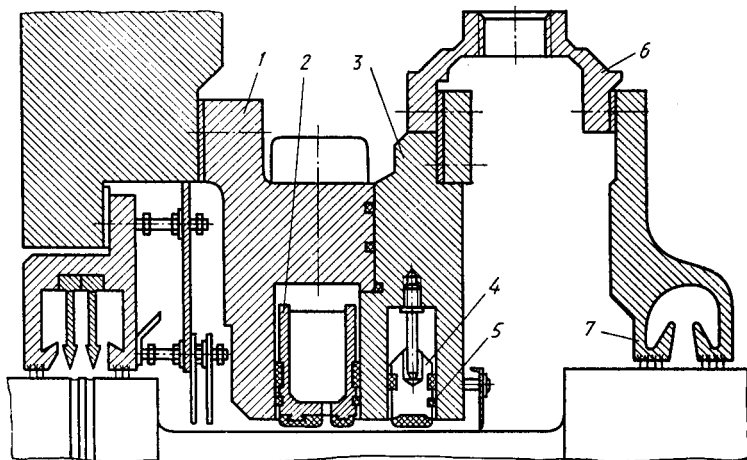


Рис. 3.40. Кольцевое уплотнение вала турбогенератора ТВВ-500-2:

1 — корпус внутренний; 2 — вкладыш уплотняющий; 3 — корпус наружный; 4 — вкладыш компенсирующий; 5 — шнур резиновый; 6 — камера слива масла; 7 — маслоуловитель наружный

Упорный диск выточен на валу ротора и составляет с ним одно целое. Попадание масла в корпус статора предотвращается установкой маслоуловителей. Несмотря на это, во многих генераторах обмотка статора замасливалась в процессе эксплуатации из-за конденсации горячих паров масла. Поэтому на некоторых машинах был введен отсос паров масла, что значительно снизило попадание масла внутрь статора. Торцевые уплотнения генераторов типа ТГВ расположены в картере торцевого щита (см. рис. 3.34). Корпус уплотнения прикреплен к промежуточной втулке. Вкладыш имеет специальное упорное кольцо, через которое передается давление пружин на вкладыш.

Конструкция цилиндрических уплотнений. С цилиндрическими уплотнениями выполнены генераторы типа ТВВ мощностью 500 МВт и выше, а также генераторы типа ТГВ-500 и ТГВ-200М. Цилиндрическое уплотнение генератора ТВВ-500-2 (рис. 3.40) крепят к щиту статора. Корпус уплотнения состоит из двух частей и имеет две независимые кольцевые полости. Во внутреннем корпусе находится основной уплотняющий вкладыш, а в наружном корпусе — компенсирующий вкладыш меньшего размера.

Масло подается в полость над основным кольцевым вкладышем, затем через радиальные каналы попадает в кольцевую канавку в баббитовом слое, откуда движется в зазор между вкладышем и валом в обе стороны от канавки. В кольцевую полость над компенсирующим вкладышем также подается масло, но под несколько меньшим давлением. В результате главная часть масла из основного уплотняющего вкладыша движется в сторону водорода. По обеим сторонам цилиндрического уплотнения установлены маслоуловители. Масло, движущееся в сторону водорода, сливается и поступает на маслоочистку. Масло, выходящее в сторону воздуха, поступает в систему маслоподачи.

Цилиндрические уплотнения генератора ТГВ-500 размещены в коробах крайних частей статора. Уплотнение состоит из стальной обоймы (рис. 3.41), которая крепится к корпусу подшипника генератора через изоляционную резиновую прокладку. Болты обоймы также изолированы. Камера для вкладыша создается наружным стальным

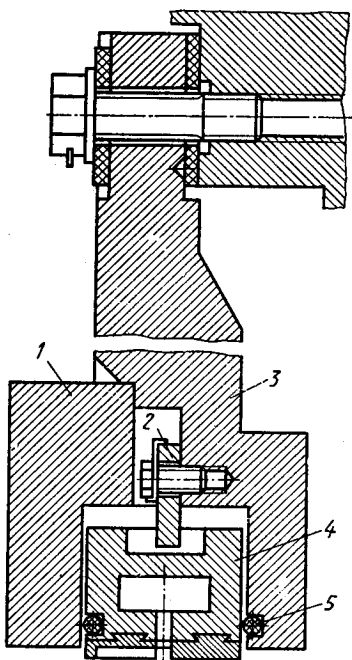


Рис. 3.41. Кольцевое уплотнение вала турбогенератора ТГВ-500:

1 — кольцо наружное; 2 — стопор;
3 — обойма; 4 — вкладыш; 5 — шнур резиновый

кольцом, прикрепленным к торцу обоймы. Вкладыш и обойма выполнены разъемными по горизонтальному диаметру. В баббитовой заливке вкладыша сделана специальная разделка для создания устойчивой масляной пленки. С обоих торцов вкладыш уплотнен резиновым шнуром. Уплотняющее масло подается в кольцевой канал и поступает через радиальные отверстия в зазор между вкладышем и валом.

Глава 4

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И УСТРОЙСТВА ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

§ 4.1. Газоснабжение турбогенераторов

Охлаждение статора и ротора водородом обеспечивается системой газоснабжения, которая автоматически поддерживает номинальное давление газа, восполняет утки, позволяет контролировать чистоту и температуру водорода.

Автоматическое пополнение водорода происходит с таким расчетом, чтобы его содержание не опускалось ниже 97%. Образование гремучей смеси должно быть предотвращено и при замене в генераторе водорода на воздух или наоборот. С этой целью в качестве промежуточной среды используют углекислый газ (иногда азот). Таким образом, система газоснабжения состоит из трех частей: водородной, углекислотной и сжатого воздуха. Вся сеть газовой системы выполняют из стальных цельнотянутых труб со сварными соединениями, специальными газовыми вентилями и кранами. Фланцевые соединения уплотняют маслупорной резиной. Горизонтальные участки труб не имеют петель и устанавливаются с уклоном 2—3° для слива конденсирующейся в них жидкости. Если петля избежать не удастся, то в самых низких точках встраивают дренажные краны.

Принципиальная схема газовой системы турбогенераторов серии ТВВ мощностью 165—320 МВт показана на рис. 4.1. Газовое хозяйство турбогенераторов других типов в целом выполнено аналогично. Газ вводится и удаляется из корпуса статора через две распределительные трубы (верхнюю и нижнюю). Верхняя труба расположена горизонтально над магнитопроводом и служит для подачи через многочисленные отверстия водорода или воздуха. Нижняя труба расположена под статором. Через нее подводится углекислота и отводятся скапливающиеся на дне корпуса вода и масло.

Питание схемы водородом осуществляется централизованно от электролизерной установки или от баллонов, снабженных редукторами высокого давления. До нужного значения давление газа понижается и автоматически поддерживается редуктором, установ-

ленным на выходе водородного коллектора. Влажность водорода в корпусе не должна превышать 85%, поэтому в схему обязательно вводят осушитель водорода, заполненный адсорбентом — силикагелем, влагоемкость которого составляет 70 г воды на 1000 г силикагеля. Восстанавливают свойства силикагеля периодической продувкой горячего воздуха через отключенный от схемы осушитель. Пе-

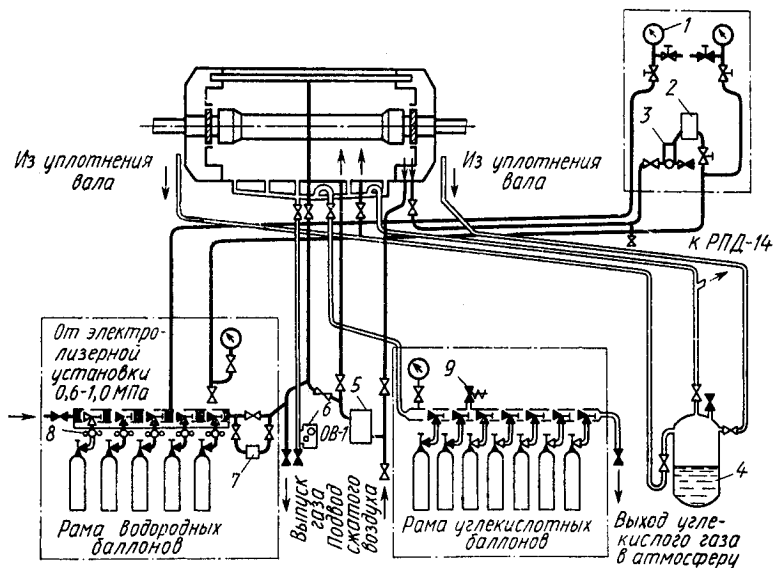


Рис. 4.1. Схема газоснабжения турбогенераторов серии ТВВ мощностью 165—320 МВт:

1 — манометр; 2 — приемник газоанализатора; 3 — блок регулирования и фильтрации; 4 — гидрозатвор торцевых уплотнений; 5 — осушитель водорода; 6 — указатель жидкости индуктивный; 7 — редуктор давления; 8 — редуктор высокого давления; 9 — клапан предохранительный

ред продувкой и после нее через осушитель пропускают сначала углекислый газ. Подключен осушитель параллельно схеме вентиляции генератора на разность давлений до и после вентилятора. Таким образом, в осушитель отбирается непрерывно часть водорода, но только при вращении ротора. Чистоту водорода контролируют автоматическим газоанализатором, который измеряет содержание водорода в газовой смеси и дает сигнал при содержании ниже 97%. Расход смеси через газоанализатор, регулировка и очистка ведутся с помощью блока регулировки и фильтрации. Газоанализатор, как и осушитель, включен на разность давлений до и после вентилятора. Анализируемая газовая смесь из газопровода через редукционный вентиль, контрольный фильтр и индикатор расхода поступает в приемник газоанализатора и затем направляется обратно в систему или выбрасывается в атмосферу. Следовательно,

газоанализатор способен измерять чистоту газа как при вращающемся, так и при неподвижном роторе.

Указатель присутствия жидкости в корпусе статора расположен под генератором и с помощью трубы соединен с нижней точкой корпуса (нижней распределительной трубой). Датчиком указателя служит стальной поплавок, который при появлении жидкости поднимается и уменьшает тем самым немагнитный зазор в катушке датчика. Это приводит к увеличению ее индуктивного сопротивления, в результате чего ток в последовательно соединенном с катушкой реле уменьшается, контакты реле замыкаются, включая сигнал о наличии в генераторе жидкости.

Углекислотная часть газового хозяйства состоит из коллектора, к которому присоединены баллоны с углекислотой, предохранительного клапана и манометра. Предохранительный клапан предназначен для предотвращения увеличения давления в газопроводе до недопустимого значения. Соединен углекислотный коллектор с нижней распределительной трубой корпуса статора.

Заполнение генератора водородом производят следующим образом. Вводят в работу масляную систему уплотнений вала ротора, а в схеме газоснабжения создают видимый разрыв в трубопроводе сжатого воздуха к газовому посту управления. Из баллонов в корпус подают углекислый газ. Так как углекислый газ в 1,52 раза тяжелее воздуха, то он заполняет снизу объем генератора и постепенно вытесняет воздух через распределительную трубу. После вытеснения воздуха углекислым газом в верхнюю распределительную трубу подают водород, который заполняет статор начиная сверху. Углекислый газ вытесняется из корпуса через нижнюю распределительную трубу и выбрасывается через газовый пост в атмосферу. Пост управления газовым хозяйством расположен на отметке «0» машинного зала, под генератором. По окончании заполнения генератора водородом продувают все трубы соединения с газовым постом, а также бак гидравлического затвора масляных уплотнений. При заполнении генератора воздухом вначале вытесняют водород углекислым газом, а затем воздухом вытесняют углекислоту. Воздух подают от компрессора через фильтр-осушитель, заполненный силикагелем.

В турбогенераторах мощностью 500 МВт серий ТВВ и ТГВ чистота газа контролируется газоанализатором не только в корпусе, но и в дренажных линиях коробки выводов, центральной и концевой частях генератора со стороны турбины. Вместо осушителя водорода с силикагелем установлено холодильное устройство с испарительным аппаратом. Предусмотрена подача углекислого газа в кожухи шинопроводов и картеры подшипников.

§ 4.2. Система водяного охлаждения

Непосредственное охлаждение обмотки статора водой осуществляется по замкнутому контуру. Систему водоснабжения выполняют

из некорродирующих материалов и заполняют дистиллятом. К системе водоснабжения предъявляют следующие требования: длительное сохранение дистиллятом высокого удельного сопротивления; герметичность, особенно в корпусе статора; отсутствие загрязнений и связанной с этим потери проходимости каналов обмотки.

Удельное сопротивление дистиллята должно быть не менее $50 \cdot 10^3$ Ом·см. При сопротивлении ниже этого значения генератор должен быть отключен от сети, если сопротивление не удастся восстановить путем замены части дистиллята свежим. В противном случае повышение токов утечки приведет к электрическому пробую через шланги.

Обычно дистиллят получают путем химического обессоливания воды. Он сохраняет высокое удельное сопротивление только при отсутствии контакта с воздухом, иначе дистиллят насыщается кислородом, углекислотой и его сопротивление может снизиться приблизительно в 10 раз. С повышением температуры удельное сопротивление дистиллята, являющегося электролитом, уменьшается. Несмотря на периодическую замену, дистиллят содержит 40—150 мкг/л меди. Это вызвано тем, что заполнение и подпитка системы охлаждения производятся из баков, сообщающихся с атмосферой, что приводит к увеличению содержания в дистилляте кислорода и углекислоты.

Насыщенный кислородом и свободной углекислотой дистиллят вызывает коррозию меди проводников и быстрое дополнительное снижение электрического сопротивления. Резкое увеличение коррозии происходит и при возрастании скорости движения дистиллята, так как при этом усиливается контакт поверхности меди с кислородом. Коррозия меди приводит к быстрому снижению удельного сопротивления дистиллята и повышению его растворяющей способности. Основной мерой по поддержанию высоких диэлектрических свойств дистиллята в эксплуатации является его очистка от ионов меди и свободной углекислоты.

В процессе работы турбогенератора внутренние поверхности фторопластовых шлангов для подвода (и отвода) воды к обмотке покрываются трудноудаляемым шламом, состоящим из меди, железа, масла и органических веществ. Шлам снижает поверхностное пробивное напряжение шлангов с 4—6 до 1—1,3 кВ/см.

Попадание ферромагнитных частиц из трубопровода в элементарные полые проводники опасно не только из-за возможного уменьшения проходного сечения канала, но и вследствие возможного повреждения стенок проводника при вибрации частиц в магнитном поле. Для улавливания ферромагнитных частиц в системе водоснабжения устанавливают магнитные фильтры.

В результате нарушения герметичности системы водяного охлаждения водород попадает в обмотку, так как давление дистиллята в обмотке меньше давления водорода. При обратном соотношении давлений вода вытекала бы из шлангов на обмотку статора, что не-

допустимо. Попадание водорода может привести к уменьшению расхода дистиллята через стержень и его перегреву, поэтому в системе должен осуществляться контроль за присутствием водорода в дистилляте.

На рис. 4.2 представлена принципиальная схема водоснабжения турбогенератора. Необходимый для циркуляции напор создается насосом центробежного типа с приводом переменного тока.

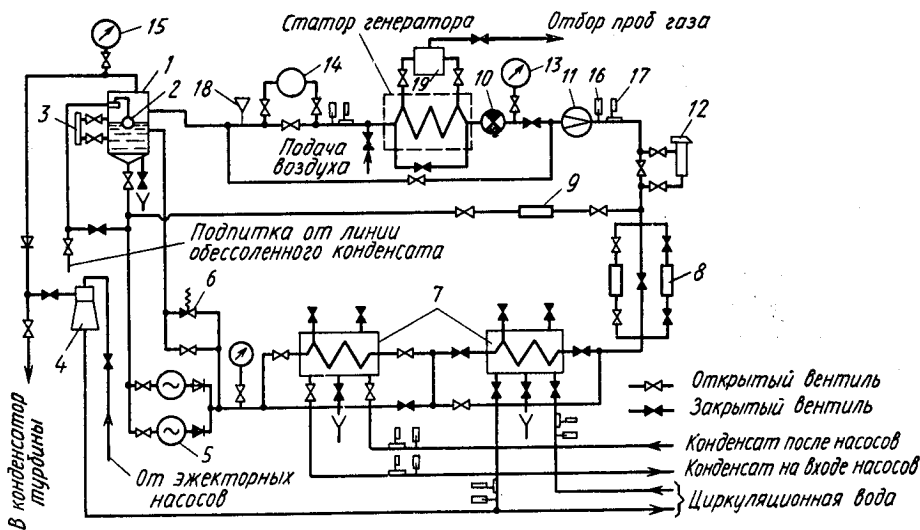


Рис. 4.2. Схема водоснабжения турбогенератора типа ТВВ:

1 — расширительный бак; 2 — регулятор уровня; 3 — реле уровня; 4 — эжектор; 5 — насос; 6 — предохранительный клапан; 7 — теплообменник; 8 — фильтр; 9 — ионообменный фильтр; 10 — магнитный фильтр; 11 — измерительная шайба; 12 — солемер; 13 — электроконтактный манометр; 14 — струйное реле; 15 — вакуумметр; 16 — ртутный термометр; 17 — термометр сопротивления; 18 — термосигнализатор; 19 — газовая ловушка

В схеме установлен также резервный насос, который включается автоматически при рабочем давлении ниже определенного значения или при аварийном отключении рабочего насоса. Для предохранения напорной магистрали и обмотки статора от опасного повышения давления на напорном коллекторе насосов установлен предохранительный клапан, который при давлении 0,6 МПа срабатывает и перепускает дистиллят в линию всаса насоса. Из напорной линии насоса дистиллят поступает в водо-водяной теплообменник (второй теплообменник в схеме — резервный). Отвод теплоты в рабочем теплообменнике производится конденсатом от насосов турбины, а в резервном — подачей технической воды от циркуляционных водоводов.

После теплообменников установлены два сетчатых фильтра: один — рабочий, другой — резервный. Пройдя механический

фильтр, поток дистиллята разделяется на два. Основная часть дистиллята проходит через измеритель расхода (измерительную шайбу), магнитный фильтр и поступает в напорный коллектор обмотки статора. В магнитном фильтре дистиллят движется между полюсами магнитов и случайные ферромагнитные частицы притягиваются к ним. На отрезке трубопровода между механическим фильтром и измерителем расхода установлен датчик солемера. Давление дистиллята перед входом в обмотку контролируется электроконтактным манометром.

Вторая часть потока (5—10% общего расхода дистиллята) пропускается через ионообменный фильтр минуя обмотку статора. Нагретый дистиллят из сливного коллектора статора поступает в расширительный бак. Сигнализация о прекращении протекания дистиллята на выходе из обмотки производится струйным реле. К верхним точкам сливного и напорного коллекторов подключена газовая ловушка, предназначенная для контроля появления водорода в дистилляте. Температура дистиллята на входе и выходе из обмотки измеряется ртутными термометрами и термометрами сопротивления. Сигнализация о температуре выше допустимого значения осуществляется термосигнализатором.

В расширительном баке дистиллят разбрызгивается на встроенной решетке. Выделяющиеся при этом из дистиллята газы отсасываются в конденсатор турбины. Расширительный бак имеет регулятор поплавкового типа, позволяющий автоматически восполнять потери дистиллята из линии обессоленного конденсата. Бак также оборудован реле для сигнализации о предельных уровнях дистиллята. Разрежение в расширительном баке измеряется вакуумметром. Устанавливают расширительный бак на 5 м выше водяного коллектора обмотки статора, и в случае кратковременного перерыва в подаче дистиллята пополнение системы происходит из расширительного бака.

В турбогенераторах с водяным охлаждением ротора действует единая схема подачи охлаждающей воды к обмотке статора и ротора, принципиально не отличающаяся от приведенной схемы. Особенности обусловлены лишь необходимостью подачи воды во вращающийся ротор, а также большими центробежными усилиями, действующими в роторе на дистиллят. На выходе из обмотки ротора дистиллят содержит значительно больше ионов меди, чем дистиллят, вытекающий из обмотки статора. Поэтому установка ионообменных фильтров в системе охлаждения ротора обязательна.

§ 4.3. Система маслоснабжения

Масляное хозяйство турбогенераторов имеет различные варианты исполнения, отличающиеся по числу потоков масла, включению демпферного бака и других устройств. Для обеспечения высокой надежности работы генератора во всех схемах, как правило, пре-

дусматривают двойное резервирование непрерывной подачи масла. В схемах маслоснабжения турбогенераторов мощностью 200 МВт и менее циркуляция масла создается инжектором. Резервным является насос с электроприводом переменного тока, а аварийным — насос с приводом постоянного тока. Для турбогенераторов большей мощности в качестве напорного элемента используют маслонасос с электродвигателем переменного тока, резервный и аварийный маслонасосы имеют электроприводы, как и в предыдущем случае.

Опыт эксплуатации показал, что и при двойном резервировании возможен отказ всех источников маслоснабжения. Это приводит к необходимости отключения турбогенератора. Требуемая надежность маслоснабжения торцевых уплотнений при кратковременных перерывах достигается установкой демпферного бака, позволяющего быстро резервировать подачу масла. Основное назначение такого бака — поддержание нормального перепада давлений масла и газа при переключении маслонасосов, а также при остановке генератора в случае отказа всех источников маслоснабжения. В системах маслохозяйства турбогенераторов типов ТВФ и ТВВ схема включения демпферного бака, как правило, параллельна схеме циркуляции масла, а в турбогенераторах типа ТГВ с уплотнениями торцевого типа — последовательна. При параллельной схеме включения демпферного бака перепад давлений масла и водорода несколько понижается из-за потерь давления в трубопроводе. Эти потери могут быть существенными в холодное время года, поскольку при нормальной работе схемы масло через бак не проходит, температура масла снижается, а вязкость увеличивается. Кроме того, переход от неподвижного состояния масла в трубопроводе к движению с номинальной скоростью происходит не мгновенно, что также приводит к кратковременному понижению давления. Последовательная схема включения, при которой через демпферный бак постоянно проходит поток масла, этими недостатками не обладает; недостатком схемы является значительная площадь соприкосновения масла с водородом.

Торцевым уплотнениям, изображенным на рис. 3.38, *а—в*, соответствуют однопоточные схемы маслоснабжения, а на рис. 3.39, *г* — двухпоточные схемы, в которых предусмотрен отдельный подвод уплотняющего и прижимающего масла. Слив масла во всех схемах с торцевыми уплотнениями происходит в два потока. Один поток, выходящий в уплотнении в сторону водорода и загрязненный им, сливается в бачок продувки, откуда выделяющийся водород удаляется в атмосферу. Основной поток масла, проходящий в уплотнении в сторону воздуха, стекает в воздухоотделительный бачок.

На рис. 4.3 приведена двухпоточная схема маслоснабжения турбогенератора ТВВ-500-2 с последовательно включенным демпферным баком. Масло забирается из главного масляного бака и

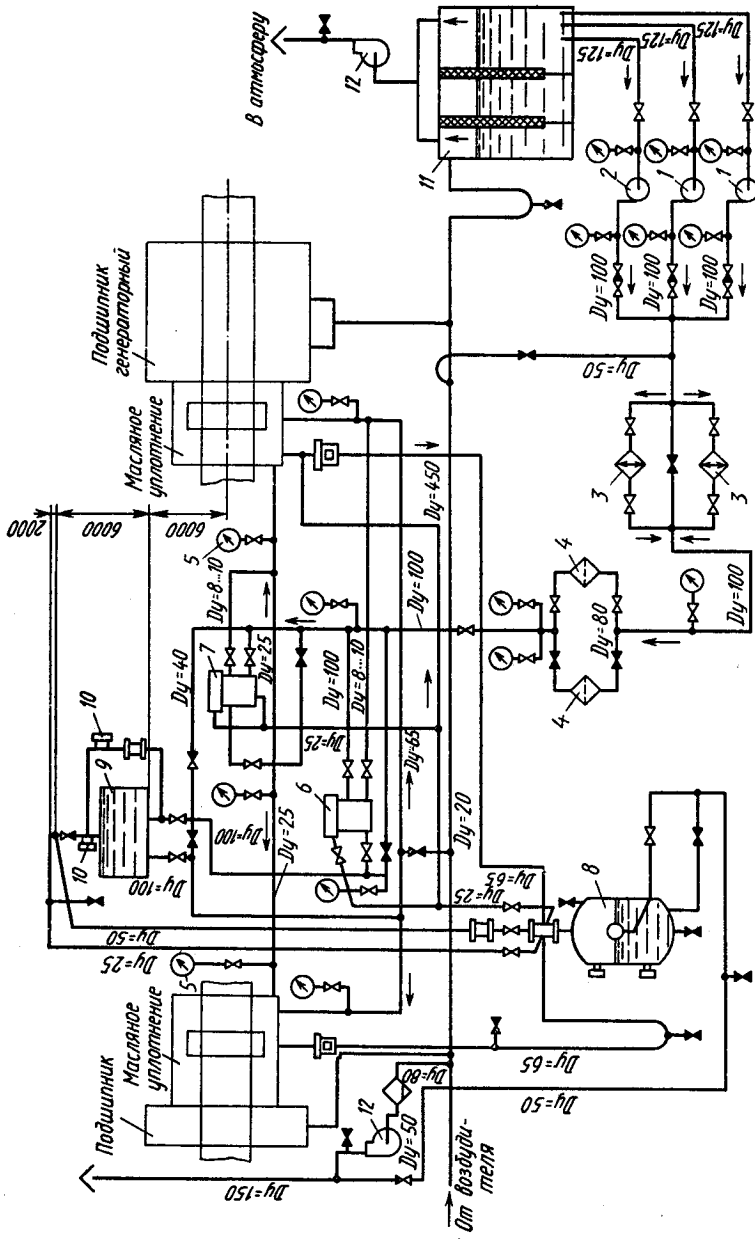


Рис. 4.3. Схема маслоснабжения турбогенератора ТВВ-500-2:

1 — масляное с приводом переменного тока; 2 — масляное с приводом постоянного тока; 3 — маслоохладитель; 4 — фильтры; 5 — электродатчик манометр; 6 — регулятор перепада давления; 7 — регулятор перепада давления; 8 — бак демпферный; 9 — бак демпферный; 10 — указатели гидравлический; 11 — главный бак; 12 — вентиляторы центробежные

насосом подается в два маслоохладителя. Затем масло проходит через фильтр (второй фильтр резервный) и разделяется на два потока, в каждом из которых установлен регулятор давления. Регулятор давления уплотняющего масла обеспечивает увеличение давления масла с ростом давления водорода в корпусе генератора, а регулятор давления прижимающего масла или уменьшает, или поддерживает давление прижимающего масла неизменным. Масло, выходящее из уплотнения со стороны воздуха, сливается вместе с маслом опорных подшипников в общий маслопровод, имеющий большой диаметр. Маслопровод соединен гидравлической петлей, играющей роль гидрозатвора, с главным маслобаком турбины. Выделяющийся в сливном маслопроводе из нагретого масла воздух удаляется в атмосферу через вытяжную трубу. Гидравлическая петля препятствует проникновению газа в масляный бак. Кроме того, во избежание скопления взрывоопасной смеси газовый объем маслобака вентилируется центробежным вентилятором. Масло, выходящее из уплотнения со стороны водорода, поступает в поплавковый гидрозатвор. Для исключения перетока водорода через маслопровод между двумя сторонами генератора из-за разности давлений, создаваемых вентиляторами ротора, сливная труба подшипника со стороны турбины соединена с поплавковым гидрозатвором через U-образный затвор. Поплавковый гидрозатвор выполняет еще функции бачка продувки. Буферный бак установлен на высоте 6 м над осью турбогенератора и резервирует все элементы схемы, обеспечивая бесперебойную подачу масла при перерывах длительностью до 3 мин.

Системы маслоснабжения цилиндрических уплотнений принципиальных отличий не имеют. Во всех схемах контролируются давление масла перед регуляторами и уплотнениями, перепад давления масло — водород, перепады давлений на маслоохладителях, фильтрах, температура баббита уплотнений, уровни масла в демпферном баке и гидрозатворах.

§ 4.4. Системы возбуждения

В зависимости от источников энергии, используемых для питания постоянным током обмотки ротора, системы возбуждения подразделяют на группы:

- электромашинное возбуждение с возбудителем постоянного тока;
- электромашинное возбуждение от генератора переменного тока с преобразованием его в постоянный ток;
- самовозбуждение путем преобразования части электрической энергии переменного тока турбогенератора в энергию постоянного тока.

Ко всем системам возбуждения предъявляют следующие важные требования: устойчивое автоматическое регулирование тока

возбуждения в любых режимах, в том числе и при авариях в энергосистемах; быстродействие и наличие форсировки возбуждения (потолочное напряжение возбуждения для турбогенераторов должно быть не менее 2—2,5 от номинального значения); быстрое гашение магнитного поля без появления перенапряжений в обмотке возбуждения при оперативных отключениях генератора, а также в случае аварий в генераторе. Конструкцию устройств и элементов, входящих в схему возбуждения, рассчитывают с учетом перечисленных требований, выполнение которых позволяет улучшить работу не только турбогенератора, но и энергосистемы в целом.

Электромашинная система возбуждения с возбудителем постоянного тока. Генератор постоянного тока в качестве основного источника энергии возбуждения широко применялся для турбогенераторов мощностью до 120 МВт. Соединен возбудитель муфтой непосредственно с валом турбогенератора, поэтому данная система возбуждения является независимой от напряжения на выводах генератора. Достоинствами системы являются относительная простота, малая стоимость и высокая надежность. К существенным недостаткам электромашинной системы возбуждения с возбудителем постоянного тока относятся большие постоянные времени (0,3—0,6 с), низкий потолок возбуждения (не более $2U_{в.н}$) и соответственно небольшие скорости подъема возбуждения (1,5—2,5 ед. возб/с). Из-за этих недостатков рассматриваемая система возбуждения применяется в настоящее время только для турбогенераторов мощностью до 60 МВт.

Коллекторные возбудители постоянного тока объединены в серию, обозначенную ВТ. Основные данные возбудителей этой серии представлены в табл. 4.1.

Возбудитель является четырех- или шестиполусной машиной с воздушным охлаждением. На главных полюсах расположены основная и дополнительная обмотки возбуждения. В наконечники полюсов встроена компенсационная обмотка. Генераторы постоянного тока типа ВТ имеют, как правило, параллельное возбуждение.

Таблица 4.1. Технические данные коллекторных возбудителей постоянного тока

Турбогенератор	Возбудитель	Номинальные данные				Режим форсировки	
		P , кВт	U , В	I , А	η , %	U_{\max} , В	$\Delta U/\Delta t$, В/с
T2-6-2	ВТ-50-3000	50	150	333	—	300	300
T2-12-2	ВТ-75-3000	75	230	326	—	460	460
ТВ2-30-2	ВТ-120-3000	130	250	250	90	400	400
ТВ-60-2	ВТ-170-3000	190	250	760	90	450	500
ТВ2-100-2	ВТ-300-3000	300	400	750	92	800	900
ТВФ-60-2	ВТ-450-3000	470	280	1680	90,4	480	590

Принципиальная схема рабочей системы возбуждения с возбудителем постоянного тока показана на рис. 4.4. Обмотка якоря возбудителя B подключена к обмотке возбуждения турбогенератора $ОВГ$. Реостат PP , включенный последовательно с основной обмоткой возбуждения $ОВВ$, позволяет вручную регулировать напряжение возбудителя. Изменением тока в дополнительной обмот-

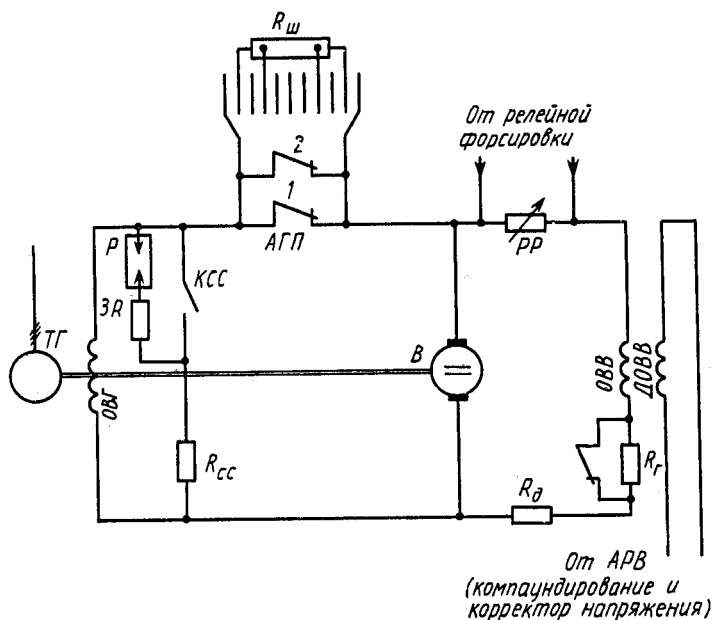


Рис. 4.4. Система возбуждения с электромашинным возбудителем постоянного тока

ке возбуждения $DOBB$, подключенной к автоматическому регулятору возбуждения $АРВ$, осуществляется поддержание заданного уровня напряжения турбогенератора. Добавочный резистор R_d ограничивает максимальное напряжение возбуждения и предотвращает тем самым появление «кругового огня» на коллекторе возбудителя в режиме форсировки. Контактор $КСС$ и резистор $R_{сс}$ используются при включении турбогенератора в сеть способом самосинхронизации. Разрядник P и резистор $ЗR$ защищают обмотку возбуждения турбогенератора от перенапряжений. Регулируемый реостат PP шунтируется специальным контактором в режиме форсировки. Для быстрого гашения магнитного поля в схеме установлен автомат гашения поля $АГП$.

Тихоходные возбудители с приводом от асинхронного двигателя нашли более широкое распространение, но в качестве резервной системы возбуждения. Питание асинхронных двигателей осу-

ществляется от шин 6 кВ собственных нужд, поэтому такая система возбуждения является зависимой. На электростанциях с блоками мощностью 60 и 100 МВт устанавливают один резервный возбудитель на станцию, а с блоками мощностью 150 МВт и выше — по одному на четыре турбогенератора. Недостатком тихоходных возбудителей является малое быстродействие возбуждения при форсировке. Для уменьшения влияния на работу резервной системы возбуждения снижения напряжения на шинах собственных нужд станции при авариях в системе на валу асинхронного двигателя устанавливают маховик, создающий запас кинетической энергии.

Электромашинная система возбуждения с высокочастотным генератором переменного тока. Система возбуждения от вспомогательного генератора переменного тока частотой 500 Гц с последующим преобразованием его в постоянный ток статическими выпрямителями позволяет осуществить высокий потолок возбуждения (до четырехкратного) и может быть выполнена для турбогенераторов большой мощности. Такой системой возбуждения оборудованы генераторы серии ТВВ мощностью до 320 МВт. В качестве возбудителя переменного тока используются синхронные высокочастотные индукторные генераторы типа ВГТ. Соединяется индукторный генератор непосредственно с валом ротора турбогенератора. На статоре генератора расположены трехфазная обмотка переменного тока, две независимые и одна последовательная обмотки возбуждения постоянного тока. Ротор обмоток не имеет и представляет собой десятизубцовый сердечник, набранный из листов электротехнической стали. Таким образом, ротор индукторного генератора образует зубчатую магнитную систему, создающую при частоте вращения 3000 об/мин пульсацию магнитного потока с частотой 500 Гц. Охлаждение возбудителя косвенное, воздушное. Четыре вертикальных воздухоохладителя встроены в корпус статора. На фундаментной плите возбудителя на изолированной подставке установлен подвозбудитель, представляющий собой трехфазный синхронный генератор с постоянными магнитами. Подвозбудитель служит для питания обмоток возбуждения индукторного генератора через выпрямительное устройство. Высокочастотный возбудитель имеет два стояковых подшипника с принудительной циркуляцией масла, подаваемого от масляной системы

Т а б л и ц а 4.2. Технические данные высокочастотных индукторных возбудителей

Турбогенератор	Возбудитель	Номинальные данные				Режим форсировки
		P , кВт	U , В	I , А	η , %	U_{\max} , В
ТВВ-165-2	ВГТ-2500-500	1100	435	1680	88,5	795
ТВВ-220-2А	ВГТ-2700-500А	1230	370	2220	89,1	676
ТВВ-320-2	ВГТ-4500-500	1900	525	2400	90,7	958

турбины. Подшипники изолированы от фундаментной плиты и от напорного и сливного маслопроводов. Основные данные возбудителей серии ВГТ приведены в табл. 4.2. Отсутствие обмоток на вращающемся роторе возбудителя существенно повышает надежность системы возбуждения, так как скользящий контакт в виде контактных колец и щеток отсутствует. Электрическая схема электромашиной системы возбуждения переменного тока для турбогенераторов серии ТВВ мощностью 165—320 МВт показана на рис. 4.5.

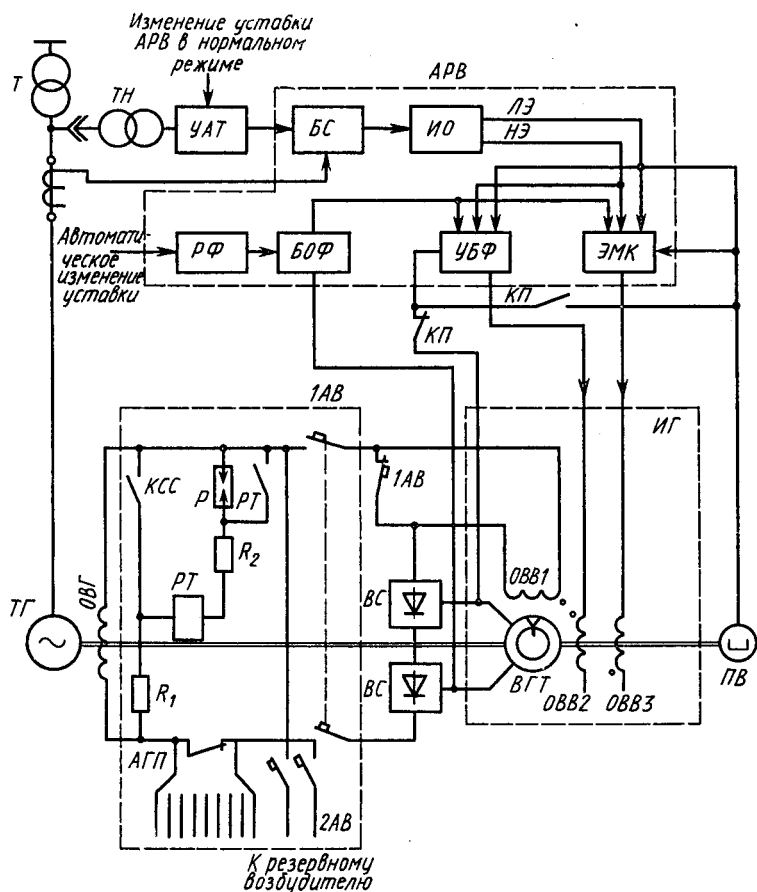


Рис. 4.5. Система возбуждения с высокочастотным возбудителем:

ВГТ — возбудитель; ПВ — подвозбудитель; ТН — трансформатор напряжения; ТТ — трансформатор тока; УАТ — установочный автотрансформатор; КП — контактор начального пуска; КСС — контактор самосинхронизации; ОБВ1, ОБВ2, ОБВ3 — обмотки возбуждения возбудителя; R₁, R₂ — резисторы; РТ — реле токовое; Р — разрядник; 1АВ, 2АВ — автоматы рабочего и резервного возбуждения; блоки АРВ (БС — блок статизма; ИО — измерительный орган; РФ — схема расфорсировки; УБФ — устройство бесконтактной форсировки; ЭМК — электромагнитный корректор; ЛЭ, НЛЭ — входы линейного и нелинейного элементов измерительного органа АРВ)

Трехфазная обмотка статора имеет две независимые ветви, соединенные со своими выпрямителями ВС, собранными по мостовой схеме. Выпрямители питают постоянным током обмотку ротора ОВГ турбогенератора. Магнитное поле возбуждения в индукторном генераторе создается его обмотками *ОВВ1*, *ОВВ2* и *ОВВ3*. Обмотка возбуждения *ОВВ1* соединена последовательно с обмоткой возбуждения турбогенератора. Независимые обмотки возбуждения *ОВВ2* и *ОВВ3* используются для автоматического регулирования возбуждения, при этом обмотка *ОВВ2* включена согласно с последовательной *ОВВ1*, а обмотка *ОВВ3* — встречно. Наибольшей МДС обладает обмотка *ОВВ1*, и ее последовательное включение создает компаундирование по току нагрузки, а при переходных процессах позволяет использовать компаундирование по свободному току в обмотке ротора турбогенератора. Кроме того, поскольку через последовательную обмотку проходит весь ток ротора, удастся снизить мощность регулирования обмоток *ОВВ2* и *ОВВ3*.

При форсировке возбуждения встречно направленная МДС обмотки *ОВВ3* уменьшается электромагнитным корректором, а МДС обмотки *ОВВ2* возрастает благодаря увеличению тока на выходе устройства бесконтактной форсировки УБФ. С увеличением результирующей МДС обмоток возбуждения происходит форсированный рост ЭДС в трехфазной обмотке индукторного генератора и соответственно тока ротора. Для ограничения потолка возбуждения в схему введен блок ограничения форсировки (БОФ). При длительности форсировки более 20 с в схеме предусмотрено гашение поля возбуждения автоматом АГП и отключение генератора. Регулирование возбуждения и реактивной нагрузки турбогенератора производится установочным автотрансформатором УАТ.

Недостатками высокочастотной системы возбуждения являются относительно невысокое быстродействие, составляющее 2—2,5 ед. возб/с (при глубоких снижениях напряжения — до 2,5—4 ед. возб/с), и почти в два раза меньшее использование активных материалов в индукторном генераторе по сравнению с обычным синхронным генератором.

Электромашинальная система возбуждения с управляемыми статическими выпрямителями (тиристорами). В этой системе возбуждения в качестве возбудителя используется вспомогательный синхронный генератор частотой 50 Гц, расположенный на одном валу с турбогенератором. Переменный ток возбудителя выпрямляется статической установкой, состоящей из управляемых полупроводниковых кремниевых вентилей — тиристоров. Управление тиристорами практически безынерционно, поэтому их использование обеспечивает малые постоянные времени системы возбуждения ($T_e < 0,02$ с) и высокое быстродействие (до 50 ед. возб/с) при потолке возбуждения до $4U_{в.н.}$ С системой независимого тиристорного возбуждения работают турбогенераторы серии ТВВ мощностью

500 и 800 МВт, и предполагается ее установка на всех турбогенераторах этой серии мощностью 160—800 МВт.

Схема независимой системы тиристорного возбуждения показана на рис. 4.6. Она обеспечивает начальное возбуждение турбогенератора, холостой ход, режим нагрузки, форсировку возбуждения и гашение поля путем перевода вентилей в инверторный режим.

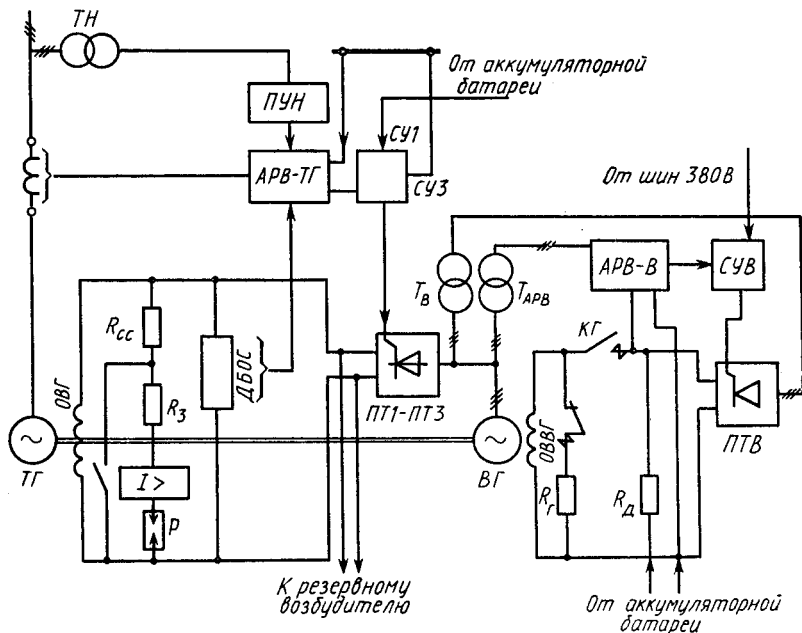


Рис. 4.6. Тиристорная система возбуждения с вспомогательным синхронным генератором частотой 50 Гц:

ВГ — вспомогательный генератор; ПТ1—ПТ3 — тиристорные преобразователи схемы возбуждения; ПТВ — то же, в схеме возбуждения ВГ; КГ — контактор гашения поля ВГ; R_r , R_{cc} — резисторы гашения поля ВГ и самосинхронизации; R_3 — защитный резистор в цепи разрядника; P — разрядник; СУ — система управления; АРВ-ТГ и АРВ-В — автоматические регуляторы возбуждения турбогенератора и вспомогательного генератора

В схеме предусмотрены защиты с действием на гашение поля турбогенератора, гашение поля возбудителя, автоматическое и ручное регулирование, ограничение тока возбуждения, включение защитного сопротивления параллельно обмотке возбуждения турбогенератора. Обмотка статора вспомогательного синхронного генератора ВГ соединена с тремя комплектами тиристорных преобразователей ПТ-1—ПТ-3, собранных по трехфазной мостовой схеме, которые питают постоянным током обмотку возбуждения ОВГ турбогенератора. Системы управления тиристорными преобразователями СУ-1—СУ-3 регулируют режим возбуждения изменением угла регулирования тиристоров в пределах $0-160^\circ$ ($79-81^\circ$ при

холостом ходе, 59° при номинальном режиме, 0° в режиме форсировки, $132-137^\circ$ при гашении поля). Управляющие импульсы *СУ1—СУ3* получают от автоматического регулятора возбуждения *АРВ-ТГ*.

Вспомогательный синхронный генератор выполнен по схеме самовозбуждения (существуют также схемы с подвозбудителем типа ГСПМ). Его обмотка ротора получает питание от трансформатора ТВ и тиристорного преобразователя ПТВ, который также собран по трехфазной мостовой схеме. В схеме возбуждения вспомогательного генератора установлен контактор гашения поля с гасительным резистором R_r , который предусмотрен на случай отказа схемы перевода преобразователя ПТВ при гашении поля в инверторный режим. Начальное возбуждение возбудителя при пуске турбогенератора производится от аккумуляторной батареи через добавочный резистор R_d . Ток возбуждения возбудителя регулируется *АРВ-В* пропорционального действия от системы управления *СУВ* преобразователя ПТВ, изменяющей угол регулирования тиристорov. Изменение тока возбуждения турбогенератора производится воздействием на уставку устройства ПУН *АРВ-ТГ*. Схема позволяет производить замену вышедших из строя вентиляей без остановки генератора.

К недостаткам независимой тиристорной системы возбуждения следует отнести использование возбудителя переменного тока, что увеличивает ее стоимость и усложняет эксплуатацию. Основные данные тиристорной системы возбуждения турбогенератора ТВВ-800-2 приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3. Технические данные тиристорных систем возбуждения

Турбогенератор	Возбудитель	Номинальные данные			Режим форсировки	
		P , кВт	U , В	I , А	U_{\max} , В	I , А
ТВВ-800-2	ВТ-6000	6000	670	4200	1200	7600
ТГВ-200	ВТС $\frac{460 \times 2}{2} \cdot \frac{3200}{96 + 24}$	965	460	2100	840	3800
ТВГ-300	ВТС $\frac{465 \times 2}{2} \cdot \frac{5130}{216}$	1550	465	3350	840	6100

Тиристорные системы самовозбуждения. Преимуществом систем самовозбуждения является то, что они не имеют электромашинного возбудителя. Для питания обмотки ротора используется энергия переменного тока самого турбогенератора. В результате повышается надежность системы, уменьшается ее стоимость, сокращается длина турбоагрегата и машинного зала. Установлены системы ти-

ристорного самовозбуждения на турбогенераторах серии ТГВ мощностью 200—300 МВт (табл. 4.3).

На рис. 4.7 показана схема тиристорного самовозбуждения турбогенератора ТГВ-300. Система возбуждения имеет две группы тиристоров, одна из которых (РГВ) образует рабочий выпрямитель, а другая (ФГВ) — форсировочный. Рабочая группа тириستоров, обеспечивающая в основном нормальный режим работы, присоединена к ответвлению трансформатора ВТ, подключенного к выводам обмотки статора турбогенератора. К форсировочной группе тиристоров подводится геометрическая сумма напряжений двух

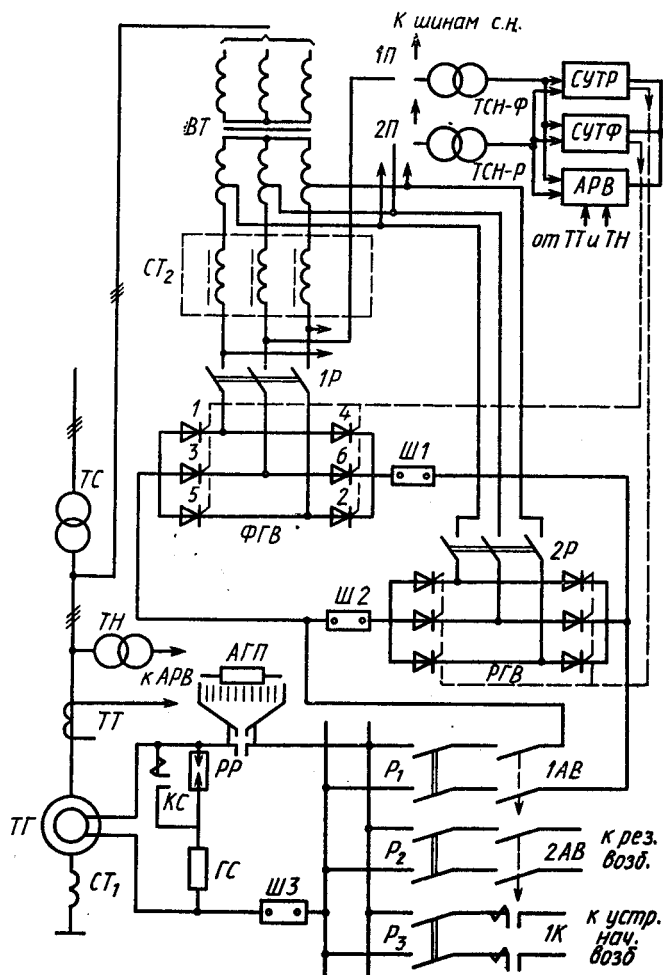


Рис. 4.7. Тиристорная система самовозбуждения

трансформаторов: выпрямительного BT и последовательного CT . Первичная обмотка CT_1 последовательного трансформатора включена последовательно в цепь статора турбогенератора, а вторичная CT_2 — последовательно со вторичной обмоткой выпрямительного трансформатора. Благодаря этому выпрямленное напряжение зависит не только от напряжения турбогенератора, но и от тока его обмотки статора. Это позволяет обеспечивать как нормальные режимы работы турбогенератора, так и форсировку тока ротора при удаленных и близких коротких замыканиях. При этом в случае удаленных коротких замыканий форсировка тока возбуждения создается напряжением выпрямительного трансформатора BT , а при близких коротких замыканиях — напряжением последовательного трансформатора. Поэтому требуемая кратность форсировки достигается во всех случаях. Применяются также схемы только с выпрямительным трансформатором. Они проще, однако при коротких замыканиях вблизи генератора напряжение на его выводах снижается, что приводит к снижению напряжения и на тиристорах. Таким образом, последовательный трансформатор обеспечивает более надежное возбуждение при близких коротких замыканиях.

Как рабочий, так и форсировочный выпрямители имеют по шесть параллельных ветвей в каждом плече и в каждой ветви по три вентиля, включенных последовательно. Распределение тока по ветвям достигается индуктивными делителями тока. В каждой ветви установлены предохранители для защиты от коротких замыканий внутри преобразователя. Система возбуждения сохраняет свою работоспособность при выходе из строя одной из параллельных ветвей в плечах мостов преобразователей. Для измерений токов ротора, рабочей и форсировочной групп вентиля в схеме установлены измерительные шунты $Ш1$ — $Ш3$. Отключение одного моста или APB в двухгрупповой схеме не приводит к потере возбуждения турбогенератора. Управление тиристорами и током возбуждения осуществляется от систем управления $СУТР$ и $СУТФ$. При пуске турбогенератора, когда напряжение на обмотке статора отсутствует, ток в ротор подается от постороннего источника включением контактора $1K$. Схема начального возбуждения автоматически отключается после начала процесса самовозбуждения. Гашение поля производится АГП с одновременным переводом тиристор в инверторный режим. Контактор $2AB$ переключает обмотку ротора на резервный возбудитель.

Тиристорные системы самовозбуждения с последовательным трансформатором при равенстве потолочных напряжений эквивалентны по динамическим характеристикам тиристорным независимым системам. Недостатком системы самовозбуждения является относительно низкая стабильность напряжения.

Электромашинная бесщеточная система возбуждения. Токи возбуждения турбогенераторов большей мощности достигают 8000—

10 000 А, что приводит к большим трудностям при создании токоподвода с помощью контактных колец и щеток. В бесщеточных системах возбуждения постоянный ток подается непосредственно с вращающегося ротора возбудителя на вращающийся ротор турбогенератора. В качестве возбудителя используется вспомогательный синхронный генератор обращенного типа, у которого обмотки возбуждения расположены на статоре, а обмотка переменного тока — на роторе. Вспомогательный генератор соединен муфтой непосредственно с валом турбогенератора. Переменный ток обмотки ротора возбудителя выпрямляется диодным или тиристорным выпрямителем, который вместе с аппаратурой защиты и сигнализации встроен в специальный диск, установленный на валу ротора. Силовые роторные вентили обладают повышенной механической прочностью и стойкостью к вибрациям и ускорениям. Токоподвод от вращающихся выпрямителей к обмотке ротора турбогенератора расположен внутри отверстия вала.

В бесщеточной системе возбуждения типа БВД (рис. 4.8, а), установленной на турбогенераторах серии ТВВ, обмотка переменного тока вспомогательного генератора выполнена трехфазной и имеет шесть параллельных ветвей. Выпрямитель собран по мостовой схеме. Возбуждается вспомогательный синхронный генератор от подвозбудителя, в качестве которого использован высокочастотный индукторный генератор переменного тока частотой 400 Гц. Подключен подвозбудитель к выпрямителю через магнитный усилитель, соединенный с АРВ.

В системах возбуждения типа БТВ (рис. 4.8, б), применяемых для турбогенераторов серии ТГВ, вспомогательный генератор имеет многофазную обмотку (16 фаз) переменного тока, а на статоре расположены обмотка возбуждения и распределенная компенсационная обмотка. В обмотке якоря ЭДС имеет трапецидальную форму, что позволяет улучшить распределение токов в параллельных ветвях многофазного выпрямителя. Обмотки возбуждения возбудителя питаются от высокочастотного подвозбудителя, работающего по схеме самовозбуждения через трехфазный магнитный усилитель. Система БТВ обеспечивает необходимую кратность форсировки ($I_{\text{в}} = 1,85 I_{\text{в.н}}$) со скоростью нарастания напряжения возбуждения 33 ед. возб/с.

На рис. 4.8, в показана бесщеточная система возбуждения с управляемыми полупроводниковыми вентилями. Тиристоры расположены на вращающемся диске Д1, который находится на валу между возбудителем и соединительной муфтой М. На втором диске Д2 смонтированы делители напряжения, выравнивающие распределение напряжения на вентилях, и предохранители, отключающие пробные вентили. Количество вентиляей выбрано с таким расчетом, чтобы при выходе из строя до 20% вентиляей оставшиеся в работе могли обеспечить возбуждение турбогенератора в режиме форсировки. Регулировка тока возбуждения осуществляется от

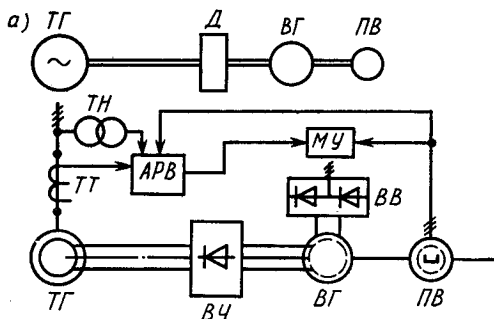
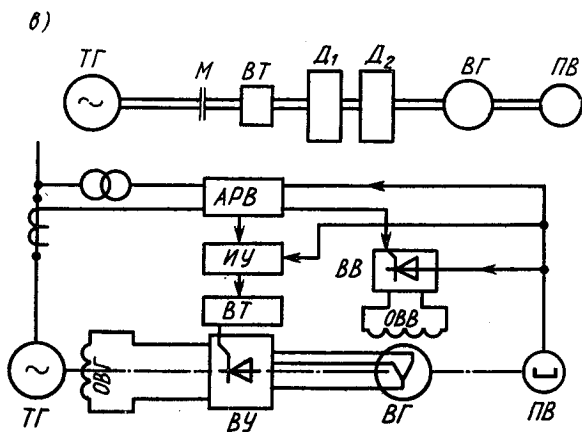
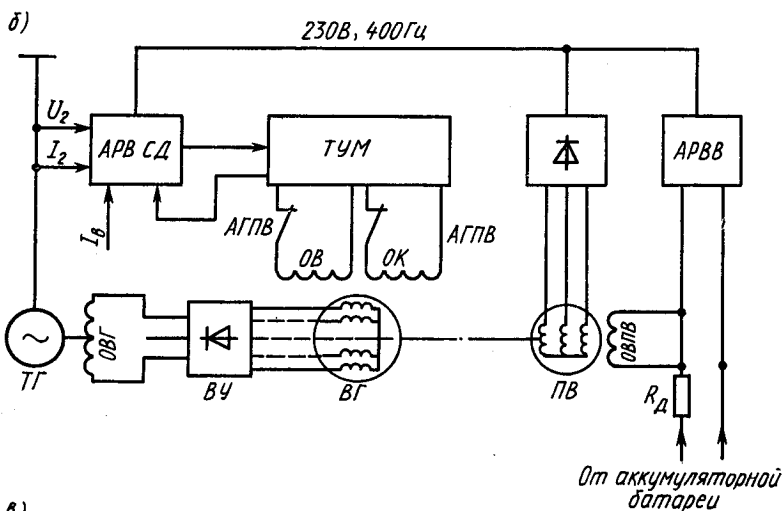


Рис. 4.8. Бесщеточные системы возбуждения: а — типа БВД (Д — вращающийся диск с встроенным выпрямительным устройством ВУ; ВГ — вспомогательный генератор; ВВ — выпрямитель схемы возбудителя; ПВ — подвозбудитель; МУ — магнитный усилитель); б — типа БТВ (ВУ — вы-



прямительное устройство; ОВ, ОК — обмотка возбуждения и компенсационная обмотка; АГПВ — автомат гашения поля возбудителя; ТУМ — магнитный усилитель; ПВ — подвозбудитель; ВГ — возбудитель; в — вспомогательный генератор (ВУ — выпрямительное устройство, встроенное в диски Д₁, Д₂; ВТ — вращающийся трансформатор; ИУ — импульсное устройство; ПВ — подвозбудитель)

АРВ воздействием на тиристоры через импульсное устройство *ИУ* и вращающийся трансформатор *ВТ*.

В турбогенераторах с бесщеточной системой возбуждения предусмотрена установка контактных колец для работы с резервным возбудителем. Гашение поля производится отключением контактора *АГП* в цепи возбуждения вспомогательного генератора.

К недостаткам бесщеточных систем возбуждения относятся увеличение длины турбоагрегата, необходимость останова машины для подключения резервного возбудителя и замены вышедших из строя вентилях, сложность гашения поля возбуждения и передачи управляющих импульсов во вращающиеся тиристоры.

Автоматическое регулирование возбуждения. Все турбогенераторы снабжаются устройствами АРВ, которые предназначены для поддержания нормального уровня напряжения генератора и повышения устойчивости его работы при колебаниях напряжения в системе из-за изменения активных и реактивных нагрузок потребителей, отключения станций, линий электропередачи, коротких замыканий. Основные требования, предъявляемые к АРВ,—быстродействие, устойчивость регулирования, обеспечение форсировки возбуждения при резких снижениях напряжения с целью повышения динамической устойчивости и ускорения восстановления напряжения на выводах турбогенератора после отключения внешних коротких замыканий. Для турбогенераторов применяют АРВ непрерывного регулирования. Они подразделяются на регуляторы пропорционального действия и регуляторы сильного действия.

АРВ пропорционального действия изменяют ток возбуждения пропорционально отклонениям напряжения на выводах генератора и тока статора. Они включают в себя устройства компаундирования и электромагнитный корректор. Устройство компаундирования увеличивает ток возбуждения турбогенератора при всех режимах, связанных с ростом тока статора. Электромагнитный корректор реагирует на изменение напряжения на выводах генератора. АРВ имеют также устройство быстродействующей релейной форсировки возбуждения, которое обеспечивает форсировку возбуждения при снижении напряжения генератора до заданного значения. Длительность форсировки и напряжение на обмотке возбуждения ограничены. Через определенное время устройство форсировки отключается и, если это не снижает перегрузки ротора, генератор отключается от сети и гасится поле возбуждения. Релейная форсировка возбуждения должна быть введена во всех режимах работы машины на рабочем или резервном возбудителе независимо от состояния других устройств АРВ.

АРВ пропорционального действия имеют электромашинные возбудители постоянного тока и системы возбуждения с высокочастотными возбудителями. В последних АРВ являются составной частью системы возбуждения.

Автоматические регуляторы сильного действия реагируют не

только на отклонения параметров (U, I, f), но и на скорость или ускорение их изменения. В результате эти АРВ обладают упреждающим действием, высокими коэффициентами усиления и позволяют во многих случаях значительно повысить предел передаваемой мощности или увеличить запасы устойчивости электропередачи. Применение регуляторов сильного действия оказывается эффективным, когда они установлены в сочетании с быстродействующими системами возбуждения, имеющими малые постоянные времени и высокие значения потолочных параметров возбуждения.

На турбогенераторах с тиристорными и бесщеточными системами возбуждения используются унифицированные регуляторы сильного действия АРВ-СД различных типов. Эти регуляторы реагируют на отклонение напряжения и частоты, скорость изменения этих параметров, а на очень мощных турбогенераторах — и на скорость изменения тока ротора. В системе бесщеточного возбуждения АРВ-СД управляет трехфазным магнитным усилителем ТУМ (рис. 4.8, б), подающим питание на обмотку возбуждения и компенсационную обмотку возбудителя. Высокочастотный подвозбудитель бесщеточного возбудителя также имеет устройство АРВ, представляющее собой корректор напряжения с фазовым компаундированием по току нагрузки.

АРВ-СД ограничивают ток ротора мощных турбогенераторов при форсировке возбуждения, ограничивают минимальный ток ротора до значения, соответствующего потреблению из сети реактивной мощности, допустимой для заданной активной мощности, а также ограничивают длительность перегрузки ротора турбогенератора в зависимости от ее кратности. Точность поддержания напряжения при изменениях тока возбуждения турбогенератора в пределах $0,1I_{вн} - I_{вн}$ при U_n и f_n составляет $\pm 1\%$.

Гашение поля возбуждения. После внезапного отключения генератора от сети его необходимо развозбудить, т. е. погасить магнитное поле. При коротких замыканиях внутри генератора, в шинпроводах или трансформаторе, расположенных до выключателя, быстрое автоматическое гашение поля позволяет уменьшить размеры повреждений, так как генераторный выключатель ликвидирует при этом только подпитку дуги в месте короткого замыкания со стороны сети, но не стороны генератора. Прекращение подачи пара в турбину также необходимо, но это не может предотвратить развития повреждения, так как во вращающемся по инерции роторе запасена большая кинетическая энергия, которая при сохранении поля возбуждения будет преобразовываться в электрическую энергию. Процесс гашения поля должен происходить до тех пор, пока ЭДС в обмотке статора не снизится до значения около 500 В, при котором происходит естественное погасание дуги переменного тока в месте повреждения машины.

Срабатывание противоаварийной автоматики, воздействующей на устройства гашения поля возбуждения, возможно и без отклю-

чения генератора от сети. В любом случае мгновенно отключить ток возбуждения нельзя, так как обмотка ротора обладает большой индуктивностью и разрыв цепи создаст перенапряжения, опасные для изоляции обмотки, а возникшая дуга приведет к обгоранию контактов выключателя и выходу его из строя. К устройствам АГП предъявляются следующие основные требования: время гашения поля должно быть возможно меньшим; напряжение на обмотке ротора при действии АГП не должно превосходить допустимого значения.

Форсировка возбуждения в аварийных режимах и рост мощности турбогенераторов привели к значительному увеличению энергии магнитного поля ротора и постоянных времени контура возбуждения, что потребовало разработки усовершенствованных конструкций устройств АГП. Наибольшее распространение получили автоматы гашения поля, основным элементом которых является дугогасительная решетка. Принципиальная схема одного из существующих типов АГП показана на рис. 4.4. Работает АГП в такой последовательности. В нормальном режиме контакты 1 автомата с дугогасительной решеткой замкнуты и от возбудителя ток возбуждения подается в обмотку ротора турбогенератора. При срабатывании автоматики с сигналом на гашение поля сначала размыкаются главные контакты 1, а затем с небольшой задержкой — контакты дугогасительной решетки 2. Возникшая при разрыве тока электрическая дуга под действием внешнего магнитного поля, создаваемого специальными магнитами, загоняется в дугогасительную решетку, представляющую собой набор медных пластин. В решетке дуга разбивается на короткие последовательные дуги, которые гаснут, когда ток возбуждения снижается до нуля. Чтобы пластины не оплавливались, дуге сообщается круговое движение с помощью радиального магнитного поля, создаваемого электромагнитами. По мере приближения тока возбуждения к нулю напряжение на контактах дугогасительной решетки возрастает и для предотвращения перенапряжений часть секций решетки шунтированы сопротивлениями $R_{ш}$. Сначала гаснут дуги в этих секциях при токе 30—40 А, после чего гаснут дуги между пластинами без шунтирующих сопротивлений. Правильный подбор сопротивлений позволяет получить практически постоянное напряжение на решетке при изменениях тока в дуге. Время гашения поля в АГП с дугогасительной решеткой составляет 0,35—1 с.

Применяются АГП с дугогасительной решеткой в системах возбуждения с генераторами постоянного тока, с высокочастотными возбудителями, а также в тиристорных системах самовозбуждения. При гашении поля генераторов с высокочастотными возбудителями одновременно осуществляется гашение поля возбудителя размыканием цепи главной (последовательной) обмотки возбуждения. На всех турбогенераторах, оборудованных АГП с дугогасительной решеткой, предусматривается защита обмотки ротора от

перенапряжений разрядником однократного или многократного действия. При повышении напряжения до определенного значения разрядник пробивается и обмотка ротора замыкается на защитное сопротивление. Срабатывание разрядника может контролироваться токовым реле. Сигнал о срабатывании разрядника подается на щит управления. Необходимость защиты от перенапряжений обусловлена тем, что после отключения АГП с дугогасительной решеткой на обмотке ротора могут возникнуть опасные для ее изоляции перенапряжения, наведенные со стороны статорной обмотки и обусловленные несимметрией или коммутацией фазных токов статора, наличием в них аperiodических составляющих или высших гармоник.

Гашение поля ротора в турбогенераторах, оборудованных системами возбуждения с управляемыми полупроводниковыми вентилями, производится переводом тиристоров в инверторный режим. В таком режиме напряжение на обмотке возбуждения меняет свою полярность, что вызывает быстрое снижение тока ротора. При этом энергия, накопленная в обмотке возбуждения, отдается возбудителю (см. рис. 4.6) или выпрямительному трансформатору (см. рис. 4.7). Перевод вентилей в инверторный режим происходит почти мгновенно. Длительность полного гашения поля составляет 0,15—0,16 с. Необходимо подчеркнуть, что в основном инвертирование применяется при нормальных условиях работы. В аварийных режимах используется срабатывание установленных в схеме возбуждения АГП.

Гашение поля в бесщеточных системах возбуждения происходит за счет гашения поля возбудителя, поэтому этот процесс в 3—4 раза длительнее, чем в других системах возбуждения.

§ 4.5. Контрольно-измерительные и защитные устройства

Чтобы не допустить опасных перегревов отдельных частей турбогенератора, в них устанавливают температурные индикаторы. Схема расположения индикаторов теплового контроля показана на рис. 4.9. В качестве температурных индикаторов используются термометры сопротивления и обыкновенные термометры. Термометры сопротивления представляют собой пластинку толщиной 2,2 мм, шириной 10 мм и длиной 200 мм с расположенной внутри катушкой из тонкой медной проволоки. Сопротивление катушки составляет 53 Ом при 0°C. Термометры сопротивления, предназначенные для измерения температуры газа, встроены в металлический оправодержатель с отверстиями для прохода воздуха или водорода (рис. 4.9, б).

Количество термометров и их размещение зависят от принятой системы охлаждения генератора и его мощности. Для измерения температуры активной стали сердечника и обмотки статора гене-

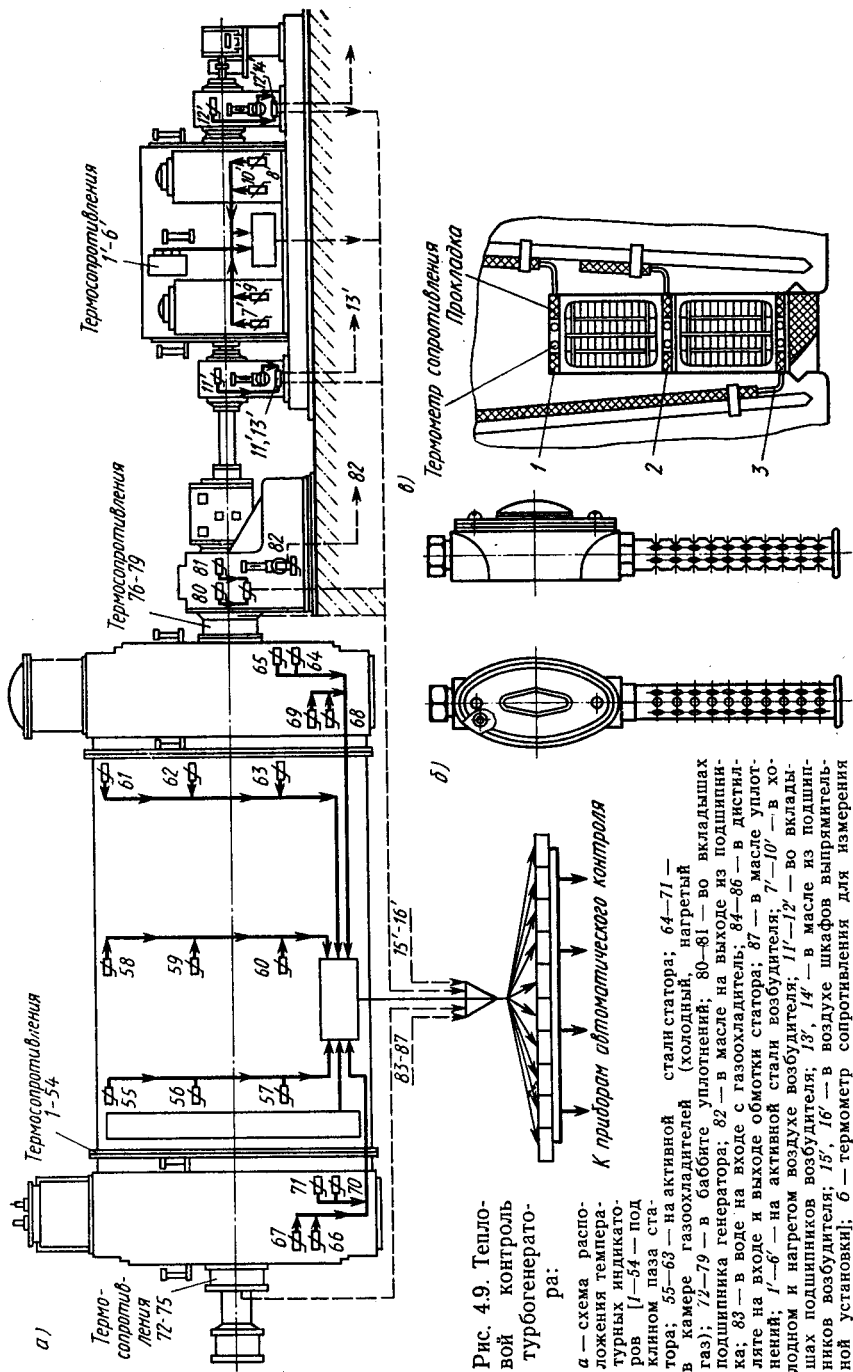


Рис. 4.9. Температурный контроль турбогенератора:

а — схема расположения температурных индикаторов (1—54 — под клином паза статора; 55—63 — на активной стали статора; 64—71 — в камере газоохладителей (холодный, нагретый газ); 72—79 — в баббите уплотнений; 80—81 — во вкладышах подшипника генератора; 82 — в масле на выходе из подшипника; 83 — в воде на входе с газоохладителем; 84—86 — в дистилляте на входе и выводе обмотки статора; 87 — в масле уплотнений; 1'—6' — на активной стали возбудителя; 7'—10' — в холодном и нагретом воздухе возбудителя; 11'—12' — во вкладышах подшипников возбудителя; 13', 14' — в масле из подшипников возбудителя; 15', 16' — в воздухе шкафов выпрямительной установки); б — термометр сопротивления для измерения температуры газа; в — расположение термометров сопротивления в пазу статора

раторов мощностью до 32 МВт должно быть установлено не менее шести термометров сопротивления, а в генераторах большей мощности — не менее двенадцати. При непосредственном охлаждении обмотки статора необходим контроль за циркуляцией дистиллята, поэтому в этих турбогенераторах термометры сопротивления устанавливаются во всех пазах. Кроме этого, температура дистиллята измеряется обычными ртутными термометрами на входе и выходе его из обмотки.

Для измерения температуры обмотки статора термометры сопротивления закладывают между стержнями и между стержнем и клином. Температура сердечника статора измеряется термометрами сопротивления, устанавливаемыми на дно пазы. Из-за температурного перепада в изоляции действительная температура меди обмотки на 10—15°C выше показаний термометра. По фазам обмотки количество термометров распределяют равномерно. Термометры сопротивления подключены к приборам автоматического контроля.

Температуру обмотки ротора обычно непосредственно не измеряют, а определяют расчетным путем по значениям сопротивлений в холодном и нагретом состояниях.

Для измерения температуры охлаждающего газа в турбогенераторах с встроенными газоохладителями должно быть установлено не менее двух температурных индикаторов в зоне входа охлаждающего газа и по одному (или более) на выходе каждого газоохладителя, а также по одному (или более) перед или после каждого вентилятора и компрессора. В турбогенераторах серии ТГВ с непосредственным газовым охлаждением обмотки статора термометры сопротивления устанавливают не менее чем в трех местах по окружности (на три фазы) на расстоянии около 60 мм от колпачков головок.

Допустимые температуры охлаждающих сред и частей турбогенераторов регламентируются ГОСТами и представлены в табл. 4.4. Турбогенераторы оснащают устройствами предупредительной сигнализации об отклонении давления газа в статоре (электроконтактный манометр), снижении чистоты водорода (автоматический газоанализатор), температуре газа или дистиллята выше допустимой (термосигнализатор), появлении воды или масла в статоре (указатель жидкости), снижении давления воды в газоохладителях и теплообменнике (электроконтактные манометры), отклонении давления дистиллята на входе в обмотку (электроконтактный манометр), отклонении уровня масла в гидравлическом затворе (реле уровня), прекращении течения дистиллята через обмотку (струйное реле), снижении диэлектрических свойств дистиллята (солемер). Предупредительная сигнализация устанавливается и в преобразовательных установках системы возбуждения.

Устройства автоматики защищают турбогенератор от междуфазных коротких замыканий, от витковых замыканий в обмотке

Таблица 4.4. Допустимые температуры охлаждающих сред и частей турбогенераторов

Охлаждающие среды и элементы конструкции турбогенераторов	Допустимые температуры, °С, не более, для изоляции класса В при методах измерения		
	по термометру сопротивления	по термометру	по сопротивлению
Воздух	—	40	—
Вода теплообменника	—	33	—
Газ после газоохладителя	—	40	—
Вода на входе в обмотку	—	40	—
Вода на выходе из обмотки статора, ротора, сердечника	—	85	—
Газ, выходящий из сердечника и обмотки статора, при изоляции:			
компаундированной микалентой	—	95	—
терморективной	—	110	—
Обмотка статора при изоляции:			
компаундированной микалентой	105	—	—
терморективной	120	—	—
Активная сталь сердечника статора при изоляции обмотки статора:			
компаундированной микалентой	105	—	—
терморективной	120	—	—
Обмотка ротора при охлаждении:			
косвенном	—	—	130
непосредственном с выпуском газа в двух зонах	—	—	100
в трех — четырех зонах	—	—	105
в пяти — семи зонах	—	—	110
в восьми зонах и более	—	—	115
Масло на выходе из подшипника	65	65	—
Вкладыш подшипника	80	—	—
Масляные уплотнения:			
торцевые	80	—	—
кольцевые	90	—	—

статора, от замыканий обмотки статора на землю, от замыканий обмотки ротора, от повышения напряжения обмотки статора свыше допустимого предела при холостом ходе.

Глава 5

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ТУРБОГЕНЕРАТОРА

§ 5.1. Задание на проектирование

Проектирование турбогенератора на электромашиностроительном заводе начинается с выдачи задания, в котором указываются номинальные мощность, напряжение, основные параметры и другие

данные. Если проектируется турбогенератор нового типа, с особыми требованиями, отличными от существующих по исполнению, системам охлаждения, номинальным величинам, параметрам, то при проработке технического задания предполагается выполнение комплекса научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ для уточнения, обоснования и реального выполнения требований технического задания на проект. Поэтому проектирование и изготовление турбогенераторов нового типа или турбогенераторов предельной мощности, ранее не изготовлявшихся, всегда требуют большего времени и увеличенных начальных затрат средств, которые в дальнейшем, как правило, быстро окупаются при эксплуатации построенных машин.

Проектирование и изготовление типовых турбогенераторов, отличающихся от построенных параметрами или номинальными данными (но не предельными), когда широко используется накопленный опыт как проектирования, так и изготовления, требуют значительно меньше времени и средств.

В задании на проект могут быть указаны следующие данные:

1. Номинальная активная мощность P_n , Вт, МВт или кВт.
2. Коэффициент мощности $\cos \varphi_n$ при перевозбуждении.
3. Номинальное напряжение (линейное) U_{1n} , кВ.
4. Частота ЭДС f , Гц.
5. Частота вращения n , об/мин.

6. Схема соединения обмотки статора Y или Δ .

7. Синхронное индуктивное сопротивление по продольной оси x_d , о. е., ОКЗ (отношение короткого замыкания) или статическая перегружаемость W_p .

8. Система охлаждения.

Дополнительно могут быть заданы:

9. Индуктивные сопротивления (переходное x'_d и сверхпереходное x''_d) в относительных единицах (о. е.) или в процентах.

10. Коэффициент полезного действия η_n , %.

11. Особые требования: допустимые по времени перегрузки, ограничение токов при несимметричных нагрузках и др.

§ 5.2. Условия работы и номинальные данные турбогенераторов

Турбогенераторы проектируют и изготавливают в соответствии с действующим Государственным стандартом СССР. При написании книги действовал ГОСТ 533—85, который распространялся на турбогенераторы мощностью 2500 кВт и выше, частоты вращения 3000 об/мин, а также 1500 об/мин, предназначенные для непосредственного присоединения к паровым турбинам.

Номинальные данные турбогенераторов относятся к длительной работе согласно ГОСТу при следующих условиях.

Высота места установки турбогенератора должна быть не выше 1000 м над уровнем моря при температуре окружающего воздуха от 5 до 40°C. Температура охлаждающей воды, поступающей в газоохладители, составляет 33°C. Температура охлаждающего машину газа (воздуха или водорода), выходящего из газоохладителя, 40°C, температура поступающей охлаждающей жидкости (воды или минерального масла), применяемой для непосредственного охлаждения электрических машин или их частей, составляет 40С.

Если температура охлаждающей воды, поступающей в газоохладители, отличается от 33°C и температура охлаждающего газа отлична от 40°C, то допустимые режимы работы турбогенераторов должны быть установлены стандартом или техническими условиями на конкретные типы турбогенераторов.

В турбогенераторах с водородным охлаждением стандартом предусматривается обязательное избыточное давление в корпусе не менее $0,5 \cdot 10^5$ Па. Чистота водорода у турбогенераторов с косвенным охлаждением должна быть не ниже 97%, у турбогенераторов с непосредственным охлаждением — не ниже 98%. Утечка водорода в сутки из корпуса при номинальном давлении в нем должна быть не более 7—12 м³ для турбогенераторов мощностью 30 000—800 000 кВт и 18 м³ для турбогенераторов мощностью свыше 800 000 кВт.

Выполненные турбогенераторы должны допускать длительную работу при несимметричной нагрузке, если токи в фазах не превышают номинального значения, а токи обратной последовательности не превышают 8% от номинального тока статора. При этом допускается повышение температуры активных частей машин на 5°C.

Ротор турбогенератора с косвенным охлаждением обмотки должен выдерживать двукратный номинальный ток возбуждения в течение не менее 50 с, а с непосредственным охлаждением обмотки ротора — не менее 20 с, если мощность турбогенератора не превышает 500 000 кВт; для турбогенераторов мощностью 800 000 кВт — не менее 15 с.

Современные турбогенераторы изготавливают с высоковольтной изоляцией классов В и F на терморезистивных связующих. Однако по согласованию с потребителем допускается использование других видов изоляции.

Турбогенераторы с воздушным охлаждением должны оборудоваться системой пожаротушения распыленной водой. При изготовлении турбогенераторов из материалов, не поддерживающих горения, систему водяного пожаротушения не устанавливают. Включение турбогенераторов в сеть осуществляется методом точной синхронизации.

Срок службы турбогенераторов не менее 25 лет.

§ 5.3. Номинальная мощность и коэффициент мощности

Номинальная мощность определяет главным образом размеры, массу, конструкцию и в конечном счете стоимость турбогенератора. В СССР изготавливают турбогенераторы на внутренний рынок

Таблица 5.1. Основные данные турбогенераторов с частотой вращения 3000 об/мин при номинальной нагрузке

Мощность		КПД, %	Напряжение, В	cos φ_n
активная, кВт	полная, кВ·А			
2500	3125	97	3 150	0,8
4000	5000	97,3	6 300	
6000	7500	97,4	6 300	
12 000	15 000	97,65		
25 000 *	31 250	97,8		
32 000	40 000	98,2		
63 000	78 750	98,3	10 500	
100 000	125 000	98,4		
110 000	137 500	98,4	18 000	
160 000	188 000	98,5		
200 000 *	235 000	98,6		15 750
220 000	258 820	98,6		
300 000 *	353 000	98,7		20 000
320 000	376 000	98,7		
500 000	588 000	98,7		
800 000	888 900	98,75		
1 000 000	1 111 000	98,75	24 000	0,9
1 200 000	1 330 000	98,8		

* ГОСТ 533—85 производство этих машин не предусматривает.

мощностью от нескольких мегаватт до 1200 МВт в одной единице. Основные данные турбогенераторов, изготовленных на заводах Советского Союза, приведены в табл. 5.1. Если турбогенератор предназначается на внешний рынок, то его номинальная мощность может отличаться от приведенных данных и устанавливается по согласованию с заказчиком.

Коэффициент мощности. Из табл. 5.1 видно, что турбогенераторы меньших номинальных мощностей имеют меньший коэффициент мощности ($\cos \varphi_n = 0,8$). С ростом номинальных мощностей коэффициент мощности повышается до 0,85 и даже до 0,9. Это объясняется тем, что турбогенераторы средних и сравнительно небольших мощностей часто устанавливают на станциях, расположенных в непосредственной близости от потребителя электроэнергии, и выработка на них реактивной мощности (при более низком коэффициенте мощности) экономически оправдана.

Электростанции, оснащенные турбогенераторами большой мощности, как правило, удалены от потребителей на значительные расстояния. Вырабатывать на них реактивную мощность и передавать ее по линии электропередачи экономически нецелесообразно. В таких случаях реактивная мощность вырабатывается непосредственно у потребителей. Это является одной из причин повышения коэффициента мощности у турбогенераторов большей мощности. Кроме того, снижение коэффициента мощности у этих турбогенераторов привело бы к трудностям в проектировании и изготовлении машин и к неоправданному их удорожанию. Только в том случае, если турбогенератор большой мощности устанавливают на станции, расположенной вблизи потребителя, его коэффициент мощности может быть значительно снижен по требованию заказчика.

§ 5.4. Номинальное напряжение

За номинальное принято линейное напряжение при номинальной нагрузке. Рекомендуемая шкала номинальных напряжений турбогенераторов: 3150, 6300, 10 500, 13 800, 15 750, 18 000, 20 000, 24 000 В.

Номинальное напряжение тем выше, чем больше мощность турбогенератора. Следует заметить, что рост единичной мощности турбогенераторов не привел к большому повышению уровня номинального напряжения, который ограничен свойствами применяемой электрической изоляции.

Из-за отставания роста напряжения от роста мощности возросли генераторные токи мощных турбогенераторов. Чтобы избежать коммутации больших генераторных токов мощных турбогенераторов, на электрических станциях применяется блочная схема включения, при которой турбогенератор присоединяется к первичной обмотке повышающего трансформатора. Коммутация токов

осуществляется на вторичном высшем напряжении трансформатора. В этом случае не обязательно придерживаться строго нормированной шкалы номинальных напряжений, так как первичное напряжение повышающего трансформатора может быть любым. Необходимость же в отклонении от нормированной шкалы напряжений в ряде случаев диктуется технико-экономическими показателями машины. Как показано далее, выбор номинального напряжения определяет число пазов статора. Для обеспечения высоких технико-экономических показателей турбогенератора необходимо выбрать такое номинальное напряжение, а следовательно, и число пазов статора, которое являлось бы оптимальным для заданной мощности и системы охлаждения. Это оптимальное напряжение, принимаемое за номинальное, может значительно отличаться от ближайшего нормированного.

§ 5.5. Синхронное индуктивное сопротивление обмотки статора по продольной оси x_d , отношение короткого замыкания, статическая перегружаемость

В задании на проектирование обычно указывается одна из названных величин. Все три величины связаны между собой аналитическими зависимостями.

Синхронное индуктивное сопротивление обмотки статора x_d представляет собой величину, обратно пропорциональную немагнитному зазору (зазору между статором и ротором). Ненасыщенное его значение составляет 1,4—2,5 о. е. Меньшее значение x_d имеют турбогенераторы меньшей мощности. В турбогенераторах мощностью 200 000 кВт и выше значение x_d составляет 1,8—2 о. е. и более. В крупных машинах стремятся уменьшить потери мощности на возбуждение, так как часто они являются причинами ограничения номинальной мощности. Для уменьшения потерь на возбуждение выбирают по возможности относительно меньший немагнитный зазор. Это приводит к уменьшению МДС обмотки возбуждения и к уменьшению потерь в ней. Но при меньшем немагнитном зазоре возрастает синхронное индуктивное сопротивление обмотки статора по продольной оси x_d .

Отношение короткого замыкания (ОКЗ) — величина, обратно пропорциональная x_d . В современных турбогенераторах ОКЗ обычно находится в пределах 0,8—0,4. В турбогенераторах предельной мощности значение ОКЗ может быть ниже 0,4.

Все турбогенераторы, изготавливаемые на наших заводах, должны удовлетворять требованиям ГОСТа по статической перегружаемости или статической устойчивости при номинальной нагрузке.

Статической перегружаемостью называют отношение максимально возможной отдаваемой в сеть активной мощности турбо-

генератора к его номинальной мощности. Статическая перегружаемость W_{Π} зависит от выбранных x_d или ОКЗ и может быть определена по формуле

$$W_{\Pi} = \frac{I_{fH}}{I_{fK} \cos \varphi_H} \quad (5.1)$$

или

$$W_{\Pi} = \text{ОКЗ} \frac{I_{fH}}{I_{f0} \cos \varphi_H}, \quad (5.2)$$

где I_{fH} — ток возбуждения при номинальной нагрузке; I_{fK} — ток возбуждения при установившемся трехфазном коротком замыкании и номинальном токе статора; I_{f0} — ток возбуждения при холостом ходе и номинальном напряжении; $\cos \varphi_H$ — номинальное значение коэффициента мощности.

Согласно ГОСТ 533—85, статическая перегружаемость не должна быть ниже:

1,7 для турбогенераторов мощностью до 300 000 кВт;

1,6 для турбогенераторов мощностью 500 000 кВт;

1,5 для турбогенераторов мощностью 800 000 кВт и более.

В отдельных случаях для турбогенераторов большой мощности допускается выбирать значение W_{Π} меньше указанных значений по согласованию с заказчиком.

§ 5.6. Переходное x'_d и сверхпереходное x''_d индуктивные сопротивления обмотки статора

Индуктивные сопротивления x'_d и x''_d обусловлены в основном потоками рассеяния обмоток. Проводимости для потоков рассеяния при мало изменяющейся геометрии машины с ростом единичной мощности также изменяются мало. Однако любое индуктивное сопротивление, выраженное в относительных единицах, пропорционально отношению линейной нагрузки A к магнитной индукции B_{δ} в немагнитном зазоре:

$$x_* \sim A/B_{\delta}.$$

При переходе на более эффективные системы охлаждения с ростом мощности турбогенератора магнитная индукция увеличилась незначительно, а линейная нагрузка возросла в несколько раз. Поэтому с ростом мощности турбогенераторов наблюдается существенный рост индуктивных сопротивлений x'_d и x''_d в относительных единицах (рис. 5.1).

Увеличение x'_d турбогенератора является неблагоприятным фактором для энергосистемы большой протяженности из-за ухудшения динамической устойчивости.

Увеличение x''_d приводит к положительному эффекту, так как токи и моменты (в относительных единицах) при внезапных корот-

ких замыканиях снижаются. Однако абсолютное значение токов (в амперах) возрастает с ростом мощности. Это приводит к возрастанию моментов, действующих на статор и ротор, а также электродинамических усилий, воздействующих на обмотку. Таким

$x'_{d*}, x''_{d*}, \text{о. е.}$

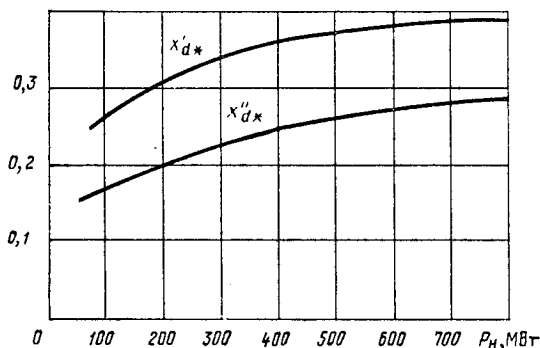


Рис. 5.1. Зависимость x'_d и x''_d от номинальной мощности P_n

образом, внезапное короткое замыкание на зажимах представляет весьма серьезным испытанием для турбогенераторов больших мощностей. В связи с тем что каждый мощный турбогенератор включается в сеть через трансформатор примерно такой же мощности (блочная схема включения), трехфазное короткое замыкание между шинами на зажимах турбогенератора едва ли

возможно, так как шины каждой фазы, соединяющие турбогенератор с трансформатором, тщательно экранируются. Внезапное короткое замыкание турбогенератора реально возможно за трансформатором. Тогда при расчете токов короткого замыкания надо учитывать сумму сопротивлений турбогенератора x''_d и трансформатора x_k . Это соответствует внезапному трехфазному короткому замыканию турбогенератора на его зажимах при пониженном напряжении до $U_1 = (0,6 \div 0,7) U_{1н}$.

§ 5.7. Механическая постоянная времени (постоянная инерции)

Под механической постоянной времени $T_{мех}$, или постоянной инерции, понимают время, в течение которого ротор разгоняется от нулевой скорости до номинальной под действием постоянного момента, равного номинальному. Физическая величина $T_{мех}$ оказывает большое влияние на динамическую устойчивость при переходных электромеханических процессах.

Механическая постоянная времени находится в прямой зависимости от момента инерции вращающихся частей.

Чем больше механическая инерция вращающихся частей турбогенератора (ротора генератора и спаренного с ним ротора турбины), тем меньше изменение частоты вращения при изменении режима и тем меньше вероятность нарушения синхронного вращения ротора турбогенератора.

Механическая постоянная времени турбогенератора

$$T_{\text{мех}} = k_t \frac{D_2^2 \Omega}{AB_8}, \quad (5.3)$$

где k_t — постоянный коэффициент; D_2 — диаметр ротора; Ω — угловая частота вращения.

С ростом электромагнитных нагрузок A и B_8 для мощных турбогенераторов и при ограниченном росте диаметра ротора D_2 механическая постоянная времени имеет тенденцию к значительному понижению. Положительным следует отметить тот факт, что механическая постоянная времени ротора турбины, спаренного с ротором генератора, снижается медленнее с ростом мощности, а по абсолютному значению она больше, чем механическая постоянная

Таблица 5.2. Постоянные времени турбогенераторов 100 000, 200 000 и 500 000 кВт

Мощность агрегата, кВт	$T_{\text{мех}}$ генератора, с	$T_{\text{мех}}$ турбины, с	$T_{\text{мех}}$ агрегата, с
100 000	2,72	4,18	6,9
200 000	2,2	3,66	5,86
500 000	1,67	3,02	4,69

времени ротора генератора. Таким образом, постоянная времени всего агрегата уменьшается с ростом мощности не так быстро, как одного генератора. В табл. 5.2 приведены постоянные времени турбогенераторов мощностью 100 000, 200 000 и 500 000 кВт.

§ 5.8. Коэффициент полезного действия

Коэффициент полезного действия (КПД) η турбогенератора является одним из важнейших технико-экономических показателей. Для получения механической энергии, которую надо подвести к валу турбогенератора, на тепловых электростанциях сжигается топливо. Часть сжигаемого топлива на протяжении всего срока работы турбогенератора (не меньше 25 лет) постоянно идет на покрытие потерь мощности в турбогенераторе. При проектировании машины необходимо учитывать не только стоимость ее изготовления, но и стоимость эксплуатации, стоимость той части топлива, которая пойдет на покрытие потерь мощности в ней. Чем меньше потери мощности в машине, тем выше КПД, тем дешевле получаемая электрическая энергия.

Можно показать, что при прочих равных условиях (в пределах одной и той же серии турбогенераторов) КПД растет с ростом единичной мощности. Из табл. 5.1 видно, что турбогенератор мощ-

ностью 2500 кВт имеет КПД $\eta=97\%$. Это означает, что 3% преобразуемой энергии идет на покрытие потерь мощности в машине. В турбогенераторе мощностью 100 000 кВт процесс преобразования энергии более экономичен, так как в машине теряется всего 1,6% мощности ($\eta=98,4\%$). В турбогенераторах еще большей мощности КПД растет до 98,7—98,8%. Следует заметить, что при переходе к турбогенераторам больших мощностей с более эффективными системами охлаждения и повышенным использованием активных материалов рост КПД замедляется или сохраняется на одном и том же уровне (турбогенераторы мощностью 300 000 и 500 000 кВт имеют один и тот же КПД $\eta=98,7\%$).

Интересно проследить изменение соотношения между постоянными потерями мощности (потери холостого хода, включая механические) P_0 , переменными потерями (потерями короткого замыкания, включая добавочные) P_k и потерями мощности на возбуждение P_2 , представленными в табл. 5.3 для турбогенераторов разных мощностей.

Таблица 5.3. Потери мощности в турбогенераторах

Потери, %	Мощность P_n , кВт			
	100 000	200 000	300 000	500 000
P_0	51	31	30	28
P_k	28	38	41	46
P_2	21	31	29	26

С ростом мощности снижается доля постоянных потерь и увеличивается доля переменных потерь из-за более интенсивного использования электропроводящих материалов при более эффективном их охлаждении. Максимального значения КПД достигает примерно при 75% номинальной нагрузки.

Глава 6

ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ ТУРБОГЕНЕРАТОРА

§ 6.1. Электромагнитные нагрузки

Увеличение мощности турбогенератора связано с увеличением объема (массы) машины, который при данном уровне развития металлургии и качестве применяемых электроизоляционных и проводниковых материалов достиг своего предела: наибольший диаметр

бочки ротора выбирают таким, чтобы ротор не разрушился от действия центробежных сил при угонной частоте вращения, а масса бочки ограничивает длину ротора по условиям допустимого прогиба. Таким образом, дальнейшее увеличение мощности турбогенератора требует качественной перестройки принципов конструирования, применения более эффективных систем охлаждения, лучших материалов и т. п. До определенного предела рост мощности может идти лишь за счет увеличения объема машины, не требуя качественной перестройки принципов конструирования (применения более эффективных систем охлаждения, новых материалов и пр.). Построенный при этих условиях ряд турбогенераторов разных мощностей образует серию.

Каждая серия характеризуется такими качественными показателями, как КПД, расход материалов на единицу мощности и др. Конечно, с ростом мощности даже в пределах одной серии КПД будет несколько увеличиваться, а расход материалов на единицу мощности имеет тенденцию к снижению. Каждая серия заканчивается генератором предельной мощности, возможной для принятых принципов конструирования.

Переход от одной серии к другой сопровождается резким ростом мощности турбогенератора при том же объеме его активных частей. Это возможно прежде всего благодаря применению более эффективной системы охлаждения, позволяющей увеличить электромагнитные нагрузки: линейную нагрузку A и магнитную индукцию B_0 в немагнитном зазоре.

Произведение AB_0 имеет размерность усилия на единицу площади и показывает, насколько эффективно используются активные материалы в электромеханическом преобразователе энергии — турбогенераторе. Чем выше значения A и B_0 , тем большую мощность можно преобразовать в одном и том же объеме активных материалов. Но увеличение A и B_0 в машине влечет за собой увеличение потерь мощности, зависимость которых от линейной нагрузки A и магнитной индукции B_0 носит квадратичный характер. Рост потерь мощности может привести к недопустимому повышению температуры обмоток и магнитопровода, если не позаботиться об интенсивном отводе теплоты. Тепловые нагрузки в турбогенераторах с косвенным охлаждением являются главным ограничивающим фактором при выборе электромагнитных нагрузок. И только непосредственное внутриводниковое (вначале газовое, а затем жидкостное) охлаждение обмоток позволило практически снять тепловой барьер при повышении единичной мощности турбогенераторов.

Ориентировочные значения A и B_0 для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток воздухом приведены в табл. 6.1а. Для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток водородом или водой ориентировочные значения A и B_0 представлены в табл. 6.1б. В отдельных случаях значения A и B_0 при расчетах

Таблица 6.1а. Ориентировочные значения A и B_0 для турбогенераторов с косвенным охлаждением

Параметры	Мощность S_H , МВ·А				
	при охлаждении воздухом			при охлаждении водородом	
	3—7,5	15	30	40	80
A , А/м	$(4,5 \div 5) 10^4$	$(5,2 \div 5,6) 10^4$	$(5,8 \div 6,5) 10^4$	$(7,2 \div 7,5) 10^4$	$(7,5 \div 8) 10^4$
B_0 , Тл	0,66—0,75	0,74—0,77	0,78—0,82	0,78—0,83	0,8—0,84
					0,84—0,86
					$(7,7 \div 8,5) 10^4$

Таблица 6.1б. Ориентировочные значения A и B_0 для турбогенераторов с непосредственным форсированным охлаждением обмотки ротора водородом

Параметры	Мощность S_H , МВ·А					
	косвенным охлаждением водородом обмотки статора			непосредственным охлаждением дистиллированной водой обмотки статора и водородом сердечника статора		
	80	125÷235	190	235—260	350÷375	590
A , А/м	$(9,6 \div 11) 10^4$	$(11 \div 12) 10^4$	$(12,8 \div 13,8) 10^4$	$(13 \div 14,5) 10^4$	$(14 \div 16) 10^4$	$(18 \div 20) 10^4$
B_0 , Тл	0,82—0,83	0,83—0,87	0,82—0,85	0,84—0,86	0,85—0,865	0,86—0,88
						0,9—0,94
						0,94—0,98
						$(22 \div 24,5) 10^4$
						$(25 \div 28) 10^4$
						1110—1330

могут в ту или другую сторону несколько отличаться от приведенных в табл. 6.1а, б, так что здесь представлен общий характер изменения этих величин в зависимости от полной мощности машины S_n для разных типов охлаждения.

Из табл. 6.1а, б видно, что с ростом номинальной мощности магнитная индукция растет очень медленно. Это объясняется насыщением магнитной системы зубцов, ярма (спинки) статора и ротора с ростом магнитной индукции B_δ . Что касается линейной нагрузки, то с ростом мощности она растет очень сильно, особенно при переходе к непосредственному охлаждению проводников обмотки водородом или водой. Однако следует иметь в виду, что с ростом линейной нагрузки ухудшаются (увеличиваются) индуктивные сопротивления x_{d*} , x'_{d*} , x''_{d*} в относительных единицах (см. § 5.6 и 5.7).

§ 6.2. Машинная постоянная

Основными размерами турбогенератора считают внутренний диаметр статора D_1 , длину сердечника статора l_1 и немагнитный зазор между статором и ротором δ . Они определяют массу активных частей машины и в некоторой степени характеризуют массу всего турбогенератора. Длину бочки ротора l_2 принимают равной или несколько большей длины сердечника статора l_1 . Поскольку определение главных размеров в начале расчета носит предварительный характер, примем, что $l_1 \approx l_2$. В дальнейшем эти величины уточняются.

Под активным объемом турбогенератора понимают объем цилиндра длиной l_1 и диаметром, равным внутреннему диаметру статора D_1 . Отношение величины, пропорциональной активному объему $D_1^2 l_1$, к величине, пропорциональной моменту на валу S_n/Ω , называют машинной постоянной Арнольда:

$$C_A = D_1^2 l_1 \Omega / S_n. \quad (6.1)$$

Здесь полная номинальная мощность

$$S_n = 3U_{1\text{нф}} I_{1\text{нф}} = P_n / \cos \varphi_n. \quad (6.2)$$

Примем ЭДС, индуцированную в обмотке статора магнитным полем возбуждения (при холостом ходе), равной номинальному напряжению:

$$E_{1\text{оф}} = U_{1\text{нф}} = 4k_B f \omega_1 k_{01} \Phi = 4k_B f \omega_1 k_{01} \alpha_\delta \tau B_\delta l_1, \quad (6.3)$$

где $f = p\Omega/(2\pi)$ (f — частота ЭДС; p — число пар полюсов; $\Omega = 2\pi n$ — угловая скорость вращения, об/с); ω_1 — число последовательно соединенных витков фазы; k_{01} — обмоточный коэффициент по основной гармонике магнитного поля; $k_B = B_{\delta\delta}/B_{\delta\text{ср}}$ — коэффициент формы поля; $\alpha_\delta = B_{\delta\text{ср}}/B_{\delta\text{м}}$ — коэффициент полюсного перекрытия ($B_{\delta\text{ср}}$, $B_{\delta\delta}$, $B_{\delta\text{м}}$ — среднее, действующее (эффективное) и максимальное значения магнитной индукции в зазоре); $\tau = \pi D_1/(2p)$ — полюсное деление.

Примем распределение магнитного поля в зазоре турбогенератора синусоидальным, для которого $k_B = \pi / (2\sqrt{2})$, $\alpha_s = 2/\pi$.

Номинальный ток турбогенератора выразим через линейную нагрузку:

$$I_{\text{нф}} = \pi D_1 A / (6w_1). \quad (6.4)$$

Подставляя (6.2), (6.3) и (6.4) в (6.1), получим

$$C_A = \frac{D_1^2 l_1 \Omega}{S_n} = \frac{0,9}{k_{01} A B_s}. \quad (6.5)$$

Имея размерность $\text{м}^3/\text{Дж}$, «машинная постоянная» определяет количество активных материалов, расходуемых на единицу момента или (при постоянной скорости вращения) на единицу мощности.

$C_A, \text{м}^3/\text{Дж}$

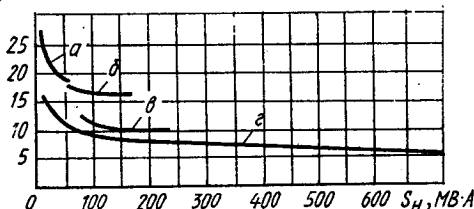


Рис. 6.1. Зависимость машинной постоянной C_A от полной мощности S_n при разных схемах охлаждения:

а — косвенное воздушное; *б* — косвенное водородное; *в* — непосредственное водородное ротора и косвенное водородное статора; *г* — непосредственное водородное ротора и водяное статора

Чем меньше C_A , тем меньше активных материалов заложено в машину на единицу мощности.

На рис. 6.1 представлены зависимости C_A от мощности для турбогенераторов разных серий, имеющих разные схемы охлаждения. Из кривых видно, что «машинная постоянная» не остается постоянной даже в пределах одной серии, а при переходе от одной серии к другой наблюдается скачок из-за резкого изменения в основном линейной нагрузки A .

В пределах одной серии «машинная постоянная» C_A с ростом мощности несколько уменьшается в связи с тем, что в расчет закладываются большие значения A и B_s для машин большей мощности.

При проектировании всегда наблюдаются отклонения от принятых вначале параметров, что, в свою очередь, ведет к некоторым изменениям основных размеров и «машинной постоянной» C_A . Поэтому «машинной постоянной» можно пользоваться лишь для предварительных расчетов, для сравнительной оценки спроектированных машин.

§ 6.3. Определение внутреннего диаметра статора, диаметра ротора, немагнитного зазора, длины машины

При выборе основных размеров необходимо учитывать вопросы унификации производства. Если удастся сохранить один диаметр для нескольких машин ближайших мощностей, то можно унифици-

ровать ряд технологических приспособлений и деталей для нескольких машин. Это удешевляет производство. Однако сохранение внутреннего диаметра статора D_1 постоянным для ряда машин не дает каких-либо существенных преимуществ ни в конструктивном, ни в технологическом отношении. Это объясняется тем, что машины разной мощности имеют разные размеры пазов статора и разное, как правило, их число. Поэтому штампы для изготовления листов статора будут разными для машин разной мощности, размеры стержней обмотки также будут разными. Нужно стремиться к сохранению внешнего диаметра статора для машин разной мощности, так как это дает экономию при изготовлении корпусов статоров благодаря унификации многих деталей.

При предварительном определении внутреннего диаметра статора можно воспользоваться кривыми на рис. 6.2.

Для ряда близких по мощности турбогенераторов желательно иметь один и тот же диаметр ротора. Число пазов и размеры паза ротора при относительно небольших изменениях мощности могут оставаться постоянными. Число пазов ротора не зависит и от номинального напряжения машины. Оставляя неизменным диаметр ротора для ряда турбогенераторов одной серии, получают существенную экономию на оснастке при обработке пазов, изготовлении изоляции и обмотки ротора, бандажных ко-

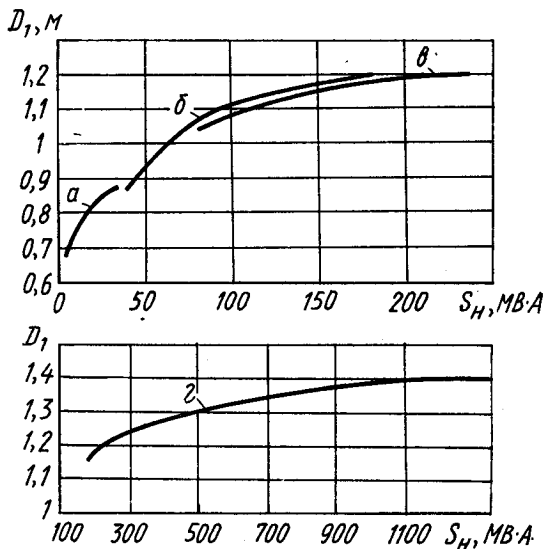


Рис. 6.2. Зависимость диаметра статора D_1 от полной мощности машины S_n при разных схемах охлаждения: а — косвенное воздушное; б — косвенное водородное; в — непосредственное водородное ротора и косвенное водородное статора; г — непосредственное водородное ротора и водяное статора

лец, различных деталей крепления обмоток и др. При проектировании новых машин стремятся использовать ранее разработанный, опробованный в эксплуатации ротор уже построенных машин с сохранением его зубцового слоя. При этом имеют не только унификацию и, следовательно, удешевление производства ротора, но и повышение надежности расчета и надежности работы проектируемой машины. Кроме того, это дает возможность использовать опытные данные находящихся в эксплуатации роторов, данные их меха-

нических, тепловых и других испытаний. В результате проделанной в этом направлении работы был создан ряд нормализованных диаметров роторов: 0,475; 0,575; 0,664; 0,728; 0,814; 0,930; 1,00; 1,075; 1,125; 1,200; 1,250 м.

Порядок определения внутреннего диаметра D_1 статора следующий. По кривым рис. 6.2 определяют предварительное значение $D_{1п}$. Затем находят предварительное значение диаметра ротора $D_{2п}$ по формуле

$$D_{2п} = D_{1п} - 2\delta, \quad (6.6)$$

где δ — немагнитный зазор между статором и ротором.

Сравнивая полученное значение $D_{2п}$ с диаметром из нормализованного ряда, выбирают окончательное значение D_2 из нормализованного ряда, наиболее близкое к $D_{2п}$, полученному по (6.6). Окончательно диаметр статора D_1 находят по формуле

$$D_1 = D_2 + 2\delta. \quad (6.7)$$

Немагнитный зазор между статором и ротором δ определяют из выражения

$$\delta = 6,95 \cdot \text{ОКЗ} \frac{AD_1^{1,5}}{B_\delta} 10^{-7}. \quad (6.8)$$

Если отношение короткого замыкания ОКЗ не задано, то его можно определить по известному значению синхронного индуктивного сопротивления x_{d*} в относительных единицах:

$$\text{ОКЗ} = k_{но} / x_{d*}, \quad (6.9)$$

где $k_{но}$ — коэффициент насыщения магнитной цепи от потока холостого хода.

В турбогенераторах с косвенным охлаждением воздухом или водородом

$$k_{но} = 1,15 \div 1,25. \quad (6.10)$$

В турбогенераторах с непосредственным охлаждением активных частей

$$k_{но} = 1,05 \div 1,12. \quad (6.11)$$

Меньшие значения $k_{но}$ соответствуют большим мощностям машины.

Предварительную длину магнитопровода статора можно определить из выражения (6.5) для машинной постоянной

$$l_{1п} = \frac{0,9S_n}{k_{01}\Omega D_1^2 AB_\delta}. \quad (6.12)$$

Для стержневых обмоток с шагом $y = (0,78 \div 0,83)\tau$ можно принять $k_{01} = 0,92$. В катушечных обмотках с шагом $y = (0,5 \div 0,6)\tau$, применяемых в турбогенераторах относительно небольшой мощности

($P_n < 6000$ кВт) и с номинальным напряжением 3,15 кВ, можно принять $k_{01} \approx 0,68$.

Для уменьшения магнитного насыщения ротора длину бочки принимают на 50—150 мм больше длины сердечника статора:

$$l_2 = l_1 + (0,05 + 0,15). \quad (6.13)$$

В отдельных случаях в высокоиспользованных машинах длину бочки ротора принимают равной длине сердечника статора:

$$l_2 = l_1. \quad (6.14)$$

При этом уменьшаются потери мощности от полей рассеяния в торцевых частях сердечника статора.

На экономические показатели машины и ее параметры влияет выбранное отношение длины к диаметру как статора, так и ротора:

$$\lambda_1 = l_{1п}/D_1, \quad (6.15)$$

$$\lambda_2 = l_{2п}/D_2. \quad (6.16)$$

Турбогенератор с большим λ_1 имеет меньшую конструктивную массу.

На рис. 6.3 представлена зависимость массы меди обмотки статора G_{M1} и массы меди обмотки ротора G_{M2} от отношений λ_1 и λ_2 . За единицу приняты минимальные массы. Минимальный расход меди статора находится в пределах $\lambda_1 = 4 \div 5$, а минимальный расход меди ротора — в пределах $\lambda_2 = 2,3 \div 3$. С возрастанием $\lambda > \lambda_{\text{мин}}$ изменение масс происходит медленно. Но с уменьшением $\lambda < \lambda_{\text{мин}}$ рост масс становится значительным. В выполненных турбогенераторах

$$\lambda_1 = 2 + 6. \quad (6.17)$$

Если при проектировании турбогенератора значение λ_1 выходит за указанные пределы, то рекомендуется перейти на другие диаметры ротора и статора или изменить значение электромагнитных нагрузок.

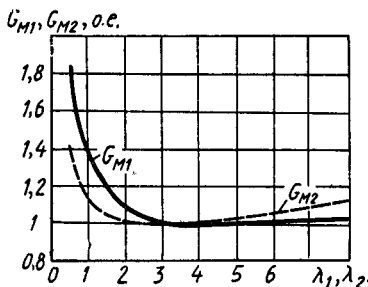


Рис. 6.3. Зависимость массы меди обмоток статора G_1 и ротора G_2 от λ_1 и λ_2

§ 6.4. Пример расчета

Задание на проектирование

Номинальная мощность
Номинальное напряжение (линейное)
Номинальная частота ЭДС

$P_n = 200$ МВт
 $U_{1п} = 15,75$ кВ
 $f = 50$ Гц

Номинальный коэффициент мощности

$$\cos \varphi_n = 0,85$$

Число фаз обмотки статора

$$m = 3$$

Схема соединения обмотки статора

звезда

Частота вращения

$$n = 3000 \text{ об/мин}$$

Синхронное индуктивное сопротивление обмотки статора по продольной оси (может быть задано отношение короткого замыкания — ОКЗ или статическая перегружаемость)

$$x_{d*} = 2 \text{ о. е.}$$

Система охлаждения:

обмотки ротора
обмотки статора

непосредственное водородом
дистиллированной водой

Расчет

1. Полная номинальная мощность

$$S_n = 3U_{1\text{нф}}I_{1\text{нф}} = P_n / \cos \varphi_n = 200 \cdot 10^6 / 0,85 = 235,29 \cdot 10^6 \text{ В}\cdot\text{А.}$$

2. Предварительно определяем внутренний диаметр статора по рис. 6.2, г:

$$D_{1\text{н}} = 1,21 \text{ м.}$$

3. Для заданного типа охлаждения и номинальной полной мощности по табл. 6.1б выбираем линейную нагрузку A и магнитную индукцию при холостом ходе B_δ (ориентировочные значения):

$$A = 14 \cdot 10^4 \text{ А/м, } B_\delta = 0,86 \text{ Тл.}$$

4. Отношение короткого замыкания

$$\text{ОКЗ} = k_{\text{но}} / x_{d*} = 1,06 / 2 = 0,53,$$

где $k_{\text{но}} = 1,06$ — коэффициент насыщения по (6.11).

5. Немагнитный зазор (предварительно)

$$\delta = 6,95 \cdot \text{ОКЗ} \frac{AD_1^{1,5}}{B_\delta} 10^{-7} = 6,95 \cdot 0,53 \frac{14 \cdot 10^4 \cdot 1,21^{1,5}}{0,86} 10^{-7} = 0,079 \text{ м.}$$

Округляя δ с точностью до 0,005 м, получим $\delta = 0,08$ м.

6. Диаметр бочки ротора (предварительно)

$$D_{2\text{н}} = D_{1\text{н}} - 2\delta = 1,21 - 2 \cdot 0,08 = 1,05 \text{ м.}$$

7. Выбираем диаметр бочки ротора из нормализованного ряда роторов (см. с. 182), ближайший к полученному по п. 6:

$$D_2 = 1,075 \text{ м.}$$

8. Уточняем внутренний диаметр статора:

$$D_1 = D_2 + 2\delta = 1,075 + 2 \cdot 0,08 = 1,235 \text{ м.}$$

9. Определяем предварительно длину магнитопровода (сердечника) статора:

$$l_{1\text{н}} = \frac{0,9S_n}{k_{01}\Omega D_1^2 AB_\delta} = \frac{0,9 \cdot 235,29 \cdot 10^6}{0,92 \cdot 314,159 \cdot 1,235^2 \cdot 14 \cdot 10^4 \cdot 0,86} = 4 \text{ м.}$$

Здесь обмоточный коэффициент принят $k_{01}=0,92$, угловая скорость $\Omega = 2\pi n/60 = 2\pi 3000/60 = 314,159$ рад/с.

10. Определяем длину бочки ротора (предварительно):

$$l_{2n} = l_{1n} + 0,15 = 4 + 0,15 = 4,15 \text{ м.}$$

11. Проверяем отношения:

$$\lambda_1 = l_{1n}/D_1 = 4/1,235 = 3,24,$$

$$\lambda_2 = l_{2n}/D_2 = 4,15/1,075 = 3,86.$$

Отношение λ_1 , согласно (6.17), находится в допустимых пределах.

Глава 7

СТАТОР, ЗУБЦОВАЯ ЗОНА И ЯРМО РОТОРА

§ 7.1. Обмоточные данные статора. Уточнение линейной нагрузки, магнитного потока и длины сердечника статора

В современных двухполюсных турбогенераторах в основном применяются двухслойные петлевые обмотки с укороченным шагом. Однослойные обмотки применяют редко — для машин малой мощности или специального назначения.

Относительное укорочение шага при стержневой двухслойной обмотке выбирают в пределах

$$\beta = y/\tau = 0,833 \div 0,78. \quad (7.1)$$

Это объясняется тем, что укорочением шага обмотки y стремятся уменьшить в кривой ЭДС прежде всего амплитуды пятой и седьмой гармоник, а, как известно, для уничтожения любой ν -й гармоники ЭДС следует выбрать укорочение

$$\beta = (\nu - 1)/\nu. \quad (7.2)$$

В турбогенераторах малой мощности ($P_n \leq 6$ МВт) с напряжением $U_{1n} \geq 3,15$ кВ применяют катушечную обмотку, так как по расчету число эффективных проводников в пазу $u_{п1}$ получается больше двух. Если по расчету получается $u_{п1} = 4$, то можно выполнить обмотку в виде стержневой с укорочением шага $\beta = 0,83 \div 0,78$. Для выполнения паяных головок такой обмотки концы стержней раздвигают. Если же $u_{п1} \geq 6$, то применяют только катушечную обмотку (катушечную обмотку можно применить и при $u_{п1} = 4$).

При катушечной обмотке укорочение шага β не может быть выбрано близким к 0,8 из-за невозможности укладки таких катушек в пазы. В этом случае приходится брать шаг обмотки $y = (0,5 \div$

0,6)т, что в значительной степени ухудшает использование активных материалов в машине.

Число фаз m обмотки статора турбогенератора обычно равно трем. Число параллельных ветвей a обмотки берут равным единице или двум. С ростом мощности машин растет объем тока в пазу $I_{\text{п}}$. Особенно это касается машин с непосредственным охлаждением обмоток, где с большим ростом мощности и объема тока в пазу возрастают электродинамические усилия, действующие на стержни обмотки и шинопроводы. Для снижения объема тока в пазу мощных турбогенераторах увеличивают число параллельных ветвей (больше двух) или число фаз принимают больше трех (например, $m=6$ или $m=9$). Однако при числе фаз больше трех усложняется конструкция повышающих трансформаторов, схемы коммуникации и утяжеляются шинопроводы генераторного напряжения.

Далее рассмотрены трехфазные турбогенераторы.

Ориентировочное число параллельных ветвей a трехфазных обмоток турбогенераторов разной мощности приведено в табл. 7.1. Число параллельных ветвей зависит от мощности, типа охлаждения

Таблица 7.1. Ориентировочное число параллельных ветвей a трехфазной двухслойной обмотки статора турбогенераторов

Тип охлаждения	Мощность $s_{\text{н}}$, МВ·А			
	до 50	50—150	150—250	250—1000
Косвенное	1—2	2	2—4	—
Непосредственное	1	1	1—2	2

и номинального напряжения (числа пазов). Рекомендуемые числа пазов статора и возможное при этом число параллельных ветвей обмотки приведены в табл. 7.2.

Обычно в турбогенераторах с косвенным охлаждением объем тока в пазу

$$I_{\text{п}} = 2500 \div 6500 \text{ А.} \quad (7.3)$$

При косвенном охлаждении лучше выполнять обмотку с наибольшим возможным числом параллельных ветвей, чтобы снизить объем тока в пазу и тем самым облегчить охлаждение обмотки. При токе $I_{\text{п}} > 6500$ А косвенное охлаждение становится малоэффективным, так как при этом трудно обеспечить допустимый уровень нагрева обмотки.

Таблица 7.2. Рекомендуемые числа пазов статора Z_1 и возможное число параллельных ветвей a трехфазной двухслойной обмотки, если q_1 — целое число

Z_1	24	30	36	42	48	54	60	66	72	78	84
a	1 2 —	1 2 —	1 2 4	1 2 —	1 2 4	1 2 3 —	1 2 — 4	1 2 —	1 2 3 4	1 2 —	1 2 — 4
q_1	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Непосредственное охлаждение обмоток снимает температурные ограничения и объем тока в пазу можно изменять в более широких пределах:

$$I_n = 4000 + 20\,000 A. \quad (7.4)$$

Верхний предел ($I_n = 20\,000 A$) определяется при этом не допустимым уровнем нагрева, а опасностью появления вибраций стержней от электродинамических сил, вызываемых этим током. Поскольку эффективность непосредственного охлаждения практически не зависит от объема тока пазы, предпочтительно выбирать меньшее возможное число параллельных ветвей (в пределах допустимого тока), так как в этом случае уменьшаются число пазов, число стержней и может быть получена экономия (при изготовлении машины) на электроизоляционных материалах и обмоточных работах. Ниже приведена методика расчета обмоточных данных статора.

Номинальное фазное напряжение при соединении обмотки в звезду

$$U_{1\text{нф}} = U_{1\text{н}} / \sqrt{3}. \quad (7.5)$$

Номинальный ток фазы статора

$$I_{1\text{нф}} = S_n / (3U_{1\text{нф}}). \quad (7.6)$$

На основании приведенных рекомендаций, руководствуясь табл. 7.1, выбираем для заданной мощности и типа охлаждения число параллельных ветвей a , а также тип обмотки (стержневую или катушечную). Если мощность турбогенератора больше 6 МВт, то можно вначале принять стержневую петлевою двухслойную обмотку с двумя стержнями в пазу: $u_{п1} = 2$.

Объем тока в пазу статора

$$I_n = I_{1\text{нф}} \frac{u_{п1}}{a}, \quad (7.7)$$

где $u_{п1}$ — число эффективных проводников (стержней или витков) в пазу.

Пазовое деление статора можно (предварительно) определить по формуле

$$t_{1п} = I_n/A. \quad (7.8)$$

Число пазов (зубцов) статора (предварительно)

$$Z_{1п} = \pi D_1/t_{1п}. \quad (7.9)$$

Число пазов в симметричной обмотке не может быть произвольным. В двухслойной обмотке число пазов должно быть кратно произведению числа фаз и числа параллельных ветвей. При окончательном выборе числа пазов статора можно, руководствуясь рекомендациями табл. 7.2, выбрать число пазов Z_1 , ближайшее к числу $Z_{1п}$, найденному по (7.9). После этого следует уточнить пазовое деление статора:

$$t_1 = \pi D_1/Z_1. \quad (7.10)$$

При косвенном охлаждении пазовое деление статора

$$t_1 = 0,04 \div 0,07 \text{ м.} \quad (7.11)$$

При непосредственном охлаждении

$$t_1 = 0,45 \div 0,12 \text{ м.} \quad (7.12)$$

Для уменьшения добавочных потерь мощности в бочке ротора от пульсаций магнитного поля, определяемых зубчатостью статора, рекомендуется брать отношение немагнитного зазора к пазовому делению

$$\delta/t_1 > 0,5. \quad (7.13)$$

При невыполнении условий (7.13) следует изменить число пазов Z_1 или немагнитный зазор с последующим уточнением при необходимости внутреннего диаметра статора D_1 и пазового деления t_1 .

Число последовательно соединенных витков фазы статора

$$w_1 = pq_1 u_{n1}/a. \quad (7.14)$$

При $p=1$ имеем число пазов на полюс и фазу

$$q_1 = Z_1/(2pm) = Z_1/6. \quad (7.15)$$

Для ослабления в основном пятой и седьмой гармоник ЭДС при стержневой обмотке в соответствии с (7.1) и (7.2) следует принять укорочение шага

$$\beta = y/\tau \approx 5/6 \div 7/9 = 0,833 \div 0,78.$$

Здесь полюсное деление τ и шаг обмотки по пазам y следует выражать в пазовых делениях:

$$\tau = Z_1/(2p) = Z_1/2, \quad y = \beta\tau, \quad (7.16)$$

причем y должен быть обязательно равен целому числу.

Коэффициент укорочения обмотки

$$k_{y1} = \sin \frac{y}{\tau} \frac{\pi}{2}. \quad (7.17)$$

При $\beta = 0,883 \div 0,78$ коэффициент укорочения $k_y = 0,966 \div 0,94$.

Коэффициент распределения обмотки

$$k_{p1} = \frac{0,5}{q_1 \sin \frac{\pi}{6q_1}} = \frac{0,5}{q_1 \sin \frac{30^\circ}{q_1}} \quad (7.18)$$

находится в пределах $0,955 < k_{p1} < 1$.

Обмоточный коэффициент

$$k_{01} = k_{y1} k_{p1}. \quad (7.19)$$

После определения числа витков и обмоточного коэффициента следует уточнить линейную нагрузку и магнитный поток основной гармонической при холостом ходе:

$$A = \frac{6\omega_1 I_{1\text{нф}}}{\pi D_1}, \quad (7.20)$$

$$\Phi = \frac{U_{1\text{нф}}}{4,44 f \omega_1 k_{01}}. \quad (7.21)$$

Если линейная нагрузка A по (7.20) существенно отличается от принятой ранее по табл. 6.1а или 6.1б (более чем на 7—10%), то можно рассмотреть вариант расчета с другим числом пазов Z_1 , при котором отклонения будут меньшими.

Уточняем предварительную длину сердечника статора:

$$l_{1\text{н}} = \Phi / (D_1 B_\delta). \quad (7.22)$$

Если система вентиляции активной стали принята радиальной (основное исполнение), то сердечник статора по длине разбивается на отдельные пакеты, разделенные между собой вентиляционными каналами. Длина вентиляционных каналов и пакетов стали (размер вдоль оси машины) определяется при проектировании машин системой охлаждения обмотки статора. При косвенном охлаждении пакеты делают длиной $l_{\text{пак}} = 30 \div 50$ мм, а радиальные вентиляционные каналы между ними — длиной $b_k = 10$ мм. Меньшая длина пакета $l_{\text{пак}} = 30 \div 40$ мм принимается при воздушном охлаждении, большая $l_{\text{пак}} = 40 \div 50$ мм — при более интенсивном водородном косвенном охлаждении.

Непосредственное охлаждение обмотки статора позволяет не только снять теплоту от потерь мощности в обмотке, но и частично отвести теплоту от потерь мощности в зубцовой зоне сердечника статора. При этом пакеты стали можно брать более длинными: $l_{\text{пак}} = 40 \div 75$ мм, а длину вентиляционных каналов уменьшить до

$b_k = 5$ мм. Скорость газа и интенсивность охлаждения при более коротких каналах увеличиваются, а расход газа уменьшается.

Предварительно задавшись длиной пакеты $l_{\text{пак}}$ и длиной вентиляционного канала b_k , определяют число пакетов:

$$n_{\text{п}} = l_{\text{п}} / (l_{\text{пак}} + b_k). \quad (7.23)$$

Число $n_{\text{п}}$ округляют до ближайшего целого.

Длина стали сердечника статора (без каналов)

$$l_c = (n_{\text{п}} - 2) l_{\text{пак}} + 2 l_{\text{пак.кр}}, \quad (7.24)$$

где длина крайних пакетов $l_{\text{пак.кр}} < l_{\text{пак}}$.

Полная длина сердечника статора с учетом вентиляционных каналов

$$l_1 = l_c + b_k (n_{\text{п}} - 1). \quad (7.25)$$

§ 7.2. Зубцовая зона статора

Оптимальное соотношение между размерами пазов и зубцов по внутреннему диаметру статора обеспечивается при ширине зубца, равной ширине паза $b_{\text{п1}}$:

$$b_{z1} / b_{\text{п1}} = 1 \text{ или } b_{z1} = b_{\text{п1}} = 0,5 t_1. \quad (7.26)$$

На практике при соблюдении соотношения (7.26) в зубцах статора, как правило, получается слишком большое значение магнитной индукции при нагрузке. Для снижения магнитной индукции ширину зубца выбирают большей ширины паза. Достаточно высокое использование зубцовой зоны статора получается при следующих соотношениях между шириной зубца по внутреннему диаметру статора b_{z1} (коронки зубца) и паза $b_{\text{п1}}$:

$$b_{z1} / b_{\text{п1}} = 1,1 \div 2 \text{ или } b_{z1} = (0,52 \div 0,67) t_1. \quad (7.27)$$

Для ориентировочного выбора ширины коронки зубца b_{z1} можно воспользоваться рекомендуемыми значениями магнитной индукции B_{z1} в коронке зубца, приведенными в табл. 7.3.

Меньшие значения магнитной индукции соответствуют турбогенераторам меньших мощностей, большие — больших мощностей. Принимая рекомендуемое значение магнитной индукции, получим (предварительно)

$$b'_{z1} = \frac{\Phi}{\frac{2}{\pi} 3 q_1 B_{z1} l_c k_c} = \frac{\Phi}{1,91 q_1 B_{z1} l_c k_c}, \quad (7.28)$$

где Φ — поток при холостом ходе по (7.21); l_c — общая длина пакетов стали статора по (7.24); k_c — коэффициент заполнения сердечника сталью:

$$k_c = 0,93 \text{ при толщине листа } 0,5 \text{ мм}, \quad (7.29)$$

$$k_c = 0,91 \text{ при толщине листа } 0,35 \text{ мм}. \quad (7.30)$$

Т а б л и ц а 7.3. Рекомендуемые значения магнитной индукции при холостом ходе турбогенераторов (большие значения соответствуют большей номинальной мощности)

Участки магнитной цепи	Индукция, Тл	
	горячекатаная и холоднокатаная сталь поперек проката	холоднокатаная сталь вдоль проката
Немагнитный зазор B_δ	0,65—0,98	0,65—0,98
Ярмо статора B_{a1}	1,30—1,40	1,40—1,55
Зубцы статора в наиболее узком месте B_{z1}	1,55—1,95	1,70—2,15
Зубцы ротора в расчетном сечении $S_{z0,2}$ $B_{z0,2}$	1,7—2,15	
Ярмо ротора B_{a2}	1,40—1,6	

После определения ширины зубца находят (предварительно) ширину паза статора:

$$b'_{n1} = t_1 - b'_{z1}. \quad (7.31)$$

Для определения сечения эффективного проводника (стержня) обмотки статора необходимо выбрать плотность тока. В машинах с поверхностным воздушным или водородным охлаждением произведение линейной нагрузки на плотность тока $A\Delta_1$ определяет тепловую нагрузку машины, которая не должна быть выше допустимой. От значения произведения $A\Delta_1$ зависит перепад температур в пазовой изоляции при передаче теплоты от проводника обмотки к стенкам паза. В машинах с поверхностным охлаждением этот перепад не должен превышать 45°C .

Температурный перепад в изоляции зависит также от ее толщины, которая, в свою очередь, определяется типом изоляции и номинальным напряжением. Чем выше напряжение, тем толще изоляция и тем меньше должна быть плотность тока. Электрическая изоляция на терморезистивных связующих выгодно отличается от изоляции термопластичной (компаундированной), так как имеет лучшую теплопроводность и меньшую толщину при одном и том же напряжении. Поэтому применение терморезистивной изоляции позволяет выбрать большую плотность тока при допустимых температурных перепадах.

При непосредственном охлаждении обмотки плотность тока может быть взята значительно выше, так как нагрев обмотки определяется не температурным перепадом в изоляции, а системой охлаждения, параметрами охлаждающего агента и скоростью его течения. Ограничивающими факторами для увеличения плотности тока при

Таблица 7.4. Ориентировочные значения произведения $A\Delta_1$ и плотности тока в обмотке статора Δ_1 для турбогенераторов с разными системами охлаждения

Параметры	Тип охлаждения		
	косвенное воздушное	косвенное водородное	непосредственное водяное
$A\Delta_1, A^2/m^3$	$(15 \div 20) 10^{10}$	$(20 \div 36) 10^{10}$	$(65 \div 200) 10^{10}$
$\Delta_1, A/m^2$	$(2,5 \div 3,5) 10^6$	$(3 \div 4,2) 10^6$	$(5 \div 10) 10^6$

непосредственном охлаждении обмоток будут электрические потери мощности в обмотках и КПД машины.

Ориентировочные значения произведения $A\Delta_1$ и плотности тока в обмотке статора Δ_1 турбогенераторов с разными схемами охлаждения приведены в табл. 7.4.

§ 7.3. Определение размеров паза при косвенном охлаждении обмотки статора

Стержень обмотки состоит из отдельных элементарных проводников, образующих по условиям транспозиции два одинаковых вертикальных ряда или столбца. Поэтому число элементарных проводников в стержне всегда должно быть четным.

При транспозиции столбцы сдвигаются по вертикали один относительно другого на один элементарный проводник. Свободное место заполняется изоляционным материалом (см. рис. 2.22). В отдельных случаях в машинах большой мощности применяют сдвоенные стержни. Они представляют собой два стержня, размещенных в одном пазу по ширине, в каждом из которых находятся два столбца транспонированных элементарных проводников, имеющих общую изоляцию от корпуса. Такой сдвоенный стержень имеет по ширине паза четыре столбца элементарных проводников (см. рис. 2.25).

Ниже рассмотрена конструкция стержня обмотки из двух столбцов транспонированных элементарных проводников прямоугольного сечения, размеры которых $a_3 \times b_3$ и площади сечения s_3 приведены в табл. П.1.1. Заметим, что $s_3 < a_3 \times b_3$ из-за скруглений проводника на углах. Изоляция элементарного проводника типа ПСД. Максимальная двусторонняя толщина изоляции δ_3 приведена в табл. П.1.2.

Меньшая сторона элементарного проводника a_3 располагается в пазу вертикально, а большая b_3 — горизонтально, т. е. параллельно дну паза.

По ширине паза $b_{п1}$ стержень обмотки образуется двумя изолированными элементарными проводниками шириной b_n , предвари-

тельное значение которой можно определить из выражения

$$b'_n = (b'_{n1} - \delta_{ш})/2, \quad (7.32)$$

где b'_{n1} — по (7.31); $\delta_{ш}$ — общий размер двусторонней толщины изоляции, прокладок и зазора на укладку по ширине паза без учета изоляции элементарного проводника по табл. 7.5.

Ширина голого элементарного проводника (предварительно)

$$b'_z = b'_n - \delta_z, \quad (7.33)$$

где δ_z — двусторонняя толщина изоляции элементарного проводника по табл. П.1.2.

Определенное по (7.33) значение b'_z округляем до ближайшего стандартного b_z по табл. П.1.1, после чего уточняем окончательно ширину паза статора:

$$b_{n1} = 2(b_z + \delta_z) + \delta_{ш}. \quad (7.34)$$

Уточняем ширину зубца статора:

$$b_{z1} = t_1 - b_{n1}. \quad (7.35)$$

Следует иметь в виду, что общая ширина меди в пазу не должна быть меньше общей толщины изоляции по ширине паза.

Проверяем по (7.29) и уточненному значению b_{z1} индукцию в зубце статора и сравниваем ее значение с рекомендуемым в табл. 7.3.

При выборе по табл. П.1.1 второго размера элементарного проводника a_z (по высоте паза) необходимо учитывать следующее.

По технологическим соображениям, связанным с изгибами элементарного проводника при транспозиции, рекомендуется размер a_z брать не меньше 1,25 мм, а отношение $b_z/a_z < 6$. Кроме того, для ограничения добавочных потерь мощности в элементарных проводниках от полей пазового рассеяния рекомендуется выбирать размер a_z не более 3—3,5 мм. Таким образом, размер элементарного проводника следует выбирать в пределах

$$1,25 < a_z < 3,5 \text{ мм.}$$

При выборе по табл. П.1.1 размеров элементарного проводника необходимо учесть еще одну рекомендацию: площадь сечения не должна превышать 18—20 мм².

Плотность тока в стержне обмотки статора

$$\Delta_1 = \sqrt{\frac{4\theta_n \gamma_\theta \lambda_n}{k_\Phi b_{m1} \delta_{ш}}}, \quad (7.36)$$

где $\theta_n = 40 \div 45$ °C — допустимый перепад температур в пазовой изоляции; $\gamma_\theta = 4,6 \cdot 10^7 \frac{1}{\text{Ом} \cdot \text{м}}$ — удельная электропроводность меди при расчетной температуре 75 °C; λ_n — удельная теплопроводность

Таблица 7.5. Размеры термореактивной изоляции назовой части стержневых одновитковых двухслойных обмоток статоров турбогенераторов

Наименование, материал	Линейное напряжение, кВ					
	3,15	6,3	10,5	13,8	15,75	18-20
	Толщина, мм					
Изоляция переходов. Миникант гибкий ГФС или ГМС толщиной 0,2 мм	0,4					
Прокладка между полустержнями. Ткань стеклослюдяная, пропитанная оксидно-фенольным лаком	0,5					
Шпаглевка ЭШ-211	0,2					
	0,4					
Накладка. Стеклотекстолит СТЭФ-1	1			2		
	0,3					
Полупроводящее покрытие. промазанная лаком ЭПП-58	Лента стеклослюдяная, промазанная лаком ЭПП-58					
Изоляция от корпуса. Лента стеклослюдяная ЛТСС-3 вполнахлеста толщиной 0,17 мм. Лента стеклослюдяная толщиной 0,1 мм впритык	2,6	4,6	8	9,5	10,5	12,5
						14

Полупроводящее покрытие. Лента асболавансовая впитык (покрытая полупроводящим лаком)

1

Двусторонняя толщина изоляции стержня	По ширине $\delta_{ст.ш}$	4,3	6,3	9,7	11,5	12,5	14,5	16	
	По высоте $\delta_{ст.к}$	5,4	7,4	10,8*	12,6*	13,6*	16,6*	18,1*	
Прокладка на дно паза. Электронит	По высоте	0,5							1
Прокладка между стержнями. Стеклотекстолит СТЭФ-II	По высоте $\delta_{пр}$	1	1,5		5				
Прокладка под клин. Стеклотекстолит СТЭФ-I	По высоте	1, не менее							
Зазор на укладку		0,3							0,5
Общий размер толщины изоляции в пазу, прокладок и зазора на укладку	По ширине $\delta_{ш}$	4,6	6,6	10,2	12	13	15	16,5	
	По высоте $\delta_{н}$	13,6**	18,1**	29,1**	32,7**	34,7**	40,7**	43,7**	

* К указанному размеру по высоте следует добавить величину разбухания изоляции при пропитке $m_{эв}$ элементарных проводников по высоте одного стержня, равную $0,02 m_{эв}$.

** К указанному размеру по высоте следует добавить величину разбухания изоляции $m'_{эв}$ элементарных проводников верхнего стержня и $m''_{эв}$ нижнего стержня, расположенного в том же пазу, равную $0,02(m'_{эв} + m''_{эв})$ (при одинаковых стержнях $m'_{эв} = m''_{эв}$).

Толщина корпусной изоляции лобовой части стержня может быть уменьшена на 10% по сравнению с толщиной пазовой части.

терморезистивной изоляции; при воздушном охлаждении $\lambda_n = 0,2$ Вт/(м·град), при водородном $\lambda_n = 0,26$ Вт/(м·град); k_\bullet — коэффициент вытеснения тока (коэффициент Фильда) по рекомендациям (7.37); b_{m1} — суммарный размер элементарных проводников без изоляции по ширине паза. Если стержень из двух столбцов, то $b_{m1} = 2b_s$.

Определенную по (7.36) плотность тока следует сравнить с рекомендуемой в табл. 7.4.

Коэффициент вытеснения тока k_Φ представляет собой отношение общих потерь в меди обмотки статора, равных сумме основных потерь от тока статора и добавочных потерь от полей рассеяния, к основным потерям. При нерациональном проектировании добавочные потери могут значительно превышать основные и вызывать опасные перегревы отдельных частей обмотки. Так, при уменьшении плотности тока основные потери уменьшаются, а добавочные — возрастают. Таким образом, общие потери могут не только не уменьшиться, но даже возрасти. Это объясняется тем, что при неизменной ширине паза уменьшение плотности тока приводит к увеличению сечения стержней и росту глубины паза. А рост глубины паза неизбежно приводит к увеличению добавочных потерь. Чтобы не было повышенного выделения потерь и сильного нагрева верхнего стержня и особенно его верхних (ближе к раскрытию паза) проводников, рекомендуется при косвенном охлаждении обмотки принимать коэффициент вытеснения тока

$$k_\Phi = 1,2 \div 1,33. \quad (7.37)$$

Площадь сечения стержня (предварительно)

$$s'_1 = I_{\text{инф}} / (a \Delta_1). \quad (7.38)$$

Число элементарных проводников в стержне

$$m_s = s'_1 / s_s, \quad (7.39)$$

где s_s взято из табл. П.1.1.

Полученное значение m_s округляют до ближайшего целого четного числа, после чего уточняют сечение стержня, плотность тока и коэффициент k_Φ :

$$s_1 = s_s m_s, \quad (7.40)$$

$$\Delta_1 = I_{\text{инф}} / (a s_1). \quad (7.41)$$

При частоте 50 Гц и косвенном охлаждении обмоток коэффициент вытеснения тока можно с достаточной степенью точности подсчитать по формуле

$$k_\Phi = 1 + 10,7 (b_{m1} m_s / b_{n1})^2 a_s^4 \cdot 10^6. \quad (7.42)$$

Как видно из формулы, меньший размер сечения элементарного проводника a_3 сильно (в четвертой степени) влияет на коэффициент вытеснения тока. Если рекомендации (7.37) для k_ϕ , подсчитанному по (7.42), не удовлетворяются при выбранном a_3 , то следует перейти на другое значение a_3 , другое сечение элементарного проводника s_3 , после чего уточнить m_3 , s_1 , Δ_1 и k_ϕ .

Стержни в пазу крепят с помощью клина. Высоту клина $h_{кл1}$ выбирают в зависимости от ширины и глубины паза в пределах

$$h_{кл1} = (0,6 \div 1,1) b_{п1}. \quad (7.43)$$

Высота всех изолированных элементарных проводников одного стержня

$$h_n = a_n (m_{эв} + 1), \quad (7.44)$$

где $a_n = a_3 + \delta_3$ (δ_3 взято из табл. П.1.2); $m_{эв} = m_3/2$ — число элементарных проводников по высоте одного стержня.

Высота паза или зубца статора при двух одинаковых стержнях, размещенных в пазу,

$$h_{п1} = h_{з1} = 2h_n + \delta_h + 2 \cdot 0,02 m_{эв} + h_{кл1}, \quad (7.45)$$

где δ_h взято из табл. 7.5.

При стержнях в пазу разной высоты и разным числе элементарных проводников по высоте стержня ($m'_{эв} \neq m''_{эв}$) сечение нижнего стержня выбирают меньшим, чем сечение верхнего. Высота паза или зубца статора при разных стержнях в пазу

$$h_{п1} = h_{з1} = h'_n + h''_n + \delta_h + 0,02 (m'_{эв} + m''_{эв}) + h_{кл1}, \quad (7.46)$$

где h'_n , h''_n — высота всех изолированных элементарных проводников по (7.44) верхнего и нижнего стержней.

В большинстве построенных турбогенераторов отношение высоты паза статора к диаметру

$$h_{п1}/D_1 = 0,16 \div 0,21. \quad (7.47)$$

а отношение высоты паза статора к его ширине

$$h_{п1}/b_{п1} = 5 \div 9. \quad (7.48)$$

При четырех стержнях в пазу (двухвитковая стержневая обмотка) на каждый стержень накладывают непрерывную витковую изоляцию. Двустороннюю толщину витковой изоляции каждого из четырех стержней можно принять равной 1,5 мм при номинальном напряжении 6,3 кВ и 2,5 мм — при напряжении 10,5 кВ.

При расположении элементарных проводников в четыре столбца (см. рис. 2.25) следует руководствоваться принципами определения размеров элементарных проводников, изложенными выше. По ширине паза будут располагаться не два, а четыре элементарных проводника, так как это будет сдвоенный стержень, состоящий из двух

обычных транспонированных стержней, в каждом из которых по два столбца элементарных проводников. Общие размеры изоляции в пазу можно взять из табл. 7.5 с учетом увеличения изоляции по ширине паза на толщину 0,5 мм вертикальной прокладки между двумя стержнями.

§ 7.4. Определение размеров паза при непосредственном охлаждении обмотки статора

Водородное охлаждение. В турбогенераторах с непосредственным водородным охлаждением обмотки статора в стержне обмотки между двумя вертикальными столбцами элементарных проводников размещаются вентиляционные трубки прямоугольного сечения (см. рис. 2.26). Для ограничения потерь от вихревых токов трубки делают из немагнитной стали с повышенным электрическим сопротивлением, толщина стенки 0,5 мм. Обычно берут размер трубки по высоте стержня $a_{\tau} = 9 \div 14$ мм, ширину трубки $b_{\tau} = 7 \div 9$ мм. Трубки изолируют лавсановой пленкой толщиной 0,02 мм и стеклолентой толщиной 0,1 мм. Общую двустороннюю толщину изоляции трубок принимают $0,4 \div 0,6$ мм.

Водород поступает в вентиляционные трубки в головках стержней на одной стороне и выходит на другой стороне статора. Далее выбирают отношение полного сечения вентиляционных трубок s_{τ} к площади меди эффективного проводника (стержня) s_1 :

$$s_{\tau}/s_1 = 0,15 \div 0,5. \quad (7.49)$$

Длина вентиляционной трубки l_{τ} равна половине длины витка обмотки статора:

$$l_{\tau} = l_1 + 2,5D_1, \quad (7.50)$$

где l_1 , D_1 — длина и внутренний диаметр сердечника статора.

Плотность тока в обмотке статора при непосредственном водородном охлаждении определяют по формуле

$$\Delta_1 = 712 \sqrt{\frac{\theta_{\text{в}} \nu p_{\text{H}}}{l_{\tau} k_{\Phi}} \frac{s_{\tau}}{s_1}}, \quad (7.51)$$

где $\theta_{\text{в}} = 55 \div 60$ °C — нагрев водорода; $\nu = 40 \div 60$ м/с — скорость движения водорода по вентиляционным трубкам; $p_{\text{H}} = 0,4 \cdot 10^6$ Па — давление водорода внутри корпуса турбогенератора; $k_{\Phi} = 1,2 \div 1,33$ — коэффициент вытеснения тока.

Полученное значение Δ_1 следует сравнить с рекомендуемым в табл. 7.4.

Непосредственное охлаждение обмотки статора водой. Сечение стержня при непосредственном охлаждении обмотки статора водой показано на рис. 2.23. Стержень состоит из сплошных и полых проводников, выполненных в виде медных прямоугольных трубок, или только из полых проводников в турбогенераторах большой мощно-

сти. Соотношение между сплошными и полыми проводниками в комбинированном стержне зависит от многих факторов. Проводники комбинированного стержня делят на группы. В каждой группе имеется один полый и один, два, три, а иногда и больше сплошных проводников. При большем числе сплошных проводников в группе (при одном полом) суммарные потери мощности уменьшаются, а нагрев обмотки возрастает, так как при этом уменьшается расход воды в связи с меньшим количеством полых проводников в стержне.

Высоту канала в полом проводнике a_k обычно выбирают 2 мм. При $a_k < 2$ мм затруднительно надежное протекание воды, а при $a_k > 2$ мм растет высота элементарного полого проводника $a_{эп}$, что приводит к росту добавочных потерь. Толщину стенки полого проводника по условиям механической прочности выбирают 1—2 мм. Поэтому меньший размер сечения полого проводника $a_{эп}$ оказывается в 1,5—3 раза больше размера a_s сплошного проводника. Это приводит при одинаковой глубине паза к росту коэффициента вытеснения тока k_ϕ . При непосредственном охлаждении обмоток водой рекомендуется брать $k_\phi \leq 1,6$ и только в отдельных случаях при значительных заглублениях паза допускается брать $k_\phi \approx 2$. Таким образом, при непосредственном охлаждении обмоток можно принимать

$$k_\phi = 1,5 \div 2. \quad (7.52)$$

Если на один полый проводник в комбинированном стержне принимать 2—3 сплошных, то отношение площади сечения всех каналов $s_{к1}$ в стержне к площади сечения меди стержня s_1

$$s_{к1}/s_1 = 0,12 \div 0,3. \quad (7.53)$$

По воде все стержни могут быть соединены параллельно. Вода подается в каналы всех стержней с одной стороны турбогенератора и отводится с другой стороны. Однако такая схема не очень удобна по конструктивным соображениям, хотя в этом случае можно взять меньшее значение отношения $s_{к1}/s_1$ и уменьшить k_ϕ .

Более конструктивной является схема последовательного соединения двух стержней по воде, при которой все подводы и отводы воды выполняются с одной стороны, противоположной электрической схеме соединения обмотки. Длина последовательно соединенных по воде каналов двух стержней

$$l_k = 2(l_1 + 2,5D_1). \quad (7.54)$$

Плотность тока в обмотке статора при непосредственном водяном охлаждении (предварительно) определяют по формуле

$$\Delta_1 = 14 \cdot 10^6 \sqrt{\frac{\theta_n v}{l_k k_\phi} \frac{s_{к1}}{s_1}}, \quad (7.55)$$

где $\theta_n = 15 \div 30^\circ \text{C}$ — подогрев воды при протекании по каналам стержней; $v = 0,8 \div 2$ м/с — скорость движения воды.

Полученную плотность тока следует сравнить с рекомендуемой в табл. 7.4.

Ширину паза и больший размер элементарного проводника при непосредственном охлаждении обмотки статора водой выбирают, так же как и при косвенном охлаждении, по (7.32) — (7.35). Однако при выборе большего размера сечения сплошного элементарного проводника b , по табл. П.1.1 следует согласовать его с размером полого элементарного проводника $b_{эп}$ по табл. П.1.3. Эти размеры по возможности должны быть близкими.

Комбинированный стержень состоит из нескольких групп проводников. Каждая группа включает один полый и $m_{э.гр}$ сплошных элементарных проводников. В турбогенераторах мощностью до 160 МВт можно брать $m_{э.гр} = 3 \div 4$, мощностью 200—500 МВт — $m_{э.гр} = 2 \div 3$, от 500 МВт и выше — $m_{э.гр} = 1 \div 2$ или применять только полые элементарные проводники в стержне. В турбогенераторах большой мощности ($P_n \geq 500$ МВт) стержни могут быть составлены из групп с разным числом сплошных проводников на один полый. В нижнем стержне, где добавочные потери меньше, допускают большую плотность тока, и поэтому этот стержень по высоте меньше, чем верхний. В нем число групп с меньшим $m_{э.гр}$ больше, чем в верхнем.

Соотношение между высотами сплошного проводника $a_э$ и полого $a_{эп}$

$$a_э/a_{эп} = 0,3 \div 0,7. \quad (7.56)$$

Ориентировочно высоту полого элементарного проводника определяют по формуле

$$a_{эп} = 0,153 \cdot 10^3 \frac{b_{п1}}{s_1} \nu \sqrt{(1 - s_k)(k_\phi - 1)}, \quad (7.57)$$

где ν — коэффициент, определяемый по кривым: $\nu = f(a_э/a_{эп})$ для разных $m_{э.гр}$ (рис. 7.1); $\nu = 1$ для $m_{э.гр} = 0$ — стержень выполнен только из полых проводников; $s_k = a_k b_k / (a_{эп} b_{эп}) = 0,15 \div 0,4$ (меньшие значения для узких пазов); $k_\phi = 1,6$ ($k_\phi = 1,5 \div 2$).

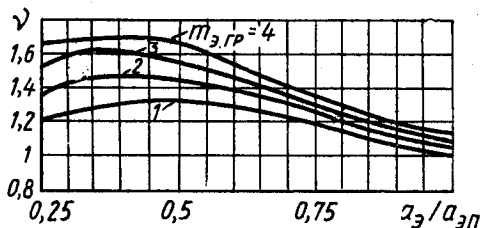


Рис. 7.1. Коэффициент ν для определения высоты полого проводника в комбинированных стержнях

Полученное значение $a_{эп}$ по (7.57) округляют до ближайшего стандартного по табл. П.1.3 для выбранного ранее $b_{эп}$. Размер $a_э$ сплошного проводника предварительно определяют по выбранному отношению (7.56) и $a_{эп}$ — по (7.57):

$$a_э = a_{эп} (a_э/a_{эп}). \quad (7.58)$$

Размер a_3 округляют до ближайшего стандартного в соответствии с выбранным ранее значением b_3 по табл. П.1.1.

Площадь сечения меди всех проводников в группе

$$s_{гр} = m_{э.гр} s_э + s_{эп}, \quad (7.59)$$

где $s_э$, $s_{эп}$ — площади сечения меди элементарных (сплошного и полого) проводников по табл. П.1.1 и П.1.3.

Все элементарные проводники, объединенные в группы, располагаются по ширине паза в два ($m_{эш}=2$) или четыре ($m_{эш}=4$) столбца. Число групп по высоте стержня в одном столбце

$$n_{гр} = s_1' / (m_{эш} s_{гр}). \quad (7.60)$$

Округляем $n_{гр}$ до целого числа и уточняем площадь сечения меди комбинированного стержня:

$$s_1 = m_{эш} n_{гр} s_{гр}. \quad (7.61)$$

Уточняем плотность тока в стержне по (7.41), которую следует сравнить с рекомендуемой по табл. 7.4.

Двусторонняя толщина изоляции полых проводников составляет 0,2—0,4 мм, т. е. близка к толщине изоляции сплошных проводников типа ПСД.

Общее число сплошных и полых проводников по высоте стержня (в одном столбце)

$$m_{эв} = n_{гр} (m_{э.гр} + 1). \quad (7.62)$$

Высота изолированных элементарных проводников одного стержня

$$h_n = n_{гр} (a_n m_{э.гр} + a_{ин}) + a_{ин}, \quad (7.63)$$

где $a_n = a_э + \delta_э$ ($\delta_э$ — по табл. П.1.2); $a_{ин} = a_{эп} + \delta_{эп}$, $\delta_{эп}$ — двусторонняя толщина изоляции полого проводника.

Так как изоляция комбинированных стержней такая же, как и стержней с косвенным охлаждением обмотки (см. § 7.2), расчет высоты паза при одинаковых верхнем и нижнем стержнях проводят по (7.45) или (7.46), если верхний и нижний стержни имеют разные площади сечения и разные размеры по высоте.

При сдвоенных стержнях (четыре столбца элементарных проводников) (см. рис. 2.25) в расчете надо учесть по ширине паза четыре элементарных проводника и изоляционную прокладку толщиной 0,5 мм между двумя стержнями.

§ 7.5. Ярмо и внешний диаметр статора

Сердечник статора изготавливают из листов кремнистой горячекатаной или холоднокатаной электротехнической стали толщиной 0,5 мм, иногда применяют сталь толщиной 0,35 мм.

Для турбогенераторов относительно небольшой мощности с внешним диаметром сердечника менее 1 м листы штампуют в виде

дисков из горячекатаной электротехнической стали. Для турбогенераторов больших мощностей с внешним диаметром сердечника более 1 м листы штампуют в виде сегментов.

Горячекатаная сталь марок 1511, 1512, 1513 применяется в турбогенераторах относительно небольшой и средней мощностей,

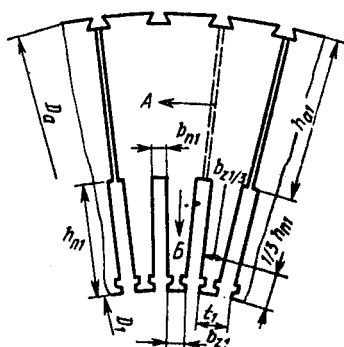


Рис. 7.2. Сегмент пакета стали статора с тремя зубцами:

A — направление прокатки вдоль спинки (поперек зубцов); *B* — направление прокатки вдоль зубцов

а холоднокатаная анизотропная сталь марки 3413 — в турбогенераторах средней и большой мощностей. Для более выгодного использования свойств холоднокатаной стали в турбогенераторах средней мощности сегменты штампуют так, чтобы направление прокатки совпадало с направлением магнитного поля в спинке (ярме) статора (поперек зубцов), как показано стрелкой *A* на рис. 7.2. Для турбогенераторов большой мощности сегменты штампуют из холоднокатаной стали так, чтобы направление прокатки совпадало с осью зубцов (вдоль зубцов), как показано стрелкой *B* на рис. 7.2.

С развитием металлургии появятся горячекатаные стали с меньшими удельными потерями мощности, что позволит применять их в турбогенераторах большей мощности.

Для определения высоты h_{a1} ярма (спинки) статора необходимо учесть тип стали и направление прокатки для холоднокатаной стали (вдоль потока в ярме или поперек). По табл. 7.3 выбрать рекомендуемое значение индукции B_{a1} в ярме статора при холостом ходе и определить высоту ярма статора:

$$h_{a1} = \frac{\Phi}{2l_c k_c B_{a1}}, \quad (7.64)$$

где Φ , l_c , k_c — по (7.21), (7.24), (7.30).

Внешний диаметр сердечника статора

$$D_a = D_1 + 2(h_{n1} + h_{a1}). \quad (7.65)$$

Для двухполюсных турбогенераторов

$$D_a/D_1 = 2 + 2,1. \quad (7.66)$$

§ 7.6. Параметры обмотки статора

Под параметрами обмотки статора понимают активное и индуктивные сопротивления фазы обмотки. Длина витка обмотки статора

$$l_{a1} = 2(l_1 + l_{a1}), \quad (7.67)$$

где $l_{a1} \approx 2,5D_1$ — длина лобовой части полувитка.

Активное сопротивление $r_{1(15)}$ фазы обмотки статора постоянному току (или переменному без учета вытеснения тока в проводниках) при температуре 15°C

$$r_{1(15)} = \frac{w_1 l_{n1}}{57 a s_1} 10^{-6}. \quad (7.68)$$

Если площади сечения меди нижнего и верхнего стержней неодинаковы, то в (7.62) подставляют среднее значение

$$s_1 = 0,5 (s_{1н} + s_{1в}). \quad (7.69)$$

При любой другой температуре θ активное сопротивление

$$r_{1(\theta)} = r_{1(15)} [1 + 0,004 (\theta - 15)]. \quad (7.70)$$

В относительных единицах (о.е.)

$$r_{1(\theta)*} = r_{1(\theta)} \frac{I_{1нф}}{U_{1нф}}. \quad (7.71)$$

При расчетной температуре 75°C активное сопротивление фазы обмотки статора

$$r_{1(75)} = \frac{w_1 l_{n1} 10^{-6}}{46 a s_1}. \quad (7.72)$$

В относительных единицах

$$r_{1(75)*} = 0,003 + 0,001 \quad (7.73)$$

или близко к ним. Для машин большей мощности активное сопротивление r_{1*} меньше.

Индуктивное сопротивление рассеяния фазы обмотки статора определяется потоками пазового, лобового и дифференциального рассеяния. В расчете индуктивного сопротивления пазового рассеяния следует иметь в виду, что при укороченном шаге двухслойной обмотки в одном пазу находятся стержни, принадлежащие разным фазам, что приводит к уменьшению общего тока в пазу (по сравнению с диаметральным шагом), уменьшению поля пазового рассеяния и снижению индуктивного сопротивления рассеяния. Это обстоятельство учитывается укорочением шага обмотки $\beta = y/\tau$.

При больших зазорах δ между статором и ротором к потоку пазового рассеяния добавляется поток рассеяния между коронками соседних зубцов. Для двухполюсных турбогенераторов с укороченным шагом обмотки $1 > \beta \geq 2/3$ индуктивное сопротивление пазового рассеяния в относительных единицах с учетом рассеяния по коронкам зубцов определяют по формуле

$$x_{1н*} = 0,47 \left(\frac{w_1}{10} \right)^2 \frac{l_{o1} I_{1нф} (3\beta + 1)}{Z_1 U_{1нф} \cdot 4} \left(\frac{h_{11} + 3h_4}{3b_{n1}} + \frac{\delta}{2t_1 + b_2} + 0,2 \right), \quad (7.74)$$

где $l_{o1} = l_1 - 0,2b_k n_k$ — расчетная длина поля пазового рассеяния с учетом вентиляционных каналов ($n_k = n_n - 1$ — число вентиляцион-

ных каналов сердечника статора); h_{11}, h_4 — размеры взяты по рис. 7.3.

Индуктивное сопротивление рассеяния лобовых частей обмотки при немагнитных бандажах ротора

$$x_{л*} = 3,23 \left(\frac{w_1 k_{o1}}{10} \right)^2 \frac{I_{1\text{нф}}}{U_{1\text{нф}}} l_{л} \cdot 10^{-2}, \quad (7.75)$$

где $l_{л} \approx 2,5D_1$ — длина лобовой части полувитка обмотки.

Если бандажи ротора магнитные (у машин с $P_n \leq 12$ МВт), то можно считать, что

$$x_{л*} \approx 1,5 x_{л*}, \quad (7.76)$$

Магнитное поле дифференциального (или разностного) рассеяния создается МДС, представляющей собой разность между полной волной МДС якоря и ее первой гармонической, т. е. создается высшими гармоническими МДС обмотки якоря. Поле дифференциального рассеяния наводит в обмотке якоря ЭДС основной частоты 50 Гц и определяет индуктивное сопротивление дифференциального рассеяния.

В современных турбогенераторах с большими немагнитными зазорами между ротором и статором индуктивное сопротивление дифференциального рассеяния $x_{\text{диф}}$ мало по сравнению с общим индуктивным сопротивлением и его иногда учитывают приближенно.

Для определения $x_{\text{диф}}$ предварительно определим индуктивное сопротивление взаимной индукции:

$$x_{ад*} = \frac{V \sqrt{2} \mu_0 k_{o1} \tau A}{\pi k'_\delta \delta B_\delta}, \quad (7.77)$$

где $\mu_0 = 4\pi 10^{-7}$ Гн/м — магнитная проницаемость вакуума; $k'_\delta = 1,07 \div 1,15$ — предварительное значение коэффициента воздушного зазора (меньшие значения соответствуют большим мощностям).

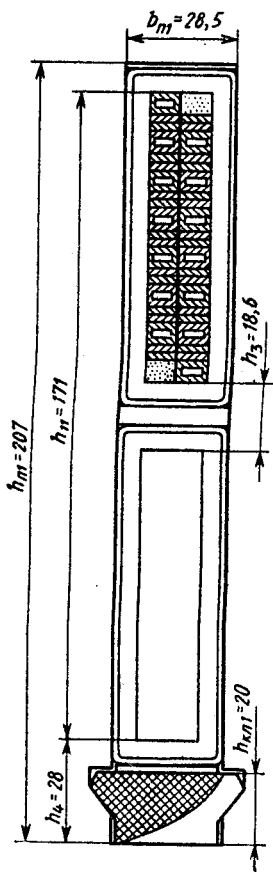


Рис. 7.3. Паз статора турбогенератора 200 МВт с водяным охлаждением (размеры в миллиметрах даны по примеру расчета)

Индуктивное сопротивление дифференциального рассеяния обмотки статора

$$x_{\text{диф}}^* = 0,375 \frac{\delta t_1}{q_1 b_{m1} \tau} x_{ad}^*. \quad (7.78)$$

Индуктивное сопротивление рассеяния

$$x_{s^*} = x_{\text{п}^*} = x_{\text{л}^*} + x_{\text{диф}}^*. \quad (7.79)$$

§ 7.7. Зубцовая зона и ярмо ротора

Ротор является самым напряженным узлом турбогенератора в отношении механических и тепловых нагрузок, а также магнитных насыщений. МДС обмотки ротора должна не только компенсировать в номинальном режиме МДС обмотки статора, но и создавать основной рабочий магнитный поток. Поэтому линейная токовая нагрузка ротора существенно выше линейной нагрузки статора. Чтобы иметь возможность разместить обмотку возбуждения в пазах ротора при ограниченном его диаметре, приходится в 1,5—2 раза, а иногда и более увеличивать плотность тока в ней по сравнению с плотностью тока в обмотке статора.

Распределение поперечного сечения бочки ротора между пазами, зубцами и ярмом должно быть таким, чтобы механические напряжения не превосходили допустимых ни в одной точке ротора. Эти особенности расчета ротора учтены в рекомендациях, приводимых далее. Однако после полного выбора всей геометрии сечения ротора и электромагнитного расчета необходимо выполнить расчеты механической прочности наиболее напряженных участков ротора.

Возможное число пазовых делений, равномерно распределенных по всей окружности ротора, можно ориентировочно принять

$$Z_2' \approx (45 + 55) D_2, \quad (7.80)$$

где D_2 — диаметр ротора, м.

В дальнейшем число Z_2' может быть уточнено по конструкторско-технологическим и производственным соображениям. В действительности пазы фрезеруются не по всей окружности ротора. На полюсном делении оставляют большой зуб, занимающий $(0,25 \div 0,33)\tau$, на котором нет пазов. Это делают для того, чтобы распределение МДС ротора по его окружности было ближе к синусоидальному, что при равномерном немагнитном зазоре позволит получить в нем распределение магнитного поля также близким к синусоидальному.

Число реальных обмотанных пазов Z_2 (в которые укладывают обмотку возбуждения) определяют по отношению

$$\gamma = Z_2 / Z_2' = 0,6 \div 0,75. \quad (7.81)$$

Таблица 7.6. Отношение γ обмотанной части окружности ротора к полной

Z_2	Z_1							
	16	20	24	28	32	36	40	44
20	0,800							
21	0,762							
22	0,727							
23	0,696							
24	0,667	0,833						
25	0,640	0,800						
26	0,615	0,769						
27	0,592	0,741						
28	0,572	0,714						
29	0,552	0,690	0,828					
30	0,533	0,667	0,800					
31		0,645	0,774					
32		0,625	0,750					
33		0,606	0,727	0,848				
34		0,588	0,706	0,824				
35		0,571	0,686	0,800				
36		0,566	0,667	0,778				
37		0,541	0,649	0,757				
38		0,527	0,632	0,737	0,848			
39		0,513	0,615	0,718	0,821			
40		0,5	0,600	0,700	0,800			
41			0,585	0,683	0,780			
42			0,572	0,667	0,762			
43			0,558	0,651	0,744	0,737		
44			0,546	0,636	0,727	0,818		
45			0,534	0,622	0,711	0,800		
46			0,522	0,609	0,696	0,783		
47				0,597	0,681	0,766		
48				0,584	0,667	0,750	0,833	
49				0,572	0,653	0,735	0,616	
50				0,560	0,640	0,720	0,800	
51				0,550	0,628	0,706	0,784	
52				0,539	0,615	0,692	0,769	
53				0,528	0,604	0,679	0,755	0,833
54					0,593	0,667	0,741	0,815
55					0,582	0,655	0,727	0,800
56					0,572	0,643	0,714	0,786
57					0,562	0,632	0,702	0,772
58					0,552	0,621	0,690	0,758
59					0,543	0,610	0,678	0,745
60					0,534	0,600	0,667	0,733
61						0,590	0,656	0,722
62						0,581	0,645	0,710
63						0,572	0,635	0,699
64						0,563	0,625	0,688
65						0,554	0,615	0,677
66						0,546	0,606	0,667
67						0,537	0,598	0,657
68								0,647

Z_2'	Z_2							
	16	20	24	28	32	36	40	44
69								0,638
70								0,628
71								0,620
72								0,611
73								0,603

Число катушек обмотки ротора на один полюс

$$q_2 = Z_2 / (2 \cdot 2p) = Z_2 / (4p). \quad (7.82)$$

Отсюда следует, что число обмотанных пазов Z_2 в двухполюсных турбогенераторах всегда кратно четырем: 12; 16; 20; 24; 28; 32; 36; 40; 44.

В табл. 7.6 приведены наиболее часто применяемые числа обмотанных пазов Z_2 , а также числа полных пазовых делений Z_2' и отношения γ .

Для определенного значения Z_2' предпочтительнее выбирать меньшие значения γ , так как при этом уменьшается число обмотанных пазов Z_2 , что, в свою очередь, приводит к уменьшению расхода обмоточной меди, электрической изоляции и удешевляет производство ротора. Кроме того, при выборе отношения γ необходимо учитывать значение обмоточного коэффициента для основной гармонической, создаваемой обмоткой ротора. Все катушки обмотки возбуждения можно рассматривать распределенными в зоне $\lambda\gamma$ и имеющими диаметральный шаг. Поэтому обмоточными коэффициентами обмотки ротора будут коэффициенты распределения:

для основной гармоники МДС

$$k_{o2} = \frac{2p \sin \frac{\pi}{2} \gamma}{Z_2 \sin \frac{\pi p}{Z_2'}}, \quad (7.83)$$

для высших гармонических

$$k_{o2\nu} = \frac{2p \sin \frac{\nu\pi}{2} \gamma}{Z_2 \sin \frac{\nu\pi p}{Z_2'}}. \quad (7.84)$$

В табл. 7.7 приведены обмоточные коэффициенты обмотки ротора основной волны (первой гармоники) для разных соотношений

Таблица 7.7. Обмоточный коэффициент k_{o2} основной волны МДС ротора

Z_2	Z_2							
	16	20	24	28	32	36	40	44
20	0,760							
21	0,781							
22	0,799							
23	0,815							
24	0,829	0,740						
25	0,842	0,759						
26	0,853	0,776						
27		0,791						
28		0,805						
29		0,817	0,743					
30		0,829	0,758					
31		0,839	0,772					
32		0,848	0,785					
33		0,857	0,797	0,730				
34		0,865	0,808	0,745				
35		0,872	0,819	0,758				
36		0,879	0,828	0,770				
37		0,886	0,837	0,782				
38		0,892	0,845	0,792	0,734			
39		0,898	0,852	0,802	0,746			
40		0,902	0,859	0,811	0,758			
41			0,864	0,820	0,768			
42			0,872	0,828	0,779			
43			0,875	0,835	0,788	0,736		
44			0,884	0,842	0,797	0,747		
45			0,887	0,849	0,805	0,757		
46			0,892	0,855	0,813	0,767		
47			0,896	0,862	0,821	0,776		
48			0,900	0,865	0,828	0,785	0,738	
49				0,872	0,834	0,793	0,748	
50				0,878	0,840	0,801	0,757	
51				0,882	0,846	0,808	0,766	0,721
52				0,886	0,852	0,815	0,774	0,732
53				0,889	0,857	0,821	0,782	0,740
54				0,894	0,863	0,828	0,790	0,750
55				0,897	0,867	0,834	0,796	0,758
56				0,900	0,872	0,839	0,803	0,765
57					0,876	0,845	0,810	0,773
58					0,880	0,850	0,816	0,779
59					0,885	0,854	0,822	0,787
60					0,888	0,859	0,828	0,792
61							0,833	0,802
62							0,838	0,804
63							0,843	0,814
64							0,847	0,819
65							0,852	0,823
66							0,856	0,827
67								0,832

Z_2'	Z_2							
	16	20	24	28	32	36	40	44
68								0,837
69								0,843
70								0,845
71								0,851
72								0,853
73								0,857

Z_2 и Z_2' . Сравнивая табл. 7.6 и 7.7, можно заметить, что с уменьшением γ обмоточный коэффициент для первой гармонической МДС возрастает. Анализ обмоточных коэффициентов высших гармонических показывает, что наименьшее содержание высших гармонических в кривой МДС ротора оказывается в диапазоне изменения $\gamma=0,6\div 0,75$. Таким образом, можно рекомендовать для выбора γ следующие пределы:

$$\gamma = 0,667 \div 0,72. \quad (7.85)$$

При этом имеет место достаточно высокое электромагнитное использование ротора с достаточно хорошей (близкой к синусоиде) формой кривой МДС.

Еще большего улучшения формы кривой МДС и магнитной индукции в немагнитном зазоре с учетом насыщения можно добиться неравномерным распределением пазов на роторе или выполнением пазов различной высоты (глубины) в пределах полюсного деления. Однако это затруднительно в производстве. Практически достаточно хорошей формы кривой МДС и магнитной индукции добиваются уменьшением высоты пазов для одной или двух катушек с уменьшенным числом витков, расположенных непосредственно у большого зуба ротора.

Размеры зубцов и ярма выбирают с учетом допустимых механических напряжений при угонной скорости $n_\gamma = 1,2n_n = 3600$ об/мин в наиболее узком сечении зубца — у его основания и на поверхности центрального отверстия ротора. Паз может быть мелким или глубоким. Для размещения обмотки в мелком пазу приходится брать его широким, а это приводит к уменьшению ширины основания зубца b'_{z2} и снижению его механической прочности. При глубоком пазе его можно взять более узким, однако ширина основания зубца b'_{z2} также уменьшается из-за уменьшения длины окружности по дну пазов.

Ориентировочно глубину паза h_{n2} , отнесенную к диаметру ротора D_2 и обеспечивающую наибольшую площадь пазов при допустимых механических напряжениях в основании зубца, можно найти

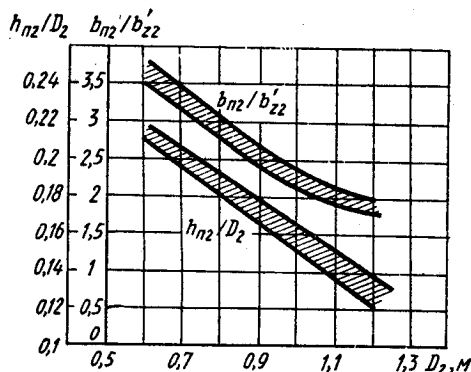


Рис. 7.4. Отношения $h_{n2}/D_2, b_{n2}/b'_{z2} = f(D_2)$ при косвенном охлаждении обмотки ротора

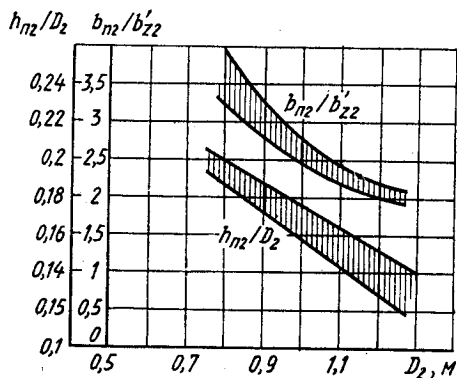


Рис. 7.5. Отношения $h_{n2}/D_2, b_{n2}/b'_{z2} = f(D_2)$ при непосредственном охлаждении обмотки ротора

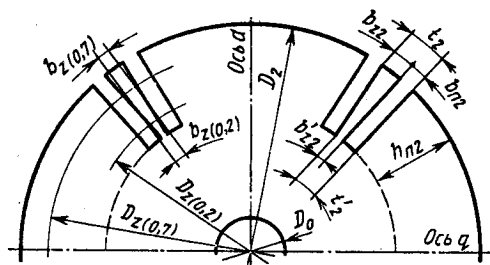


Рис. 7.6. Сечение ротора

по рис. 7.4 и 7.5. Там же дана зависимость отношения ширины паза b_{n2} к ширине основания зубца b'_{z2} от диаметра ротора для косвенного и непосредственного охлаждения обмотки.

Глубина паза

$$h_{n2} = (h_{n2}/D_2) D_2. \quad (7.86)$$

Пазовое деление в основании зубца ротора (рис. 7.6)

$$t'_2 = b_{n2} + b'_{z2} = \frac{\pi(D_2 - 2h_{n2})}{Z'_2}. \quad (7.87)$$

По рис. 7.4 или 7.5 находят отношение b_{n2}/b'_{z2} и, учитывая (7.87), определяют предварительно b_{n2} и b'_{z2} . Затем по табл. П.1.4, П.1.5 или П.1.6 подбирают ширину меди b_2 , близкую к ширине

$$b'_2 = b_{n2} - \delta_{ш2},$$

где $\delta_{ш2}$ — двусторонняя толщина изоляции по ширине паза из табл. 7.8.

Далее уточняют ширину паза ротора:

$$b_{n2} = b_2 + \delta_{ш2}. \quad (7.88)$$

В турбогенераторах мощностью 500 Мвт и более, имеющих ротор с непосредственным водородным охлаждением, выполненным в виде многоструйной самовентиляции, лучшего электромагнитного использования ротора достигают увеличением площади пазов, придавая им трапециевидную форму (см. рис. 3.13).

Таблица 7.8. Размеры изоляции в пазовой части роторных обмоток турбогенераторов

Наименование	Толщина изоляции, мм			
	Косвенное охлаждение		Непосредственное охлаждение	
	по ширине	по высоте	по ширине	по высоте
Подклиновья прокладка из стеклотекстолита h_m		7—9		7—15
Витковая изоляция (прокладки из стеклотекстолита) на 1 виток δ_{mv}		0,3—0,4		0,3—1,0
Гильза стеклотекстолитовая (толщина)	1,6	1,6	1,6—2,0	1,6—2,0
Прокладки из пропитанного стеклополотна на дне гильзы		0,5—0,6		0,5—0,6
Прокладки из пропитанного стеклополотна на дне паза под гильзой		0,5—0,6		0,5—0,6
Зазор на укладку (по ширине на две стороны)	0,2—0,5		0,5	
Общая двусторонняя толщина изоляции по ширине паза δ_m	3,4—3,7		3,5—4,5	
Общая толщина гильзы и прокладок на дне паза $\Sigma\delta_n$		2,6—2,8		2,6—3,2

В этом случае все проводники должны иметь разную ширину и для сохранения постоянной плотности тока должны быть разной высоты. На практике для уменьшения типоразмеров применяемой меди часто ограничиваются двумя-тремя размерами меди по высоте паза или применяют все проводники одинаковой высоты. При разной ширине витков и одинаковой их высоте верхние проводники имеют меньшую плотность тока (за счет большей ширины меди и соответственно большего сечения). Такое решение позволяет снизить температуру верхних, наиболее нагретых витков.

В турбогенераторах с непосредственным водяным охлаждением лучшего электромагнитного использования ротора в машинах большой мощности достигают применением ступенчатых пазов и двухрядным расположением проводников.

После определения конфигурации паза и его ширины b_{n2} у дна уточняют ширину основания зубца ротора:

$$b'_{z2} = l'_2 - b_{n2}. \quad (7.89)$$

По технологическим и производственным соображениям для роторов, имеющих $D_2 \leq 0,7$ м, ширина основания зубца

$$b'_{z2} \geq 6 + 8 \text{ мм}, \quad (7.90)$$

а для роторов, имеющих $D_2 \geq 0,8$ м,

$$b'_{z2} \geq 12 + 13 \text{ мм}. \quad (7.91)$$

Если ширина основания зубца b'_{z2} получилась меньше допустимой по (7.90) или (7.91), то следует перейти на другое число пазов Z'_2 .

§ 7.8. Пример расчета (продолжение, начало см. § 6.4)

12. Номинальное фазное напряжение при соединении обмотки в звезду

$$U_{1\text{нф}} = \frac{U_{1\text{н}}}{\sqrt{3}} = \frac{15,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 9093 \text{ В.}$$

13. Номинальный ток фазы статора

$$I_{1\text{нф}} = \frac{S_{\text{н}}}{3U_{1\text{нф}}} = \frac{235,29 \cdot 10^3}{3 \cdot 9093} = 8625 \text{ А.}$$

14. Принимаем число параллельных ветвей обмотки статора (см. табл. 7.1)

$$a = 2.$$

15. Число эффективных проводов (стержней) в пазу (по высоте)

$$u_{\text{н1}} = 2.$$

16. Объем тока в пазу статора

$$I_{\text{п}} = I_{1\text{нф}} \frac{u_{\text{н1}}}{a} = 8625 \frac{2}{2} = 8625 \text{ А.}$$

17. Пазовое зубцовое деление статора предварительно

$$t_1 = I_{1\text{нф}} / A = 8625 / (14 \cdot 10^4) = 61,61 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

18. Число пазов (зубцов) статора предварительно

$$Z_1 = \frac{\pi D_1}{t_1} = \frac{\pi \cdot 1,235}{61,61 \cdot 10^{-3}} = 62,97.$$

Принимаем $Z_1 = 60$, тогда $q = Z_1 / (2pm) = 60 / (2 \cdot 1 \cdot 3) = 10$.

19. Уточняем пазовое деление статора:

$$t_1 = \pi D_1 / Z_1 = \pi \cdot 1,235 / 60 = 0,0647 \text{ м.}$$

20. Проверяем отношение

$$\delta/t_1 = 0,08/0,0647 = 1,236 > 0,5.$$

21. Число последовательно соединенных витков фазы статора

$$w_1 = p q u_{n1} / a = 1 \cdot 10 \cdot 2 / 2 = 10.$$

22. Полюсное деление, выраженное числом пазовых делений,

$$\tau = Z_1 / (2p) = 60 / (2 \cdot 1) = 30.$$

23. Принимаем укорочение шага $\beta = 0,83$. Шаг обмотки по пазам $y = \beta \tau = 0,83 \cdot 30 \approx 25$ пазовых делений (целое число).

Действительное значение $\beta = y / \tau = 25 / 30 = 0,833$.

24. Коэффициент укорочения обмотки

$$k_{y1} = \sin \frac{y}{\tau} \frac{\pi}{2} = \sin \frac{25}{30} 90^\circ = 0,966.$$

25. Коэффициент распределения обмотки

$$k_{p1} = \frac{0,5}{q_1 \sin \frac{30^\circ}{q_1}} = \frac{0,5}{10 \sin \frac{30^\circ}{10}} = 0,955.$$

26. Обмоточный коэффициент статора

$$k_{o1} = k_{y1} k_{p1} = 0,966 \cdot 0,955 = 0,923.$$

27. Уточняем линейную нагрузку:

$$A = \frac{6wI_{1\text{нф}}}{\pi D_1} = \frac{6 \cdot 10 \cdot 8625}{\pi \cdot 1,235} = 13,34 \cdot 10^4 \text{ А/м.}$$

Полученное значение A близко к выбранному в п. 3.

28. Магнитный поток основной гармонической при холостом ходе

$$\Phi = \frac{U_{1\text{нф}}}{4,44 f_1 w_1 k_{o1}} = \frac{9093}{4,44 \cdot 50 \cdot 10 \cdot 0,923} = 4,438 \text{ Вб.}$$

29. Уточняем предварительную длину сердечника статора:

$$l_{1\text{п}} = \Phi / (D_1 B_\delta) = 4,438 / (1,235 \cdot 0,86) = 4,18 \text{ м.}$$

Принимаем $l_{1\text{п}} = 4,2$ м, что близко к полученному в п. 9.

30. Принимаем длину одного пакета стали статора $l_{\text{пак}} = 0,04$ м, длину вентиляционного канала между пакетами $b_k = 0,005$ м.

Число пакетов в сердечнике статора

$$n_n = l_{1\text{п}} / (l_{\text{пак}} + b_k) = 4,2 / (0,04 + 0,005) = 93,33.$$

Принимаем $n_n = 94$.

31. Длина стали сердечника статора (без каналов)

$$l_c = (n_n - 2) l_{\text{пак}} + 2 l_{\text{пак.кр}} = (94 - 2) \cdot 0,04 + 2 \cdot 0,0275 = 3,735 \text{ м.}$$

Длину крайнего пакета приняли $l_{\text{пак.кр}} = 0,0275$ м.

32. Полная длина сердечника статора

$$l_1 = l_c + b_k(n_n - 1) = 3,735 + 0,005(94 - 1) = 4,2 \text{ м.}$$

33. Сердечник статора выполняем из холоднокатаной стали. Ориентируем направление прокатки поперек зубца (вдоль спинки). Принимаем по табл. 7.3 магнитную индукцию в коронке зубца при холостом ходе $B_{z1} = 1,85 \text{ т}$. Определяем предварительно ширину коронки зубца:

$$b'_{z1} = \frac{\Phi}{(2/\pi)3q_1 B_{z1} l_c k_c} = \frac{4,438}{1,91 \cdot 10 \cdot 1,85 \cdot 3,735 \cdot 0,93} = 0,0362 \text{ м.}$$

34. Ширина паза статора (предварительно)

$$b'_{n1} = t_1 - b'_{z1} = 0,0647 - 0,0362 = 0,0285 \text{ м.}$$

35. Общий размер толщины изоляции в пазу по ширине паза с учетом прокладок и зазора на укладку для напряжения 15,75 кВ, найденный по табл. 7.5,

$$\delta_{ш} = 0,013 \text{ м.}$$

36. Ширина изолированного элементарного проводника (предварительно) (при двух столбцах элементарных проводников в пазу)

$$b'_n = (b_{n1} - \delta_{ш})/2 = (0,0285 - 0,013)/2 = 0,0077 \text{ м.}$$

37. Ширина голого элементарного проводника (предварительно)

$$b'_s = b'_n - \delta_s = 0,0077 - 0,00027 = 0,0074 \text{ м,}$$

где $\delta_s = 0,27 \text{ мм}$ — двусторонняя толщина изоляции ПСД по меньшей стороне a_s элементарного проводника, найденная по табл. П.1.2.

38. Стержень обмотки статора при непосредственном водяном охлаждении состоит из сплошных и полых проводников. По табл. П.1.1 и П.1.3 выбираем размеры голых элементарных сплошного b_s и полого $b_{сп}$ проводников:

$$b_s = 7,5 \text{ мм, } b_{сп} = 7,4 \text{ мм.}$$

Размеры b_s и $b_{сп}$ должны быть по возможности близкими.

39. Уточняем ширину паза по большему выбранному по таблицам размеру b_s или $b_{сп}$ элементарных проводников:

$$b_{n1} = 2(b_s + \delta_s) + \delta_{ш} = 2(0,0075 + 0,00027) + 0,013 = 0,0285 \text{ м.}$$

40. Уточняем ширину коронки зубца и магнитную индукцию в коронках зубцов:

$$b_{z1} = t_1 - b_{n1} = 0,0647 - 0,0285 = 0,0362 \text{ м,}$$

$$B_{z1} = \frac{\Phi}{(2/\pi) \cdot 3q_1 b_{z1} l_c k_c} = \frac{4,438}{1,91 \cdot 10 \cdot 0,0362 \cdot 3,735 \cdot 0,93} = 1,85 \text{ Тл.}$$

Магнитная индукция находится в пределах значений, рекомендуемых в табл. 7.3.

41. Плотность тока при непосредственном водяном охлаждении предварительно определяем по (7.52):

$$\Delta_1 = 14 \cdot 10^6 \sqrt{\frac{\theta_a v}{l_k k_\phi} \frac{s_k}{s_1}} = 14 \cdot 10^6 \sqrt{\frac{22 \cdot 1}{14,6 \cdot 1,6} 0,16} = 5,435 \cdot 10^6 \text{ А/м}^2,$$

где $l_k \approx 2(l_1 + 2,5D_1) = 2(4,2 + 2,5 \cdot 1,235) = 14,6$ м; принимаем $\theta_a = 22^\circ\text{C}$, $v = 1$ м/с, $k_\phi = 1,6$, $s_k/s_1 = 0,16$.

Плотность тока находится в пределах значения, рекомендуемых в табл. 7.4.

42. Площадь сечения меди эффективного проводника (стержня) (предварительно)

$$s'_1 = \frac{I_{\text{инф}}}{a \Delta_1} = \frac{8625}{2,5 \cdot 5,435 \cdot 10^6} = 793,5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

43. Принимаем число сплошных проводников $m_{\text{э,гр}} = 2$ на один полый; $a_3/a_{\text{эп}} = 0,4$; $s_k = 0,25$; $k_\phi = 1,6$. Высота полого элементарного проводника (ориентировочно)

$$a_{\text{эп}} = 0,153 \cdot 10^{-3} \frac{b_{\text{п1}}}{s'_1} v \sqrt{(1 - s_k)(k_\phi - 1)} = \\ = 0,153 \cdot 10^{-3} \frac{0,0285}{793,5 \cdot 10^{-6}} 1,45 \sqrt{(1 - 0,25)(1,6 - 1)} = 0,00542 \text{ м,}$$

где $v = 1,45$ (см. рис. 7.1).

44. По табл. П.1.3 выбираем полый проводник с размерами $a_{\text{эп}} = 5$ мм, $b_{\text{эп}} = 7,4$ мм, размеры канала: $a_k = 2$ мм, $b_k = 4,4$ мм, площадь сечения меди $s_{\text{эп}} = 28,2$ мм².

Высоту сплошного элементарного проводника определяем по формулам (7.53), (7.54):

$$a_3 = a_{\text{эп}}(a_3/a_{\text{эп}}) = 5 \cdot 0,4 = 2 \text{ мм.}$$

По табл. П.1.1 определяем размеры сплошного проводника: $a_3 = 2$ мм, $b_3 = 7,5$ мм, площадь сечения $s_3 = 14,64$ мм².

45. Площадь сечения всех проводников в группе

$$s_{\text{гр}} = m_{\text{э,гр}} s_3 + s_{\text{эп}} = 2 \cdot 14,64 \cdot 10^{-6} + 28,2 \cdot 10^{-6} = 57,48 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

46. Число групп по высоте стержня (группы располагаются в два столбца)

$$n_{\text{гр}} = \frac{s'_1}{2s_{\text{гр}}} = \frac{793,5 \cdot 10^{-6}}{2 \cdot 57,48 \cdot 10^{-6}} = 6,9;$$

принимаем $n_{\text{гр}} = 7$.

47. Действительная площадь сечения меди стержня

$$s_1 = 2n_{\text{гр}}s_{\text{гр}} = 2 \cdot 7,57,48 \cdot 10^{-6} = 804 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

48. Уточняем плотность тока в стержне обмотки статора:

$$\Delta_1 = I_{1\text{нф}} / (as_1) = 8625 / (2 \cdot 804 \cdot 10^{-6}) = 5,36 \cdot 10^6 \text{ А/м}^2.$$

Полученное значение Δ_1 близко к определенному предваритель-
но в п. 41 и не выходит за рекомендуемые пределы.

49. Общее число сплошных и полых проводников по высоте стержня

$$m_{\text{эв}} = n_{\text{гр}}(1 + m_{\text{э.гр}}) = 7(1 + 2) = 21.$$

50. Высота изолированных сплошного и полого элементарных проводников

$$a_{\text{и}} = a_{\text{э}} + \delta_{\text{э}} = 2 + 0,43 = 2,43 \text{ мм},$$

$$a_{\text{ип}} = a_{\text{эп}} + \delta_{\text{эп}} = 5 + 0,2 = 5,2 \text{ мм}.$$

51. Высота изолированных элементарных проводников одного стержня

$$h_{\text{и}} = n_{\text{гр}}(a_{\text{и}}m_{\text{э.гр}} + a_{\text{ип}}) + a_{\text{ип}} = 7(2,43 \cdot 2 + 5,2) + 5,2 = 76,04 \text{ мм}.$$

52. Высоту паза статора найдем по (7.45):

$$h_{\text{п1}} = 2h_{\text{и}} + \delta_{\text{н}} + 2 \cdot 0,02m_{\text{эв}} + h_{\text{кл}} = 2 \cdot 76,04 + 34,7 + \\ + 2 \cdot 0,02 \cdot 21 + 20 = 207 \text{ мм} = 0,207 \text{ м},$$

где $\delta_{\text{н}} = 34,7$ взято из табл. 7.5, $h_{\text{кл}} = 20$ мм приняли по рекоменда-
циям.

В соответствии с табл. 7.5 и проведенными расчетами следует сделать в масштабе чертеж заполненного паза статора, как показано на рис. 7.3. Все необходимые размеры для дальнейших расчетов параметров обмотки следует брать по этому рисунку.

53. Проверяем соотношения:

$$h_{\text{п1}}/b_{\text{п1}} = 0,207/0,0285 = 7,26; \quad h_{\text{п1}}/D_1 = 0,207/1,235 = 0,168.$$

Они находятся в пределах, указанных в формулах (7.47) и (7.48).

54. Магнитопровод (сердечник) статора выполнен из листов-
вой электротехнической стали марки 3413 толщиной 0,5 мм. На-
правление прокатки совпадает с направлением магнитного потока
в ярме (спинке) сегментов сердечника статора (поперек зубцов).

55. Высота ярма статора

$$h_{\text{а1}} = \frac{\Phi}{2l_{\text{с}}k_{\text{с}}B_{\text{а1}}} = \frac{4,438}{2 \cdot 3,735 \cdot 0,93 \cdot 1,465} = 0,436 \text{ м},$$

где $B_{\text{а1}} = 1,465$ (см. табл. 7.3).

56. Внешний диаметр сердечника статора

$$D_a = D_1 + 2(h_{a1} + h_{n1}) = 1,235 + 2(0,436 + 0,207) = 2,521 \text{ м.}$$

Округляем внешний диаметр до $D_a = 2,5$ м и уточняем высоту ярма статора:

$$h_{a1} = \frac{D_a - D_1 - 2h_{n1}}{2} = \frac{2,5 - 1,235 - 2 \cdot 0,207}{2} = 0,4255 \approx 0,426 \text{ м.}$$

Соотношение $D_a/D_1 = 2,5/1,235 = 2,02$ находится в пределах, указанных в формуле (7.66).

57. Длина витка обмотки статора

$$l_{b1} = 2(l_1 + l_{n1}) = 2(4,2 + 3,09) \approx 14,6 \text{ м,}$$

где $l_{n1} \approx 2,5D_1 = 2,5 \cdot 1,235 = 3,09$ м.

58. Активное сопротивление фазы обмотки статора постоянному току при температуре 75°C

$$r_{1(75)} = \frac{\omega_1 l_{b1} \cdot 10^{-6}}{46a_{1s1}} = \frac{10 \cdot 14,6 \cdot 10^{-6}}{46 \cdot 2 \cdot 804 \cdot 10^{-6}} = 1,974 \cdot 10^{-3} \text{ Ом.}$$

В относительных единицах

$$r_{1(75)*} = r_{1(75)} \frac{I_{1\text{нф}}}{U_{1\text{нф}}} = 1,974 \cdot 10^{-3} \frac{8625}{9093} = 0,00187$$

находится в пределах указанных в формуле (7.73).

59. Индуктивное сопротивление пазового рассеяния с учетом рассеяния по коронкам зубцов (о. е.)

$$\begin{aligned} x_{1\text{п}*} &= 0,47 \left(\frac{\omega_1}{10} \right)^2 \frac{l_{\sigma 1} I_{1\text{нф}}}{Z_1 U_{1\text{нф}}} \cdot \frac{3\beta + 1}{4} \left(\frac{h_{11} + 3h_4}{3b_{n1}} + \frac{\delta}{2l_1 + \delta/2} + 0,2 \right) = \\ &= 0,47 \left(\frac{10}{10} \right)^2 \frac{4,107}{60} \frac{8625}{9093} \frac{3 \cdot 0,833 + 1}{4} \left(\frac{0,171 + 3 \cdot 0,028}{3 \cdot 0,0285} + \right. \\ &\quad \left. + \frac{0,08}{2 \cdot 0,0647 + 0,08/2} + 0,2 \right) = 0,09727, \end{aligned}$$

где $l_{\sigma 1} = l_1 - 0,2b_k n_k = 4,2 - 0,2 \cdot 0,005 \cdot 93 = 4,107$ м, $n_k = n_n - 1 = 94 - 1 = 93$.

60. Индуктивное сопротивление рассеяния лобовых частей обмотки (о. е.) при немагнитных бандажах ротора

$$\begin{aligned} x_{л1*} &= 3,23 \left(\frac{\omega_1 k_{o1}}{10} \right)^2 \frac{I_{1\text{нф}}}{U_{1\text{нф}}} l_{л1} 10^{-2} = 3,23 \left(\frac{10 \cdot 0,923}{10} \right)^2 \frac{8625}{9093} 3,09 \cdot 10^{-2} = \\ &= 0,0807. \end{aligned}$$

61. Индуктивное сопротивление взаимной индукции (о. е.)

$$x_{ад*} = \frac{\sqrt{2}\mu_0}{\pi} \frac{k_{о1}}{k'_s} \frac{\tau}{\delta} \frac{A}{B_s} = \frac{\sqrt{2} \cdot 4\pi \cdot 10^{-7}}{\pi} \frac{0,923}{1,075} \frac{1,94}{0,08} \frac{13,34 \cdot 10^4}{0,86} = 1,83,$$

где $\tau = \frac{\pi D_1}{2} = \frac{\pi \cdot 1,235}{2} = 1,94$ м — полюсное деление; $k'_s \approx 1,075$ — коэффициент воздушного зазора предварительно приняли по (7.77).

62. Индуктивное сопротивление дифференциального рассеяния обмотки статора (о. е.)

$$x_{диф1*} = 0,375 \frac{\delta l_1}{q_1 b_{м1} \tau} x_{ад*} = 0,375 \frac{0,08 \cdot 0,00647}{10 \cdot 0,015 \cdot 1,94} 1,83 = 0,0122,$$

где $b_{м1} = 2b_s = 2 \cdot 0,0075 = 0,015$ м.

63. Индуктивное сопротивление рассеяния (о. е.)

$$x_{\sigma 1*} = x_{п1*} + x_{л1*} + x_{диф1*} = 0,09727 + 0,0807 + 0,0122 = 0,19.$$

64. Длину бочки ротора найдем по (6.13):

$$l_2 = l_1 + (0,05 + 0,15) = 4,2 + 0,15 = 4,35 \text{ м.}$$

65. Возможное число пазовых делений

$$Z'_2 = (45 + 55) D_2 = 48 \cdot 1,075 = 51,6.$$

Принимаем $Z'_2 = 52$.

66. Число реальных (обмотанных) пазов и отношение γ

$$Z_2 = \gamma Z'_2 = (0,667 + 0,75) 52 = 34,7 + 39.$$

По табл. 7.6 для $Z'_2 = 52$ принимаем

$$Z_2 = 36, \gamma = 0,692.$$

67. По кривым на рис. 7.5 принимаем (предварительно)

$$h_{n2}/D_2 = 0,15, \quad b_{n2}/b'_{z2} = 2,3.$$

68. Определяем глубину паза ротора (предварительно):

$$h_{n2} = (h_{n2}/D_2) D_2 = 0,15 \cdot 1,0175 = 0,161 \text{ м.}$$

69. Пазовое деление в основании зубцов ротора

$$t'_2 = \pi (D_2 - 2h_{n2})/Z'_2 = \pi (1,0175 - 2 \cdot 0,161)/52 = 0,0455 \text{ м.}$$

70. Выбираем паз ротора с параллельными стенками. Предварительную ширину паза определяем из следующих соотношений:

$$b'_{z2} = b_{n2}/2,3 \text{ (см. п. 67),}$$

$$t'_2 = b_{n2} + b'_{z2} = b_{n2} + b_{n2}/2,3 = 0,0455,$$

отсюда ширина паза ротора

$$b_{r2} = 0,0455 \cdot 2,3/3,3 = 0,0317 \text{ м.}$$

71. Ширина зубца в наиболее узком месте (в основании)

$$b'_{z2} = t'_2 - b_{r2} = 0,0455 - 0,0317 = 0,0138 \text{ м,}$$

что допустимо по условию (7.93).

72. Ориентировочная ширина проводника обмотки возбуждения

$$b'_2 = b_{r2} - \delta_{ш2} = 0,0317 - 0,0045 = 0,0272 \text{ м,}$$

где $\delta_{ш2} = 0,0045 \text{ м}$ (см. табл. 7.8).

73. По табл. П.1.4 выбираем провод прямоугольного сечения $b_2 = 28 \text{ мм.}$

74. Уточняем ширину паза ротора:

$$b_{r2} = b_2 + \delta_{ш2} = 0,028 + 0,0045 = 0,0325 \text{ м.}$$

75. Проверяем ширину зубца в наиболее узком месте:

$$b'_{z2} = t'_2 - b_{r2} = 0,0455 - 0,0325 = 0,013 \text{ м.}$$

Условие (7.93) выполняется.

Глава 8

ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ РАСЧЕТ

§ 8.1. Магнитная цепь

Магнитную цепь турбогенератора составляют магнитопроводы ротора, статора и немагнитный зазор между ними. Расчет магнитной цепи может быть выполнен при холостом ходе машины или при номинальной нагрузке. Расчет магнитной цепи при номинальной нагрузке — довольно трудная задача и в настоящем пособии не приводится. Далее приведен расчет магнитной цепи при холостом ходе, цель которого — определение зависимости ЭДС обмотки статора E_{10} от тока возбуждения I_2 :

$$E_{10} = f(I_2).$$

Примерные индукционные линии магнитного поля, созданного обмоткой возбуждения, показаны на рис. 8.1. Используя закон полного тока для замкнутого контура интегрирования l , запишем выражение для МДС обмотки ротора при холостом ходе на один полюс:

$$F_2 = \frac{1}{2} \oint H_l dl. \quad (8.1)$$

Правую часть выражения (8.1) обычно заменяют суммой магнитных напряжений отдельных участков магнитной цепи, в которых напряженность магнитного поля по пути интегрирования предполагают постоянной. Для каждого участка при заданном магнитном потоке определяют площадь сечения, магнитную индукцию, длину участка по пути интегрирования, напряженность магнитного поля и в результате магнитное напряжение участка.

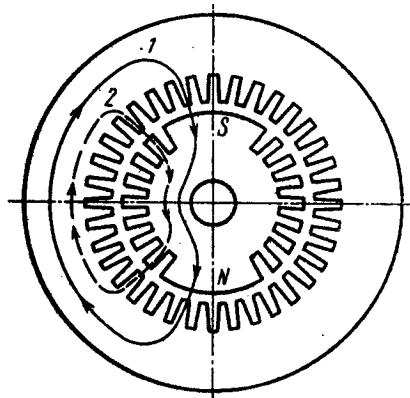


Рис. 8.1. Магнитная цепь турбогенератора

Магнитную цепь турбогенератора представляют пятью участками. Магнитодвижущая сила ротора равна сумме магнитных напряжений всех пяти участков: немагнитного зазора F_0 , зубцовой зоны статора F_{z1} , ярма статора F_{a1} , зубцовой зоны ротора F_{z2} и ярма ротора F_{a2} , т. е.

$$F_2 = \frac{1}{2} \oint H_1 dl = F_0 + F_{z1} + F_{a1} + F_{z2} + F_{a2}. \quad (8.2)$$

Расчет магнитной цепи турбогенератора существенно осложняет то обстоятельство, что МДС обмотки возбуждения размещена в реальных пазах ротора и при наличии большого зубца распределена по его окружности по закону равнобокой ступенчатой трапеции. Поэтому при интегрировании по контурам индукционных линий, проходящих не через большой зубец, а через малые зубцы, например по контуру 2 (рис. 8.1), полный ток или МДС ротора отличается от полного тока, охватываемого контуром 1 или другими контурами. В таком случае расчет магнитной цепи довольно сложен и трудоемок, так как его следует проводить по отдельным параллельным участкам с шагом в одно пазовое деление, где МДС ротора постоянна.

В практике электромашиностроения широкое применение получил упрощенный метод расчета магнитной цепи, который дает достаточную точность при значительно меньших затратах расчетного времени. По этому методу реальная неявнополюсная синхронная машина — турбогенератор с распределенной МДС ротора — приводится к эквивалентной явнополюсной синхронной машине с сосредоточенной МДС, где все элементы магнитопровода соединены последовательно.

Суть приведения к эквивалентной явнополюсной машине заключается в том, что первая гармоника магнитной индукции в немагнитном зазоре, созданная распределенной МДС ротора, за-

меняется прямоугольной волной магнитного поля. Основание прямоугольника обозначим через τ_p — полюсное деление эквивалентной машины, а высота прямоугольника должна быть равна амплитуде первой гармонической $B_{\delta 1}$. При переходе к эквивалентной явнополюсной машине магнитный поток не должен изменяться. Для выполнения этого условия необходимо, чтобы площадь первой гармонической магнитной индукции и осью абсцисс: $\frac{2}{\pi} B_{\delta 1} \frac{\pi D_2}{2}$

(рис. 8.2).

Из равенства площадей находим полюсное деление эквивалентной машины:

$$\tau_p = D_2. \quad (8.3)$$

Из (8.3) следует, что полюсное деление эквивалентной машины с явнополюсным ротором τ_p равно диаметру ротора D_2 турбо-

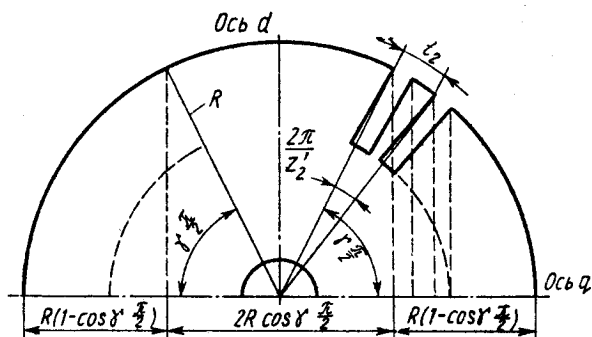
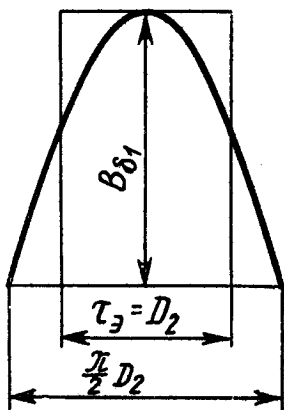


Рис. 8.2. Замена синусоидальной волны магнитного поля прямоугольной волной при условии сохранения магнитного потока неизменным

Рис. 8.3. К определению площади сечения зубцов ротора эквивалентной явнополюсной машины

генератора, т. е. в $\pi/2$ меньше полюсного деления реальной машины. Можно рассматривать полюсное деление эквивалентной машины как проекцию полуокружности ротора $\pi D_2/2$ на поперечную ось q .

Расчетную площадь сечения реальных зубцов ротора определяют как проекции сечений всех зубцов одного полюсного деления на поперечную ось q .

Определим вначале проекции ширины пазов полюсного деле-

ния на поперечную ось. Проекция окружности необмотанной части ротора (большого зубца) на поперечную ось (рис. 8.3)

$$\Pi_{63} = 2R \cos \gamma \frac{\pi}{2}. \quad (8.4)$$

Проекция окружности обмотанной части ротора на поперечную ось

$$\Pi_{06} = 2R - \Pi_{63} = 2R \left(1 - \cos \gamma \frac{\pi}{2} \right). \quad (8.5)$$

С достаточной степенью точности можно считать, что проекции ширины пазов на поперечную ось составят

$$\Pi_{\text{шп}} = \frac{b_{n2}}{t_2} \Pi_{06} = \frac{b_{n2}}{t_2} 2R \left(1 - \cos \gamma \frac{\pi}{2} \right). \quad (8.6)$$

Из рис. 8.3 следует

$$t_2 = 2R \sin \frac{\pi}{Z'_2}. \quad (8.7)$$

Подставляя (8.7) в (8.6), получим

$$\Pi_{\text{шп}} = b_{n2} k_{\text{шп}}, \quad (8.8)$$

где

$$k_{\text{шп}} = \left(1 - \cos \gamma \frac{\pi}{2} \right) / \sin \frac{\pi}{Z'_2}. \quad (8.9)$$

Проекция на поперечную ось толщин всех зубцов, включая большой, на полюсном делении равна диаметру ротора за вычетом проекции всех ширин пазов:

$$\Pi_Z = D_2 - \Pi_{\text{шп}} = D_2 - b_{n2} k_{\text{шп}}. \quad (8.10)$$

Зубцы ротора по высоте имеют разную толщину и соответственно разные площади сечений. Если при магнитном расчете зубцов ротора не производят численного интегрирования, то рекомендуется проводить магнитный расчет по двум сечениям. Одно расчетное сечение принимают на 0,2 глубины паза от его дна, второе расчетное сечение — на 0,7 глубины паза от его дна (см. рис. 7.6). Соответствующие расчетные диаметры для рекомендуемых сечений:

$$D_{Z(0,2)} = D_2 - 1,6h_{n2}, \quad (8.11)$$

$$D_{Z(0,7)} = D_2 - 0,6h_{n2}.$$

Расчетные площади сечений зубцов ротора на высоте $0,2h_{n2}$ и $0,7h_{n2}$ от их основания соответственно

$$s_{Z(0,2)} = (D_{Z(0,2)} - b_{n(0,2)} k_{\text{шп}}) l_2, \quad (8.12)$$

$$s_{Z(0,7)} = (D_{Z(0,7)} - b_{n(0,7)} k_{\text{шп}}) l_2. \quad (8.13)$$

Зубцы статора, как и зубцы ротора, имеют по высоте разные площади сечения. Поэтому наиболее точный расчет магнитных напряжений зубцов статора можно получить применением численных методов интегрирования, разбивая зубец по высоте на большое число участков. Ввиду трудоемкости этого метода, особенно при ручном счете, им пользуются далеко не всегда.

Обычно пользуются приближенными методами расчета по одному сечению зубца, расположенному на $1/3$ высоты от немагнитного зазора, или по трем сечениям: в середине зубца и по его краям.

При расчете по одному сечению определяют диаметр расчетного сечения:

$$D_{Z1/3} = D_1 + \frac{2}{3} h_{\text{пн}}. \quad (8.14)$$

Ширина зубца в расчетном сечении

$$b_{Z1/3} = \pi D_{Z1/3} / Z_1 - b_{\text{пн}}. \quad (8.15)$$

На одно полюсное деление реального двухполюсного турбогенератора приходится $3q_1 = Z_1/2$ пазов (зубцов) статора. Так как в эквивалентной явнополюсной машине полюсное деление τ_s в $\pi/2$ раз меньше реального полюсного деления τ , то и число пазов статора на полюсном делении эквивалентной явнополюсной машины в $\pi/2$ раз меньше и равно Z_1/π .

Расчетную площадь сечения стали зубцов статора на полюсном делении τ_s эквивалентной явнополюсной машины определяют из выражения

$$s_{Z1/3} = \frac{Z_1}{\pi} b_{Z1/3} l_c k_c, \quad (8.16)$$

где l_c и k_c находят по (7.24) и (7.30).

Площадь сечения немагнитного зазора на полюсном делении эквивалентной явнополюсной машины определяют по среднему диаметру немагнитного зазора $D_2 + \delta$. Расчетную длину машины с учетом выпучивания магнитного поля из зазора по торцам статора принимают на два зазора больше полной длины статора. С учетом этих замечаний расчетную площадь сечения немагнитного зазора на полюсном делении эквивалентной машины находят по формуле

$$s_s = (D_2 + \delta) (l_1 + 2\delta) k_\tau, \quad (8.17)$$

где k_τ — поправочный коэффициент, учитывающий при расчете магнитной индукции, что в реальной машине форма магнитного поля в зазоре близка к равнобокой трапеции. Если считать, что магнитный поток первой гармоники поля равен потоку формы равнобокой трапеции, то можно принять

$$k_\tau = (1 - 0,5\gamma) \frac{\pi}{2}. \quad (8.18)$$

Площадь сечения стали ярма статора

$$s_{a1} = l_c h_{a1} k_c, \quad (8.19)$$

где h_{a1} — по (7.64).

Площадь сечения ярма ротора

$$s_{a2} = \frac{D_2 - 2h_{п2} - D_0}{2} l_2, \quad (8.20)$$

где D_0 — центральное отверстие в бочке ротора, которое высверливается для контроля качества поковки. Обычно принимают диаметр отверстия

$$D_0 = (0,1 \div 0,12) D_2. \quad (8.21)$$

После определения площадей сечений пяти участков магнитной цепи можно найти магнитные индукции и рассчитать магнитные напряжения участков при холостом ходе для заданного магнитного потока, т. е. перейти к расчету характеристики холостого хода.

§ 8.2. Характеристика холостого хода

Характеристика холостого хода определяется расчетом магнитной цепи для различных значений магнитного потока в немагнитном зазоре и представляет собой зависимость ЭДС обмотки статора E_{10} от МДС обмотки возбуждения (обмотки ротора) F_2

$$E_{10} = f(F_2). \quad (8.22)$$

МДС F_2 определяется по (8.2) как сумма магнитных напряжений отдельных участков магнитной цепи, рассчитанных на один полюс.

Магнитное напряжение немагнитного зазора между статором и ротором. Магнитный поток в немагнитном зазоре при холостом ходе

$$\Phi = C_1 E_{10}, \quad (8.23)$$

здесь $C_1 = \frac{1}{4,44 f_1 w_1 k_{o1}}$.

Магнитная индукция в немагнитном зазоре

$$B_\delta = \Phi / s_\delta. \quad (8.24)$$

Магнитное сопротивление зазора между статором и ротором определяется не только размером зазора, но и зубчатостью статора и ротора, наличием вентиляционных каналов в сердечнике статора, рифлением бочки ротора, ступенчатостью крайних пакетов сердечника статора, срезами зубцов ротора перед отверстиями в клиньях пазов. Увеличением магнитного сопротивления за-

зора по этим причинам учитывается соответствующими коэффициентами.

Коэффициент, учитывающий зубчатость статора,

$$k_{\delta Z1} = 1 + \frac{b_{n1}^2}{t_1 (5\delta + b_{n1}) - b_{n1}^2}. \quad (8.25)$$

Коэффициент, учитывающий зубчатость бочки ротора,

$$k_{\delta Z2} = 1 + \frac{b_{n2}^2}{t_2 (5\delta + b_{n2}) - b_{n2}^2} \frac{\gamma}{2}, \quad (8.26)$$

где $t_2 = \pi D_2 / Z_2'$.

Наличие большого зуба на роторе учитывается в (8.26) умножением на $\gamma/2$.

Коэффициент, учитывающий радиальные вентиляционные каналы сердечника статора,

$$k_{\delta в} = 1 + \frac{b_k^2}{(l_{\text{пак}} + b_k) (5\delta + b_k) - b_k^2}.$$

Коэффициент, учитывающий рифление поверхности ротора,

$$k_{\delta p} = 1 + \frac{b_p^2}{t_p (5\delta + b_p) - b_p^2},$$

здесь t_p — шаг рифления; b_p — ширина канавки (рис. 8.4); ширину канавки можно принять от 6 мм до $0,5t_p$.

В турбогенераторах с косвенным охлаждением шаг рифления обычно принимают равным 12 мм. В машинах с самовентиляцией обмотки возбуждения шаг рифления t_p принимают в соответствии с конструкцией системы самовентиляции. Предварительно его можно принять

$$t_p \approx 25 \div 30 \text{ мм.}$$

Коэффициент, учитывающий ступенчатость крайних пакетов,

$$k_{\delta ст} = 1 + 7 \cdot 10^{-3} \sqrt{\delta (l_1 + l_2)}.$$

В турбогенераторах с многоструйной самовентиляцией обмотки возбуждения при непосредственном водородном охлаждении коронки зубцов ротора срезают перед отверстиями в клиньях пазов для забора и выпуска газа, что приводит к увеличению зазора в этих местах и увеличению магнитного сопротивления. В расчете магнитной цепи это учитывается коэффициентом

$$k_{\delta ср} = 1 + 0,25 \frac{\gamma}{\delta} 10^{-3}.$$

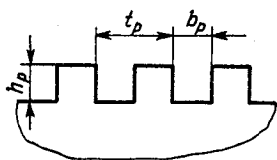


Рис. 8.4. Рифление поверхности ротора

Результирующий коэффициент немагнитного зазора

$$k_{\delta} = 1 + (k_{\delta z1} - 1) + (k_{\delta z2} - 1) + (k_{\delta_{\text{в}}} - 1) + \\ + (k_{\delta_{\text{р}}} - 1) + (k_{\delta_{\text{ст}}} - 1) + (k_{\delta_{\text{сп}}} - 1). \quad (8.27)$$

Магнитное напряжение немагнитного зазора

$$F_{\delta} = \frac{B_{\delta}}{\mu_0} \delta k_{\delta} = C_2 B_{\delta}, \quad (8.28)$$

где $C_2 = \delta k_{\delta} / \mu_0$.

Магнитное напряжение зубцов статора. Расчет ведут по одному сечению на $1/3$ высоты от узкого основания зубца (от коронки зубца). Магнитная индукция в расчетном сечении зубца статора

$$B_{z1/3} = \Phi / s_{z1/3}. \quad (8.29)$$

Если полученное по (8.29) значение магнитной индукции в зубцах $B_{z1/3} \leq 1,8$ Тл для горячекатаной стали и для холоднокатаной поперек проката, а для холоднокатаной вдоль проката $B_{z1/3} \leq 2$ Тл, то напряженность магнитного поля находят по табл. П.2.1, П.2.2 или П.2.3 для соответствующей стали. Если же магнитная индукция в зубцах превосходит указанные значения, то следует учесть, что за счет насыщения стали зубца магнитная проницаемость стали уменьшается, а магнитное сопротивление увеличивается и становится соизмеримым с магнитным сопротивлением воздуха. Из-за этого часть магнитного потока ответвляется в паз. Таким образом, магнитный поток при насыщении стали проходит через зубцовый слой двумя параллельными путями: через зубцы и через пазы параллельно зубцам. Коэффициент, учитывающий ответвление потока в пазы,

$$k_{n1/3} = (b_{n1} + b_{z1/3}) l_1 / (b_{z1/3} l_c k_c) - 1. \quad (8.30)$$

Напряженность магнитного поля в этом случае определяют по кривым рис. П.2.1, П.2.2 или рис. П.2.3 для соответствующей стали и для кажущейся магнитной индукции, найденной по (8.29), и коэффициенту $k_{n1/3}$. Для холоднокатаной стали следует учесть направление проката.

Магнитное напряжение зубцов определяют как произведение напряженности магнитного поля на высоту паза (зубца) статора:

$$F_{z1} = h_{n1} H_{z1/3}. \quad (8.31)$$

Магнитное напряжение ярма статора. Картина распределения магнитного поля в ярме сердечника статора является достаточно сложной. Она зависит от характера распределения магнитного поля в зазоре, магнитной проницаемости стали, размеров ярма и других факторов. Точный расчет магнитного напряжения ярма является сложным и трудоемким. Ниже приводится приближенный расчет с некоторыми поправочными коэффициентами по

средней магнитной индукции на нейтральной линии между полюсами (по поперечной оси q)

$$B_{a1cp} = \Phi / (2s_{a1}). \quad (8.32)$$

Расчетная магнитная индукция в ярме статора

$$B'_{a1} = \frac{18 - 10\gamma}{18 - 9\gamma} B_{a1cp} = C_3 \Phi, \quad (8.33)$$

где

$$C_3 = \frac{18 - 10\gamma}{18 - 9\gamma} \frac{1}{2s_{a1}}. \quad (8.34)$$

По таблицам Приложения 2 для B'_{a1} определяют расчетную напряженность магнитного поля H'_{a1} . Расчетная средняя длина индукционных магнитных линий ярма статора

$$L_{a1} = \gamma \frac{\pi (D_a - h_{a1})}{4\rho}. \quad (8.35)$$

Магнитное напряжение ярма статора

$$F_{a1} = L_{a1} H'_{a1}. \quad (8.36)$$

Магнитное напряжение зазора, зубцов и ярма статора

$$F_{\delta zc} = F_{\delta} + F_{z1} + F_{a1}. \quad (8.37)$$

Магнитное напряжение зубцов и ярма ротора. Магнитный поток в зубцах и ярме ротора больше потока в зазоре в связи с появлением потока рассеяния, создаваемого МДС обмотки возбуждения. Различают потоки рассеяния в пазовой части, в немагнитном зазоре (по коронкам зубцов) и в лобовой части.

Коэффициент магнитной проводимости для потока пазового рассеяния ротора для прямоугольного паза (рис. 8.5, а)

$$\lambda_{n2} = h_{z1} / (2b_{n2}) + h_{z2} / b_{n2}; \quad (8.38a)$$

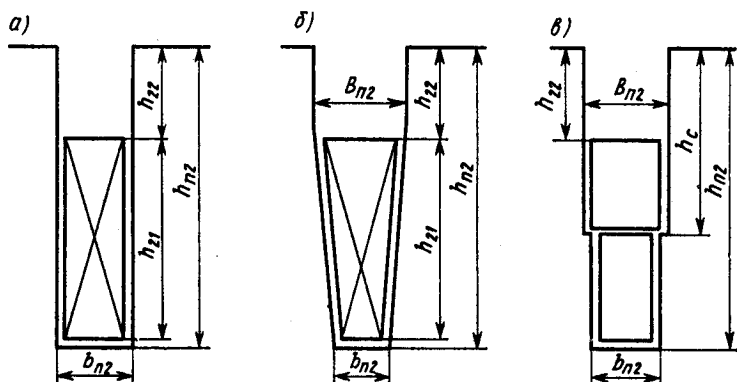


Рис. 8.5. К расчету пазового рассеяния ротора:
а — прямоугольный паз; б — трапециевидный; в — ступенчатый

для трапецидального паза (рис. 8.5, б)

$$\lambda_{п2} = \frac{h_{21}}{B_{п2} + b_{п2}} \varphi_r + \frac{h_{22}}{B_{п2}}. \quad (8.38б)$$

Поправочный коэффициент $\varphi_r = f(b_{п2}/B_{п2})$ представлен на рис. 8.6;

для ступенчатого паза (рис. 8.5, в)

$$\lambda_{п2} = \frac{(h_{п2} - h_c)}{2b_{п2}} + \frac{(h_c + h_{22})}{2B_{п2}}. \quad (8.38в)$$

Размеры h_{21} и h_{22} определяют по рис. 8.5, а, б:

$$h_{21} = h_{п2} - h_{22} - \sum \delta_{п}, \quad (8.39)$$

$$h_{22} = h_{кп2} + h_{п},$$

Здесь $\sum \delta_{п}$ — толщина гильзы и прокладок на дне паза, взятая из табл. 7.8.

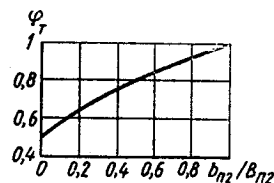
Высоту клина паза ротора $h_{кп2}$ выбирают примерно равной ширине паза в верхней части. Высоту подклиновой прокладки предварительно можно выбрать по табл. 7.8. В зависимости от номинального напряжения возбуждения рекомендуется принимать

$$h_{п} \geq 6 \text{ мм при } U_{2н} \leq 160 \text{ В,}$$

$$h_{п} \geq 6 + 0,02(U_{2н} - 160) \text{ мм}$$

$$\text{при } U_{2н} > 160 \text{ В.} \quad (8.40)$$

Рис. 8.6. К расчету рассеяния трапецидального паза ротора



Рекомендуемые значения напряжения возбуждения приведены в табл. 8.1.

Коэффициент магнитной проводимости потока рассеяния по коронкам зубцов ротора

$$\lambda_{к2} = \delta / (2t_2) + 0,2. \quad (8.41)$$

Магнитный поток пазового рассеяния и по коронкам зубцов ротора

$$\Phi_{опк2} = C_4 F_{\delta} Z_c, \quad (8.42)$$

где $C_4 = \frac{8\mu_0 l_2}{Z_2} (\lambda_{п2} + \lambda_{к2}) \approx \frac{l_2}{Z_2} (\lambda_{п2} + \lambda_{к2}) 10^{-5}$.

Таблица 8.1. Рекомендуемые напряжения возбуждения турбогенераторов

P_n , МВт	2,5—6	12—60	100—200	300—800	1200
$U_{2н}$, В	75—150	200—250	250—300 (350)	400—500	600

Если бандажные кольца, удерживающие лобовые части обмотки от смещения под действием центробежных сил, в турбогенераторе выполнены из немагнитной стали, то потоки лобового рассеяния малы и ими можно пренебречь. В турбогенераторах относительно небольшой мощности (2—6 МВт) бандажные кольца могут быть выполнены из магнитной стали. По ним замыкаются потоки рассеяния в лобовых частях обмотки возбуждения. Для уменьшения потоков рассеяния на их пути образуют немагнитный промежуток, отставляя бандажные кольца на расстояние δ_6 от бочки ротора (рис. 8.7).

Магнитный поток лобового рассеяния ротора с магнитными бандажными кольцами

$$\Phi_{\sigma_{л2}} = \Lambda_{\sigma_{л2}} F_{\delta Z_c}, \quad (8.43)$$

где

$$\Lambda_{\sigma_{л2}} = \mu_0 \frac{D_{к1}^2 - D_{к2}^2}{2\delta_6} \quad (8.44)$$

— магнитная проводимость потока лобового рассеяния; $D_{к1}$ и $D_{к2}$ — наружный и внутренний диаметры бандажного кольца. Можно принять $D_{к1} - D_{к2} = 0,04 \div 0,16$ м — меньший размер для меньших по мощности машин;

$$\delta_6 = 0,01 \div 0,02 \text{ м.}$$

При выборе наружного диаметра $D_{к1}$ бандажного кольца должно быть выполнено конструктивное условие

$$D_1 - D_{к1} > 0,012 \div 0,03 \text{ м.}$$

Полный магнитный поток рассеяния ротора при холостом ходе

$$\Phi_{\sigma 2} = \Phi_{\sigma_{пк2}} + \Phi_{\sigma_{л2}} = (C_4 + \Lambda_{\sigma_{л2}}) F_{\delta Z_c}. \quad (8.45)$$

Магнитный поток в роторе (в зубцах и ярме) при холостом ходе

$$\Phi_2 = \Phi + \Phi_{\sigma 2}. \quad (8.46)$$

Расчет магнитного напряжения зубцов ротора проводят по двум сечениям на $0,2h_{п2}$ и $0,7h_{п2}$ от дна паза. Магнитные индукции в расчетных сечениях зубцов ротора

$$B_{Z(0,2)} = \Phi_2 / S_{Z(0,2)}, \quad (8.47)$$

$$B_{Z(0,7)} = \Phi_2 / S_{Z(0,7)}, \quad (8.48)$$

где $S_{Z(0,2)}$ и $S_{Z(0,7)}$ находят по (8.12) и (8.13).

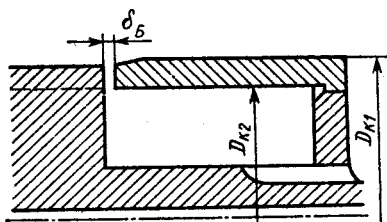


Рис. 8.7. К расчету лобового рассеяния ротора с магнитными отставленными бандажными кольцами

Если магнитная индукция $B_{Z(0,2)}$ [см. (8.47)] превышает рекомендуемую в табл. 7.3, то следует b'_{z2} , t'_2 , Z'_2 , Z_2 изменить так, чтобы $B_{Z(0,2)}$ не превосходила рекомендованного значения.

При магнитных индукциях $B_{Z(0,2)} \leq 1,8$ Тл или $B_{Z(0,7)} \leq 1,8$ Тл магнитный поток проходит только через зубцы и соответствующие напряженности магнитного поля $H_{Z(0,2)}$ и $H_{Z(0,7)}$ определяют по кривым намагничивания роторных поковок, представленных в табл. П.2.4 или П.2.5.

Если индукции $B_{Z(0,2)}$ или $B_{Z(0,7)}$ превышают 1,8 Тл, то нужно учитывать ответвление части потока в паз параллельно зубцу. Для этого находят коэффициенты

$$k_{п(0,2)} = b_{п(0,2)} / b_{Z(0,2)}, \quad (8.49)$$

$$k_{п(0,7)} = b_{п(0,7)} / b_{Z(0,7)}, \quad (8.50)$$

где

$$b_{Z(0,2)} = \frac{\pi D_{Z(0,2)}}{Z'_2} - b_{п(0,2)}; \quad b_{Z(0,7)} = \frac{\pi D_{Z(0,7)}}{Z'_2} - b_{п(0,7)}.$$

Для рассчитанных коэффициентов $k_{п(0,2)}$, $k_{п(0,7)}$ и соответствующих магнитных индукций находят напряженности магнитного поля $H_{Z(0,2)}$ и $H_{Z(0,7)}$ по кривым намагничивания зубцов роторных поковок на рис. П.2.4 или П.2.5.

Магнитное напряжение зубцов ротора

$$F_{Z2} = h_{п2} \frac{H_{Z(0,2)} + H_{Z(0,7)}}{2}. \quad (8.51)$$

За расчетную магнитную индукцию в ярме ротора принимают среднюю индукцию на нейтрали между полюсами (по оси q)

$$B_{a2} = \Phi_2 / (2s_{a2}). \quad (8.52)$$

Если индукция в ярме ротора получается выше рекомендуемой по табл. 7.3, то следует увеличить площадь сечения ярма ротора путем заполнения магнитным материалом центрального отверстия в роторе (заложить стальной стержень) и принять в (8.20) $D_0 = 0$. Эта мера обычно позволяет снизить индукцию в ярме ротора до допустимых пределов.

Напряженность H_{a2} магнитного поля в ярме ротора находят по кривым намагничивания роторных поковок, представленных в табл. П.2.4 и П.2.5 для соответствующих диаметров роторов.

За расчетную длину индукционных линий в ярме ротора принимают радиус по дну пазов

$$L_{a2} = (D_2 - 2h_{п2}) / 2. \quad (8.53)$$

Магнитное напряжение ярма ротора

$$F_{a2} = L_{a2} H_{a2}. \quad (8.54)$$

Таблица 8.2. Нормальная характеристика холостого хода неявнополюсных машин

F_{2*} , о. е.	0	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5
E_{10*} , о. е.	0	0,58	1	1,21	1,33	1,4	1,46	1,51

МДС обмотки возбуждения

$$F_2 = F_{\delta zc} + F_{Z2} + F_{a2}. \quad (8.55)$$

Расчет характеристики холостого хода проводят для ряда значений ЭДС:

$$E_{10*} = E_{10}/U_{1нф} = 0,6; 1; 1,1; 1,2; 1,3; 1,4.$$

Результаты расчета удобно свести в таблицу, как это сделано в примере расчета в § 8.5 (табл. 8.4). За базисное значение ЭДС принимают $E_{10} = U_{1нф}$ — номинальное фазное напряжение. За базисное значение МДС принимают МДС обмотки возбуждения F_{20} при холостом ходе и номинальном напряжении ($E_{10} = U_{1нф}$).

МДС $F_{2*} = F_{20*} = 1$ соответствует ЭДС $E_{*10} = 1$. При других значениях ЭДС $E_{10*} \neq 1$ МДС

$$F_{2*} = F_2/F_{20}.$$

Рекомендуется построить расчетную характеристику холостого хода в относительных единицах и сравнить ее с нормальной характеристикой холостого хода машин с неявнополюсным ротором, которую строят на том же графике по данным табл. 8.2, как показано на рис. 8.8.

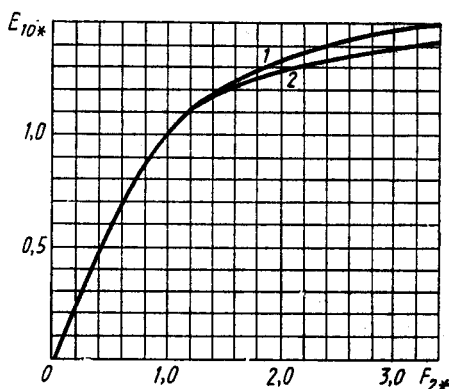


Рис. 8.8. Характеристика холостого хода: 1 — нормальная; 2 — расчетная

§ 8.3. МДС обмотки возбуждения при номинальной нагрузке. Регулировочная характеристика

Амплитуда первой гармоники МДС трехфазной обмотки якоря на один полюс при номинальном токе

$$F_{1н} = 1,35 I_{1н} \frac{w_1 k_{o1}}{p}. \quad (8.56)$$

Чтобы можно было сравнивать действия МДС обмоток статора и ротора по созданию первой гармоники магнитного поля, их приводят к одним и тем же условиям. Обычно приводят МДС обмотки якоря к условиям обмотки возбуждения. Коэффициент приведения

$$k_a = \frac{\pi^2 \gamma}{8 \sin \gamma \frac{\pi}{2}} . \quad (8.57)$$

МДС обмотки якоря, приведенная к обмотке возбуждения, представляет собой МДС обмотки возбуждения, эквивалентную по созданию первой гармоники магнитного поля МДС обмотки якоря:

$$F'_{1н} = F_{1н} k_a . \quad (8.58)$$

В практике электромашиностроения применяют также метод приведения прямоугольной волны МДС якоря к прямоугольной волне МДС обмотки возбуждения, при котором приведенная МДС якоря при номинальном токе

$$F_{1н} = 1,06 I_{1н} \frac{\omega_1 k_{o1}}{p k_{o2}} , \quad (8.59)$$

где k_{o2} определяют по (7.84) или находят по табл. 7.7.

Для определения МДС обмотки возбуждения турбогенератора строят векторную диаграмму неявнополюсной машины (диаграмму Потье). Удобнее векторную диаграмму строить в относительных единицах (рис. 8.9). Активным сопротивлением обмотки якоря пренебрегают.

Для построения векторной диаграммы необходимо знать индуктивное сопротивление рассеяния обмотки статора x_{o1*} или индуктивное сопротивление рассеяния Потье x_{p*} , которое учитывает увеличение потока рассеяния в роторе при нагрузке по сравнению с режимом холостого хода. При номинальной нагрузке можно принять

$$x_{p*} = x_{o1*} + 0,025 , \quad (8.60)$$

где x_{o1*} — по (7.89).

В осях координат E_* и F_* строят характеристику холостого хода (о. е.) по данным расчета магнитной цепи. Вектор номинального напряжения $U_{1нф*} = 1$ направляют по оси ординат. Вектор номинального тока $I_{1нф*}$ изображают в произвольном масштабе под углом φ_n к вектору напряжения $U_{1нф*}$. Для этого следует отложить значения $\cos \varphi_n$ на оси ординат и провести горизонталь до пересечения с дугой окружности радиусом $U_{1нф*} = 1$, описанной из центра осей координат. (На рис. 8.9 векторная диаграмма построена для примера расчета, в котором $\cos \varphi_n = 0,85$.)

Из конца вектора напряжения перпендикулярно направлению вектора тока проводят вектор падения напряжения на индуктивном сопротивлении x_{p*} (о. е.)

$$x_p \frac{I_{1\text{нф}}}{U_{1\text{нф}}} = x_{p*}, \quad (8.61)$$

который при номинальном токе равен x_{p*} (о. е.). Сумма этих векторов равна вектору ЭДС $E_{1\text{н*}}$, наведенной в обмотке статора результирующим магнитным полем немагнитного зазора (результу-

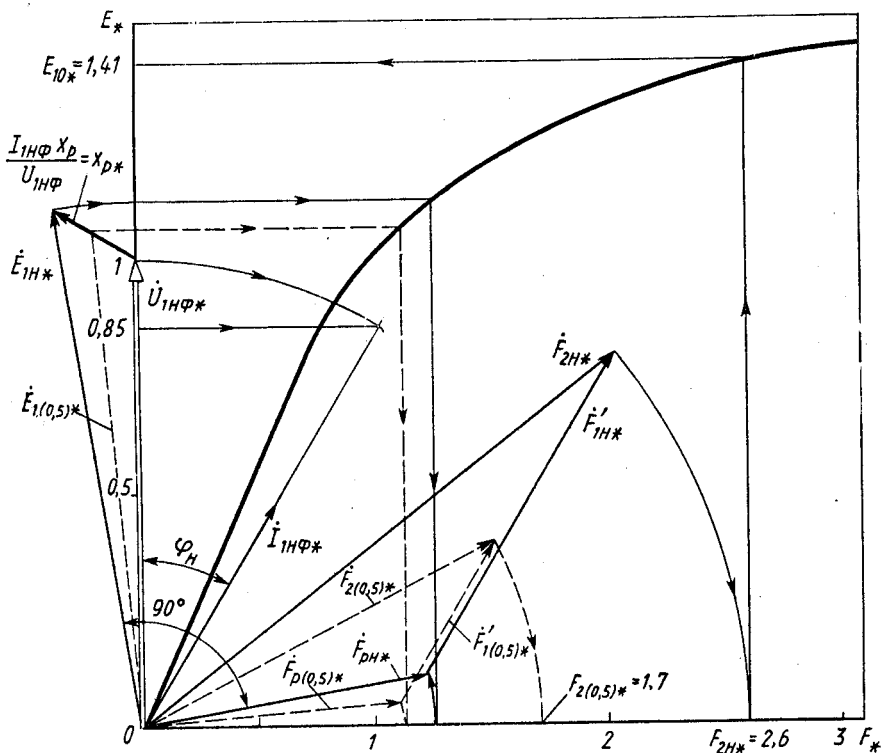


Рис. 8.9. Определение МДС обмотки возбуждения при нагрузке

тирующей МДС). Полученное значение ЭДС $E_{1\text{н*}}$ откладывают на оси ординат (это можно сделать циркулем, проведя дугу окружности с центром в начале осей координат радиусом $E_{1\text{н*}}$ до пересечения с осью ординат, как показано на рис. 8.9). По значению $E_{1\text{н*}}$ и характеристике холостого хода определяют результирующую МДС $F_{pн*}$ при номинальной нагрузке и вектор ее проводят перпендикулярно ЭДС $E_{1\text{н*}}$. Затем к концу вектора результирующей

щей МДС $F_{рн*}$ параллельно вектору тока $I_{1нф*}$ прибавляют вектор МДС обмотки якоря $F'_{1н*}$, приведенной к условиям обмотки возбуждения (о. е.):

$$F'_{1н*} = F'_{1н} / F_{20}. \quad (8.62)$$

Соединяя конец вектора $F'_{1н}$ с началом осей координат, получим МДС обмотки возбуждения $F_{2н*}$ (о. е.), обеспечивающую номинальное напряжение машины при номинальном токе и номинальном коэффициенте мощности.

При номинальной нагрузке МДС обмотки возбуждения в имеющихся единицах на один полюс

$$F_{2н} = F_{2н*} F_{20}.$$

По характеристике холостого хода можно определить напряжение или ЭДС E_{10*} машины при номинальной МДС $F_{2н*}$ и найти изменение напряжения (%) при сбросе нагрузки от номинальной до нуля:

$$\Delta U = \frac{E_{10} - U_{1н}}{U_{1н}} 100 = (E_{10*} - 1) 100. \quad (8.63)$$

На рис. 8.9 можно построить векторные диаграммы, например, для токов нагрузки $I_{1*} = 0,25; 0,5; 0,75; 1,25$ при $U_{1нф} = 1$, $\cos \varphi_n = \text{const}$ и определить по ним МДС F_{2*} для построения регулировочной характеристики в о. е. Две точки регулировочной характеристики ($I_1 = 0$ при $F_{2*} = 1$ и $I_{1*} = I_{1н*} = 1$ при $F_{2*} = F_{2н*}$) были определены ранее. Прерывистыми линиями на рис. 8.9 построена диаграмма для $I_{1*} = 0,5 I_{1н*}$. Аналогично строят векторные диаграммы для других значений тока I_{1*} и определяют для них МДС F_{2*} . Поскольку в о. е. $F_{2*} = I_{2*}$, то может быть построена регулировочная характеристика

$$I_{2*} = f(I_{1*}).$$

§ 8.4. Обмотка возбуждения

Обмотка возбуждения в турбогенераторах относительно небольшой мощности имеет косвенное воздушное или водородное охлаждение. По условиям максимально допустимой температуры обмотки плотность тока в ней при косвенном охлаждении выбирают в пределах

$$\Delta_2 = (3 \div 4,5) 10^6 \text{ А/м}^2. \quad (8.64)$$

При непосредственном охлаждении обмотки ротора на значение плотности тока влияют конструктивная схема охлаждения и выбор охлаждающей среды. Распространение получили следующие способы непосредственного охлаждения обмотки ротора:

а) многоструйная самовентиляция с забором охлаждающего газа (водорода) из зазора машины;

б) принудительная вентиляция с пропуском газа (водорода) по внутренним каналам в проводниках обмотки ротора;

в) внутрипроводниковое водяное охлаждение обмотки ротора.

Применение непосредственного охлаждения значительно увеличивает интенсивность охлаждения, но это достигается за счет уменьшения площади сечения меди в пазу ротора, что может привести к увеличению электрических потерь мощности в обмотке возбуждения и снижению КПД. С учетом этого плотность тока в обмотке возбуждения при непосредственном водородном охлаждении принимают

$$\Delta_2 = (6 + 11) 10^6 \text{ А/м}^2, \quad (8.65)$$

при непосредственном охлаждении водой

$$\Delta_2 = (7 + 15) 10^6 \text{ А/м}^2. \quad (8.66)$$

Сопротивление обмотки возбуждения

$$r_2 = \rho_m \frac{2l_{в2}\omega_2}{s_2} = \frac{U_{2н}}{I_{2н}}, \quad (8.67)$$

где ρ_m — удельное сопротивление меди; $l_{в2}$ — средняя длина витка обмотки возбуждения; ω_2 — число витков обмотки возбуждения на один полюс; s_2 — площадь поперечного сечения эффективного проводника обмотки возбуждения.

Принимая $I_{2н}\omega_2 = F_{2н}$, из (8.67) предварительно определяют площадь сечения эффективного проводника обмотки возбуждения. Для большей надежности МДС $F_{2н}$ берут с запасом 10%, т. е. умножают на коэффициент 1,1 и получают

$$s'_2 = \rho_m \frac{2,2I_{2н}\omega_2 l_{в2}}{U_{2н}} = \rho_m \frac{2,2F_{2н} l_{в2}}{U_{2н}}. \quad (8.68)$$

Для чистой меди удельное сопротивление при температуре 15°C

$$\rho_{м(15)} = 10^{-6}/57 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Для обмоток возбуждения применяют также медь с присадкой серебра. Это увеличивает ее прочностные свойства. Удельное сопротивление меди при 15°C с присадкой серебра

$$\rho_{м(15)} = 10^{-6}/55 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

При других температурах θ удельное сопротивление определяют по (7.70). При температурах 75, 90, 120 и 130°C удельное сопротивление

$$\begin{aligned} \rho_{м(75)} &= 1,24\rho_{м(15)}, \\ \rho_{м(90)} &= 1,3\rho_{м(15)}, \\ \rho_{м(120)} &= 1,42\rho_{м(15)}, \\ \rho_{м(130)} &= 1,46\rho_{м(15)}. \end{aligned} \quad (8.69)$$

Для определения площади сечения эффективного проводника удельное сопротивление ρ_m в (8.68) берут при соответствующей расчетной рабочей температуре обмотки возбуждения:

для косвенного охлаждения

$$\theta_n = 130^\circ \text{C};$$

для непосредственного водородного охлаждения

$$\theta_n = 120^\circ \text{C};$$

для непосредственного охлаждения водой

$$\theta_n = 90^\circ \text{C}.$$

Номинальное напряжение возбуждения $U_{2н}$ предварительно выбирают по табл. 8.1. Для обеспечения электрической прочности корпусной изоляции и изоляционных промежутков обмотки возбуждения не рекомендуется брать напряжение возбуждения выше 500 (600) В.

Средняя длина витка обмотки возбуждения

$$l_{в2} = 2(l_2 + l_{л2}),$$

где средняя длина лобовой части полувитка обмотки с некоторым приближением может быть определена по формуле

$$l_{л2} = (1,35 \div 1,40) D_2, \quad (8.70)$$

или более точно

$$l_{л2} = 2C_2 + b_2 q_2 + C_2' (q_2 - 1) + \frac{k_7 D_{в.ср}}{p} - 0,86 \left(R_{в} + \frac{b_2}{2} \right), \quad (8.71)$$

где C_2 , C_2' , $R_{в}$ — размеры, взятые по рис. 8.10, а и приведенные в табл. 8.3; b_2 — ширина проводника обмотки; q_2 — число катушек на полюс; k_7 — коэффициент по (8.18); $D_{в.ср} = D_2 - 2h_{22} - h_{21}$ — диаметр окружности, на которой расположена лобовая часть среднего витка обмотки возбуждения (рис. 8.10, б); h_{22} и h_{21} находят по (8.39).

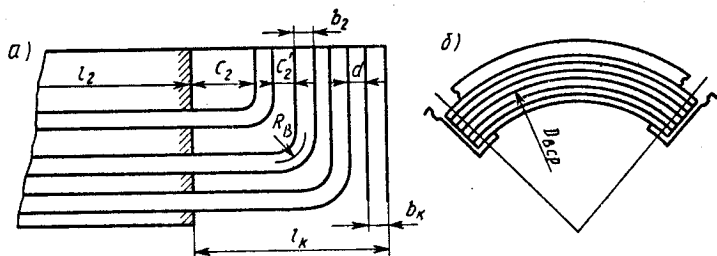


Рис. 8.10. К определению размера лобовой части обмотки возбуждения (размеры l_k и b_k — конструктивные)

Таблица 8.3. К определению размеров (м) лобовой части обмотки возбуждения (рис. 8.10, а)

D_2	C_2	C_2'	R_b	d
0,5	0,045	0,010	0,025	0,010
0,5—0,7	0,05	0,012	0,030	0,015
0,7—0,8	0,06	0,015	0,035	0,020
0,8—0,9	0,08	0,020	0,035	0,025
0,9—1,1	0,08 0,10	0,025	0,035	0,030

Размеры сечения проводника обмотки возбуждения $a_2 \times b_2$ при косвенном охлаждении выбирают по табл. П.1.4. При этом площадь сечения эффективного проводника s_2 должна быть близкой к s_2' , определенной предварительно по (8.68), а размер b_2 выбран ранее при расчете ширины паза $b_{п2}$ по (7.88). Таким образом, по табл. П.1.4 выбирают высоту элементарного проводника $a_{2э}$. Если в табл. П.1.4 проводники с шириной b_2 имеют меньшие площади поперечного сечения, чем определенная по (8.68) площадь s_2' , то следует взять два элементарных проводника. При этом площадь каждого элементарного проводника

$$s_{2э} \approx s_2'/2.$$

Размеры сечения каждого элементарного проводника $a_{2э} \times b_{2э}$, причем $b_{2э} = b_2$. Оба элементарных проводника включены параллельно и образуют один эффективный, высота которого

$$a_2 = 2a_{2э}.$$

Число эффективных проводников по высоте паза ротора (предварительно)

$$u'_{п2} = h_{21}/(a_2 + \delta_{ив}), \quad (8.72)$$

где $\delta_{ив}$ — толщина витковой изоляции (находят по табл. 7.8).

Определенное предварительно по (8.72) $u'_{п2}$ округляют до целого числа $u_{п2}$ и уточняют высоту паза ротора с учетом размеров изоляции, приведенных в табл. 7.8:

$$h_{п2} = u_{п2}a_2 + (u_{п2} - 1)\delta_{ив} + \sum \delta_{п} + h_{н} + h_{кл}. \quad (8.73)$$

Если размер $h_{п2}$, определенный по (8.73), значительно отличается от выбранного предварительно по (7.86), то можно выбрать другое напряжение $U_{2н}$ и другой размер a_2 по табл. П.1.4. В неко-

торых случаях достаточно округлить $u_{п2}$ в другую сторону. После этого следует еще раз уточнить глубину паза $h_{п2}$, определить ширину зубца ротора в его основании b'_{22} и проверить выполнение условий (7.90) или (7.91).

Число витков обмотки возбуждения на один полюс

$$w_2 = \frac{Z_2}{4} u_{п2}. \quad (8.74)$$

Ток возбуждения при номинальной нагрузке

$$I_{2н} = F_{2н} / w_2,$$

при холостом ходе

$$I_{20} = F_{20} / w_2. \quad (8.75)$$

При косвенном охлаждении проводники обмотки возбуждения сплошные и площадь поперечного сечения проводника s_2 равна площади поперечного сечения меди проводника $s_{м2}$. Плотность тока в проводниках обмотки возбуждения при косвенном охлаждении

$$\Delta_2 = I_{2н} / s_{м2}, \quad (8.76)$$

где $s_{м2} = s_2$ — по табл. П.1.4.

Плотность тока, определенная по (8.76), не должна превышать рекомендуемую по (8.64).

Электрическое сопротивление обмотки возбуждения постоянно току при температуре 15°C:

$$r_{2(15)} = \rho_{м(15)} \frac{2w_2 I_{н2}}{s_{м2}} 10^{-6}. \quad (8.77)$$

При косвенном охлаждении обмотки ротора для изоляции класса нагревостойкости В рабочей температурой считают 130°C, а электрическое сопротивление определяют при температурах 75 и 130°C

$$r_{2(75)} = 1,24 r_{2(15)},$$

$$r_{2(130)} = 1,46 r_{2(15)}. \quad (8.78)$$

Номинальное напряжение обмотки возбуждения

$$U_{2н} = I_{2н} r_{2(θ)}. \quad (8.79)$$

Номинальное напряжение на контактных кольцах ротора и возбuditеле принимают на 2—3 В больше, чем на обмотке возбуждения:

$$U_{2нв} = U_{2н} + (2 + 3). \quad (8.80)$$

Номинальная мощность возбуждения

$$P_{2н} = U_{2нв} I_{2н}. \quad (8.81)$$

Непосредственное водородное охлаждение обмотки возбуждения по принципу многоструйной самовентиляции. При многоструйной самовентиляции в пазовой части витков делают вырезы (рис. 8.11) глубиной a , шириной b с шагом $t_{\text{вк}}$, расположенные так, что на боковых сторонах катушки образуются наклонные каналы (см. § 1.4).

При движении охлаждающий газ снимает теплоту с проводников обмотки и нагретым выбрасывается в зазор через отверстия в пазовых клиньях.

Далее рассмотрена многоструйная секционированная схема, в которой длина ротора разбивается на несколько отсеков. Число отсеков обычно нечетное, и, считая по порядку от любого края ротора, в нечетных отсеках газ поступает из паза в зазор (выпускные отсеки), а в четных отсеках (заборных) газ забирается из зазора в паз. Число выпускных отсеков на единицу больше, чем заборных.

Для машин типа ТВФ или ТВВ с многоструйной самовентиляцией ротора длина отсека

$$l_o = 0,4 \div 0,6 \text{ м.}$$

Если длины отсеков одинаковые, то предварительно число отсеков

$$n'_o = l_2 / (0,4 \div 0,6). \quad (8.82)$$

Принятое число отсеков n'_o округляют до ближайшего целого нечетного числа n_o . При одинаковой длине всех отсеков

$$n_o = n'_o.$$

При этом длина отсека

$$l_o = l_2 / n'_o. \quad (8.83)$$

В машинах типа ТВФ или ТВВ мощностью до 320 МВт крайние (выпускные) отсеки делают в два раза длиннее средних. Поэтому

$$n_o = n'_o - 2,$$

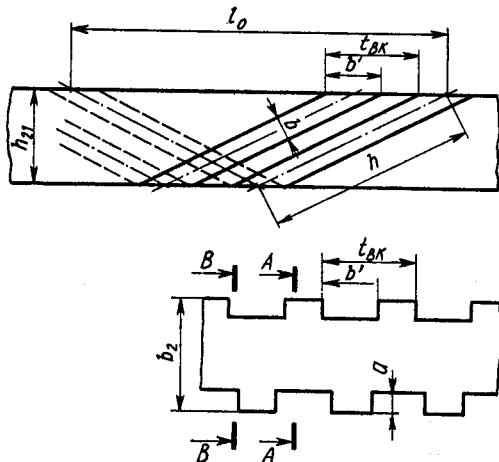


Рис. 8.11. К определению эффективной площади сечения проводника обмотки возбуждения в пазовой части при многоструйной самовентиляции ротора

причем число выпускных отсеков на единицу больше, чем заборных:

$$n_{\text{ор}} = n_{\text{оз}} + 1.$$

Длину средних отсеков определяют по (8.83). Длина крайних отсеков (при $P_n < 320$ МВт)

$$l_{\text{о.кр}} = 2l_0.$$

Число каналов с одной стороны проводника, приходящихся на длину среднего отсека,

$$n_k = 7 \div 8.$$

Расстояние между осями вентиляционных каналов (шаг)

$$t_{\text{вк}} = l_0 / n_k. \quad (8.84)$$

Вентиляционные каналы (рис. 8.11) имеют следующие размеры:

$$a = 5 \div 6 \text{ мм}; \quad b = 16 \text{ мм}.$$

Длина вентиляционного канала на одной боковой стороне катушки

$$h = \sqrt{(0,5l_0)^2 + h_{12}^2}. \quad (8.85)$$

Длина выреза на поверхности проводника со стороны клина

$$b' = b \frac{h}{h_{12}}. \quad (8.86)$$

Из-за вырезов в меди вентиляционных каналов на боковой поверхности проводника его активная площадь сечения по длине будет переменной. Для определения эквивалентной площади сечения по табл. П.1.4 находят площадь сечения сплошного проводника s_2 , затем площади сечений проводника по линиям А—А и В—В (рис. 8.11):

$$s_{\text{м2а}} = a_2(b_2 - a), \quad s_{\text{м2в}} = a_2(b_2 - 2a).$$

Рассчитывают коэффициент приведения площади сечения проводника обмотки возбуждения в пазовой части в активной площади (с учетом вырезов):

$$k_{\text{п}} = \frac{1}{\left(2 - \frac{2b}{t_{\text{вк}}}\right) \frac{s_2}{s_{\text{м2а}}} + \left(\frac{2b}{t_{\text{вк}}} - 1\right) \frac{s_2}{s_{\text{м2в}}}}. \quad (8.87)$$

Обычно $k_{\text{п}} = 0,75 \div 0,8$.

Эквивалентная площадь поперечного сечения меди эффективного проводника в пазовой части ротора с учетом вырезов

$$s_{\text{м2п}} = s_2 k_{\text{п}}. \quad (8.88)$$

Лобовые части обмотки возбуждения имеют независимое от пазовой части охлаждение. Газ проходит через внутрипроводниковый канал, образованный сложением двух элементарных проводников, сечение которых имеет П-образную форму. Вместе они образуют один эффективный проводник с внутренним каналом, сечение которого показано на рис. 8.12.

Размеры сплошного эффективного проводника a_2, b_2, s_2 в пазовой части ротора известны. Размеры каждого элементарного проводника в лобовой части

$$b_{2з} = b_2, \quad a'_{2з} = a_2/2, \quad (8.89)$$

причем размер $a'_{2з}$ округляется до ближайшего по табл. П.1.4 размера $a_{2з}$ и там же находят расчетную площадь поперечного сечения сплошного элементарного проводника $s_{2з}$. Окончательные размеры сплошного эффективного проводника в лобовой части

$$\begin{aligned} a_2 &= 2a_{2з}, \\ b_2 &= b_{2з}, \\ s_2 &= 2s_{2з}. \end{aligned} \quad (8.90)$$

Если эффективный проводник в пазовой части ротора состоял из двух элементарных проводников, то эти же проводники берут и для лобовой части.

Площадь поперечного сечения меди полого эффективного проводника в лобовой части $s_{м2л}$ определяют как разность площадей сечений сплошного эффективного проводника s_2 и внутрипроводникового канала $s_{к2}$:

$$s_{м2л} = s_2 - s_{к2}. \quad (8.91)$$

Задавшись размерами вентиляционного канала $b_k = 13 \div 14$ мм, $R_k = 3 \div 4,5$ мм по рис. 8.12, можно найти площадь поперечного сечения канала

$$s_{к2} = (b_k - 2R_k) 2R_k + \pi R_k^2 \quad (8.92)$$

и по (8.91) определить $s_{м2л}$.

Отношение площади поперечного сечения вентиляционного канала к площади сечения меди витка обычно находится в пределах

$$s_{к2}/s_{м2л} = 0,2 \div 0,4. \quad (8.93)$$

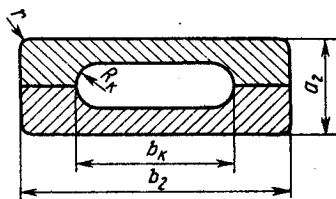


Рис. 8.12. Сечение эффективного проводника обмотки возбуждения, образованного из двух элементарных проводников П-образной формы

Задавшись отношением (8.93), определяют площадь поперечного сечения меди полого эффективного проводника в лобовой части ротора:

$$s_{M2л} = \frac{s_2}{1 + s_{K2}/s_{M2л}}. \quad (8.94)$$

Плотность тока в пазовой части обмотки ротора при номинальном возбуждении

$$\Delta_{2п} = I_{2п}/s_{M2п} \quad (8.95)$$

не должна превосходить рекомендуемую по (8.65).

Плотность тока в лобовой части обмотки ротора при номинальном возбуждении

$$\Delta_{2л} = I_{2л}/s_{M2л} \quad (8.96)$$

может быть допущена на 10—12% больше рекомендуемой.

Сопротивление обмотки возбуждения при непосредственном водородном охлаждении определяют при 15°C и при расчетных температурах 75 и 120°C:

$$r_{2(15)} = 4\rho_{M(15)}\omega_2 (l_2/s_{M2п} + l_{л2}/s_{M2л}), \quad (8.97)$$

$$r_{2(75)} = 1,24r_{2(15)}, \quad (8.98)$$

$$r_{2(120)} = 1,42r_{2(15)}. \quad (8.99)$$

Номинальное напряжение обмотки возбуждения при 120°C, напряжения на контактных кольцах ротора, номинальную мощность возбуждения определяют по (8.79)—(8.81).

Непосредственное водородное охлаждение обмотки ротора по принципу принудительной аксиальной вентиляции. Схема принудительной аксиальной вентиляции используется, например, в турбогенераторах ТГВ-200 и ТГВ-300 (см. § 1.5). Обмотку возбуждения выполняют из профильной меди П-образного сечения. Два элементарных проводника, сложенные вместе так, как показано на рис. 8.12, образуют один эффективный с внутренним вентиляционным каналом.

Площадь сечения меди полого эффективного проводника определяют так же, как при расчете площади сечения меди полого эффективного проводника лобовой части обмотки возбуждения при многоструйной схеме самовентиляции по (8.88)—(8.93).

Плотность тока, определенная по (8.76) для площади сечения s_{M2} , рассчитанного по (8.91) или (8.94), не должна превышать рекомендованную по (8.65). Электрическое сопротивление обмотки возбуждения при непосредственном водородном охлаждении определяют при температуре 15°C по (8.77) для найденной площади сечения $s_{M2п}$ и при расчетных температурах 75 и 120°C по (8.98) и (8.99). Номинальное напряжение обмотки возбуждения

при 120°C, напряжение на контактных кольцах ротора, номинальную мощность возбудителя определяют по (8.79)—(8.81).

Непосредственное внутрипроводниковое водяное охлаждение обмотки возбуждения. При непосредственном внутрипроводниковом водяном охлаждении обмотка возбуждения выполняется из медных проводов квадратного или прямоугольного сечения с круглым отверстием внутри (рис. 8.13).

По полым проводам протекает дистиллированная вода, подаваемая и сливаемая со стороны контактных колец. Температура дистиллята на входе в обмотку не должна быть выше 40°C, а на сливе во избежание вскипания не должна превышать 85°C. При протекании по обмотке вода нагревается на 25÷40°C. Скорость протекания воды в проводах принимают 2—4 м/с.

Для повышения эффективности охлаждения стремятся уменьшить длину охлаждающего канала $l_{кв}$ и поэтому включают последовательно по воде минимальное число витков. В турбогенераторах мощностью до 200 МВт последовательно по воде соединяют витки двух катушек обмотки возбуждения, при этом длина охлаждающего канала

$$l_{кв} = 2u_{п2}l_{в2}. \quad (8.100)$$

Для машин мощностью 200—500 МВт последовательно по воде соединяют витки одной катушки с длиной охлаждающего канала

$$l_{кв} = u_{п2}l_{в2}. \quad (8.101)$$

При мощности больше 500 МВт последовательно по воде соединяют половину витков катушки, причем для обеспечения подачи и слива дистиллята с одной стороны ротора число витков в катушке или число сторон в пазу $u_{п2}$ должно быть четным. Длина охлаждающего канала в этом случае

$$l_{кв} = 0,5u_{п2}l_{в2}. \quad (8.102)$$

Для уменьшения длины охлаждающего канала в турбогенераторах большой мощности число витков обмотки возбуждения

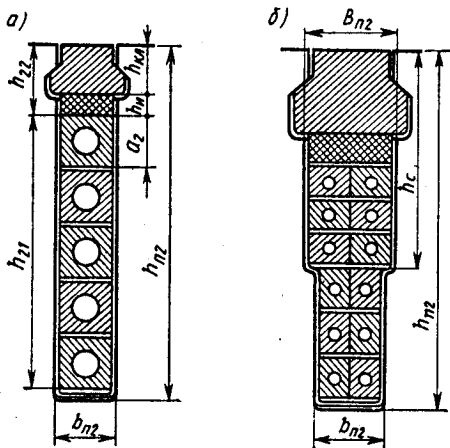


Рис. 8.13. Сечение паза ротора с непосредственным внутрипроводниковым водяным охлаждением обмотки возбуждения:

a — прямоугольный паз; *б* — ступенчатый паз

стремятся взять меньше. Это приводит к росту тока обмотки возбуждения и увеличению площади сечения меди эффективного проводника, который приходится выполнять из нескольких параллельных элементарных проводников, как показано на рис. 8.13, б. Применение ступенчатых пазов (рис. 8.13, б) позволяет повысить использование ротора по сравнению с прямоугольными пазами.

Предварительный выбор размеров эффективного проводника производится в соответствии с размерами паза ротора и изоляции по (8.68)—(8.73). После выбора эффективного провода по таблице П.1.5 размеры паза ротора уточняют. Площадь сечения меди эффективного провода вычисляют по размерам $a_2 \times b_2$, приведенным в таблице за вычетом площади круга центрального отверстия в проводе с диаметром d и с учетом закруглений на углах сечения провода радиуса $r \approx 2 \div 3$ мм:

$$s_{м2} = a_2 b_2 - (4 - \pi) r^2 - \pi \frac{d^2}{4} . \quad (8.103)$$

Плотность тока, определенная по (8.76), не должна превышать рекомендованной по (8.66). Электрическое сопротивление обмотки возбуждения при непосредственном водяном охлаждении определяют при температуре 15°C по (8.77) и при расчетных температурах 75 и 90°C :

$$r_{2(75)} = 1,24 r_{2(15)}, \quad (8.104)$$

$$r_{2(90)} = 1,3 r_{2(15)}. \quad (8.105)$$

Номинальное напряжение обмотки возбуждения при температуре 90°C , напряжение на контактных кольцах ротора, номинальную мощность возбудителя определяют по (8.79)—(8.81).

Особенности расчета обмотки возбуждения при трапецидальном пазе ротора. Применением трапецидальных пазов на роторе можно повысить использование ротора на $7-15\%$ при сохранении постоянства потерь мощности на возбуждение. Однако производство роторов с трапецидальными пазами существенно усложняется, поэтому их применение оправдано в турбогенераторах мощностью 500 МВт и более с непосредственным охлаждением ротора.

При выборе конфигурации трапецидального паза следует иметь в виду, что зубец также остается трапецидальным, причем ширина зубца на уровне верхнего витка (у клина) должна быть несколько больше ширины у его основания.

Чтобы иметь одинаковую плотность тока, все проводники в пазу должны иметь одинаковую площадь сечения. Это условие может быть выполнено, если все проводники будут иметь разную высоту, поскольку они имеют разную ширину. На практике обычно ограничиваются двумя-тремя проводниками в пазу разной вы-

соты или принимают высоту всех проводников одинаковой. В этом случае проводники, расположенные на разной высоте от дна паза, будут иметь разные площади сечений. С некоторым приближением эквивалентную площадь сечения меди проводника в этом случае можно определить по формуле

$$S_{M2э} = \frac{S_{M2н} + 4S_{M2с} + S_{M2в}}{6}, \quad (8.106)$$

где $S_{M2н}$, $S_{M2с}$, $S_{M2в}$ — площади сечений меди нижнего, среднего и верхнего проводников, определенные по формулам для соответствующих профилей меди конкретных схем охлаждения ротора, описанных выше.

§ 8.5. Пример расчета (продолжение, начало см. § 6.4, 7.8)

77. Расчетные площади сечений зубцов ротора на высоте $0,2h_{п2}$ и $0,7h_{п2}$ от их основания по (8.12) и (8.13) с учетом (8.9) и (8.11)

$$S_{Z(0,2)} = (D_{Z(0,2)} - b_{п(0,2)}k_{шп})l_2 = (0,8174 - 0,0325 \cdot 8,86)4,35 = 2,303 \text{ м}^2,$$

$$S_{Z(0,7)} = (D_{Z(0,7)} - b_{п(0,7)}k_{шп})l_2 = (0,978 - 0,0325 \cdot 8,86)4,35 = 3 \text{ м}^2,$$

где $D_{Z(0,2)} = D_2 - 1,6h_{п2} = 1,075 - 1,6 \cdot 0,161 = 0,8174 \text{ м}$, $D_{Z(0,7)} = D_2 - 0,6h_{п2} = 1,075 - 0,6 \cdot 0,161 = 0,978 \text{ м}$,

$$k_{шп} = \frac{1 - \cos \gamma \frac{\pi}{2}}{\sin \frac{\pi}{Z_2'}} = \frac{1 - \cos 0,692 \frac{\pi}{2}}{\sin \frac{\pi}{52}} = \frac{1 - 0,465}{0,06038} = 8,86.$$

Паз имеет параллельные стенки, поэтому

$$b_{п(0,2)} = b_{п(0,7)} = 0,0325 \text{ м (см. п. 74)}.$$

78. Ширина зубца статора в расчетном сечении

$$b_{Z1/3} = \pi D_{Z1/3} / Z_1 - b_{п1} = \pi 1,373,60 - 0,0285 = 0,0434 \text{ м},$$

где $D_{Z1/3} = D_1 + (2/3)h_{п1} = 1,235 + (2/3)0,207 = 1,373 \text{ м}$.

79. Расчетная площадь сечения стали зубцов статора на полюсном делении τ_s эквивалентной явнополюсной машины

$$S_{Z1/3} = \frac{Z_1}{\pi} b_{Z1/3} l_c k_c = \frac{60}{\pi} \cdot 0,0434 \cdot 3,735 \cdot 0,93 = 2,879 \text{ м}^2.$$

80. Расчетная площадь сечения немагнитного зазора на полюсном делении τ_s эквивалентной явнополюсной машины

$$S_\delta = (D_2 + \delta)(l_1 + 2\delta)k_\tau = (1,075 + 0,08)(4,2 + 2 \cdot 0,08)1,0273 = 5,173 \text{ м}^2,$$

где $k_\tau = (1 - 0,5\gamma)(\pi/2) = (1 - 0,5 \cdot 0,692)(\pi/2) = 1,0273$.

81. Площадь сечения стали ярма статора

$$s_{a1} = l_c h_{a1} k_c = 3,735 \cdot 0,426 \cdot 0,93 = 1,48 \text{ м}^2.$$

82. Площадь сечения ярма ротора

$$s_{a2} = \frac{D_2 - 2h_{r2} - D_0}{2} l_2 = \frac{1,075 - 2 \cdot 0,161 - 0,129}{2} 4,35 = 1,357 \text{ м}^2,$$

где диаметр центрального отверстия в роторе

$$D_0 = 0,12 D_2 = 0,12 \cdot 1,075 = 0,129 \text{ м}.$$

После определения площадей сечений пяти участков магнитной цепи находят магнитные индукции, напряженности магнитного поля и магнитные напряжения участков при холостом ходе и номинальном напряжении

$$E_{10} = U_{1\text{нф}} \text{ или } E_{10*} = E_{10}/U_{1\text{нф}} = 1.$$

Результаты расчета удобно свести в табл. 8.4. После расчетов для номинального напряжения проводят аналогичные расчеты магнитной цепи для других напряжений характеристики холостого хода в соответствии с табл. 8.4.

83. Магнитный поток в немагнитном зазоре при холостом ходе и номинальном напряжении

$$\Phi = C_1 E_{10} = 4,88 \cdot 10^{-4} \cdot 9093 = 4,438 \text{ Вб},$$

где

$$C_1 = \frac{1}{4,44 f_1 \omega_1 k_{o1}} = \frac{1}{4,44 \cdot 50 \cdot 10 \cdot 0,923} = 4,88 \cdot 10^{-4}.$$

В табл. 8.4 записывают числовое значение коэффициента C_1 .

84. Магнитная индукция в немагнитном зазоре

$$B_s = \Phi/s_s = 4,438/5,173 = 0,8579 \text{ Тл}.$$

85. Магнитная индукция в расчетном сечении зубцов статора [см. (8.29)]

$$B_{z1,3} = \Phi/s_{z1,3} = 4,438/2,879 = 1,54 \text{ Тл}.$$

86. Расчетное значение магнитной индукции в ярме статора [см. (8.33)]

$$B'_{a1} = C_3 \Phi = 0,318 \cdot 4,438 = 1,41 \text{ Тл},$$

где

$$C_3 = \frac{18 - 10\gamma}{18 - 9\gamma} \frac{1}{2s_{a1}} = \frac{18 - 10 \cdot 0,692}{18 - 9 \cdot 0,692} \frac{1}{2 \cdot 1,48} = 0,318.$$

87. Напряженность магнитного поля в зубцах статора при $B_{z1,3} \leq 1,8$ Тл для холоднокатаной стали с направлением потока поперек проката находят по табл. П.2.2. При $B_{z1,3} > 1,8$ Тл опре-

Таблица 8.4. Результаты расчета характеристики холостого хода

E_{10*}	о. е.	0,6	1	1,1	1,2	1,3	1,4
E_{10}	В	5 456	9 093	10 002	10 912	11 821	12 730
$\Phi = 4,88 \cdot 10^{-4} E_{10}$	В6	2,663	4,438	4,882	5,326	5,769	6,213
$B_{\delta} = \Phi / 5,173$	Тл	0,5147	0,8579	0,9437	1,0295	1,1153	1,201
$B_{Z1/3} = \Phi / 2,879$	Тл	0,93	1,54	1,7	1,85	2,00	2,16
$B'_{a1} = 0,318\Phi$	Тл	0,85	1,411	1,55	1,693	1,834	1,975
$H_{Z1/3}$	А/м	225	5 100	11 100	20 000	45 000	90 000
H'_{a1}	А/м	140	326	450	770	2 000	10 100
$F_{\delta} = 68 309 B_{\delta}$	А	35 161	58 602	64 462	70 322	76 183	82 043
$F_{Z1} = 0,207 H_{Z1/3}$	А	47	1 056	2 298	4 140	9 315	18 630
$F_{a1} = 1,127 H'_{a1}$	А	158	367	507	868	2 254	11 385
$F_{\delta Zc} = F_{\delta} + F_{Z1} + F_{a1}$	А	35 366	60 025	67 267	75 330	87 752	112 058
$\Phi_{\sigma 2} = 0,478 \cdot 10^{-3} F_{\delta Zc}$	В6	0,169	0,287	0,322	0,360	0,419	0,536
$\Phi_2 = \Phi + \Phi_{\sigma 2}$	В6	2,832	4,725	5,2	5,686	6,215	6,749
$B_{Z(0,2)} = \Phi_2 / 2,303$	Тл	1,23	2,05	2,26	2,47	2,7	2,93
$B_{Z(0,7)} = \Phi_2 / 3$	Тл	0,944	1,575	1,73	1,895	2,07	2,25
$B'_{a2} = \Phi_2 / 3,28$	Тл	0,860	1,44	1,585	1,733	1,895	2,06
$H_{Z(0,2)}$	А/м	1 584	44 000	115 000	175 000	225 000	275 000
$H_{Z(0,7)}$	А/м	1 300	4 500	18 000	45 000	85 000	130 000
H_{a2}	А/м	1 224	2 700	4 740	9 100	25 000	154 000
$F_{Z2} = 0,161 (H_{Z(0,2)} + H_{Z(0,7)}) / 2$	А	232	3 901	10 706	17 710	249 955	32 602
$F_{a2} = 0,3765 H_{a2}$	А	461	1 017	1 785	3 426	9 413	57 981
$F_2 = F_{\delta Zc} + F_{Z2} + F_{a2}$	А	36 059	64 943	79 758	94 466	122 120	202 642
$F_{2*} = F_2 / 64943$	о. е.	0,55	1	1,23	1,49	1,88	3,12

деляют по (8.30) коэффициент, учитывающий ответвление потока в паз:

$$k_{n1/3} = \frac{(b_{n1} + b_{z1/3}) l_1}{b_{z1/3} l_c k_c} - 1 = \frac{(0,0285 + 0,0434) 4,2}{0,0434 \cdot 3,735 \cdot 0,93} - 1 = 1.$$

Напряженность магнитного поля находят по кривым на рис. П.2.2.

88. Напряженность магнитного поля в ярме статора с направлением потока вдоль проката определяют по табл. П.2.3 для расчетных значений магнитных индукций в ярме, приведенных в табл. 8.4.

89. Магнитное напряжение немагнитного зазора находим по (8.28):

$$F_{\delta} = \frac{B_{\delta}}{\mu_0} \delta k_{\delta} = C_2 B_{\delta} = 68\,309 \cdot 0,8579 = 58\,602 \text{ А},$$

где

$$C_2 = \frac{\delta k_{\delta}}{\mu_0} = \frac{0,08 \cdot 1,073}{4\pi \cdot 10^{-7}} = 68\,309; \quad \mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} \text{ Гн/м.}$$

коэффициент немагнитного зазора

$$k_{\delta} = 1 + (k_{\delta z1} - 1) + (k_{\delta z2} - 1) + (k_{\delta \text{в}} - 1) + (k_{\delta \text{р}} - 1) + (k_{\delta \text{ст}} - 1) + (k_{\delta \text{ср}} - 1) = 1 + (1,03 - 1) + (1,0135 - 1) + (1,0014 - 1) + (1,0172 - 1) + (1,0085 - 1) + (1,0022 - 1) = 1,073;$$

коэффициент, учитывающий зубчатость статора,

$$k_{\delta z1} = 1 + \frac{b_{n1}^2}{t_1 (5\delta + b_{n1}) - b_{n1}^2} = 1 + \frac{0,0285^2}{0,0647 (5 \cdot 0,08 + 0,0285) - 0,0285^2} = 1,03.$$

коэффициент, учитывающий зубчатость бочки ротора,

$$k_{\delta z2} = 1 + \frac{b_{n2}^2}{t_2 (5\delta + b_{n2}) - b_{n2}^2} \frac{\gamma}{2} = 1 + \frac{0,0325^2}{0,0649 (5 \cdot 0,08 + 0,0325) - 0,0325^2} \frac{0,692}{2} = 1,0135,$$

$$t_2 = \pi D_2 / Z_2' = \pi 1,075 / 52 = 0,0649 \text{ м};$$

коэффициент, учитывающий радиальные вентиляционные каналы сердечника статора,

$$k_{\delta \text{в}} = 1 + \frac{b_k^2}{(l_{\text{пак}} + b_k) (5\delta + b_k) - b_k^2} = 1 + \frac{0,005^2}{(0,04 + 0,005) (5 \cdot 0,08 + 0,005) - 0,005^2} = 1,0014;$$

коэффициент, учитывающий рифление поверхности ротора,

$$k_{\delta p} = 1 + \frac{b_p^2}{t_p(5\delta + b_p) - b_p^2} =$$

$$= 1 + \frac{0,014^2}{0,028(5 \cdot 0,08 + 0,014) - 0,014^2} = 1,0172;$$

в соответствии с конструкцией самовентилиции ротора принимаем шаг рифления $t_p = 0,028$ м, ширину канавки рифления $b_p = 0,5t_p = 0,5 \cdot 0,028 = 0,014$ м.

Коэффициент, учитывающий ступенчатость крайних пакетов сердечника статора,

$$k_{\delta ст} = 1 + \frac{7 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{\delta(l_1 + l_2)}} = 1 + \frac{7 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{0,08(4,2 + 4,35)}} = 1,0085;$$

коэффициент, учитывающий срезы зубцов ротора перед отверстиями в клиньях пазов для забора и выпуска газа,

$$k_{\delta ср} = 1 + 0,25 \cdot \frac{\gamma}{\delta} 10^{-3} = 1 + 0,25 \frac{0,692}{0,08} 10^{-3} = 1,0022.$$

90. Магнитное напряжение зубцов статора

$$F_{Z1} = h_{n1} H_{Z1/3} = 0,207 \cdot 5100 = 1056 \text{ А.}$$

91. Магнитное напряжение ярма статора

$$F_{a1} = L_{a1} H'_{a1} = 1,127 \cdot 326 = 367 \text{ А,}$$

где $L_{a1} = \gamma \frac{\pi(D_a - h_{a1})}{4p} = 0,692 \frac{\pi(2,5 - 0,426)}{4} = 1,127 \text{ м.}$

92. Магнитное напряжение немагнитного зазора, зубцов и ярма статора

$$F_{\delta zc} = F_{\delta} + F_{Z1} + F_{a1} = 58602 + 1056 + 367 = 60025 \text{ А.}$$

93. Коэффициент магнитной проводимости для потока пазового рассеяния ротора при прямоугольном пазе [см. (8.38а)]

$$\lambda_{п2} = \frac{h_{21}}{2b_{п2}} + \frac{h_{22}}{b_{п2}} = \frac{0,115}{2 \cdot 0,0325} + \frac{0,043}{0,0325} = 3,10,$$

где $h_{22} = h_{кп2} + h_{п} = 0,033 + 0,01 = 0,043$ м.

Принимаем $h_{кп2} = b_{п2} = 0,033$, высоту подклиновой прокладки принимаем по рекомендациям (8.40) и в соответствии с табл. 7.8:

$$h_{п} = 0,01 \text{ м, } h_{21} = h_{п2} - h_{22} - \sum \delta_{п} = 0,161 - 0,043 - 0,003 = 0,115 \text{ м.}$$

94. Коэффициент магнитной проводимости потока рассеяния по коронкам зубцов ротора

$$\lambda_{к2} = \delta / (2t_2) + 0,2 = 0,08 / (2 \cdot 0,0649) + 0,2 = 0,816.$$

95. Магнитный поток пазового рассеяния и по коронкам зубцов ротора

$$\Phi_{\text{пк}2} = C_4 F_{\delta Zc} = 0,473 \cdot 10^{-5} \cdot 60\,025 = 0,284 \text{ Вб},$$

где $C_4 = \frac{l_2}{Z_2} (\lambda_{n2} + \lambda_{к2}) 10^{-5} = \frac{4,35}{36} (3,1 + 0,816) 10^{-5} = 0,473 \cdot 10^{-5}$.

96. Поток лобового рассеяния пренебрегаем, так как бандажные кольца будут выполнены из немагнитной стали. Полный магнитный поток рассеяния ротора

$$\Phi_{\sigma 2} = \Phi_{\text{пк}2} + \Phi_{\sigma l2} = \Phi_{\text{пк}2} + 0 = 0,284 \text{ Вб}.$$

97. Полный магнитный поток в роторе при холостом ходе

$$\Phi_2 = \Phi + \Phi_{\sigma 2} = 4,438 + 0,284 = 4,722 \text{ Вб}.$$

98. Магнитные индукции в расчетных сечениях зубцов ротора

$$B_{Z(0,2)} = \Phi_2 / s_{Z(0,2)} = 4,722 / 2,303 = 2,05 \text{ Тл},$$

$$B_{Z(0,7)} = \Phi_2 / s_{Z(0,7)} = 4,725 / 3 = 1,575 \text{ Тл},$$

где $s_{Z(0,2)}$, $s_{Z(0,7)}$ определены в п. 77.

Магнитная индукция $B_{Z(0,2)}$ в зубцах ротора в расчетном сечении на расстоянии $0,2h_{п2}$ от их основания не превосходит значений, рекомендованных по табл. 7.3.

99. Магнитная индукция в ярме ротора

$$B_{a2} = \Phi_2 / (2s_{a2}) = 4,725 / (2 \cdot 1,357) = 1,74 \text{ Тл}.$$

Магнитная индукция в ярме ротора B_{a2} превышает значения, рекомендованные табл. 7.3. Для снижения индукции в ярме ротора центральное отверстие в роторе заполняем магнитным материалом (стальным стержнем). Находим для этого случая ($D_0 = 0$) площадь сечения ярма ротора:

$$s'_{a2} = \frac{D_2 - 2h_{п2}}{2} l_2 = \frac{1,075 - 2 \cdot 0,161}{2} 4,35 = 1,64 \text{ м}^2.$$

Определяем расчетную магнитную индукцию в ярме ротора:

$$B'_{a2} = \Phi_2 / (2s_{a2}) = 4,725 / 3,28 = 1,44 \text{ Тл}.$$

Полученное значение магнитной индукции записываем в табл. 8.4.

100. Напряженности магнитных полей для значений магнитных индукций в роторе в соответствии с табл. 8.4 определяют по кривой намагничивания роторных поковок турбогенераторов с $D_2 > 0,814$ м, приведенной в табл. П.2.5.

Для магнитных индукций в зубцах ротора, превышающих 1,8 Тл, следует учесть ответвление потока в паз с помощью коэффициентов

$$k_{п(0,2)} = \frac{b_{п(0,2)}}{b_{Z(0,2)}} = \frac{0,0325}{0,0169} = 1,9,$$

$$k_{п(0,7)} = \frac{b_{п(0,7)}}{b_{Z(0,7)}} = \frac{0,0325}{0,0266} = 1,2,$$

где

$$b_{Z(0,2)} = \frac{\pi D_{Z(0,2)}}{Z'_2} - b_{п(0,2)} = \frac{\pi \cdot 0,8174}{52} - 0,0325 = 0,0169 \text{ м};$$

$$b_{Z(0,7)} = \frac{\pi D_{Z(0,7)}}{Z'_2} - b_{п(0,7)} = \frac{\pi \cdot 0,978}{52} - 0,0325 = 0,0266 \text{ м};$$

значения $D_{Z(0,2)}$, $D_{Z(0,7)}$ см. в п. 77.

Напряженность магнитного поля в зубцах ротора при $B_Z > 1,8$ Тл определяют по кривым намагничивания зубцов роторных поковок турбогенераторов с $D_2 > 0,814$ м на рис. П.2.5 с учетом рассчитанных коэффициентов $k_{п(0,2)}$, $k_{п(0,7)}$ и заносят в табл. 8.4.

101. Магнитное напряжение зубцов ротора

$$F_{Z2} = h_{п2} \frac{H_{Z(0,2)} + H_{Z(0,7)}}{2} = 0,161 \frac{44000 + 4500}{2} = 3901 \text{ А.}$$

102. Магнитное напряжение ярма ротора

$$F_{a2} = L_{a2} H_{a2} = 0,3765 \cdot 2700 = 1017 \text{ А,}$$

где $L_{a2} = (D_2 - 2h_{п2})/2 = (1,075 - 2 \cdot 0,161)/2 = 0,3765$ м.

103. МДС обмотки возбуждения при холостом ходе и номинальном напряжении

$$F_2 = F_{20} = F_{\delta Zc} + F_{Z2} + F_{a2} = 60025 + 3901 + 1017 = 64943 \text{ А.}$$

Аналогично проводят расчеты для других значений напряжения характеристики холостого хода.

104. МДС обмотки возбуждения (о. е.) при других значениях напряжения, приведенных в табл. 8.4,

$$F_{2*} = F_2 / F_{20} = F_2 / 64943.$$

105. МДС обмотки статора на один полюс при номинальном токе якоря

$$F_{1н} = 1,35 I_{1н} \frac{\omega_1 k_{\phi 1}}{p} = 1,35 \cdot 8625 \frac{10 \cdot 0,923}{1} = 107472 \text{ А.}$$

106. Коэффициент приведения по первой гармонике магнитного поля (8.57) МДС якоря к условиям обмотки возбуждения

$$k_a = \frac{\pi^2 \gamma}{8 \sin \gamma \frac{\pi}{2}} = \frac{\pi^2 \cdot 0,692}{8 \sin 0,692 \frac{\pi}{2}} = 0,9647.$$

107. Приведенная МДС обмотки якоря при номинальной нагрузке к условиям обмотки возбуждения

$$F'_{1н} = F_{1н} k_a = 107472 \cdot 0,9647 = 103674 \text{ А,}$$

в относительных единицах

$$F'_{1н*} = F'_{1н}/F_{20} = 103\,674/64\,943 \approx 1,6.$$

Для определения МДС обмотки возбуждения строим векторную диаграмму при номинальной нагрузке в относительных единицах.

108. По данным табл. 8.4 строим характеристику холостого хода в относительных единицах. Определяем индуктивное сопротивление рассеяния Потье:

$$x_{p*} = x_{\sigma 1*} + 0,025 = 0,19 + 0,025 = 0,215,$$

где $x_{\sigma 1*} = 0,19$ — по п. 63.

Построение векторной диаграммы было подробно рассмотрено в § 8.3 и приведено на рис. 8.9. Значения $F'_{1н*}$ и x_{p*} на векторной диаграмме взяты по п. 107 и 108.

109. МДС обмотки возбуждения при номинальной нагрузке определяем по рис. 8.9:

$$F_{2н*} = 2,6 \text{ о. е.},$$

в именованных единицах

$$F_{2н} = F_{2н*} F_{20} = 2,6 \cdot 64\,943 = 168\,852 \text{ А.}$$

110. ЭДС обмотки статора при $F_2 = F_{2н}$ (см. рис. 8.9)

$$E_{10*} = 1,41 \text{ о. е.}$$

111. Изменение напряжения (%) при сбросе нагрузки от номинальной до нуля

$$\Delta U = \frac{E_{10} - U_{1нф}}{U_{1нф}} 100 = (E_{10*} - 1) 100 = (1,41 - 1) 100 = 41\%.$$

112. Регулировочную характеристику рекомендуется строить для точек нагрузки, соответствующих $I_1/I_{1н} = 0; 0,25; 0,5; 0,75; 1,0; 1,25$. Две точки характеристики $I_{1*} = I_1/I_{1н} = 0$ и $I_{1*} = 1$ известны из предыдущего расчета. Им соответствует МДС $F_{2*} = F_{20*}$ и $F_{2*} = F_{2н*}$. Для остальных точек характеристики следует построить векторные диаграммы (на одном рисунке) и определить для них МДС $F_{2*} = I_{2*}$. На рис. 8.9 прерывистыми линиями показано построение векторной диаграммы для $I_{1*} = 0,5$. К вектору напряжения прибавляют вектор падения напряжения (перпендикулярно напряжению тока)

$$0,5 \frac{I_{1нф} x_p}{U_{1нф}} = 0,5 x_{p*} = 0,5 \cdot 0,215 = 0,1075 \text{ о. е.}$$

и находят ЭДС $E_{1(0,5)*}$, для которой определяют результирующую МДС $F_{p(0,5)*}$. К результирующей МДС параллельно вектору тока прибавляют

$$F_{1(0,5)*} = 0,5 F'_{1н*} = 0,5 \cdot 1,6 = 0,8$$

и находят МДС $F_{2(0,5)*} = 1,7$.

Таблица 8.5. Регулировочная характеристика

I_{1*}	0	0,25	0,5	0,75	1	1,25
I_{2*}	1	1,32	1,7	2,13	2,6	3,08

Результаты расчета регулировочной характеристики сведены в табл. 8.5, а характеристика построена на рис. 8.14.

113. Охлаждение обмотки ротора — непосредственное водородное по принципу многоструйной самовентилиации. За расчетную температуру обмотки ротора принимаем 120°C . Удельное сопротивление меди с присадкой серебра при температуре 15°C .

$$\rho_{\text{м}(15)} = 10^{-6}/55 \text{ Ом}\cdot\text{м},$$

при температуре 120°C

$$\rho_{\text{м}(120)} = 1,42 \frac{10^{-6}}{55} =$$

$$= 2,58 \cdot 10^{-8} \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

114. Для предварительного определения площади поперечного сечения эффективного проводника обмотки возбуждения по (8.68) требуется определить среднюю длину витка:

$$l_{\text{в}2} = 2(l_2 + l_{\text{в}2}) = 2(4,35 + 1,59) = 11,88 \text{ м},$$

где среднюю длину лобовой части полувитка обмотки возбуждения определим по (8.71):

$$\begin{aligned} l_{\text{л}2} &= 2C_2 + b_2 q_2 + C_2'(q_2 - 1) + k_{\gamma} D_{\text{в.ср}} - 0,86(R_{\text{в}} + b_2/2) = \\ &= 2 \cdot 0,1 + 0,028 \cdot 9 + 0,025(9 - 1) + 1,0273 \cdot 0,874 - \\ &\quad - 0,86(0,035 + 0,028/2) = 1,59 \text{ м}, \end{aligned}$$

здесь $q_2 = Z_2/4 = 36/4 = 9$; $k_{\gamma} = 1,0273$ (см. п. 80); $D_{\text{в.ср}} = D_2 - 2h_{22} - h_{21} = 1,075 - 2 \cdot 0,043 - 0,115 = 0,874$ м; $C_2, C_2', R_{\text{в}}$ — из табл. 8.3 и по рис. 8.10.

115. Предварительную площадь поперечного сечения эффективного проводника обмотки возбуждения определяем по (8.68):

$$s_2' = \rho_{\text{м}(120)} \frac{2,2 F_{2\text{н}} I_{\text{в}2}}{U_{2\text{н}}} = 2,58 \cdot 10^{-8} \frac{2,2 \cdot 168852 \cdot 11,88}{300} = 3,79 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2,$$

где $U_{2\text{н}} = 300$ В — по табл. 8.1 (предварительно).

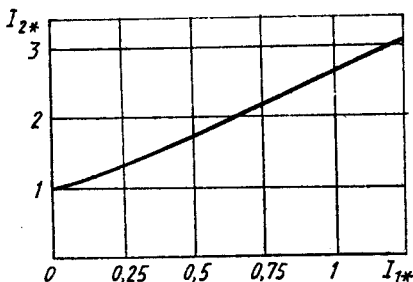


Рис. 8.14. Регулировочная характеристика турбогенератора 200 МВт, построенная по данным примера расчета

116. В п. 73 был выбран прямоугольный провод по табл. П.1.4 с размером $b_2=28$ мм. По табл. П.1.4 выбираем два элементарных проводника с размерами $b_2=28$ мм, $a_{2э}=7$ мм, $s_{2э}=195,1$ мм². Площадь сечения эффективного проводника

$$s_2=2s_{2э}=2 \cdot 0,1951 \cdot 10^{-3} \approx 3,9 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2,$$

что близко к s'_2 , определенной в п. 115.

Высота эффективного проводника

$$a_2=2a_{2э}=2 \cdot 0,007=0,014 \text{ м.}$$

117. Число эффективных проводников по высоте паза ротора (предварительно)

$$u'_{п2}=h_{12}/(a_2+\delta_{ив})=0,115/(0,014+0,001)=7,6.$$

В данном случае $u'_{п2}$ лучше округлить в меньшую сторону, чтобы не увеличивать высоту паза ротора по сравнению с определенной предварительно. Принимаем $u_{п2}=7$.

118. Уточняем высоту паза ротора по (8.73) с учетом данных табл. 7.8:

$$\begin{aligned} h_{п2} &= u_{п2}a_2 + (u_{п2} - 1)\delta_{ив} + \sum \delta_{п} + h_{и} + h_{кл} = \\ &= 7 \cdot 0,014 + (7 - 1)0,001 + 0,003 + 0,01 + 0,033 = 0,15 \text{ м.} \end{aligned}$$

Так как окончательная высота паза ротора не больше предварительной, а ширина паза осталась неизменной, то проверку допустимой ширины зубца ротора в его основании не делаем.

119. Уточняем размеры:

$$\begin{aligned} h_{21} &= u_{п2}a_2 + (u_{п2} - 1)\delta_{ив} = 7 \cdot 0,014 + (7 - 1)0,001 = 0,104 \text{ м,} \\ h_{22} &= h_{и} + h_{кл} = 0,01 + 0,033 = 0,043 \text{ м.} \end{aligned}$$

120. Число витков обмотки возбуждения на один полюс

$$\omega_2 = \frac{Z_2}{4} u_{п2} = \frac{36}{4} \cdot 7 = 63.$$

121. Номинальный ток возбуждения

$$I_{2н} = F_{2н}/\omega_2 = 168\,852/63 = 2680 \text{ А.}$$

122. Ток возбуждения при холостом ходе

$$I_{20} = F_{20}/\omega_2 = 64\,943/63 = 1030 \text{ А.}$$

123. Число отсеков ротора при одинаковой их длине (при многоструйной самовентиляции)

$$n'_0 = l_2/(0,4 + 0,6) = 4,35/(0,4 + 0,6) \approx 11 + 7.$$

Число отсеков должно быть нечетным, причем крайние выпускные отсеки при мощности до 320 МВт в два раза длиннее, чем

средние. Поэтому принимаем число отсеков при одинаковой их длине

$$n'_0 = 11.$$

Длина среднего отсека

$$l_0 = l_2/n'_0 = 4,35/11 = 0,395 \text{ м},$$

длина крайних выпускных отсеков

$$l_{\text{окр}} = 2l_0 = 2 \cdot 0,395 = 0,79 \text{ м}.$$

Всего отсеков

$$n_0 = n'_0 - 2 = 11 - 2 = 9,$$

из них выпускных $n_{\text{ов}} = 5$, заборных $n_{\text{оз}} = 4$.

124. Расстояние между осями вентиляционных каналов (шаг)

$$t_{\text{вк}} = l_0/n_k = 0,395/7 = 0,056 \text{ м},$$

где число вентиляционных каналов с одной стороны принимаем $n_k = 7$.

Вентиляционные каналы (рис. 8.11) имеют размеры $a = 5 \text{ мм}$, $b = 16 \text{ мм}$.

125. Длина вентиляционного канала по одной боковой стороне катушки

$$h = \sqrt{(0,5l_0)^2 + h_{21}^2} = \sqrt{(0,5 \cdot 0,395)^2 + 0,104^2} = 0,239 \text{ м}.$$

126. Длина выреза на поверхности проводника со стороны клина

$$b' = b \frac{h}{h_{21}} = 0,016 \frac{0,239}{0,104} = 0,0368 \text{ м}.$$

127. Площадь поперечного сечения эффективного проводника по линии А—А (см. рис. 8.11)

$$s_{\text{м2А}} = a_2(b_2 - a) = 0,014(0,028 - 0,005) = 3,22 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2,$$

по линии В—В

$$s_{\text{м2В}} = a_2(b_2 - 2a) = 0,014(0,028 - 2 \cdot 0,005) = 2,52 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

128. Коэффициент приведения площади поперечного сечения проводника в пазовой части

$$k_{\text{п}} = \frac{1}{\left(2 - \frac{2b'}{t_{\text{вк}}}\right) \frac{s_2}{s_{\text{м2А}}} + \left(\frac{2b'}{t_{\text{вк}}} - 1\right) \frac{s_2}{s_{\text{м2В}}}}$$

$$= \frac{1}{\left(2 - \frac{2 \cdot 0,0368}{0,056}\right) \frac{3,9 \cdot 10^{-4}}{3,22 \cdot 10^{-4}} + \left(\frac{2 \cdot 0,0368}{0,056} - 1\right) \frac{3,9 \cdot 10^{-4}}{2,52 \cdot 10^{-4}}} = 0,759.$$

129. Эквивалентная площадь поперечного сечения меди эффективного проводника в пазовой части ротора

$$s_{m2n} = s_2 k_n = 3,9 \cdot 10^{-4} \cdot 0,759 = 2,96 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

130. Площадь поперечного сечения меди полого эффективного проводника в лобовой части

$$s_{m2л} = s_2 - s_{k2} = 3,9 \cdot 10^{-4} - 0,875 \cdot 10^{-4} = 3,028 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2,$$

где $s_{k2} = (b_k - 2R_k)2R_k + \pi R_k^2 = (0,014 - 2 \cdot 0,0035)2 \cdot 0,0035 + \pi \cdot 0,0035^2 = 0,875 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$.

Принимаем $b_k = 14 \text{ мм}$, $R_k = 3,5 \text{ мм}$.

Отношение

$$s_{k2}/s_{m2л} = 0,875 \cdot 10^{-4} / (3,028 \cdot 10^{-4}) = 0,29$$

находится в пределах, указанных в (8.93).

131. Плотность тока в пазовой части обмотки ротора при номинальном возбуждении

$$\Delta_{2n} = I_{2n} / s_{m2n} = 2680 / (2,96 \cdot 10^{-4}) = 9,05 \cdot 10^6 \text{ А/м}^2$$

находится в пределах, указанных в (8.65).

132. Плотность тока в лобовой части ротора при номинальном возбуждении

$$\Delta_{2л} = I_{2н} / s_{m2л} = 2680 / (3,028 \cdot 10^{-4}) = 8,85 \cdot 10^6 \text{ А/м}^2.$$

133. Сопротивление обмотки возбуждения при 15, 75 и 120°C

$$r_{2(15)} = 4\rho_{m(15)}\omega_2 \left(\frac{l_2}{s_{m2л}} + \frac{l_{л2}}{s_{m2л}} \right) =$$

$$= 4 \frac{10^{-6}}{55} 6,3 \left(\frac{4,35}{2,96 \cdot 10^{-4}} + \frac{1,59}{3,028 \cdot 10^{-4}} \right) = 0,091389 \text{ Ом},$$

$$r_{2(75)} = 1,24r_{2(15)} = 1,24 \cdot 0,091389 = 0,1133 \text{ Ом},$$

$$r_{2(120)} = 1,42r_{2(15)} = 1,42 \cdot 0,091389 = 0,1298 \text{ Ом}.$$

134. Номинальное напряжение обмотки возбуждения

$$U_{2н} = I_{2н} r_{2(120)} = 2680 \cdot 0,1298 = 348 \text{ В}.$$

135. Номинальное напряжение возбудителя

$$U_{2нв} = U_{2н} + 2 = 348 + 2 = 350 \text{ В}.$$

136. Номинальная мощность возбудителя

$$P_{2н} = U_{2нв} I_{2н} = 350 \cdot 2680 = 938 \cdot 10^3 \text{ Вт}.$$

ПАРАМЕТРЫ И ПОСТОЯННЫЕ ВРЕМЕНИ, СТАТИЧЕСКАЯ ПЕРЕГРУЖАЕМОСТЬ И ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ

§ 9.1. Параметры и постоянные времени турбогенератора

Параметры турбогенераторов — активные и индуктивные сопротивления обмоток — принято определять в относительных единицах. Значения параметров и постоянных времени оказывают большое влияние на характер процессов в машине, режим ее работы в энергосистеме, статическую и динамическую устойчивость. Особенно важную роль играют параметры при переходных процессах: внезапном коротком замыкании, сбросах и набросах нагрузки и т. д.

Определение активного сопротивления фазы обмотки статора изложено в § 7.6. Там же приведено предварительное определение сопротивления взаимной индукции по продольной оси x_{ad} . Здесь уточним его:

$$x_{ad*} = F_{1н} k_a / F_{\delta 0}, \quad (9.1)$$

где $F_{\delta 0}$ — магнитное напряжение немагнитного зазора при холостом ходе и номинальном напряжении.

Индуктивное сопротивление взаимной индукции по поперечной оси

$$x_{aq} < x_{ad},$$

так как по продольной оси расположен большой зуб, а по поперечной — только малые зубы;

$$x_{aq*} = \frac{x_{ad}}{1 + (k_{\delta z2} - 1) \frac{2}{\gamma}}. \quad (9.2)$$

Синхронные индуктивные сопротивления по продольной и поперечной осям соответственно

$$\begin{aligned} x_{d*} &= x_{ad*} + x_{\sigma 1*}, \\ x_{q*} &= x_{aq*} + x_{\sigma 1*}. \end{aligned} \quad (9.3)$$

Индуктивное сопротивление обмотки возбуждения определяют как условную величину, необходимую для расчета других параметров и постоянных времени затухания токов в обмотках и контурах при переходных процессах. Для лучшего понимания физического

смысла этой величины представим, что к обмотке возбуждения подведено переменное напряжение и по ней протекает переменный ток промышленной частоты. Индуктивное сопротивление обмотки возбуждения переменному току, приведенное к обмотке статора, рассчитывают при условии отсутствия на статоре и роторе короткозамкнутых обмоток и контуров:

$$x_{2f*} = \sigma_{2f} x_{ad*}. \quad (9.4)$$

Коэффициент рассеяния обмотки ротора

$$\sigma_{2f} = 1 + \frac{4\pi k_a F_{\delta 0} l_2}{\Phi_0 Z_2} \lambda_{n2\psi} 10^{-6} + 0,02, \quad (9.5)$$

где k_a определяют по (8.57); $F_{\delta 0}$ и Φ_0 — магнитное напряжение и магнитный поток при холостом ходе (из табл. 8.4 для $E_{10*} = 1$); коэффициент магнитной проводимости для потокоцепления магнитного поля пазового рассеяния зависит от формы паза ротора (см. рис. 8.5) и может быть принят для прямоугольных пазов

$$\lambda_{n2\psi} = \frac{h_{21} + 3h_{22}}{3b_{n2}}, \quad (9.6)$$

для трапецидальных пазов

$$\lambda_{n2\psi} = \frac{h_{21}}{1,5(B_{n2} + b_{n2})} \varphi_r + \frac{h_{22}}{B_{n2}}, \quad (9.7)$$

где φ_r находят по рис. 8.6; для ступенчатых пазов

$$\lambda_{n2\psi} = \frac{h_{n2} - h_c}{3b_{n2}} + \frac{h_c + 2h_{22}}{3B_{n2}}, \quad (9.8)$$

рассеяния по коронкам зубцов, дифференциальное и лобовое приближенно учитываются в (9.5) увеличением σ_{2f} на 0,02.

Индуктивное сопротивление рассеяния обмотки ротора

$$x_{\sigma 2*} = x_{2f*} - x_{ad*}. \quad (9.9)$$

Переходное индуктивное сопротивление обмотки якоря по продольной оси

$$x'_{d*} = x_{\sigma 1*} + \frac{1}{1/x_{ad*} + 1/x_{\sigma 2*}}. \quad (9.10)$$

Сверхпереходные индуктивные сопротивления обмотки якоря по продольной и поперечной осям должны учитывать индуктивное сопротивление рассеяния демпферной обмотки (демпфирующих контуров), точно определить которое затруднительно. Для приближенных расчетов можно принять

$$\begin{aligned} x'_{d*} &\approx x_{\sigma 1*} + 0,025, \\ x''_{q*} &\approx 1,5x'_{d*}. \end{aligned} \quad (9.11)$$

Синхронное индуктивное сопротивление обмотки якоря для то-
 ов обратной последовательности

$$x_{c2*} = \sqrt{x_{d*}'' x_{q*}''} = 1,225 x_{d*}'' \quad (9.12)$$

Синхронное индуктивное сопротивление обмотки якоря токам
 нулевой последовательности зависит от укорочения шага обмотки.
 Если относительное укорочение шага

$$\beta = y/\tau \geq 2/3,$$

то

$$x_{c0*} = 0,47 \left(\frac{w_1}{10} \right)^2 \frac{I_{1\text{нф}} I_1}{U_{1\text{нф}} Z_1 b_{\text{п1}}} \left[(3\beta - 2) h_4 + (9\beta - 5) \frac{h_{11}}{12} - (9\beta - 8) \frac{h_3}{12} \right] + \\
 + 1,57 x_{ad*} \left(\beta - \frac{2}{3} \right) \frac{1}{k_a k_{01}^2} \left[\left(\frac{2}{Z_1} \right)^2 + 0,037 + 0,39 \left(\beta - \frac{2}{3} \right) - \left(\beta - \frac{2}{3} \right)^2 \right]. \quad (9.13)$$

При $\beta = y/\tau \leq 2/3$

$$x_{c0*} = 0,47 \left(\frac{w_1}{10} \right)^2 \frac{I_{1\text{нф}} I_1}{U_{1\text{нф}} Z_1 b_{\text{п1}}} \left[(2 - 3\beta) h_4 + (7 - 9\beta) \frac{h_{11}}{12} - (4 - 9\beta) \frac{h_3}{12} \right] + \\
 + 1,57 x_{ad*} \left(\frac{2}{3} - \beta \right) \frac{1}{k_a k_{01}^2} \left[\left(\frac{2}{Z_1} \right)^2 + \frac{1}{2} \left(\frac{2}{3} - \beta \right) - \left(\frac{2}{3} - \beta \right)^2 \right], \quad (9.14)$$

где h_{11} , h_4 , h_3 , $b_{\text{п1}}$ — размеры, взятые из рис. 7.3.

Постоянные времени обмоток или контуров представляют собой
 время (в секундах) затухания токов в обмотках или контурах.
 Они определяются как отношение индуктивностей обмоток или кон-
 туров к их активным сопротивлениям.

Постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутой об-
 мотке статора с учетом демпфирующего действия контуров (вих-
 рей) тока в массивной бочке ротора

$$T_{d0} = \frac{2w_2^2 k_{o2\sigma 2f} \Phi_0}{0,75 r_{2(75)} F_{\delta 0}}, \quad (9.15)$$

где $2w_2 k_{o2\sigma 2f} \Phi_0$ — потокосцепление обмотки возбуждения при хо-
 лостом ходе и $U_{1*} = E_{10*} = 1$; $F_{\delta 0}$ — магнитное напряжение зазора
 при $U_{1*} = E_{10*} = 1$; 0,75 — коэффициент, учитывающий увеличение
 постоянной времени из-за появления при переходном процессе вих-
 ревых токов в массивной бочке ротора.

Постоянная времени затухания переходной периодической со-
 ставляющей тока статора (якоря) при внезапном трехфазном корот-
 ком замыкании обмотки якоря

$$T'_{d3} = T_{d0} \frac{x'_{d*}}{x_{d*}}. \quad (9.16)$$

Постоянная времени затухания сверхпереходной периодической составляющей тока якоря при внезапном трехфазном коротком замыкании обмотки якоря

$$T_{dз}'' \approx \frac{1}{8} T_{dз}' \quad (9.17)$$

Постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока якоря при внезапном трехфазном коротком замыкании обмотки якоря (без учета насыщения)

$$T_{dз} = \frac{x_{c2*}}{\omega r_{1(75)*}} \quad (9.18)$$

§ 9.2. Отношение короткого замыкания, токи короткого замыкания и статическая перегружаемость

Отношение короткого замыкания (ОКЗ) представляет собой кратность установившегося тока трехфазного короткого замыкания при возбуждении, соответствующем номинальному напряжению при холостом ходе:

$$\text{ОКЗ} = I_{к*} = I_{к}/I_{нф} = E'_{10*}/x_{d*}, \quad (9.19)$$

где E'_{10*} — ЭДС, определенная по спрямленной характеристике холостого хода (без учета насыщения) при $F_{2*} = F_{20*} = 1$.

Кратность установившегося тока трехфазного короткого замыкания при номинальном возбуждении турбогенератора ($F_2 = F_{2н}$)

$$I_{кн*} = \text{ОКЗ} F_{2н*} \quad (9.20)$$

Кратность установившегося тока двухфазного короткого замыкания при $F_{2*} = F_{20*} = 1$

$$I_{к(2)*} = \frac{\sqrt{3}E'_{10*}}{x_{d*} + x_{c2*}} \quad (9.21)$$

Кратность установившегося тока однофазного короткого замыкания при $F_{2*} = F_{20*} = 1$

$$I_{к(1)*} = \frac{3E'_{10*}}{x_{d*} + x_{c2*} + x_{c0*}} \quad (9.22)$$

Для определения кратностей установившихся токов двухфазного и однофазного коротких замыканий при номинальном возбуждении следует значения кратностей токов, полученных по (9.21) и (9.22), умножить на $F_{2н*}$.

Кратность ударного тока (наибольшего возможного мгновенного значения) по отношению к амплитуде номинального тока при внезапном трехфазном коротком замыкании непосредственно на выво-

дах обмотки якоря и напряжении до момента короткого замыкания, равном $1,05 U_{1н}$,

$$i_{уд} = \frac{I_{уд}}{\sqrt{2} I_{1нф}} = 1,8 \frac{1,05}{x_{d*}}. \quad (9.23)$$

Статическая перегружаемость, или предел статической устойчивости,

$$W_n = OKЗ \frac{F_{2н*}}{\cos \varphi_n}. \quad (9.24)$$

§ 9.3. Потери мощности и коэффициент полезного действия

Потери мощности (или просто потери) при преобразовании энергии выделяются в виде теплоты, нагревающей элементы конструкции турбогенератора, их доля мощности на валу турбогенератора определяет его КПД.

Наибольший интерес представляет определение потерь и КПД при нагрузке (особенно при номинальной). Расчет электромагнитных потерь непосредственно при нагрузке — довольно сложная задача, связанная в основном с определением потерь от магнитных полей в различных ферромагнитных частях машины, которые имеют переменную магнитную проницаемость в зависимости от степени насыщения. Построение магнитных полей при нагрузке с учетом насыщения затруднительно.

Для решения этой задачи электромагнитные потери при номинальной нагрузке определяют как сумму электромагнитных потерь холостого хода при номинальном напряжении и короткого замыкания при номинальном токе. В режиме установившегося короткого замыкания магнитная цепь обычно не насыщена и результирующая картина поля может быть получена путем наложения магнитных полей, созданных обмотками статора и ротора, которые определяются раздельно. Потери на возбуждение рассчитывают по току возбуждения при номинальной нагрузке.

Электромагнитные потери разделяют на основные и добавочные. К основным потерям относят магнитные потери от потока взаимной индукции в активной стали и электрические потери от протекания тока статора и тока возбуждения по соответствующим обмоткам. Добавочные потери включают в себя потери от полей рассеяния и от высших гармонических полей и токов. Роль добавочных потерь в определении КПД сильно возросла в связи с ростом номинальной мощности турбогенераторов с непосредственным охлаждением. Возросли магнитные и особенно токовые нагрузки, что вызвало значительное увеличение напряженности полей рассеяния и соответственно потерь в лобовых частях обмотки статора, нажимных плитах и крайних пакетах магнитопровода статора, а также в других частях машины.

Прежде чем переходить к расчету потерь мощности, определим массы активных частей машины, которые потребуются в дальнейшем.

Массы и характеристики использования активных материалов. Масса меди обмотки статора (без изоляции)

$$G_{m1} = 3 \cdot 8900 a_1 w_1 l_{в1} s_1. \quad (9.25)$$

Масса меди обмотки ротора при косвенном охлаждении или непосредственном аксиальном охлаждении водородом или водой, если пазовая и лобовая части витка обмотки возбуждения имеют одинаковые площади сечений,

$$G_{m2} = 2 \cdot 8900 w_2 l_{в2} s_{m2}. \quad (9.26)$$

Если пазовая и лобовая части витка имеют разные сечения, например при многоструйной системе вентиляции, то обмотки возбуждения

$$G_{m2} = 4 \cdot 8900 w_2 (l_2 s_{m2п} + l_{л2} s_{m2л}). \quad (9.27)$$

Полная масса меди обмоток статора и ротора

$$G_m = G_{m1} + G_{m2}. \quad (9.28)$$

Масса стали ярма статора

$$G_{a1} = \frac{\pi}{4} 7600 l_c k_c [D_a^2 - (D_1 + 2h_{н1})^2]. \quad (9.29)$$

Масса стали зубцов статора

$$G_{z1} = 7600 h_{н1} l_c k_c [\pi (D_1 + h_{н1}) - Z_1 b_{н1}]. \quad (9.30)$$

Полная масса электротехнической стали статора

$$G_c = G_{a1} + G_{z1}. \quad (9.31)$$

Расход активных материалов в кг/В·А для меди

$$g_m = G_m / S_H; \quad (9.32)$$

для электротехнической стали

$$g_c = G_c / S_H. \quad (9.33)$$

Потери мощности при коротком замыкании и номинальном токе в обмотке якоря (потери короткого замыкания). Основные электрические потери в обмотке якоря при номинальном токе и температуре меди 75 °С

$$P_{\text{зо}} = 3 I_{\text{н}}^2 r_{1(75)}. \quad (9.34)$$

Для определения добавочных потерь в обмотке статора от полей рассеяния при транспонированных стержнях находят средний коэффициент вытеснения тока k_Φ в проводниках обмотки (коэффициент Фильда). При косвенном охлаждении обмотки, стержни которой выполнены только из сплошных элементарных проводников,

коэффициент вытеснения тока при частоте 50 Гц находят по (7.42). Средний коэффициент вытеснения тока при непосредственном охлаждении обмотки, стержни которой выполнены только из полых элементарных проводников при частоте 50 Гц, определяют по формуле

$$k_{\Phi n} = 1 + 10,7 \left(\frac{b_{\text{элп}} m_{\text{элп}}}{b_{\text{нп}}} \right)^2 a_{\text{элп}}^4 \left(1 - \frac{a_{\text{к}}^3 b_{\text{к}}}{a_{\text{элп}}^3 b_{\text{элп}}} \right) \left(1 - \frac{a_{\text{к}} b_{\text{к}}}{a_{\text{элп}} b_{\text{элп}}} \right) 10^6. \quad (9.35)$$

В формулах (7.42) и (9.35):

$b_{\text{м1}}, b_{\text{мп1}}$ — общая ширина меди всех элементарных сплошных или полых проводников по ширине паза; $m_{\text{э}}$ — общее число элементарных проводников в одном стержне; $a_{\text{э}}, a_{\text{элп}}$ — высота сплошного или полого элементарного проводника; $a_{\text{к}}, b_{\text{к}}, b_{\text{элп}}$ — размеры канала в полом проводнике и ширина полого элементарного проводника; $b_{\text{нп}}$ — ширина паза статора.

Для комбинированного стержня обмотки с непосредственным охлаждением выполненного из сплошных и полых проводников средний коэффициент вытеснения тока при частоте 50 Гц находят из выражения

$$k_{\Phi \text{к}} = \frac{m_{\text{э.гр}} s_{\text{э}}}{s_{\text{гр}}} k'_{\Phi} + \frac{s_{\text{э.п}}}{s_{\text{гр}}} k'_{\Phi \text{п}}, \quad (9.36)$$

где $m_{\text{э.гр}}$ — число сплошных элементарных проводников на один полой в группе; $s_{\text{э}}, s_{\text{элп}}, s_{\text{гр}}$ — площади сечений сплошного, полого и группы элементарных проводников; $k'_{\Phi}, k'_{\Phi \text{п}}$ — расчетные значения коэффициентов вытеснения тока для случаев выполнения стержней только из сплошных или только из полых проводников.

Для определения k'_{Φ} и $k'_{\Phi \text{п}}$ по (7.42) и (9.35) следует подставить в них расчетные значения чисел элементарных проводников $m_{\text{э}}$ и $m_{\text{элп}}$, которые можно получить заменив действительную высоту меди комбинированного стержня, состоящего из сплошных и полых проводников, только сплошными или только полыми фиктивными проводниками.

Высота меди в группе проводников

$$h_{\text{м.гр}} = a_{\text{элп}} + m_{\text{э.гр}} a_{\text{э}}. \quad (9.37)$$

Высота меди стержня

$$h_{\text{м1}} = h_{\text{м.гр}} n_{\text{гр}}. \quad (9.38)$$

Расчетные значения чисел фиктивных сплошных или фиктивных полых проводников комбинированного стержня

$$m'_{\text{э}} = m_{\text{э.ш}} \frac{h_{\text{м1}}}{a_{\text{э}}}, \quad (9.39)$$

$$m'_{\text{элп}} = m_{\text{элп.ш}} \frac{h_{\text{м1}}}{a_{\text{элп}}},$$

здесь $m'_{\text{э}}, m'_{\text{элп}}$ округляем до целых четных чисел.

Если верхний и нижний стержни в пазу разной высоты и каждый состоит из групп с разным числом $m_{э.гр}$, например $m'_{э.гр}$ и $m''_{э.гр}$, причем $m'_{э.гр} \neq m''_{э.гр}$, то средний коэффициент вытеснения тока

$$k'_{Фк} = \frac{m_{э.ш} (n_{гр.в} + n_{гр.н}) s_{э.п}}{s_{1в} + s_{1н}} k'_{Фп} + \frac{m_{э.ш} s_{э} [(n'_{гр.в} + n'_{гр.н}) m'_{э.гр} + (n''_{гр.в} + n''_{гр.н}) m''_{э.гр}]}{s_{1в} + s_{1н}} k'_{Ф}, \quad (9.40)$$

где $m_{э.ш}$ — число элементарных проводников или число вертикальных столбцов по ширине паза; $n_{гр.в}$, $n_{гр.н}$ — общее количество групп по высоте (в одном столбце) верхнего и нижнего стержней; $n'_{гр.в}$, $n''_{гр.в}$, $n'_{гр.н}$, $n''_{гр.н}$ — число групп по высоте (в одном столбце) в верхнем и нижнем стержнях с меньшим $m'_{э.гр}$ и большим $m''_{э.гр}$; $s_{1в}$, $s_{1н}$ — сечения меди верхнего и нижнего стержней.

Добавочные потери мощности в обмотке якоря

$$P_{эд} = (k_{Ф} - 1) P_{э.о}. \quad (9.41)$$

В зависимости от схемы охлаждения и конструкции стержня обмотки коэффициент вытеснения тока в (9.41) определяют по формулам (7.42), (9.35), (9.36) или (9.40).

Добавочные потери мощности в зубцах P_{Zvk} и ярме $P_{авк}$ статора от высших гармонических МДС обмотки возбуждения при коротком замыкании

$$P_{Zvk} = (1,3\varphi_1 p_{Г1/50} + 1,5\varphi_2 p_{в1/50} (B_{Z1/3}/OKЗ)^2 G_{Z1}, \quad (9.42)$$

$$P_{авк} = 1,7k' (1,2\varphi_1 p_{Г1/50} + 1,7\varphi_2 p_{в1/50}) (B_{a1}/OKЗ)^2 G_{a1}, \quad (9.43)$$

где $p_{Г1/50}$, $p_{в1/50}$ — удельные потери в стали на гистерезис и вихревые токи при магнитной индукции 1 Тл и частоте 50 Гц, приведенные в табл. 9.1; $B_{Z1/3}$, B_{a1} — магнитные индукции в зубцах и ярме статора

Таблица 9.1. Удельные потери на гистерезис $p_{Г1/50}$ и вихревые токи $p_{в1/50}$

Марка стали	$p_{Г1/50}$, Вт/кг	$p_{в1/50}$, Вт/кг
1512	0,94	0,44
1513	0,72	0,46
3413	0,23	0,62

при номинальном напряжении и холостом ходе; φ_1 , φ_2 — поправочные коэффициенты, приведенные в табл. 9.2, для учета потерь на гистерезис и вихревые токи от гармонических МДС ротора; $k' = 1$ для горячекатаных сталей и $k' = 1,1$ для холоднокатаных сталей.

Добавочные потери мощности в зубцах от зубцовых гармонических МДС обмотки возбуждения при коротком замыкании

$$P'_{Zvk} = \frac{0,5}{\sqrt{(Z_2)^5}} \left(\frac{F_{2к}}{\delta k_{\delta}} \right)^2 D_1^3 l_c k_c k_{\tau}^2 \cdot 10^{-4}, \quad (9.44)$$

Таблица 9.2. Поправочные коэффициенты потерь на гистерезис φ_1 и вихревые токи φ_2 в ярме и зубцах статора от гармонических МДС ротора

γ	φ_1	φ_2	γ	φ_1	φ_2
0,65	0,01415	0,209	0,74	0,0125	0,122
0,667	0,0127	0,19	0,75	0,0131	0,112
0,68	0,0119	0,175	0,76	0,01368	0,108
0,69	0,0117	0,168	0,77	0,0147	0,103
0,7	0,01148	0,156	0,78	0,015	0,095
0,71	0,01133	0,148	0,79	—	0,089
0,72	0,0117	0,139	0,8	—	0,082
0,73	0,012	0,132	0,81	—	0,076

где

$$F_{2к} = k_a F_a + x_{\sigma 1*} F_{\delta 0} \quad (9.45)$$

— МДС обмотки возбуждения при трехфазном коротком замыкании и токе якоря, равном номинальному; $k_{\tau v}$ — коэффициент, учитывающий затухание высших гармонических магнитного поля в зазоре между статором и ротором. В табл. 9.3 приводятся значения

$$k_{\tau v}^2 = f(2\pi\delta k_{\delta}/t_1).$$

Добавочные пульсационные потери мощности в зубцах статора от зубчатости ротора при коротком замыкании

$$P_{ZZк} = \varphi_3 \left(\frac{F_{2к}}{\delta k_{\delta} 10^6} \right)^2 (p_{B1/50} + p_{r1/50}) G_{Z1} k_{\tau v}^2, \quad (9.46)$$

где

$$\varphi_3 = 0,435 \left[\frac{t_2}{b_{Z1/3}} \left(1 - \cos \frac{2\pi b_{Z1/3}}{t_2} \right) \right]^2$$

— коэффициент пульсационных потерь. При $\delta k_{\delta}/t_1 > 0,7 \div 1$ затухание высших гармонических поля в немагнитном зазоре настолько сильное, что добавочные потери $P'_{2вк}$ и $P_{ZZк}$ становятся весьма малыми и их можно не учитывать.

Добавочные потери мощности на поверхности ротора от высших гармонических МДС обмотки статора при коротком замыкании

$$P_{2вк} = \varphi_4 \left(\frac{A}{\delta k_{\delta} 10^6} \right)^2 D_1^5 l_2 10^3, \quad (9.47)$$

где φ_4 — коэффициент потерь на поверхности сплошного ротора от высших гармонических МДС обмотки статора, приведенный в табл. 9.4.

Таблица 9.3. Значения коэффициента $k_{\tau v}^2$ для расчета потерь с учетом загущения гармонических в зазоре

$\frac{2\pi k_{\tau v} \delta}{f_1}$	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
0	1	0,995	0,989	0,970	0,950	0,932	0,880	0,852	0,810	0,766	
1	0,724	0,679	0,624	0,587	0,541	0,497	0,455	0,412	0,364	0,337	
2	0,304	0,273	0,243	0,217	0,193	0,171	0,147	0,133	0,117	0,103	
3	0,0895	0,0785	0,0682	0,0595	0,0516	0,0445	0,0388	0,0335	0,0289	0,0250	
4	0,0215	0,0168	0,0159	0,0135	0,0117	0,0100	0,00856	0,00731	0,00624	0,00533	
5	0,00455	0,00387	0,00328	0,00280	0,00239	0,00202	0,00172	0,00145	0,00123	0,00104	
6	0,000881	0,000746	0,000630	0,000534	0,000454	0,000382	0,000322	0,000272	0,000230	0,000193	

Таблица 9.5. Зависимость коэффициента потерь φ_s на поверхности сплошного ротора от зубцовых гармонических МДС статора

$\frac{\delta k_{\tau v}^2}{f_1}$	0,00	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09
0,0	∞	13330	3310	1460	213	514	352	254	192	148
0,1	117	94	76,7	63,5	52,7	44,3	37,5	32,0	27,3	23,4
0,2	20,15	17,37	15,05	13,05	11,4	9,92	8,66	7,56	6,72	5,77
0,3	5,17	4,45	3,91	3,44	3,16	2,65	2,34	2,05	1,81	1,6
0,4	1,39	1,23	1,08	0,955	0,84	0,74	0,656	0,578	0,57	0,457
0,5	0,394	0,347	0,307	0,27	0,239	0,21	0,185	0,163	0,144	0,1265
0,6	0,112	0,0987	0,0872	0,0767	0,0683	0,0598	0,0525	0,0462	0,0409	0,0362
0,7	0,032	0,0263	0,0247	0,0221	0,0194	0,0173	0,0152	0,0131	0,0115	0,0105
0,8	0,00903	0,00798	0,00704	0,0062	0,00546	0,00463	0,00426	0,00378	0,0033	0,00294
0,9	0,00257	0,00231	0,002	0,00179	0,00158	0,00136	0,00121	0,00105	0,0009	0,0008

Таблица 9.4. Зависимость коэффициента потерь φ_4 на поверхности сплошного ротора от высших гармонических МДС статора

β	0,00	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09
0,4	2,8	3,2	3,8	4,4	5,2	6,2	7,2	8,6	9,8	11,1
0,5	12,2	13,2	15,1	16,3	17,2	18,6	19,6	20,1	20,3	20,4
0,6	21,5	21,6	21,3	21,2	20,9	20,5	19,8	17,7	16,8	14,9
0,7	13,4	11,8	10,2	8,6	7,2	5,7	4,4	3,1	2,1	1,6
0,8	1,4	1,4	1,6	2,1	2,8	4,0	5,2	6,4	7,8	9,4
0,9	11,8	14,1	16,5	18,2	20,4	22,2	23,3	24,0	24,5	24,8
1,0	25,0									

Добавочные потери мощности на поверхности ротора от зубцовых гармонических МДС обмотки статора при коротком замыкании

$$P_{2Z\kappa} = \varphi_5 \left(\frac{A}{10^4} \right) \frac{D_1^3 t_2}{\sqrt{Z_1}} 10^3, \quad (9.48)$$

где φ_5 — коэффициент потерь на поверхности сплошного ротора от зубцовых гармонических МДС обмотки статора при коротком замыкании в зависимости от β ; приведен в табл. 9.5.

В турбогенераторах с большим немагнитным зазором при $\delta k_0 / t_1 > 1$ вследствие сильного затухания зубцовых гармонических МДС потери мощности $P_{2Z\kappa}$ малы и их можно не учитывать.

Добавочные потери мощности в торцевых частях турбогенератора при коротком замыкании

$$P_{\text{TK}} \approx 50 A^2 D_1^2 10^{-7}. \quad (9.49)$$

Полные потери мощности при коротком замыкании и номинальном токе статора:

$$P_{\text{KH}} = P_{\text{э.о}} + P_{\text{эд}} + P_{Z\text{вк}} + P_{\text{авк}} + P'_{Z\text{вк}} + P_{ZZ\kappa} + P_{2\text{вк}} + P_{2Z\kappa} + P_{\text{TK}}. \quad (9.50)$$

Потери мощности при холостом ходе. Потери холостого хода подразделяют на основные и добавочные. Под основными потерями мощности понимают потери в ярме и зубцах сердечника статора от основного магнитного поля при холостом ходе и номинальном напряжении.

Потери мощности в стали ярма P_{ca} и зубцов P_{Z1} статора

$$P_{ca} = k_{\text{да}} k' p_{1/50} B_{a1}^2 G_{a1}, \quad (9.51)$$

$$P_{Z1} = k_{\text{дз}} k' p_{1/50} B_{Z1/3}^2 G_{Z1}, \quad (9.52)$$

где B_{a1} и $B_{Z1/3}$ — магнитные индукции в ярме и зубцах статора при холостом ходе и номинальном напряжении; $k_{\text{да}} = 1,3$; $k_{\text{дз}} = 1,5$ — коэффициенты, учитывающие увеличение потерь в стали из-за ее механической обработки и неравномерности распределения магнит-

ной индукции в сечении ярма и зубцов; $k' = 1$ для горячекатаных сталей и $k' = 1,1$ для холоднокатаных сталей; $p_{1/50}$ — удельные потери в стали при магнитной индукции 1 Тл и частоте 50 Гц; приведены в табл. 9.6.

Таблица 9.6. Удельные потери в стали при $B=1$ Тл и $f=50$ Гц

Марки стали	1512	1513	3413	
			вдоль проката	поперек проката
$p_{1/50}$, Вт/кг	1,39	1,25	0,8	1,45÷1,5

Основные потери мощности в стали при холостом ходе

$$P_{c0} = P_{ca} + P_{z1}. \quad (9.53)$$

Добавочные потери мощности в стали при холостом ходе определяются высшими гармоническими магнитного поля ротора, пульсациями магнитного поля из-за зубчатости магнитопроводов статора и ротора, потоками рассеяния в торцевых частях турбогенератора.

Добавочные потери мощности в магнитопроводе статора от высших гармонических МДС обмотки возбуждения при холостом ходе

$$P_{1v0} = OK3^2 (P_{zvк} + P_{avк}), \quad (9.54)$$

где $P_{zvк}$ и $P_{avк}$ находят по (9.48), (9.49).

Добавочные потери мощности в магнитопроводе статора от зубцовых гармонических МДС обмотки возбуждения при холостом ходе

$$P'_{zv0} = OK3^2 P'_{zvк}. \quad (9.55)$$

Добавочные пульсационные потери мощности в зубцах статора от зубчатости ротора при холостом ходе

$$P_{zz0} = p_{1/50} \gamma \left[\frac{0,5\delta (b_{n2}/\delta)^2}{t_1 (5 + b_{n2}/\delta)} B_{z1/3} \right]^2 (Z'_2)^2 G_{z1} + OK3^2 P_{zzк}. \quad (9.56)$$

Добавочные потери мощности на поверхности ротора от зубчатости статора при холостом ходе

$$P_{2z0} = \frac{5}{V Z_1} (B_\delta k_\delta \beta_c)^2 D_1^3 l_1 10^7, \quad (9.57)$$

где

$$\beta_c = \frac{1 + u^2 - 2u}{2(1 + u^2)}; \quad u = b_{n1}/(2\delta) + \sqrt{1 + b_{n1}^2/(2\delta)^2}.$$

При $b_{n1}/\delta \geq 1$ коэффициент β_c в (9.57) определяют по формуле

$$\beta_c \approx (k_{\delta 1} - 1).$$

Добавочные потери мощности при холостом ходе в торцевых частях

$$P_{т0} \approx 0,3 P_{тк}. \quad (9.58)$$

Сумма потерь мощности в стали при холостом ходе

$$P_c = P_{c0} + P_{1,0} + P'_{v0} + P_{ZZ0} + P_{2Z0} + P_{т0}. \quad (9.59)$$

Потери мощности на возбуждение при номинальной нагрузке

$$P_{2н} = \frac{I_{2н}^2 r_{2(75)} + \Delta U_{щ} I_{2н}}{\eta_{в}}, \quad (9.60)$$

где $\Delta U_{щ} = 2В$ — падение напряжения в щеточном контакте; $\eta_{в} = 0,85 \div 0,95$ — КПД возбудителя, присоединенного непосредственно к валу турбогенератора.

Механические потери мощности. Они складываются из потерь на трение: в подшипниках, бочки ротора о газ, бандажных колец ротора о газ, щеток о контактные кольца, а также потерь мощности, затрачиваемых на вентиляцию и водяное охлаждение (в машинах с водяным охлаждением).

Для расчета потерь мощности на трение в подшипниках определяют массу ротора:

$$G_p = (1,3 \div 1,5) \frac{\pi}{4} 7850 D_2^2 l_2. \quad (9.61)$$

Диаметр шейки вала $d_{ц}$ (цапфы) и ее длину $l_{ц}$ определяют из следующих соотношений:

$$l_{ц} \approx (1 \div 1,2) d_{ц},$$

$$d_{ц} l_{ц} = \frac{10 G_p}{2 p_{уд}}, \quad (9.62)$$

где $p_{уд} = (1,2 \div 1,4) 10^6$ Па — рекомендуемое удельное давление в подшипниках скольжения.

Потери мощности на трение в двух подшипниках скольжения турбогенератора

$$P_{п} = 8,06 \cdot 10^3 d_{ц}^2 \sqrt{G_p l_{ц} / (2 d_{ц})}. \quad (9.63)$$

Потери мощности на трение вращающегося ротора о газ определяются по полуэмпирическим формулам, в основу которых положена их зависимость от площади поверхности ротора в первой степени и в третьей степени от линейной скорости поверхности ротора, определяемой при постоянной частоте вращения. При воздушном охлаждении потери мощности на трение гладкого (без рифления) ротора о воздух

$$P_p = 57,3 \cdot 10^3 D_2^4 l_2. \quad (9.64)$$

Потери мощности на трение двух бандажных колец ротора о воздух меньше, чем полученные по (9.64), так как они вынесены за пределы магнитопровода статора и определяются как для одного бандажного кольца:

$$P_{\text{бк}} = 57,3 \cdot 10^3 D_{\text{бк}}^4 l_{\text{бк}}. \quad (9.65)$$

Размеры бандажных колец определяются конструктивно. Примерные размеры бандажных колец можно также определить по формулам

$$D_{\text{бк}} = C_1 D_2,$$

$$l_{\text{бк}} = C_2 D_2,$$

где

$$C_1 = 1,035 \div 1,04 \text{ при } D_2 \leq 0,95 \text{ м};$$

$$C_1 = 1,06 \div 1,07 \text{ при } 0,95 < D_2 \leq 1,1 \text{ м};$$

$$C_1 = 1,085 \div 1,09 \text{ при } 1,1 < D_2 \leq 1,2 \text{ м};$$

$$C_1 = 1,0 \div 1,1 \text{ при } D_2 > 1,2 \text{ м};$$

$$C_2 = 0,66 \div 0,7.$$

Для машин типа ТВФ и ТВВ мощностью до 500 МВт можно взять $C_2 = 0,57$. Если на бочке ротора имеется рифление, то следует учесть потери мощности от трения о воздух боковых поверхностей канавок рифления:

$$P_{\text{риф}} = 2,7 n_{\text{риф}} [D_2^5 - (D_2 - 2h_{\text{риф}})^5] 10^{-3}, \quad (9.66)$$

где $n_{\text{риф}} \approx l_2/t_p$ — число канавок рифления на роторе (t_p — шаг рифления); $h_{\text{риф}} \approx 5 \div 8$ мм — глубина канавки рифления (при косвенном охлаждении обмотки ротора принимают $h_{\text{риф}} = 5$ мм).

При водородном охлаждении турбогенераторов потери мощности на трение ротора о газ (водород) значительно уменьшаются по сравнению с потерями при охлаждении воздухом, так как плотность чистого водорода при атмосферном давлении в 14,35 раза меньше, чем плотность воздуха. Технический водород, которым заполнен корпус машины, всегда имеет около 3% примеси воздуха. Такая смесь водорода с воздухом не взрывоопасна. Плотность технического водорода, содержащего 97% чистого водорода, примерно в 10 раз меньше, чем плотность воздуха. Поэтому потери мощности на трение ротора о газ при одном и том же давлении в водородной среде в 10 раз меньше, чем в воздухе.

Согласно ГОСТ 533—85, избыточное давление водорода $p_{\text{н}}$ в корпусе турбогенератора не должно быть ниже $0,5 \cdot 10^5$ Па. Для улучшения охлаждающих свойств водорода давление водорода в корпусе повышают до $(4 \div 5) 10^5$ Па. В машинах типа ТВ мощностью 100—150 МВт избыточное давление водорода в корпусе

$p_H \approx (0,5 \div 0,7) 10^5$ Па; в машинах типа ТВФ, ТВВ, ТГВ мощностью 60—320 МВт $p_H = (2 \div 4) 10^5$ Па; при мощности 320—500 МВт $p_H = (4 \div 4,5) 10^5$ Па; при мощности 800—1200 МВт $p_H = 5 \cdot 10^5$ Па.

Потери мощности на трение бочки ротора и бандажных колец о газ при заполнении корпуса статора водородом определяются по формулам (9.64)—(9.66) с учетом меньшей плотности водорода при соответствующем абсолютном давлении p_H по сравнению с плотностью воздуха:

$$P_{pH} = P_p p_H 10^{-6}, \quad (9.67)$$

$$P_{бкH} = P_{бк} p_H 10^{-6} \quad (9.68)$$

$$P_{рифH} = P_{риф} p_H 10^{-6}. \quad (9.69)$$

Потери мощности на трение щеток о контактные кольца

$$P_{щ} = 98,1 \mu_t p_d s_{щ} \pi D_k, \quad (9.70)$$

где $\mu_t = 0,1 \div 0,25$ — коэффициент трения при скольжении щеток по кольцу; $p_d = (0,2 \div 0,25) 10^5$ Па — удельное давление щеток на кольцо; $s_{щ} = I_{2H} / \Delta_{щ}$ — суммарная поверхность всех щеток одной полярности; $\Delta_{щ} = (7 \div 10) 10^4$ А/м² — средняя плотность тока под щетками; D_k — наружный диаметр контактного кольца. В турбогенераторах с косвенным охлаждением (типа Т2, ТВ2) $D_k \approx 0,43$ м, в турбогенераторах с непосредственным охлаждением обмоток $D_k \approx 0,46$ м.

Потери мощности на вентиляцию. Для определения потерь мощности на вентиляцию необходимо знать расход охлаждающего газа и гидравлическое сопротивление системы, которые могут быть получены из вентиляционного расчета. Для определения этих величин можно воспользоваться приближенными методами расчета с учетом опыта эксплуатации существующих машин.

Расход газа при воздушном охлаждении

$$v_r = \frac{P' 10^{-3}}{1,1 (\theta_r - \theta'_r)}. \quad (9.71)$$

Расход газа при водородном заполнении корпуса турбогенератора

$$v_r = \frac{P'}{11 (\theta_r - \theta'_r) p_H 10^{-3}}. \quad (9.72)$$

В (9.71), (9.72) отводимые газом потери мощности

$$P' = P_c + P_{кк} + P_{2H} + P_p + P_{бк} + P_{риф}. \quad (9.73)$$

Если какая-либо часть генератора охлаждается водой (например, обмотка статора), то потери мощности в этой части надо исключить из (9.73); подогрев газа при воздушном охлаждении $\theta_r = 25 \div 30$ °С, при водородном $\theta_r = 20 \div 25$ °С; подогрев газа на вен-

тиляторе при воздушном охлаждении $\theta_r' = 2 \div 7^\circ\text{C}$, при водородном $\theta_r' = (2 \div 7) p_H 10^{-6}^\circ\text{C}$.

Потери мощности на вентиляцию

$$P_{\text{вент}} = v_r H_r / \eta_{\text{вент}}, \quad (9.74)$$

где H_r — напор вентилятора, равный гидравлическому сопротивлению вентиляционной системы [для турбогенераторов с воздушным охлаждением $H_r = (2 \div 3,5) 10^3$ Па, с водородным охлаждением $H_r = (5 \div 7) p_H 10^{-3}$ Па]; $\eta_{\text{вент}}$ — КПД вентилятора (для центробежного вентилятора $\eta_{\text{вент}} = 0,3$, для осевого $\eta_{\text{вент}} = 0,5$).

При водяном охлаждении обмотки определяют расход охлаждающей воды:

$$v_b = \frac{P'_3 \cdot 10^{-6}}{4,14 \theta_b}, \quad (9.75)$$

где $P'_3 = P_{2H}$ для обмотки возбуждения; $P'_3 = P_{30} + P_{эд}$ для обмотки статора; θ_b — подогрев воды (для обмотки ротора $\theta_b = 25 \div 40^\circ\text{C}$, для обмотки статора $\theta_b = 25 \div 35^\circ\text{C}$).

Потери мощности на водяное охлаждение

$$P_b = v H_b / \eta_{\text{нас}}, \quad (9.76)$$

где $\eta_{\text{нас}} = 0,7 \div 0,8$ — КПД насоса; H_b — давление насоса, равное гидравлическому сопротивлению системы водяного охлаждения [для обмотки статора $H_b = (0,15 \div 0,3) 10^6$ Па, для обмотки ротора $H_b = (1 \div 2) 10^6$ Па].

Если водяное охлаждение имеют обе обмотки — статора и ротора, то потери мощности на водяное охлаждение равны сумме потерь мощности на охлаждение обеих обмоток.

Полные механические потери мощности

$$P_{\text{мех}} = P_{\text{п}} + P_{\text{рн}} + P_{\text{бк}} + P_{\text{риф}} + P_{\text{тщ}} + P_{\text{вент}} + P_b. \quad (9.77)$$

Сумма потерь мощности при номинальной нагрузке

$$P_{2H} = P_c + P_{\text{кн}} + P_{2H} + P_{\text{мех}}. \quad (9.78)$$

Коэффициент полезного действия при нормальной нагрузке (%)

$$\eta_H = \left(1 - \frac{P_{2H}}{P_H + P_{2H}} \right) 100. \quad (9.79)$$

Для расчета кривой КПД при постоянных напряжении и коэффициенте мощности можно принять постоянными потери мощности в стали и механические:

$$P_0 = P_c + P_{\text{мех}} = \text{const}. \quad (9.80)$$

Потери мощности короткого замыкания пропорциональны квадрату тока якоря:

$$P_k = P_{\text{кн}} (I_1 / I_{1H})^2. \quad (9.81)$$

Потери мощности на возбуждение

$$P_2 = P_{2н} (I_2 / I_{2н})^2, \quad (9.82)$$

где ток I_2 определяется по регулировочной характеристике для соответствующего тока якоря.

Сумма потерь мощности при произвольной нагрузке P_{Σ} можно определить по (9.78), заменив $P_{кн}$ и $P_{2н}$ на P_k и P_2 по (9.81) и (9.82).

КПД определяют по (9.79), подставив P_{Σ} вместо $P_{\Sigmaн}$. Для расчета кривой КПД достаточно взять следующие точки нагрузки: $0,25P_{н}$; $0,5P_{н}$; $0,75P_{н}$; $1,25P_{н}$.

Результаты расчета сводят в таблицу и строят кривую КПД, как это сделано в примере расчета (табл. 9.7, рис. 9.1).

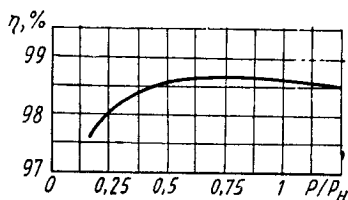


Рис. 9.1. Кривая $\eta\% = f(P/P_{н})$

§ 9.4. Пример расчета

(продолжение, начало см. § 6.4, 7.8, 8.5)

137. Индуктивное сопротивление взаимной индукции по продольной оси

$$x_{ad*} = k_a F_{1н} / F_{\delta 0} = 0,9647 \cdot 107472 / 52602 = 1,769,$$

где значения $F_{1н}$ и k_a берут из п. 105, 106; $F_{\delta 0} = F_{\delta}$ для $E_{10*} = 1$ (см. табл. 8.4).

138. Индуктивное сопротивление взаимной индукции по поперечной оси

$$x_{aq*} = \frac{x_{ad*}}{1 + (k_{\delta} Z_2 - 1) \frac{2}{\gamma}} = \frac{1,769}{1 + (1,0135 - 1) \frac{2}{0,692}} = 1,7.$$

139. Синхронные индуктивные сопротивления по продольной и поперечной осям соответственно

$$x_{d*} = x_{ad*} + x_{\sigma 1*} = 1,769 + 0,19 = 1,959$$

$$x_{q*} = x_{aq*} + x_{\sigma 1*} = 1,7 + 0,19 = 1,89,$$

где значения $x_{\sigma 1*}$ берут из п. 63.

Если x_{ad*} , предварительно определенное в п. 61, значительно отличается от его уточненного значения (п. 137), то следует сделать пересчет индуктивного сопротивления дифференциального рассеяния $x_{диф*}$ в п. 62 и затем уточнить $x_{\sigma 1*}$ в п. 63.

140. Коэффициент рассеяния обмотки ротора

$$\sigma_{2f} = 1 + \frac{4\pi k_a F_{\delta 0} I_2}{\Phi_0 Z_2} \lambda_{н2\psi} 10^{-6} + 0,02 = 1 + \frac{4 \cdot 0,9647 \cdot 58602 \cdot 4,35}{4,438 \cdot 36} 2,5 \cdot 10^3 + 0,02 = 1,068,$$

для прямоугольных пазов ротора

$$\lambda_{n2\psi} = \frac{h_{12} + 3h_{22}}{3b_{n2}} = \frac{0,115 + 3 \cdot 0,043}{3 \cdot 0,0325} = 2,5.$$

141. Индуктивное сопротивление обмотки возбуждения переменному току при отсутствии короткозамкнутых обмоток или кондукторов на статоре и роторе

$$x_{2f*} = \sigma_{2f} x_{ad*} = 1,068 \cdot 1,769 = 1,889.$$

142. Индуктивное сопротивление рассеяния обмотки возбуждения

$$x_{\sigma 2*} = x_{2f*} - x_{ad*} = 1,889 - 1,769 = 0,12.$$

143. Переходное индуктивное сопротивление обмотки статора по продольной оси

$$x'_{d*} = x'_{\sigma 1*} + \frac{1}{1/x_{ad*} + 1/x_{\sigma 2*}} = 0,19 + \frac{1}{1/1,769 + 1/0,12} = 0,3.$$

144. Сверхпереходные индуктивные сопротивления обмотки якоря по продольной и поперечной осям

$$x''_{d*} = x_{\sigma 1*} + 0,025 = 0,19 + 0,025 = 0,215,$$

$$x''_{q*} \approx 1,5x''_{d*} = 0,323.$$

145. Синхронное индуктивное сопротивление обмотки якоря для токов обратной последовательности

$$x_{c2*} = 1,225x''_{d*} = 1,225 \cdot 0,215 = 0,263.$$

146. Синхронное индуктивное сопротивление обмотки якоря токам нулевой последовательности при $\beta = y/\tau = 25/30 > 2/3$ рассчитываем по (9.13):

$$\begin{aligned} x_{c0*} = & 0,47 \left(\frac{10}{10} \right)^2 \frac{8625}{9093} \frac{4,2}{60 \cdot 0,0285} \left[(3 \cdot 0,833 - 2) 0,028 + \right. \\ & \left. + (9 \cdot 0,833 - 5) \frac{0,171}{12} - (9 \cdot 0,833 - 8) \frac{0,019}{12} \right] + 1,57 \cdot 1,769 \times \\ & \times \left(0,833 - \frac{2}{3} \right) \cdot \frac{1}{0,9647 \cdot 0,9232} \cdot \left[\left(\frac{2}{60} \right)^2 + 0,037 + 0,39 \left(0,833 - \frac{2}{3} \right) - \right. \\ & \left. - \left(0,833 - \frac{2}{3} \right)^2 \right] = 0,098, \end{aligned}$$

где $h_3 = \delta_{ст.н} + \delta_{пр} = 0,0136 + 0,005 = 0,0186 \approx 0,019$ м; см. табл. 7.5 и рис. 7.3.

147. Постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутой

обмотке статора с учетом действия вихревых токов в массивной бочке ротора

$$T_{d0} = \frac{2\omega_2^2 k_{02} \sigma_2 f \Phi_0}{0,75 r_{2(75)} F_{80}} = \frac{2 \cdot 632 \cdot 0,816 \cdot 1,068 \cdot 4,438}{0,75 \cdot 0,1133 \cdot 58 \cdot 602} = 6,17 \text{ с,}$$

где k_{02} находим по табл. 7.7; Φ_0 и F_{80} — по табл. 8.5.

148. Постоянная времени затухания переходной составляющей тока якоря при внезапном трехфазном коротком замыкании обмотки

$$T_{d3} = T_{d0} \frac{x_{d*}'}{x_{d*}} = 6,17 \frac{0,3}{1,959} = 0,945 \text{ с.}$$

149. Постоянная времени затухания сверхпереходной составляющей тока якоря при внезапном трехфазном коротком замыкании обмотки

$$T_{d3}'' \approx \frac{1}{8} T_{d3}' = \frac{1}{8} 0,945 = 0,118 \text{ с.}$$

150. Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока якоря при внезапном трехфазном коротком замыкании (без учета насыщения)

$$T_{d3} = \frac{x_{c2*}}{\omega r_{1(75)}} = \frac{0,263}{314 \cdot 1,87 \cdot 10^{-3}} = 0,448 \text{ с.}$$

151. Отношение короткого замыкания

$$\text{ОКЗ} = E'_{10*} / x_{d*} = 1,1 / 1,959 = 0,562.$$

где $E'_{10*} = 1,1$ находим по прямолинейной части характеристики холостого хода на рис. 8.9.

152. Кратность установившегося тока трехфазного короткого замыкания при номинальном возбуждении

$$I_{кн*} = \text{ОКЗ} \cdot F_{2н*} = 0,562 \cdot 2,6 = 1,46.$$

153. Кратность установившегося тока двухфазного короткого замыкания

$$I_{к(2)*} = \frac{\sqrt{3} E'_{10*}}{x_{d*} + x_{c2*}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1}{1,959 + 0,263} = 0,857$$

при $F_{2*} = F_{20*} = 1$;

$$I_{к(2)н*} = I_{к(2)*} F_{2н*} = 0,857 \cdot 2,6 = 2,23$$

при $F_{2*} = F_{2н*} = 2,6$.

154. Кратность установившегося тока однофазного короткого замыкания

$$I_{K(1)*} = \frac{3E'_{10*}}{x_{d*} + x_{c2*} + x_{c0*}} = \frac{3 \cdot 1,1}{1,959 + 0,263 + 0,098} = 1,42.$$

при $F_{2*} = F_{20*} = 1$, а при номинальном токе возбуждения

$$I_{K(1)н*} = I_{K(1)*} F_{2н*} = 1,42 \cdot 2,6 = 3,698.$$

155. Кратность ударного тока

$$i_{уд} = 1,8 \frac{1,05}{x_{d*}} = 1,8 \frac{1,05}{0,215} = 8,79.$$

156. Статическая перегружаемость

$$W_{п} = ОКЗ \frac{F_{2н*}}{\cos \varphi_{н}} = 0,562 \frac{2,6}{0,85} = 1,72 > 1,7,$$

что удовлетворяет требованиям ГОСТ.

157. Масса меди обмотки статора

$$G_{м1} = 3 \cdot 8900 a_1 \omega_1 l_{в1} s_1 = 3 \cdot 8900 \cdot 2 \cdot 10 \cdot 14,6 \cdot 804 \cdot 10^{-6} = 6268 \text{ кг.}$$

158. Массу меди обмотки ротора найдем по (9.27):

$$G_{м2} = 4 \cdot 8900 \omega_2 (l_2 s_{м2п} + l_{л2} s_{м2л}) = 4 \cdot 8900 \cdot 63 (4,35 \cdot 2,96 \cdot 10^{-4} + 1,59 \cdot 3,028 \cdot 10^{-4}) = 3968 \text{ кг.}$$

159. Масса меди обмоток статора и ротора

$$G_{м} = G_{м1} + G_{м2} = 6268 + 3968 = 10236 \text{ кг.}$$

160. Масса стали ярма статора

$$G_{a1} = \frac{\pi}{4} 7600 l_c k_c [D_a^2 - (D_1 + 2h_{н1})^2] = \frac{\pi}{4} 7600 \cdot 3,735 \cdot 0,93 \times \\ \times [2,5^2 - (1,235 + 2 \cdot 0,207)^2] = 73211 \text{ кг.}$$

161. Масса стали зубцов статора

$$G_{z1} = 7600 h_{н1} l_c k_c [\pi (D_1 + h_{н1}) - Z_1 b_{н1}] = 7600 \cdot 0,207 \cdot 3,735 \cdot 0,93 \times \\ \times [3,14 \cdot (1,235 + 0,207) - 60 \cdot 0,0285] = 15411 \text{ кг.}$$

162. Полная масса электротехнической стали статора

$$G_c = G_{a1} + G_{z1} = 73211 + 15411 = 88622 \text{ кг.}$$

163. Расход активных материалов

$$g_{м} = G_{м} / S_{н} = 10236 / (235,29 \cdot 10^6) = 44,5 \cdot 10^{-6} \text{ кг/(В \cdot А)}$$

для меди;

$$g_c = G_c / S_n = 88\,622 / (235,29 \cdot 10^6) = 377 \cdot 10^{-6} \text{ кг/(В·А)}$$

для электротехнической стали.

Потери мощности при коротком замыкании.

164. Основные электрические потери в обмотке якоря при 75 °С

$$P_{90} = 3I_{\text{н}}^2 r_{1(75)} = 3 \cdot 8625^2 \cdot 1,974 \cdot 10^{-3} = 440\,541 \text{ Вт.}$$

165. Для определения добавочных потерь в обмотке якоря следует по формуле (9.36) найти коэффициент вытеснения тока при комбинированном стержне:

$$k_{\Phi\kappa} = \frac{m_{\text{э.гр.сэ}}}{s_{\text{гр}}} k'_{\Phi} + \frac{s_{\text{э.п}}}{s_{\text{гр}}} k'_{\Phi\text{п}} = \frac{2 \cdot 14,64 \cdot 10^{-6}}{57,48 \cdot 10^{-6}} 1,194 + \\ + \frac{28,2 \cdot 10^{-6}}{57,48 \cdot 10^{-6}} 1,894 = 1,537.$$

Расчетные значения k'_{Φ} и $k'_{\Phi\text{п}}$ определяем по (7.42) и (9.35):

$$k'_{\Phi} = 1 + 10,7 (b_{\text{м1}} m'_{\text{э}} / b_{\text{п1}}) a_3^4 \cdot 10^6 = \\ = 1 + 10,7 (0,015 \cdot 64 / 0,0285)^2 0,002^4 \cdot 10^6 = 1,194,$$

$$m'_{\text{э}} = m_{\text{э.ш}} \frac{h_{\text{м1}}}{a_3} = 2 \frac{0,063}{0,002} = 63.$$

Округляем полученное значение до четного числа. Принимаем $m'_{\text{э}} = 64$;

$$h_{\text{м1}} = h_{\text{м.гр}} n_{\text{гр}} = 0,009 \cdot 7 = 0,063 \text{ м,}$$

$$h_{\text{м.гр}} = a_{\text{э.п}} + m_{\text{э.гр}} a_3 = 0,005 + 2 \cdot 0,002 = 0,009 \text{ м.}$$

$$k'_{\Phi\text{п}} = 1 + 10,7 \left(\frac{b_{\text{мп1}} m'_{\text{эп}}}{b_{\text{п1}}} \right)^2 a_{\text{эп}}^4 \left(1 - \frac{a_{\text{к}}^3 b_{\text{к}}}{a_{\text{э.п}}^3 b_{\text{э.п}}} \right) \left(1 - \frac{a_{\text{к}} b_{\text{к}}}{a_{\text{э.п}} b_{\text{э.п}}} \right) 10^6 = \\ = 1 + 10,7 \left(\frac{0,0148 \cdot 26}{0,0285} \right)^2 \cdot 0,005^4 \left(1 - \frac{0,002^3 \cdot 0,0044}{0,005^3 \cdot 0,0074} \right) \times \\ \times \left(1 - \frac{0,002 \cdot 0,0044}{0,005 \cdot 0,0074} \right) \cdot 10^6 = 1,894,$$

$$m'_{\text{эп}} = m_{\text{эш}} \frac{h_{\text{м1}}}{a_{\text{эп}}} = 2 \frac{0,063}{0,005} = 25,2.$$

Округляем полученное значение до четного числа. Принимаем $m'_{\text{эп}} = 26$.

166. Добавочные потери мощности в обмотке якоря

$$P_{9\text{д}} = (k_{\Phi\kappa} - 1) P_{90} = (1,537 - 1) 440\,541 = 236\,570 \text{ Вт.}$$

167. Добавочные потери мощности в зубцах $P_{Z_{\text{вк}}}$ и ярме $P_{a_{\text{вк}}}$ от высших гармонических МДС обмотки возбуждения при коротком замыкании

$$P_{Z_{\text{вк}}} = (1,3\varphi_1 p_{r1/50} + 1,5\varphi_2 p_{B1/50}) (B_{Z1/3}/\text{ОКЗ})^2 \cdot G_{Z1} = \\ = (1,3 \cdot 0,0117 \cdot 0,23 + 1,5 \cdot 0,168 \cdot 0,62) \cdot (1,54/0,562)^2 \cdot 15411 = 18485 \text{ Вт},$$

$$P_{a_{\text{вк}}} = 1,7k' (1,2\varphi_1 p_{r1/50} + 1,7\varphi_2 p_{B1/50}) (B_{a1}/\text{ОКЗ})^2 G_{a1} = \\ = 1,7 \cdot 1,1 (1,2 \cdot 0,0117 \cdot 0,23 + 1,7 \cdot 0,168 \cdot 0,62) \cdot (1,411/0,526)^2 73211 = \\ = 155596 \text{ Вт}.$$

168. Добавочные потери мощности в зубцах статора от зубцовых гармонических МДС обмотки возбуждения при коротком замыкании находят по (9.44), добавочные пульсационные потери мощности в зубцах статора от зубчатости ротора при коротком замыкании по (9.46) следует учитывать, если

$$\delta k_{\delta}/t_1 < 0,7.$$

Проверяем:

$$\frac{\delta k_{\delta}}{t_1} = \frac{0,08 \cdot 1,073}{0,0647} = 1,33 > 0,7.$$

Потери мощности, определяемые в п. 168, можно не учитывать из-за их малых значений.

169. Добавочные потери мощности на поверхности ротора от высших гармонических МДС статора при коротком замыкании

$$P_{2_{\text{вк}}} = \varphi_4 \left(\frac{A}{\delta k_{\delta} 10^6} \right)^2 D_{1^5 L_2}^5 10^3 = 2,3 \left(\frac{13,34 \cdot 10^4}{0,08 \cdot 1,073 \cdot 10^6} \right)^2 1,235^5 \cdot 4,35 \cdot 10^3 = \\ = 69420 \text{ Вт}.$$

170. Добавочные потери мощности на поверхности ротора от зубцовых гармонических МДС обмотки статора при коротком замыкании, определяемые по (9.48) при $\delta k_{\delta}/t_1 > 1$, можно не учитывать из-за их малых значений. Для рассматриваемого генератора это отношение, как было показано в п. 168, больше единицы.

171. Добавочные потери мощности в торцевых частях турбогенератора при коротком замыкании

$$P_{\text{тк}} \approx 50 A^2 D_1^2 10^{-7} = 50 (13,34 \cdot 10^4)^2 1,235^2 \cdot 10^{-7} = 135711 \text{ Вт}.$$

172. Полные потери мощности при коротком замыкании и номинальном токе статора

$$P_{\text{кн}} = P_{\text{зо}} + P_{\text{эд}} + P_{Z_{\text{вк}}} + P_{a_{\text{вк}}} + P'_{Z_{\text{вк}}} + P_{ZZK} + P_{2_{\text{вк}}} + P_{2ZK} + P_{\text{тк}} = \\ = 440541 + 236570 + 18485 + 155596 + 0 + 0 + 69420 + \\ + 0 + 135711 = 1056323 \text{ Вт}.$$

Потери мощности при холостом ходе

173. Потери мощности в стали ярма и зубцов статора

$$P_{ca} = k_{ca} k' p_{1/50} (B'_{a1})^2 G_{a1} = 1,3 \cdot 1,1 \cdot 0,8 \cdot 1,411^2 \cdot 73 211 = 166 746 \text{ Вт},$$

$$P_{z1} = k_{dz} k' p_{1/50} B_{z1/3}^2 G_{z1} = 1,5 \cdot 1,1 \cdot 1,5 \cdot 1,54^2 \cdot 15 411 = 90 458 \text{ Вт}.$$

174. Основные потери мощности в стали при холостом ходе

$$P_{co} = P_{ca} + P_{z1} = 166 746 + 90 458 = 257 204 \text{ Вт}.$$

175. Добавочные потери мощности в магнитопроводе статора от высших гармонических МДС обмотки возбуждения при холостом ходе

$$P_{1v0} = OK3^2 (P_{zvк} + P_{avк}) = 0,562^2 (18 485 + 155 596) = 54 982 \text{ Вт}.$$

176. Добавочные потери мощности в магнитопроводе статора от зубцовых гармонических МДС обмотки возбуждения при холостом ходе

$$P'_{zv0} = OK3^2 P_{zvк} = 0,562^2 \cdot 0 = 0.$$

177. Добавочные пульсационные потери мощности в зубцах статора от зубчатости ротора при холостом ходе

$$\begin{aligned} P_{ZZ0} &= p_{1/50} \gamma \left[\frac{0,5\delta (b_{n2}/\delta)^2}{t_1 (0,5 + b_{n2}/\delta)} B_{Z1/3} \right]^2 (Z'_2)^2 \cdot G_{z1} + OK3^2 P_{ZZк} = \\ &= 1,5 \cdot 0,692 \left[\frac{0,5 \cdot 0,08 (0,0325/0,08)^2}{0,0647 \left(5 + \frac{0,0325}{0,08} \right)} 1,54 \right]^2 52^2 \cdot 15 411 + 0,562^2 \cdot 0 = \\ &= 36 540 \text{ Вт}. \end{aligned}$$

178. Добавочные потери мощности на поверхности ротора от зубчатости статора при холостом ходе

$$\begin{aligned} P_{2z0} &= \frac{5}{\sqrt{Z_1}} (B_s k_s \beta_c)^2 D_1^3 l_1 10^7 = \frac{5}{\sqrt{60}} (0,8579 \cdot 1,073 \cdot 0,00775)^2 1,235^3 \times \\ &\times 4,2 \cdot 10^7 = 2600 \text{ Вт}, \end{aligned}$$

здесь

$$\beta_c = \frac{1 + u^2 + 2u}{2(1 + u^2)} = \frac{1 + 1,194^2 - 2 \cdot 1,194}{2(1 + 1,194^2)} = 0,00775,$$

$$u = \frac{b_{n1}}{2\delta} + \sqrt{1 + \left(\frac{b_{n1}}{2\delta}\right)^2} = \frac{0,0285}{2 \cdot 0,08} + \sqrt{1 + \left(\frac{0,0285}{2 \cdot 0,08}\right)^2} = 1,194.$$

179. Добавочные потери мощности при холостом ходе в торцевых частях

$$P_{T0} \approx OK3^2 P_{TK} = 0,562^2 \cdot 135 711 = 42 864 \text{ Вт}.$$

180. Сумма потерь мощности в стали при холостом ходе
 $P_c = P_{c0} + P_{l_{v0}} + P'_{z_{v0}} + P_{z_{z0}} + P_{2z_{z0}} + P_{r_{v0}} = 257\,204 + 54\,982 +$
 $+ 0 + 36\,540 + 2600 + 42\,864 = 394\,190$ Вт.

Потери мощности на возбуждение

181. Потери мощности на возбуждение при номинальной нагрузке и температуре 75°C

$$P_{2н(75)} = \frac{I_{2н}^2 r_{2(75)} + \Delta U_{ш} I_{2н}}{\eta_{в}} = \frac{2680^2 \cdot 0,1133 + 2 \cdot 2680}{0,92} = 890\,354 \text{ Вт.}$$

Механические потери мощности

182. Потери мощности на трение в двух подшипниках скольжения

$$P_{ц} = 8,06 \cdot 10^3 d_{ц}^2 \sqrt{G_p l_{ц} / (2d_{ц})} = 8,06 \cdot 10^3 \cdot 0,388^2 \times$$

$$\times \sqrt{43\,390 \cdot 0,466 / (2 \cdot 0,388)} = 195\,864 \text{ Вт,}$$

где

$$G_p = (1,3 \div 1,5) \frac{\pi}{4} 7850 D_2^2 l_2 = 1,4 \frac{\pi}{4} 7850 \cdot 1,075^2 \cdot 4,35 = 43\,390 \text{ кг}$$

— масса ротора.

Диаметр и длину шейки вала (цапфы) определяем из (9.62). Принимаем $l_{ц} = 1,2d_{ц}$, $p_{уд} = 1,2 \cdot 10^6$ Па,

$$1,2d_{ц}^2 = \frac{10G_p}{2p_{уд}},$$

отсюда

$$d_{ц} = \sqrt{\frac{10G_p}{1,2 \cdot 2p_{уд}}} = \sqrt{\frac{10 \cdot 43\,390}{1,2 \cdot 2 \cdot 1,2 \cdot 10^6}} = 0,388 \text{ м,}$$

$$l_{ц} = 1,2d_{ц} = 1,2 \cdot 0,388 = 0,466 \text{ м.}$$

183. Потери мощности на трение вращающегося ротора о газ при давлении водорода в корпусе $p_{н} = 4 \cdot 10^5$ Па определяем по (9.64) и (9.67):

$$P_{рн} = P_p p_{н} 10^{-6} = 57,3 \cdot 10^3 D_2^4 l_2 p_{н} 10^{-6} =$$

$$57,3 \cdot 10^3 \cdot 1,075^4 \cdot 4,35 \cdot 4 \cdot 10^5 \cdot 10^{-6} = 133\,149 \text{ Вт.}$$

184. Потери мощности на трение двух бандажных колец о газ определяем по (9.65) и (9.68):

$$P_{бкн} = P_{бк} p_{н} 10^{-6} = 57,3 \cdot 10^3 D_{бк}^4 l_{бк} p_{н} 10^{-6} =$$

$$= 57,3 \cdot 10^3 \cdot 1,14^4 \cdot 0,613 \cdot 4 \cdot 10^5 \cdot 10^{-6} = 23\,730 \text{ Вт,}$$

где $D_{бк} = C_1 D_2 = 1,06 \cdot 1,075 = 1,14$ м; $l_{бк} = C_2 D_2 = 0,57 \cdot 1,075 = 0,613$ м.

185. Потери на трение торцевых поверхностей канавок рифления о газ определяем по (9.66) и (9.69):

$$P_{\text{рифн}} = P_{\text{риф}} \rho_{\text{H}} 10^{-6} = 2,7 n_{\text{риф}} [D_2^5 - (D_2 - 2h_{\text{риф}})^5] \cdot 10^3 \rho_{\text{H}} 10^{-6} = \\ = 2,7 \cdot 155 [1,075^5 - (1,075 - 2 \cdot 0,006)^5] 10^3 \cdot 4 \cdot 10^5 \cdot 10^{-6} = 13\,117 \text{ Вт,}$$

здесь

$$n_{\text{риф}} = l_2 / t_p = 4,35 / 0,028 = 155$$

— число канавок рифления (шаг рифления $t_p = 0,028$ м [см. п. 89]; глубину канавок рифления принимаем

$$h_{\text{риф}} = 0,006 \text{ м.}$$

186. Потери на трение щеток о контактные кольца

$$P_{\text{щ}} = 98,1 \mu_{\tau} \rho_{\text{д}} s_{\text{щ}} \pi D_{\text{к}} = 98,1 \cdot 0,12 \cdot 0,225 \cdot 10^5 \cdot 0,0335 \cdot 3,14 \cdot 0,46 = 12823 \text{ Вт,}$$

где $s_{\text{щ}} = I_{2\text{H}} / \Delta_{\text{щ}} = 2680 / (8 \cdot 10^4) = 0,0335 \text{ м}^2$ ($\Delta_{\text{щ}} = 8 \cdot 10^4 \text{ А/м}^2$); принимаем $\mu_{\tau} = 0,12$, $\rho_{\text{д}} = 0,225 \cdot 10^5 \text{ Па}$.

Потери мощности на вентиляцию

187. Отводимые газом потери мощности (обмотка статора охлаждается водой, поэтому потери мощности в ней следует исключить)

$$P' = P_{\text{с}} + (P_{\text{кн}} - P_{\text{зо}} - P_{\text{эд}}) + P_{2\text{H}} + P_{\text{рн}} + P_{\text{бкн}} + P_{\text{рифн}} = \\ = 394\,190 + (1\,056\,323 - 440\,541 - 236\,570) + 890\,354 + 133\,149 + \\ + 23\,730 + 13\,117 = 1\,833\,752 \text{ Вт.}$$

188. Расход газа (водорода)

$$v_{\text{г}} = \frac{P'}{11 (\theta_{\text{г}} - \theta_{\text{г}}') \rho_{\text{H}} 10^{-3}} = \frac{1\,833\,752}{11 (25 - 2) 4 \cdot 10^5 \cdot 10^{-3}} = 18,12 \text{ м}^3/\text{с,}$$

принимаем $\theta_{\text{г}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$, $\theta_{\text{г}}' = 5 \cdot 4 \cdot 10^5 \cdot 10^{-6} = 2 \text{ }^\circ\text{C}$.

189. Потери мощности на вентиляцию

$$P_{\text{вент}} = \frac{v_{\text{г}} H_{\text{г}}}{\eta_{\text{вент}}} = \frac{18,12 \cdot 2400}{0,5} = 86\,976 \text{ Вт,}$$

где $H_{\text{г}} = 6 \rho_{\text{H}} 10^{-3} = 6 \cdot 4 \cdot 10^5 \cdot 10^{-3} = 2400 \text{ Па}$.

190. Расход воды на охлаждение обмотки статора

$$v_{\text{в}} = \frac{P'_{\text{с}} 10^{-6}}{4,14 \theta_{\text{в}}} = \frac{677\,111}{4,14 \cdot 25} 10^{-6} = 0,0065 \text{ м}^3/\text{с,}$$

где $P'_{\text{с}} = P_{\text{зо}} + P_{\text{эд}} = 440\,541 + 236\,570 = 677\,111 \text{ Вт}$, $\theta_{\text{в}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$.

191. Потери мощности на водяное охлаждение обмотки статора

$$P_{\text{в}} = \frac{v_{\text{в}} H_{\text{в}}}{\eta_{\text{мас}}} = \frac{0,0065 \cdot 0,25 \cdot 10^6}{0,75} = 2170 \text{ Вт.}$$

192. Полные механические потери мощности, включая потери на вентиляцию и водяное охлаждение,

$$P_{\text{мех}} = P_{\text{п}} + P_{\text{рн}} + P_{\text{бкн}} + P_{\text{рирн}} + P_{\text{тщ}} + P_{\text{вент}} + P_{\text{в}} = 195\,864 + \\ + 133\,149 + 23\,730 + 13\,117 + 12\,823 + 86\,976 + 2170 = 467\,829 \text{ Вт.}$$

193. Сумма потерь мощности при номинальной нагрузке

$$P_{\Sigma\text{н}} = P_{\text{кн}} + P_{\text{с}} + P_{\Sigma\text{н}} + P_{\text{мех}} = 1\,056\,323 + 394\,190 + 890\,354 + \\ + 467\,829 = 2\,808\,696 \approx 2808,7 \cdot 10^3 \text{ Вт.}$$

194. Коэффициент полезного действия при номинальной нагрузке (%)

$$\eta_{\text{н}} = \left(1 - \frac{P_{\Sigma\text{н}}}{P_{\text{н}} + P_{\Sigma\text{н}}} \right) 100 = \left(1 - \frac{2808,7 \cdot 10^3}{200 \cdot 10^6 + 2808,7 \cdot 10^3} \right) 100 = 98,62.$$

Зависимость КПД от нагрузки достаточно построить для $P = (0,25; 0,5; 0,75; 1,0; 1,25) P_{\text{н}}$. Для определения КПД при нагрузках, отличных от номинальной, следует найти постоянные потери мощности, не зависящие от нагрузки, и переменные потери мощности, определяемые нагрузкой.

195. Постоянные потери мощности, не зависящие от нагрузки,

$$P_0 = P_{\text{с}} + P_{\text{мех}} = 394\,190 + 467\,829 = 862\,019 \text{ Вт.}$$

196. Потери мощности короткого замыкания

$$P_{\text{к}} = P_{\text{кн}} (I_1/I_{1\text{н}})^2 = 1\,056\,323 (I_1/I_{1\text{н}})^2,$$

где значение тока I_1 при постоянном напряжении и постоянном коэффициенте мощности пропорционально мощности нагрузки:

$$I_1/I_{1\text{н}} = P/P_{\text{н}} = 0,25; 0,5; 0,75; 1,0; 1,25.$$

Результаты расчета сведены в табл. 9.7.

Таблица 9.7. Зависимость КПД от нагрузки

Мощности и составляющие потерь	$P/P_{\text{н}}$				
	0,25	0,5	0,75	1	1,25
P , Вт	$50 \cdot 10^6$	$100 \cdot 10^6$	$150 \cdot 10^6$	$200 \cdot 10^6$	$250 \cdot 10^6$
P_0 , Вт	862 019	862 019	862 019	862 019	862 019
$P_{\text{к}}$, Вт	66 020	264 081	594 182	1 056 323	1 650 505
P_{Σ} , Вт	229 711	380 626	596 537	890 354	1 246 495
P_{Σ} , Вт	$1,1578 \cdot 10^6$	$1,5067 \cdot 10^6$	$2,0527 \cdot 10^6$	$2,8087 \cdot 10^6$	$3,759 \cdot 10^6$
$P + P_{\Sigma}$, Вт	$51,1578 \cdot 10^6$	$101,5067 \cdot 10^6$	$152,0527 \cdot 10^6$	$202,8087 \cdot 10^6$	$253,759 \cdot 10^6$
η , %	97,74	98,52	98,65	98,62	98,52

197. Потери мощности на возбуждение

$$P_2 = P_{2н}(I_2/I_{2н})^2 = 890\,354(I_2/2680)^2,$$

здесь I_2 — по регулировочной характеристике для соответствующей нагрузки (см. табл. 8.5, рис. 8.14).

198. КПД при любой нагрузке в процентах

$$\eta = \left(1 - \frac{P_{\Sigma}}{P + P_{\Sigma}} \right) 100.$$

Результаты расчета сведены в табл. 9.7. По данным табл. 9.7 на рис. 9.1 построена кривая

$$\eta = f(P/P_{н}).$$

Глава 10

ТЕПЛОВЫЕ РАСЧЕТЫ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ТУРБОГЕНЕРАТОРА

§ 10.1. Основные определения и соотношения

Согласно эмпирической зависимости Монтзингера, срок службы изоляции T и ее температура θ_n связаны следующим образом:

$$T = T_0 2^{-\theta_n / \Delta\theta_n},$$

где T_0 — срок службы изоляции, соответствующий постоянной температуре 0°C ; $\Delta\theta_n$ — приращение температуры, при которой срок службы изоляции уменьшается в два раза.

Для наиболее распространенных видов изоляции $\Delta\theta_n = 10^\circ\text{C}$.

Отсюда можно сделать вывод о важности тепловых расчетов при проектировании турбогенератора, так как только на основании их результатов можно судить о надежности работы изоляции во время эксплуатации машины.

Сказанное позволяет поставить задачу теплового расчета турбогенератора как определение превышений температуры различных частей машины, т. е. перегревов, над температурой окружающей среды, представляющей собой при замкнутой системе вентиляции воздух или водород при избыточном давлении.

Тепловая энергия потерь отводится охлаждающей средой в результате процессов теплопередачи. В свою очередь, интенсивность теплопередачи зависит от теплопроводности частей машины и теплоотдачи с охлаждаемых поверхностей. Источниками тепловой энергии в турбогенераторе являются: на статоре — медь обмотки статора и сталь магнитопровода статора, на роторе — в основном медь обмотки возбуждения плюс генерация теплоты за счет дополнительных потерь в бочке ротора, которые могут быть значительны-

ми даже в случае нормального режима работы турбогенератора. Роль остальных источников теплоты (трение, вентиляционные потери и т. д.) мала по сравнению с перечисленными.

Мерой интенсивности теплопередачи или генерации теплоты в объеме, ограниченном некоторой поверхностью, служит плотность теплового потока через указанную поверхность или потери в данном объеме. В первом случае имеют дело с тепловой нагрузкой, выражаемой в Вт/м², во втором — просто с потерями, выражаемыми в Вт.

Согласно основному закону теплопроводности, найденному опытным путем Фурье, плотность теплового потока в направлении его распространения от более нагретого тела к менее нагретому или от более нагретой части к менее нагретой части одного и того же тела прямо пропорциональна температурному градиенту в этом направлении:

$$q = -\lambda \text{ grad } \theta,$$

где q — плотность теплового потока, Вт/м²; θ — температура, град; λ — коэффициент теплопроводности, Вт/(м·град).

Коэффициенты теплопроводности различных материалов, применяемых в турбогенераторостроении, лежат в диапазоне 0,0266—380 Вт/(м·град) (табл. 10.1).

Таблица 10.1. Коэффициенты теплопроводности и теплоемкости материалов, используемых в турбогенераторостроении

Материал	Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·град)	Теплоемкость, Дж/(кг·град)
Медь электротехническая	385	388
Алюминий	233	920
Серебро	420	250
Сталь листовая электротехническая:		
вдоль листов	25	480
поперек листов	3,75	480
Сталь роторная	56	—
Изоляция:		
обмотки ротора	0,13—0,16	—
компаундированная	0,20	—
миканитовая, «Монолит»	0,24	—
«Слюдотерм»	0,26	—

Теплоотдача на границе нагретой поверхности и охлаждающей среды определяется законом Ньютона — Рихмана, также найденным опытным путем и связывающим тепловой поток с поверхности и перепад температур между поверхностью и охлаждающей средой, соприкасающейся с этой поверхностью:

$$q = \alpha (\theta - \theta_0),$$

где q — плотность теплового потока с охлаждаемой поверхности,

Вт/м^2 ; α — коэффициент теплоотдачи с поверхности, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{град})$; θ_0 — температура охлаждающей среды, град.

Коэффициент теплоотдачи характеризует интенсивность обмена теплотой на границе между нагретым телом и охлаждающей средой, причем такой границей служит поверхность нагретого тела, соприкасающаяся с указанной средой.

Вследствие больших тепловых нагрузок, возникающих в турбогенераторах, для охлаждения активных частей машины применяется принудительная вентиляция потоком охлаждающего газа пакета сердечника статора, бочки ротора и проводников обмотки ротора. В машинах предельной мощности для охлаждения проводников обмоток как на статоре, так и на роторе используется их прямой контакт с охлаждающей средой — жидкостью или газом — так называемое непосредственное охлаждение.

Коэффициент теплоотдачи зависит от свойств охлаждающей среды и характера ее движения, формы и состояния охлаждаемой поверхности и направления теплового потока и, как правило, определяется опытным путем при моделировании или по эмпирическим формулам, полученным также обработкой результатов многочисленных опытных данных.

Общий подход к определению коэффициентов теплоотдачи может быть получен с помощью метода теории подобия. Метод состоит в том, что полученные экспериментальные данные обрабатываются в относительных безразмерных критериях, которые позволяют распространить полученные данные на целый класс подобных явлений. При этом необходимо, чтобы так называемые безразмерные критерии у рассматриваемого явления и обработанного эксперимента совпадали. Наиболее часто в тепловых расчетах электрических машин применяются следующие критерии.

Критерий Нуссельта Nu связывает коэффициент теплоотдачи с удельной теплопроводностью охлаждающей среды λ и некоторым определяющим размером, характеризующим обобщенно геометрию охлаждаемой поверхности d :

$$Nu = \alpha d / \lambda. \quad (10.1)$$

Определяющий размер для охлаждающих каналов с поперечным сечением произвольной формы принимают равным гидравлическому диаметру этого сечения:

$$d = 4S / \Pi, \quad (10.2)$$

где S и Π — соответственно площадь и периметр поперечного сечения канала.

Критерий Рейнольдса определяет характер движения охлаждающей среды, обладающей кинематической вязкостью ν и движущейся со скоростью v . Кинематическая вязкость ν характеризует внутреннее трение частиц охлаждающей среды, возникающее в результате сопротивления последней взаимному сдвигу смежных

слоев частиц; размерность кинематической вязкости — $\text{м}^2/\text{с}$. Критерий Рейнольдса определяется следующим выражением:

$$Re = vd/\nu. \quad (10.3)$$

При $Re < 2300$ движение среды носит ламинарный характер, т. е. слои среды при своем движении в охлаждающих каналах не перемешиваются друг с другом. При $2300 \leq Re \leq 10\,000$ движение среды неустойчиво; при $Re > 10\,000$ движение среды носит турбулентный характер, при котором частицы среды движутся в составе многочисленных вихрей, линейные размеры которых меньше гидравлического диаметра. На практике, однако, турбулентное движение можно вызвать специальными конструктивными мерами уже при $Re > 5000$.

Критерий Прандтля определяет свойства охлаждающей среды:

$$Pr = \nu/a, \quad (10.4)$$

где a — температуропроводность среды:

$$a = \lambda/(c_p \rho), \quad (10.5)$$

здесь c_p — удельная теплоемкость охлаждающей среды при постоянном давлении, Дж/(кг·град); ρ — плотность охлаждающей среды, кг/м³.

Теплофизические параметры различных охлаждающих сред, используемых в турбогенераторах, приведены в табл. 10.2.

Таблица 10.2. Теплофизические свойства охлаждающих сред

Температура, °С	Плотность, кг/м ³	Вязкость кинематическая, м ² /с	Теплопроводность, Вт/(м·град)	Удельная теплоемкость, Дж/(кг·град)
<i>Воздух при давлении 0,1 МПа</i>				
20	1,205	$14 \cdot 10^{-6}$	0,0258	1004
40	1,128	$14,7 \cdot 10^{-6}$	0,0272	1006
60	1,060	$15,4 \cdot 10^{-6}$	0,0288	1007
80	0,999	$16,0 \cdot 10^{-6}$	0,0304	1008
<i>Газовая смесь (водород 98%, кислород 0,2%, азот 1,8%) при давлении 0,4 МПа</i>				
40	0,319	$25,6 \cdot 10^{-6}$	0,190	14040
60	0,299	$26,8 \cdot 10^{-6}$	0,199	14140
80	0,283	$27,8 \cdot 10^{-6}$	0,207	14140
<i>Вода при давлении 0,1 МПа</i>				
20	993	$1,0 \cdot 10^{-6}$	0,580	4195
40	985	$0,7 \cdot 10^{-6}$	0,609	4181
60	977	$0,5 \cdot 10^{-6}$	0,657	4192
80	969	$0,4 \cdot 10^{-6}$	0,666	4204

Опытным путем было найдено, что при турбулентном движении охлаждающей среды в каналах, которое характерно для систем охлаждения турбогенератора, безразмерные критерии связаны между собой соотношением

$$\text{Nu} = 0,023 \text{Re}^{0,8} \text{Pr}^{0,4}. \quad (10.6)$$

Из определений (10.1), (10.3—(10.6) может быть получен коэффициент теплоотдачи в виде функции от геометрических размеров, теплофизических параметров и скорости движения охлаждающей среды. Таким образом, если охлаждающая среда выбрана, то тем самым определены основные ее свойства, а при выборе и конструировании системы охлаждения в ведении конструктора остается только два параметра: скорость движения охлаждающей среды и ее давление, влияющее на плотность среды и ее вязкость. При постоянном давлении

$$\alpha = \frac{\lambda v^{0,8}}{d^{0,2} \nu^{0,8}} \text{Pr}^{0,4}. \quad (10.7)$$

Коэффициенты теплоотдачи могут также быть представлены как функции скорости течения охлаждающей среды, так как основные теплофизические параметры сред в турбогенераторах изменяются незначительно. Например, при воздушном охлаждении для радиальных вентиляционных каналов сердечника статора

$$\alpha = 22,2 (1 + 0,24v). \quad (10.8)$$

Для каналов типа трубок с круглым или прямоугольным отверстием

$$\alpha = 414 \left(\frac{v}{40} \right)^{0,8} \frac{1}{d^{0,2}}. \quad (10.9)$$

Для определения коэффициента теплоотдачи с поверхности вращающегося ротора при окружной скорости v_0 поверхности ротора и аксиальной скорости v_a газа в зазоре

$$\alpha = 22,2 \left(1 + 0,125 \sqrt{v_0^2 + v_a^2} \right). \quad (10.10)$$

При водородном охлаждении коэффициент необходимо пересчитать с учетом давления водорода:

$$\alpha_H = 6,31 p^{0,8} \alpha. \quad (10.11)$$

В приведенных формулах размеры даны в м, скорости — в м/с, давления — в МПа. Значения для α получаются в Вт/(м²·град).

§ 10.2. Тепловые сопротивления и метод схем замещения

Если в некотором объеме выделяются тепловые потери с интенсивностью w , то в стационарном состоянии пространственное распреде-

ление температуры по объему описывается уравнением Пуассона

$$\lambda_x \frac{\partial^2 \theta}{\partial x^2} + \lambda_y \frac{\partial^2 \theta}{\partial y^2} + \lambda_z \frac{\partial^2 \theta}{\partial z^2} + w = 0. \quad (10.12)$$

Определение температурного поля всей машины с помощью уравнения (10.12) затруднительно и требует численного решения этого уравнения на ЭВМ. Поэтому на практике часто используются упрощенные методы, позволяющие с меньшей затратой времени и средств получить приемлемые по точности результаты.

Для расчета нагрева отдельных частей машины при ее проектировании чаще всего применяется метод тепловых схем, который в принципе может обеспечить необходимую точность при определении температуры в любой точке машины. Он основан на аналогии между электрическими и тепловыми цепями, состоящей в том, что в последних электрическому напряжению соответствует температура, току — тепловой поток или тепловая нагрузка, а электрическим сопротивлениям — так называемые сопротивления теплопроводности и теплоотдачи R_λ и R_a .

Сопротивление теплопроводности для участка теплопроводящего тела

$$R_\lambda = b/(\lambda S), \quad (10.13)$$

здесь b — толщина теплопроводящего тела; λ — удельная теплопроводность; S — сечение в плоскости, перпендикулярной направлению движения теплового потока.

Эта формула следует из закона Фурье при условии равномерного распределения температуры по толщине тела.

Сопротивление теплоотдачи для границы тела

$$R_a = 1/(\alpha S), \quad (10.14)$$

здесь α — коэффициент теплоотдачи.

Эта формула следует из закона Ньютона — Рихмана при условии равномерности теплоотдачи с поверхности тела.

Покажем использование метода на примере составления тепловой схемы обмотки. В качестве расчетной зоны принимаем одно зубцовое деление одного пакета сердечника (рис. 10.1).

Движение теплоты в расчетном участке следующее.

Потери в меди обмотки проходят через основную изоляцию, и одна их часть направляется в радиальные каналы и отдается охлаждающей среде — тепловой поток q_{m2} ; другая часть, пройдя ос-

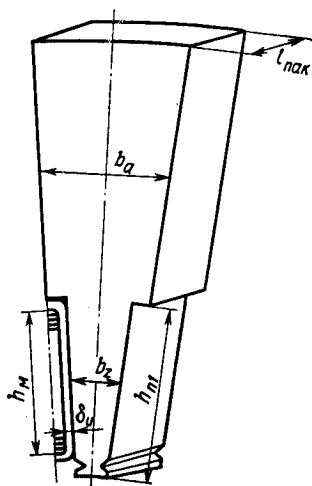


Рис. 10.1. Расчетная область статора

новную изоляцию, переходит в зубцы сердечника — тепловой поток q_{m1} .

Потери, выделившиеся в зубцах сердечника q_z , вместе с частью потерь в меди q_{m1} движутся по трем направлениям: вдоль листов стали к воздушному зазору машины (q_{dz}), поперек листов стали к радиальному каналу (q_{za}) и вдоль листов стали (q_{za}) к ярму сердечника.

Потери q_a , выделившиеся в ярме, вместе с потоком q_{za} , поступившим от зубцов, движутся в двух направлениях: поперек листов к радиальному каналу (q_{qa}) и вдоль листов стали в направлении к наружной поверхности сердечника статора (q_{da}).

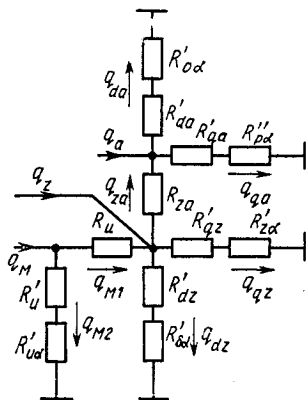
Эквивалентная схема для тепловых потоков представлена на рис. 10.2.

Эта схема предполагает, что наиболее горячей точкой является медь обмотки статора, затем зубцы и ярмо. Такая картина соответствует действительному распределению температуры в статоре с косвенным охлаждением.

Основные допущения в представленной схеме — равенство температур охлаждающей среды во всех точках статора (каналах и зазоре турбогенератора) и отсутствие потоков теплоты в аксиальном направлении, что справедливо для современных многоструйных

Рис. 10.2. Тепловая схема замещения статора с косвенным охлаждением меди обмотки:

q_m — потери в меди обмотки (на зубцовом шаге по длине одного пакета сердечника статора); q_z — потери в зубце пакета на зубцовом шаге; q_a — потери в ярме пакета на один зубцовый шаг; тепловые сопротивления: $R_{и}$ — изоляции обмотки в пакете; $R'_{и}$ — изоляции обмотки в радиальном канале; $R'_{и\alpha}$ — теплоотдачи с поверхности обмотки в канале; R'_{dz} — зубца вдоль листов стали; R'_{dz} — теплоотдачи зубца в воздушный зазор; R'_{qz} — зубца поперек листов стали; R'_{za} — теплоотдачи зубца в радиальном канале; R_{za} — вдоль листов стали между зубцом и ярмом; R'_{qa} — ярма поперек листов стали; R'_{pa} — теплоотдачи ярма в канале; R'_{da} — ярма вдоль листов стали; $R'_{0\alpha}$ — ярма с наружной поверхности



систем вентиляции. Равенство температур охлаждающей среды для всех точек статора отражено в схеме «заземлением» узлов, соответствующим этим точкам. Далее порядок расчета превышений температуры меди θ_m , зубцов θ_z и ярма θ_a над температурой охлаждающей среды на входе в систему охлаждения следующий.

Вычисляют потери в расчетном объеме для меди:

$$q_m = \frac{1}{Z_1 n_{п}} \left(P_{\text{эо}} \frac{L_1}{l_{л1} + L_1} + P_{\text{эд}} \right), \quad (10.15)$$

где Z_1 — число зубцов на статоре; $n_{п}$ — число пакетов сердечника статора; L_1 — длина пазовой части обмотки, м; $l_{л1}$ — длина лобовой

части обмотки, м; $P_{э0}$ — основные потери в обмотке статора, Вт; $P_{од}$ — добавочные потери в обмотке статора, Вт.

Вычисляют потери в расчетном объеме для стали зубцов:

$$q_z = P_z / (Z_1 n_n), \quad (10.16)$$

где P_z — суммарные потери в стали зубцов, включающие в себя основные и добавочные потери в стали зубцов:

$$P_z = P_{z1} + P_{zvk} (1 + ОКЗ^2) + P_{zz0}. \quad (10.17)$$

Вычисляют потери в расчетном объеме для стали ярма:

$$q_a = P_a / (Z_1 n_n), \quad (10.18)$$

где P_a — суммарные потери для стали ярма, Вт:

$$P_a = P_{ca} + P_{avk} (1 + ОКЗ^2). \quad (10.19)$$

Вычисляют сопротивления теплопроводности (тепловые сопротивления), соответствующие схеме рис. 10.2. Для этого задаются удельными теплопроводностями изоляции $\lambda_{из}$, стали вдоль пакета λ_d , стали поперек пакета λ_q (см. табл. 10.1), а также геометрически-материальными параметрами по рис. 10.1.

Тогда сопротивления изоляции

$$R_{из} = \frac{\delta_{из}}{2\lambda_{из} h_m l_{пак}}, \quad R' = \frac{\delta_{из}}{2\lambda_{из} h_m l_{пак}}, \quad (10.20)$$

где $\lambda_{из}$ — эквивалентная теплопроводность пазовой изоляции с учетом прослойки газа между стержнем обмотки и стенкой паза:

$$\lambda_{из} = \frac{(\delta_{из} + \delta_{г}) \lambda_{из} \lambda_{г}}{\delta_{из} \lambda_{г} + \delta_{г} \lambda_{из}}, \quad (10.21)$$

здесь $\lambda_{г}$ — удельная теплопроводность охлаждающего газа; $\delta_{г}$ — толщина прослойки газа.

Сопротивления стали зубца

$$R'_{dz} = \frac{h_{п1}}{2b_{z1} l_{пак} \lambda_d}, \quad R'_{qz} = \frac{l_{пак}}{4b_{z1} h_{п1} \lambda_q}. \quad (10.22)$$

Сопротивления стали ярма

$$R'_{da} = \frac{h_{a1}}{2b_{a1} l_{пак} \lambda_d}, \quad R'_{qa} = \frac{l_{пак}}{4b_{a1} h_{a1} \lambda_q}. \quad (10.23)$$

Сопротивление между зубцом и ярмом

$$R_{za} = R'_{dz} + R'_{da}. \quad (10.24)$$

Вычисляют сопротивления теплоотдачи. Они зависят от коэффициентов теплоотдачи, которые, в свою очередь, определяются распределением скоростей охлаждающей среды в каналах. Это распределение может быть получено в результате подробного вентиляци-

онного расчета, невозможного без учета конкретных конструктивных особенностей турбогенератора. Поэтому в условиях учебного проектирования целесообразно задаваться значениями коэффициентов теплоотдачи, а затем, если это необходимо, корректировать их, определяя тем самым требования к системе вентиляции. По формулам § 10.1 можно найти скорости охлаждающего газа, обеспечивающие заданные коэффициенты теплоотдачи. Однако для начальной оценки коэффициентов теплоотдачи в каналах системы охлаждения турбогенератора можно основываться на значениях расходов охлаждающего газа в машине, определяемых из условия равенства выделяемых в турбогенераторе потерь полному количеству теплоты, уносимому газом. Если предположить, что весь охлаждающий газ проходит по каналам сердечника статора, то полный расход его

$$V = P_{\Sigma} / (c_V \theta_0), \quad (10.25)$$

где P_{Σ} — полные потери, уносимые газом; c_V — объемная теплоемкость газа; θ_0 — его подогрев (средний).

В случае непосредственного охлаждения обмотки статора (водородом или водой) из полных потерь необходимо вычесть потери в меди, так как приближенно можно считать, что они полностью уносятся при непосредственном охлаждении.

Расход газа на один канал

$$V_k = \frac{V}{(n_n - 1) \frac{n_{отс}}{2n_{отс} - 1}}, \quad (10.26)$$

где $n_{отс}$ — число отсеков холодного и горячего газа в системе охлаждения. Для турбогенераторов типа ТВВ (или имеющих подобную систему охлаждения) принимают $n_{отс} = 1$.

Зная расход газа на один канал, найдем скорость охлаждающего газа в зоне зубцового слоя с учетом того, что часть сечения канала занята стержнями обмотки статора:

$$v = \frac{V_k}{[\pi (D_1 + h_{n1}) - Z_1 b_{u1}] b_k}. \quad (10.27)$$

В зоне ярма охлаждающий газ течет в кольцевом канале без препятствий (толщиной распорок можно пренебречь), поэтому скорость газа в этой зоне

$$v_{ка} = \frac{V_k}{\pi (D_1 + h_{n1} + h_{a1}) b_k}. \quad (10.28)$$

Скорость течения газа в зоне внешней поверхности ярма обычно принимают 5—7 м/с.

После вычисления скоростей охлаждающего газа находим по формулам § 10.1 коэффициенты теплоотдачи для зазора α_6 , для ра-

диального канала в районе зубцовой зоны $\alpha_{\text{кп}}$ и в районе ярма $\alpha_{\text{ка}}$, для внешней поверхности сердечника статора α_1 .

Далее рассчитывают:

сопротивление теплоотдачи со стороны зазора

$$R'_{\delta a} = \frac{1}{b_{z1} l_{\text{нарк}} \alpha_{\delta}} ; \quad (10.29)$$

сопротивление теплоотдачи с поверхности изоляции в канале

$$R'_{\text{иа}} = \frac{1}{2h_{\text{м}} b_{\text{к}} \alpha_{\text{кп}}} ; \quad (10.30)$$

сопротивление теплоотдачи зубца в канале

$$R'_{z a} = \frac{1}{2b_{z1} h_{\text{п1}} \alpha_{\text{кп}}} ; \quad (10.31)$$

сопротивление теплоотдачи ярма в канале

$$R'_{p a} = \frac{1}{2b_a h_{a1} \alpha_{\text{ка}}} ; \quad (10.32)$$

сопротивление теплоотдачи сердечника статора с внешней поверхности

$$R'_{0 a} = \frac{1}{b_a l_{\text{нарк}} \alpha_1} . \quad (10.33)$$

Используя известные из теории цепей методы, находят потенциалы, соответствующие превышениям температуры над температурой охлаждающего газа. Для этого сначала находят сопротивления ветвей тепловой схемы:

$$\begin{aligned} R_{\text{иа}} &= R'_{\text{и}} + R_{\text{иа}}; & R_{d z} &= R'_{d z} + R'_{\delta a}; \\ R_{q z} &= R'_{q a} + R'_{z a}; & R_{d a} &= R'_{d a} + R'_{0 a}; \\ R_{q a} &= R'_{q a} + R'_{p a}. \end{aligned} \quad (10.34)$$

Затем находят сопротивления, получающиеся в результате параллельного соединения $R_{d z}$ и $R_{q z}$, а также $R_{d a}$ и $R_{q a}$:

$$R_z = \frac{R_{d z} R_{q z}}{R_{q z} + R_{d z}} ; \quad R_a = \frac{R_{d a} R_{q a}}{R_{d a} + R_{q a}} . \quad (10.35)$$

Свертывая дальше схему, находят вспомогательные сопротивления:

$$R_1 = \frac{R_z R_{z a}}{R_z + R_a + R_{z a}} ; \quad R_2 = \frac{R_a R_{z a}}{R_z + R_a + R_{z a}} ; \quad R_3 = \frac{R_z R_a}{R_z + R_a + R_{z a}} . \quad (10.36)$$

И наконец, рассчитывают превышения температур меди θ_m , зубцов θ_z и спинки ярма θ_a над температурой окружающей среды: где

$$\theta_m = R_{из} \frac{q_m (R_{из} + R_1 + R_3) + q_z (R_1 + R_3 - q_a R_3)}{R_{из} + R_{из} + R_1 + R_3} + \frac{1}{2} \theta_0; \quad (10.37)$$

$$\theta_z = q_a R_3 + q_z (R_1 + R_3) + q_{m1} (R_1 + R_3) + \frac{1}{2} \theta_0, \quad (10.38)$$

$$q_{m1} = \frac{q_m R_{из} - q_z (R_1 + R_3) - q_a R_3}{R_{из} + R_{из} + R_1 + R_3}; \quad (10.39)$$

$$\theta_a = (q_q + q_z + q_{m1}) R_3 + q_a R_2 + \frac{1}{2} \theta_0. \quad (10.40)$$

Превышение температуры горячего газа в машине над температурой холодного принимают для турбогенераторов равным 25°C .

§ 10.3. Тепловая схема статора с непосредственным охлаждением меди обмотки

Эквивалентная схема для тепловых потоков в элементе статора с непосредственным охлаждением обмотки показана на рис. 10.3. Главное отличие этой схемы от схемы обмотки с косвенным охлаждением (см. рис. 10.2) состоит в том, что в ней представлено тепловое сопротивление теплоотдачи с поверхности охлаждаемой меди $R_{в\alpha}$.

Так как температура охлаждающей проводники среды в общем случае может отличаться от температуры охлаждающей среды в турбогенераторе, то в цепь между сопротивлением $R_{в\alpha}$ и «нулевой» точкой включен дополнительный источник θ_b с напряжением, соответствующим разности температур охлаждающей среды в обмотке статора и охлаждающей среды (газа) внутри турбогенератора.

Движение тепловых потоков предполагается следующее. Потери в зубах сердечника статора движутся в четырех направлениях: часть потерь — в направлении вдоль листов к расточке статора (q_{dz}), часть потерь — в направлении поперек листов к радиальному вентиляционному каналу (q_{qz}), часть потерь — в направлении вдоль листов

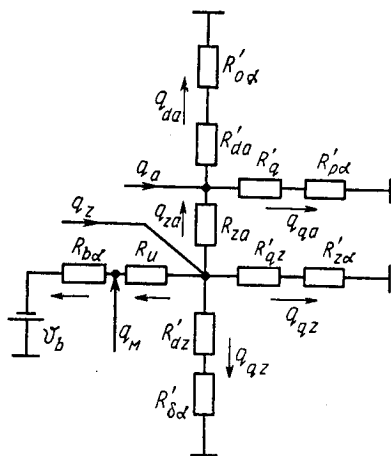


Рис. 10.3. Тепловая схема замещения статора с непосредственным охлаждением меди обмотки

к ярму (q_{za}) и часть потерь — через изоляцию обмотки в направлении к каналам в обмотке статора (q_{zm}).

Потери, выделившиеся в ярме статора вместе с потоком, поступившим от зубцов (q_{za}), движутся в направлении поперек листов к вентиляционному каналу (q_{qa}) и к наружной поверхности статора вдоль листов (q_{da}). В каналы проводника поступают потери, выделившиеся в меди обмотки (q_m). Такое движение потоков теплоты предполагает, что наиболее нагретой точкой машины является сталь зубцов.

Следует отметить, что в зависимости от разности температур между охлаждающей проводники средой и газом в машине направление теплового потока может измениться, при этом наиболее нагретой точкой может стать уже обмотка статора.

Далее порядок расчета превышений температур меди, зубцов и ярма следующий.

По формулам (10.15), (10.16) и (10.18) рассчитывают потери в стали зубцов, ярма и в меди для расчетного объема. По формулам (10.22)—(10.24) вычисляют сопротивления теплопроводности и далее по формулам (10.29)—(10.33) — сопротивления теплоотдачи.

Сопротивления теплопроводности для изоляции и теплоотдачи с поверхности изоляции не рассчитывают, так как практически они получаются на порядок или два больше, чем сопротивление ветви, эквивалентной сопротивлению теплоотдачи в канале проводника.

Сопротивление теплоотдачи с поверхности проводников, охлаждаемых непосредственно,

$$R_{в\alpha} = \frac{1}{P_{в} l_{\text{чак}} \alpha_{в}}, \quad (10.41)$$

где $P_{в}$ — периметр (суммарный) проводников, охлаждаемых непосредственно жидкостью или газом; $\alpha_{в}$ — коэффициент теплоотдачи в каналах проводника, который может быть найден из условия, что скорость охлаждающей среды известна (для воды принимается скорость 1—2 м/с).

Далее по (10.34)—(10.36) находят вспомогательные сопротивления и рассчитывают перегревы:

для зубцов

$$\theta_z = q_{zm} (R_{н} + R_{в\alpha}) + q_m R_{в\alpha} + \theta_{в} + \frac{1}{2} \theta_0, \quad (10.42)$$

где

$$q_{zm} = \frac{q_z (R_1 + R_3) + q_a R_3 - q_m R_{в\alpha} - \theta_{в}}{R_{н} + R_1 + R_3 + R_{в\alpha}}; \quad (10.43)$$

для меди обмотки

$$\theta_m = (q_{zm} + q_m) R_{в\alpha} + \theta_{в} + \frac{1}{2} \theta_0; \quad (10.44)$$

для стали ярма

$$\theta_a = q_a (R_2 + R_3) + (q_z - q_{zm}) R_3 + \frac{1}{2} \theta_0. \quad (10.45)$$

§ 10.4. Основы теплового расчета ротора

Рассмотрим сначала ротор с косвенным охлаждением обмотки возбуждения. Потери, выделившиеся в обмотке возбуждения, производят тепловой поток, который проходит через изоляцию паза, сталь зубцов и металл клиньев, достигает поверхности ротора и снимается с нее охлаждающим газом — воздухом или водородом. К тепловому потоку, созданному потерями в обмотке возбуждения, добавляется поток, производимый потерями в бочке ротора, созданными несинхронными полями и потерями на трение при вращении ротора в охлаждающем газе.

Если принять допущение, что аксиальных потоков в теле ротора нет, то наиболее целесообразным подходом к расчету температурного состояния ротора можно считать метод, основанный на понятии тепловых нагрузок.

Тепловая нагрузка определяется как отношение мощности потерь, выделяющихся в некотором объеме, к площади поверхности, ограничивающей этот объем. Ее размерность, следовательно, будет Вт/м². Соответственно тепловые сопротивления, соответствующие такому определению потерь:

для сопротивления теплопередачи

$$R_a = 1/\alpha; \quad (10.46)$$

для сопротивления теплопроводности

$$R_\lambda = b/\lambda, \quad (10.47)$$

где α — коэффициент теплоотдачи; λ — коэффициент теплопроводности; b — толщина материала в направлении распространения теплоты. Размерность сопротивлений — м²·град/Вт.

Пользуясь введенными понятиями, ход теплового расчета ротора можно представить следующим образом.

Находим тепловые нагрузки. Для поверхности ротора

$$q_{2\text{в}} = P_{2\text{в}}/S_2, \quad (10.48)$$

здесь $P_{2\text{в}}$ — суммарные потери в роторе, складывающиеся из потерь на возбуждение, потерь в бочке ротора и трети потерь на трение бочки ротора об охлаждающий газ; S_2 — площадь поверхности охлаждения ротора:

$$S_2 = k_p \pi D_2 L_2, \quad (10.49)$$

где k_p — коэффициент, учитывающий рифление поверхности ротора; обычно принимается $k_p = 1,8$.

Тепловая нагрузка обмотки возбуждения

$$q_2 = P_{2\text{н}}/(Z_2 l_2 \Pi_{\text{м}2}), \quad (10.50)$$

где $P_{2\text{н}}$ — потери в обмотке возбуждения; Z_2 — число пазов на роторе; $\Pi_{\text{м}2}$ — периметр сечения меди в пазу ротора, равный удвоенной сумме высоты меди и ее ширины: $\Pi_{\text{м}2} = 2(h_{21} + b_2)$.

Находим сопротивления:
теплоотдачи с поверхности бочки ротора

$$R_{\delta} = 1/\alpha_{\delta}; \quad (10.51)$$

теплопроводности изоляции обмотки возбуждения

$$R_{и2} = \delta_{и2}/\lambda_{и2}, \quad (10.52)$$

где $\delta_{и2}$ — толщина (односторонняя) изоляции обмотки возбуждения; $\lambda_{и2}$ — коэффициент теплопроводности изоляции обмотки возбуждения; $\lambda_{и2} = 0,13 \div 0,16$ Вт/(м·град);

эквивалентной теплопроводности зубца ротора

$$R_{z2} = 0,425h_{и2}^2/(b_{z2}\lambda_p), \quad (10.53)$$

где λ_p — удельная теплопроводность поковки ротора (см. табл. 10.1).

Превышение температуры обмотки возбуждения над температурой охлаждающего газа

$$\theta_{м2} = \theta_{\alpha2} + \theta_{и2} + \theta_{z2} + \frac{1}{2} \theta_0, \quad (10.54)$$

где $\theta_{\alpha2} = q_2 R_{\delta}$ — перепад температуры бочки ротора над охлаждающей средой; $\theta_{и2} = q_2 R_{и2}$ — перепад температуры в изоляции; $\theta_{z2} = q_2 R_{z2}$ — перепад температуры по высоте зубца.

Оценку температуры меди обмотки ротора с непосредственным охлаждением можно выполнить исходя из предположения, что потери, выделившиеся в обмотке возбуждения, полностью уносятся охлаждающей средой. В этих условиях перегрев меди обмотки возбуждения

$$\theta_{м2} = q_2 R_{\alpha2} + \frac{1}{2} \theta_0. \quad (10.55)$$

Если за расчетную длину принять половину длины отсека, то на этой длине выделяются потери, равные

$$q_2 = \frac{P_{2\text{отс}}}{2Z_2(L_2 + l_{и2})}. \quad (10.56)$$

Общая площадь каналов охлаждения равна (при конструкции ротора турбогенератора типа ТВФ)

$$S_k = n_{нв} h(2a + b), \quad (10.57)$$

где $n_{нв}$ — количество каналов на отсек; h, a, b — размеры канала

Коэффициенты теплоотдачи в канал ротора можно найти по общим формулам § 10.1. Тепловое сопротивление за счет теплоотдачи

$$R_{\alpha2} = 1/(\alpha_2 S_k). \quad (10.58)$$

Скорости водорода в каналах принимают равными 0,3—0,4 от окружной скорости на поверхности ротора.

Для других конструкций ротора оценку температуры меди можно произвести аналогичным образом.

Пример теплового расчета

Выполним тепловой расчет статора и ротора турбогенератора, электромагнитный расчет которого приведен в предыдущих главах (см. § 6.4, 7.8, 8.5, 9.4).

199. Геометрические размеры расчетного элемента:

ширина элемента на уровне ярма

$$b_a = \frac{\pi}{2Z_1} (D_a + D_1 + 2h_{н1}) = \frac{3,14}{2 \cdot 60} (2,5 + 1,235 + 2 \cdot 0,207) = 0,109 \text{ м};$$

средняя ширина зубца

$$b_{z1} = \frac{\pi}{Z_1} (D_1 + h_{н1}) - b_{н1} = \frac{3,14}{60} (1,235 + 0,207) - 0,0285 = 0,047 \text{ м};$$

200. Потери в расчетном элементе:

потери в меди обмотки

$$\begin{aligned} q_m &= \frac{1}{Z_1 n_n} \left(P_{\text{э0}} \frac{L_1}{L_1 + l_{.1}} + P_{\text{эл}} \right) = \\ &= \frac{1}{60 \cdot 94} \left(440,5 \frac{4,2}{4,2 + 3,07} + 236,5 \right) = 0,087 \text{ кВт} = 87 \text{ Вт}, \end{aligned}$$

где 440,5 кВт — основные, а 236,5 кВт — добавочные потери в меди обмотки статора;

потери в стали ярма

$$q_a = P_a / (Z_1 n_n) = 371,4 / (60 \cdot 94) = 0,066 \text{ кВт} = 66 \text{ Вт},$$

где

$$P_a = P_{ca} + P_{avk} (1 + OK3^2) = 166,7 + 155,6 (1 + 0,562^2) = 371,4 \text{ кВт};$$

— полные потери в стали ярма;

потери в стали зубцов

$$q_z = P_z / (Z_1 n_n) = 151 / (60 \cdot 94) = 0,027 \text{ кВт} = 27 \text{ Вт},$$

здесь

$$\begin{aligned} P_z &= P_{z1} + P_{zvк} (1 + OK3^2) + P_{zz0} = \\ &= 90,5 + 18,5 (1 + 0,562^2) + 36,5 = 151 \text{ кВт} \end{aligned}$$

— полные потери в стали зубцов.

201. Сопротивление теплопроводности пазовой изоляции обмотки статора. Пазовая изоляция «Монолит» обладает удельной теплопроводностью 0,24 Вт/(м·град). При толщине газовой прослойки между стержнем обмотки и стенкой паза 0,2 мм, теплопроводности газовой смеси [при давлении 0,4 МПа (см. табл. 10.2)], равной

0,20 Вт/(м·град), и односторонней толщине корпусной изоляции 6,5 мм эквивалентная теплопроводность пазовой изоляции

$$\lambda_{\text{иэ}} = \frac{(\delta_{\text{и}} + \delta_{\text{н}}) \lambda_{\text{и}} \lambda_{\text{н}}}{\delta_{\text{и}} \lambda_{\text{н}} + \delta_{\text{н}} \lambda_{\text{и}}} = \frac{(0,065 + 0,0002) 0,24 \cdot 0,2}{0,065 \cdot 2 + 0,0002 \cdot 0,24} = 0,239 \text{ Вт/(м·град);}$$

тепловое сопротивление изоляции в пазу

$$R_{\text{и}} = \frac{\delta_{\text{и}}}{2 \lambda_{\text{иэ}} h_{\text{м}} l_{\text{пак}}} = \frac{0,0065}{2 \cdot 0,239 \cdot 0,152 \cdot 0,04} = 2,24 \text{ град/Вт.}$$

202. Тепловые сопротивления для стали зубца. По табл. 10.1 принимаем теплопроводность вдоль листов 25 Вт/(м·град), поперек листов — 3,75 Вт/(м·град):

$$R'_{dz} = \frac{h_{\text{н1}}}{2 b_{z1} l_{\text{пак}} \lambda_d} = \frac{0,207}{2 \cdot 0,47 \cdot 0,04 \cdot 25} = 2,02 \text{ град/Вт,}$$

$$R'_{qz} = \frac{l_{\text{пак}}}{4 b_{z1} h_{\text{н1}} \lambda_q} = \frac{0,04}{4 \cdot 0,47 \cdot 0,207 \cdot 3,75} = 0,122 \text{ град/Вт.}$$

203. Тепловые сопротивления для стали ярма

$$R'_{da} = \frac{h_a}{2 b_a l_{\text{пак}} \lambda_d} = \frac{0,426}{2 \cdot 0,109 \cdot 0,04 \cdot 25} = 1,95 \text{ град/Вт,}$$

$$R'_{qa} = \frac{l_{\text{пак}}}{4 b_a h_a \lambda_q} = \frac{0,04}{4 \cdot 0,109 \cdot 0,426 \cdot 3,75} = 0,0573 \text{ град/Вт;}$$

сопротивление между ярмом и зубцом

$$R_{za} = R'_{dz} + R'_{da} = 2,02 + 1,95 = 3,97 \text{ град/Вт.}$$

204. Уточняем полный расход газа через статор:

$$V = P_{\Sigma} / (c_V \theta_0) = 2,132 \cdot 10^3 / (4,21 \cdot 10^3 \cdot 25) = 20,2 \text{ м}^3/\text{с,}$$

где $P_{\Sigma} = 2,132 \text{ МВт}$ — разность суммарных потерь в турбогенераторе и потерь в меди, так как предполагается, что последние уносятся водой полностью; $c_V = 4,2 \cdot 10^3 \text{ Дж/м}^3$ — теплоемкость газа при давлении 0,4 МПа.

205. Расход газа на один вентиляционный канал

$$V_{\text{к}} = V / (n_{\text{п}} - 1) = 20,2 / (94 - 1) = 0,208 \text{ м}^3/\text{с.}$$

206. Скорость газа в зоне зубцового слоя статора

$$v_{\text{кп}} = \frac{V_{\text{к}}}{[\pi (D_1 + h_{\text{п1}}) - Z_1 b_{\text{п1}}] b_{\text{к}}} =$$

$$= \frac{0,218}{[3,14 (1,235 + 0,207) - 60 \cdot 0,0285] 0,005} = 15,5 \text{ м/с.}$$

207. Скорость газа в зоне ярма

$$v_{ka} = \frac{V_k}{\pi (D_1 + h_{n1} + h_{a1}) b_k} = \frac{0,218}{3,14 (1,235 + 0,207 + 0,426) 0,005} = 7,40 \text{ м/с.}$$

208. Скорость газа в зоне внешней поверхности ярма принимает $v_1 = 6 \text{ м/с}$.

209. Скорость газа в зазоре при средней аксиальной скорости газа $v_a = 40 \text{ м/с}$

$$v_g = \sqrt{v_R^2 + v_a^2} = \sqrt{(3,14 \cdot 1,075 \cdot 50)^2 + 40^2} = 173 \text{ м/с.}$$

210. Поправочный множитель, учитывающий давление водородной смеси,

$$k_{aH} = 6,31 p^{0,8} = 6,31 \cdot 0,4^{0,8} = 3,03.$$

211. Коэффициенты теплоотдачи [Вт/(м²·град)]:

в зазоре

$$\alpha_g = 22,2 (1 + 0,125 v_g) k_{aH} = 22,2 (1 + 0,125 \cdot 173) 3,03 = 1520;$$

в каналах вблизи зубцовой зоны

$$\alpha_{kn} = 22,2 (1 + 0,24 v_{kn}) k_{aH} = 22,2 (1 + 0,24 \cdot 15,5) 3,03 = 317;$$

в каналах в зоне ярма

$$\alpha_{ka} = 22,2 (1 + 0,24 v_{ka}) k_{aH} = 22,2 (1 + 0,24 \cdot 7,40) 3,03 = 187;$$

в зоне внешней поверхности ярма

$$\alpha_1 = 22,2 (1 + 0,24 v_1) k_{aH} = 22,2 (1 + 0,24 \cdot 6) 3,03 = 164,$$

212. Сопротивления теплоотдачи (град/Вт):

для зазора

$$R'_{\delta a} = \frac{1}{b_{z1} l_{\text{пак}} \alpha_g} = \frac{1}{0,0047 \cdot 0,04 \cdot 1520} = 0,350;$$

для зубца в канале

$$R'_{z a} = \frac{1}{2 b_{z1} h_{n1} \alpha_{kn}} = \frac{1}{2 \cdot 0,047 \cdot 0,207 \cdot 317} = 0,162;$$

для ярма в канале

$$R'_{p a} = \frac{1}{2 b_a h_{a1} \alpha_{ka}} = \frac{1}{2 \cdot 0,109 \cdot 0,426 \cdot 187} = 0,0576;$$

для внешней поверхности ярма

$$R_{0 a} = \frac{1}{b_a l_{\text{пак}} \alpha_1} = \frac{1}{0,109 \cdot 0,04 \cdot 164} = 1,40.$$

213. Сопротивления в схеме замещения (град/Вт):

$$R_{dz} = R'_{dz} + R'_{\delta a} = 2,02 + 0,350 = 2,37,$$

$$R_{qz} = R'_{qz} + R_{za} = 0,274 + 0,162 = 0,436,$$

$$R_{da} = R'_{da} + R'_{\delta a} = 1,95 + 1,40 = 3,35,$$

$$R_{qa} = R'_{qa} + R'_{\delta a} = 0,0573 + 0,0576 = 0,115, \quad R_{za} = 3,97 \text{ (из п. 203),}$$

$$R_z = \frac{R_{dz}R_{qz}}{R_{dz} + R_{qz}} = \frac{2,37 \cdot 0,436}{2,37 + 0,436} = 0,368;$$

$$R_a = \frac{R_{da}R_{qa}}{R_{da} + R_{qa}} = \frac{3,35 \cdot 0,115}{3,35 + 0,115} = 0,111,$$

$$R_1 = \frac{R_z R_{za}}{R_z + R_a + R_{za}} = \frac{0,368 \cdot 3,97}{0,368 + 0,111 + 3,97} = 0,328,$$

$$R_2 = \frac{R_a R_{za}}{R_z + R_a + R_{za}} = \frac{0,111 \cdot 3,97}{0,368 + 0,111 + 3,97} = 0,105,$$

$$R_3 = \frac{R_z R_a}{R_z + R_a + R_{za}} = \frac{0,368 \cdot 0,111}{0,368 + 0,111 + 3,97} = 0,0096.$$

214. Температуропроводность воды (при начальной температуре воды в системе охлаждения 60°C)

$$a = \lambda / (c_{\rho\rho}) = 0,657 / (4192 \cdot 977) = 1,6 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с};$$

критерий Прандтля

$$Pr = \nu / a = 0,5 \cdot 10^{-6} / (1,6 \cdot 10^{-7}) = 3,12;$$

периметр отверстия полого проводника

$$\Pi = 2(a_k + b_k) = 2(2 + 4,4) = 12,8 \text{ мм};$$

гидравлический диаметр

$$d = 4S / \Pi = 4 \cdot 4,4 \cdot 2 / 12,8 = 2,75 \text{ мм};$$

критерий Рейнольдса при скорости воды в каналах 2 м/с

$$Re = \nu d / \nu = \frac{2 \cdot 2,75 \cdot 10^{-3}}{0,5 \cdot 10^{-6}} = 11000;$$

коэффициент теплоотдачи

$$\alpha_B = 0,023 \frac{\lambda}{d} Re^{0,8} Pr^{0,4} = 0,023 \frac{0,657}{2,75 \cdot 10^{-3}} 11000^{0,8} \cdot 3,12^{0,4} =$$

$$= 14,8 \cdot 10^3 \text{ Вт}/(\text{м}^3 \cdot \text{град});$$

полный периметр всех охлаждающих каналов в пазу статора

$$\Pi_B = 2n_{\text{гр}} u_{\text{ил}} \Pi = 2 \cdot 7 \cdot 2 \cdot 12,8 \cdot 10^{-3} = 358,4 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

сопротивление теплоотдачи в каналах обмотки статора

$$R_{\text{ва}} = \frac{1}{\Pi_{\text{в}} I_{\text{лнк}} \alpha_{\text{в}}} = \frac{1}{358,4 \cdot 10^{-3} \cdot 0,04 \cdot 14,8 \cdot 10^3} = 0,0047 \text{ град/Вт.}$$

215. Поток теплоты от зубцов к меди при подогреве воды на 25°C

$$q_{z\text{м}} = \frac{q_z (R_1 + R_3) + q_a R_3 - q_{\text{м}} R_{\text{ва}} - \theta_{\text{в}}}{R_{\text{и}} + R_1 + R_3 + R_{\text{ва}}} =$$

$$= \frac{27(0,328 + 0,0096) + 66 \cdot 0,0096 - 87 \cdot 0,0047 - 25}{2,24 + 0,328 + 0,0096 + 0,0047} = -6,04 \text{ Вт.}$$

Отрицательный знак говорит о том, что на самом деле поток теплоты направлен от меди к зубцам.

216. Перегревы:
зубцов

$$\theta_z = q_{z\text{м}}(R_{\text{и}} + R_{\text{ва}}) + q_{\text{м}} R_{\text{ва}} + \theta_{\text{в}} + \frac{1}{2} \theta_0 =$$

$$= -6,04(2,24 + 0,0047) + 87 \cdot 0,0047 + 25 + 12,5 = 24,2^\circ\text{C},$$

меди обмотки

$$\theta_{\text{м}} = (q_{z\text{м}} + q_{\text{м}}) R_{\text{ва}} + \theta_{\text{в}} + \frac{1}{2} \theta_0 =$$

$$= (-6,04 + 87) 0,0047 + 25 + 12,5 = 37,9^\circ\text{C};$$

стали ярма

$$\theta_a = q_a (R_2 + R_3) + (q_z - q_{z\text{м}}) R_3 + \frac{1}{2} \theta_0 =$$

$$= 62(0,105 + 0,0096) + (25 + 6,04) 0,0096 + 12,5 = 20,7^\circ\text{C}.$$

Разность температур между медью и сталью зубцов статора 37,9—20,7=13,6°C, что значительно ниже допустимого значения.

Оценка температуры меди ротора.

217. Окружная скорость на поверхности ротора

$$v_2 = \pi D_2 n / 60 = 3,14 \cdot 1,075 \cdot 3000 / 60 = 169 \text{ м/с.}$$

Скорость газа в каналах охлаждения ротора принимаем равной 0,4 от скорости на поверхности ротора, т. е. 0,4 · 169 = 67,5 м/с.

218. Гидравлический диаметр каналов

$$d = 4S/\Pi = 4 \cdot 5 \cdot 16 / [2(5 + 16)] = 7,6 \text{ мм.}$$

219. Находим коэффициент теплоотдачи:

температуропроводность водородной смеси при 60°C

$$a = \lambda / (c_p \rho) = 0,199 / (14090 \cdot 0,299) = 4,72 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с};$$

критерий Прандтля

$$Pr = \nu/a = 26,8 \cdot 10^{-6} / (4,72 \cdot 10^{-5}) = 0,568;$$

критерий Рейнольдса

$$Re = \nu d/\nu = 67,5 \cdot 7,6 \cdot 10^{-3} / (26,8 \cdot 10^{-6}) = 19\,200;$$

коэффициент теплоотдачи

$$\begin{aligned} \alpha_2 &= 0,023 \frac{\lambda}{d} Re^{0,8} Pr^{0,4} = \\ &= 0,023 \frac{0,199}{7,6 \cdot 10^{-3}} 19200^{0,8} \cdot 0,568^{0,4} = 1280 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{град}). \end{aligned}$$

220. Общая площадь каналов на половине длины отсека

$$S_k = n_{\text{пв}} h (2a_{\text{з}} + b) = 7 \cdot 0,239 (2 \cdot 0,005 + 0,016) = 0,044 \text{ м}^2.$$

221. Сопротивление теплоотдачи

$$R_{\alpha_2} = 1/(S_k \alpha_2) = 1/(0,044 \cdot 1280) = 1,80 \cdot 10^{-2} \text{ град}/\text{Вт}.$$

222. Мощность потерь, выделяемых на расчетном участке длины ротора,

$$q_2 = \frac{P_{2\text{н}} l_{\text{отс}}}{2Z_2 (L_2 + l_{\text{д2}})} = \frac{890 \cdot 10^3 \cdot 0,52}{2 \cdot 36 (4,35 + 1,5)} = 1100 \text{ Вт}.$$

223. Перегрев меди обмотки ротора

$$\theta_{\text{м2}} = q_2 R_{\alpha_2} + \frac{1}{2} \theta_0 = 1100 \cdot 0,0180 + 12,5 = 32,3 \text{ }^\circ\text{С}.$$

Глава 11

ОСНОВЫ МЕХАНИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

§ 11.1. Цель и объем механических расчетов.

Основные определения

Механический расчет электрических машин заключается в решении следующих задач:

- 1) определение действующих механических и электромагнитных сил;
- 2) расчет механических напряжений;
- 3) расчет деформаций;
- 4) определение критических состояний и параметров, относящихся к ним, например, частот собственных колебаний конструкций.

Порядок расчета зависит от того, проверяем ли мы спроектированную машину или рассчитываем параметры машины как ос-

нову для ее проектирования. В первом случае механический расчет можно отделить от электромагнитного и теплового, во втором — оба расчета производят совместно.

При учебном проектировании турбогенератора имеет место первый из рассмотренных случаев, когда действующие силы считаются известными или их можно легко рассчитать с использованием достаточно простых методов.

Наиболее напряженной (в смысле механических воздействий) деталью турбогенератора является ротор, в элементах которого возникают большие напряжения под действием центробежных сил. Далее будут рассмотрены инженерные методики оценки надежности зубцов, пазовых клиньев и бандажа ротора турбогенератора, а также расчет собственных частот колебаний ротора, необходимый для оценки их близости к рабочим частотам вращения агрегата.

Механическое состояние нагруженной детали характеризуется значениями напряжений, которые определяют как предел отношения силы, действующей на некоторую выделенную поверхность внутри детали, к площади этой поверхности, стремящейся к нулю. Если вектор силы направлен нормально к выделенной площадке, то возникающие напряжения называют растягивающими или сжимающими в зависимости от того, увеличивается или уменьшается размер детали в направлении действия силы, и обозначают σ . Если вектор силы направлен по касательной к выделенной площадке, то напряжения называют напряжением сдвига (среза) и обозначают τ . Размерность напряжений совпадает с размерностью давления, т. е. Н/м² или Па.

Для реальных материалов, применяемых в машиностроении, определены две величины, характеризующие механические свойства материалов: предел текучести и предел прочности. Значения их получают при проведении испытаний образцов материалов стандартной формы на специальном оборудовании.

Пределом текучести σ_T называют такое нормальное напряжение в образце, подвергнутом растягивающей нагрузке, при котором образец после снятия нагрузки возвращает свою форму.

Пределом прочности $\sigma_{пр}$ в тех же условиях называют напряжение, при котором образец разрушается (рвется).

В машиностроении критерием способности некоторой конструкции исполнять свои функции является чаще всего ее способность сохранять форму и размеры вне зависимости от механических нагрузок, если последние не превышают допустимых пределов.

Запас прочности в этой связи определяется как отношение предела текучести к действующим максимальным напряжениям:

$$k_3 = \sigma_T / \sigma_3. \quad (11.1)$$

При этом действующие напряжения определяются на основании гипотез прочности как эквивалентные напряжения, к которым приводится совместное действие как касательных, так и нормальных на-

пряжений. Одной из распространенных гипотез прочности является гипотеза Мизеса, согласно которой эквивалентное напряжение

$$\sigma_3 = \sqrt{\sigma^2 + 3\tau^2}. \quad (11.2)$$

Назначение коэффициентов запаса является довольно сложной задачей, имеющей не столько технический, сколько экономический характер. Назначение необоснованно больших коэффициентов запаса влечет за собой перерасход материалов при изготовлении турбогенератора и, как следствие, ухудшение технико-экономических показателей агрегата. Для элементов конструкции ротора назначается $k_3 = 1,5 \div 2$.

Основной силой, действующей на конструктивные элементы ротора турбогенератора, является центробежная, определяемая для элементарной массы dg , находящейся на расстоянии R от оси вращения, и угловой скорости вращения ω :

$$dC = R\omega^2 dg. \quad (11.3)$$

Выполняя интегрирование по площади сечения образующей фигуры для тела вращения с плотностью γ , получим

$$C = \int R\omega^2 \gamma dF = \omega^2 R_{\text{цт}} G, \quad (11.4)$$

где $R_{\text{цт}}$ — радиус, проведенный через центр тяжести сечения образующей фигуры; G — масса тел.

Соотношение (11.4) является основным для расчета сил, действующих на элементы ротора.

§ 11.2. Расчет напряжений в зубцах ротора, пазовом клине и на поверхности внутреннего отверстия бочки ротора

Из условия создания необходимой МДС при выбранном напряжении возбуждения определяют размеры пазов для обмотки ротора. При этом размер зубца у основания (корня) обычно получается равным 13—15 мм для турбогенераторов любой мощности. Этот размер выбирают минимальным, чтобы уложить максимальное количество витков при заданном диаметре ротора, и ограничивают допустимыми механическими напряжениями и магнитной индукцией.

Центробежные усилия от обмотки возбуждения передаются на клин, а через клин — двум рядом расположенным зубцам. В турбогенераторах паз ротора имеет форму, изображенную на рис. 11.1, а наклон боковой поверхности клина к оси паза составляет угол $30\text{—}80^\circ$.

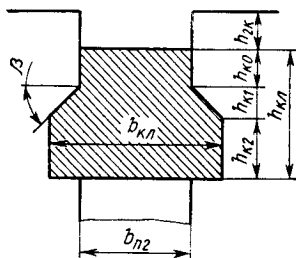


Рис. 11.1. Дополнительные размеры к расчету напряжений в клине и головке зубца

Расчет сил производят на единицу длины ротора в такой последовательности.

Находят угол между осями зубца и паза ротора:

$$\gamma = 180^\circ / Z_2' \quad (11.5)$$

Вычисляют диаметр по основанию клина:

$$D_{\text{кл}} = D_2 - 2(h_{\text{кл}} + h_{2\text{к}}), \quad (11.6)$$

диаметр по дну паза:

$$D_{\text{п}} = D_2 - 2h_{\text{п}2}. \quad (11.7)$$

Находят шаг по верху зубцов:

$$t = \pi D_2 / Z_2', \quad (11.8)$$

шаг по основанию клина:

$$t_{\text{к}} = \pi D_{\text{кл}} / Z_2', \quad (11.9)$$

шаг по дну паза:

$$t_{\text{п}} = \pi D_{\text{п}}' / Z_2'. \quad (11.10)$$

Размеры зубца на различных уровнях:

$$b_{z1} = t_{\text{п}} - b_{\text{п}2}; \quad b_{z2} = t_{\text{к}} - b_{\text{кл}}; \quad b_{z3} = t - b_{\text{п}2}.$$

Радиусы центров тяжести:
меди и изоляции

$$R_{\text{м}} = 0,5 [D_2 - (h_{\text{п}2} + h_{\text{кл}} + h_{2\text{к}} + h_{\text{икл}})]; \quad (11.11)$$

клина

$$R_{\text{к}} = 0,5 [D_2 - (2h_{2\text{к}} + h_{\text{кл}})]; \quad (11.12)$$

головки зубца

$$R_{\text{г}} = 0,5 [D_2 - (h_{2\text{к}} + h_{\text{кл}})]; \quad (11.13)$$

зубца с головкой

$$R_{z\text{г}} = \frac{D_2}{2} - \frac{h_{\text{п}2} (b_{z3} + 2b_{z1})}{3 (b_{z3} + b_{z1})}. \quad (11.14)$$

Вычисляют массы материалов:

площадь сечения меди в пазу ротора

$$F_{\text{м}} = a_1 b_1 u_{\text{п}2}; \quad (11.15)$$

масса меди в пазу

$$G_{\text{м}} = 8900 F_{\text{м}}; \quad (11.16)$$

масса изоляции в пазу

$$G_{\text{и}} = [b_{\text{п}2} (h_{\text{п}2} - h_{\text{кл}} - h_{2\text{к}}) - F_{\text{м}}] \gamma_{\text{и}}, \quad (11.17)$$

где $\gamma_{\text{и}}$ — плотность изоляции ($\approx 2,5 \cdot 10^3$ кг/м³);

масса головки зубца

$$G_r = 7850 b_{z3} (h_{кл} + h_{2к}), \quad (11.18)$$

масса части клина, соответствующей по ширине пазу,

$$G_k = h_{кл} b_{п2} \gamma_k, \quad (11.19)$$

где $\gamma_k = 7850 \text{ кг/м}^3$ для стального клина и $\gamma_k = 2800 \text{ кг/м}^3$ для дюралюминиевого;

масса зубца, включая головку,

$$G_z = 3925 (b_{z3} + b_{z1}) h_{п2}. \quad (11.20)$$

Вычисляют центробежные силы, действующие на различные части ротора. Прежде всего находят квадрат угловой скорости при разгонной частоте вращения:

$$\omega_p^2 = 0,011 n_p^2. \quad (11.21)$$

Далее вычисляют центробежную силу меди, изоляции и клина:

$$c_1 = \omega_p^2 [(G_m + G_n) R_m + G_k R_k]; \quad (11.22)$$

центробежную силу, действующую на зубец:

$$c_2 = c_1 \frac{\cos(\beta - \gamma)}{\cos \beta}; \quad (11.23)$$

центробежную силу, действующую на головку зубца:

$$c_3 = \omega_p^2 G_r R_r; \quad (11.24)$$

центробежную силу зубца с головкой:

$$c_4 = \omega_p^2 G_z R_{zr}; \quad (11.25)$$

напряжение в сечении зубца на уровне клина:

$$\sigma_{z2} = (c_2 + c_3) / b_{z2}; \quad (11.26)$$

напряжение в основании зубца:

$$\sigma_{z1} = (c_2 + c_4) / b_{z1}; \quad (11.27)$$

напряжение на периферии бочки ротора от центробежных сил, действующих на зубцы, клинья, меди и изоляцию обмотки возбуждения:

$$\sigma_{bz} = (c_2 + c_4) / t_n; \quad (11.28)$$

напряжение на периферии бочки ротора за счет собственной массы:

$$\sigma_{op} = 7850 \omega_p^2 (D_n/2)^2. \quad (11.29)$$

Для вычисления тангенциальных напряжений на поверхности внутреннего отверстия бочки ротора необходимо найти отношение диаметра внутреннего отверстия к диаметру ротора по дну пазов

$$\alpha = D_0 / D_{\pi} \quad (11.30)$$

и вычислить коэффициенты, учитывающие влияние внешних растягивающих сил (медь, изоляция, зубцы и клинья):

$$k = 2(1 - \alpha^2)^{-1} \quad (11.31)$$

и сил за счет собственной массы бочки:

$$T_1 = 0,825(1 + 0,212\alpha^2). \quad (11.32)$$

Тангенциальное напряжение на поверхности центрального отверстия

$$\sigma_0 = k\sigma_{6z} + T_1\sigma_{6p}. \quad (11.33)$$

Напряжения в теле клина. На тело клина действуют следующие напряжения: изгиба и сжатия на середине поперечного сечения клина, изгиба и сжатия (среза) в хвосте клина. Дополнительные размеры для расчета напряжений в клине показаны на рис. 11.1. Расчет напряжений проводят следующим образом.

Вычисляют отношение

$$\varepsilon_1 = h_{к1} / (h_{к1} + h_{к2}). \quad (11.34)$$

По этому отношению и углу β из табл. 11.1 находят коэффициент B_1 .

Таблица 11.1. Значения коэффициента ε для расчета напряжений в клине и головке зубца

*1.2	Угол наклона боковой поверхности клина, град			
	30	40	50	60
0,1	0,46	0,35	0,28	0,20
0,2	0,65	0,46	0,33	0,27
0,3	0,87	0,62	0,45	0,33
0,4	1,11	0,80	0,58	0,43
0,5	1,38	1,0	0,75	0,58
0,6	1,67	1,22	0,93	0,72
0,7	1,92	1,48	1,16	0,94
0,8	2,27	1,70	1,27	1,16
0,9	2,57	1,97	1,60	1,40
1,0	2,90	2,21	1,87	1,68

Максимальное напряжение в хвосте клина (изгиб + сжатие)

$$\sigma_{кх} = B_1 \frac{c_1}{h_{к1} + h_{к2}}, \quad (11.35)$$

максимальное напряжение в середине клина

$$\sigma_{к0} = D \frac{c_1}{2h_{кл}^2}, \quad (11.36)$$

где

$$D = 3b_{п2} + 3h_{к1} \operatorname{ctg} \beta + (4h_{к0} + h_{к1} - 2h_{к2}) \operatorname{tg} (\beta - 8^\circ) - 1,5b_2. \quad (11.37)$$

При ослаблении клиньев отверстиями системы непосредственно охлаждения напряжения увеличиваются. Это увеличение учитывается введением соответствующего коэффициента, на который необходимо умножить вычисленные значения $\sigma_{кх}$ и $\sigma_{к0}$:

$$k_{осл} = 0,7l / (l - 2l_k), \quad (11.38)$$

где l — шаг по входным или выходным отверстиям в клине вдоль оси ротора; l_k — осевой размер вентиляционного отверстия в клине.

Максимальные напряжения в головке зуба ротора

$$\sigma_r = B_2 \frac{c_1}{h_{к1} + h_{к0}}, \quad (11.39)$$

где B_2 определяют по табл. 11.1, зная значение $e_2 = h_{к1} / (h_{к1} + h_{к0})$.

Вычисленные напряжения проверяют по запасу прочности, причем коэффициенты запаса должны находиться в пределах 1,5—2.

§ 11.3. Оценка прочности бандажных колец

Рассчитаем напряжения в бандажном кольце без учета посадочных напряжений. Тогда на основании теории толстостенных цилиндров, нагруженных центробежными силами, найдем напряжения в бандаже как сумму напряжения от собственной массы и напряжений, возникающих благодаря внешней нагрузке, т. е. от массы лобовых частей:

$$\sigma_6 = \sigma_{66} + \sigma_{6л}. \quad (11.40)$$

Напряжение от собственной массы

$$\sigma_{65} = 6470 v_6^2 (1 + 0,212\alpha^2), \quad (11.41)$$

где v_6^2 — квадрат линейной скорости на радиусе центра тяжести поперечного сечения бандажа: $v_6^2 = 0,0625 \omega^2_p (D_{60} + D_{6к})^2$, α — отношение внутреннего диаметра бандажа к внешнему, т. е. $\alpha = D_{60} / D_{6к}$; D_{60} — внутренний диаметр бандажа; $D_{6к}$ — внешний диаметр бандажа).

Напряжение в бандаже от давления лобовых частей

$$\sigma_{6л} = F_{л} / (2\pi S_6), \quad (11.42)$$

где S_6 — площадь сечения бандажа:

$$S_6 = l_{6к} 0,5 (D_{6к} - D_{60}) \quad (l_{6к} — \text{длина бандажа}); \quad (11.43)$$

$F_{л}$ — центробежная сила за счет массы лобовой части:

$$F_{л} = 0,5 G_k \omega_p^2 (D_{п} + h_{21}), \quad (11.44)$$

масса меди лобовой части

$$G_{л} = 5450 a_2 b_2 l_{л2} u_{п2} Z_2 \quad (11.45)$$

при средней длине лобовой части

$$l_{л2} = 2l_0 + 0,785 (D_{п} + h_{21}) (2 - Z_2 / Z'_2), \quad (11.46)$$

где l_0 — средний вылет лобовой части.

Пределы текучести для материала бандажа, как и для других материалов конструкции ротора, даны в гл. 1 и 2.

§ 11.4. Расчет критических частот вращения ротора

Известно, что при определенной частоте вращения ротора вибрации агрегата резко возрастают. Это явление сопровождается большим прогибом ротора, иногда приводящим к возникновению остаточных деформаций, которые могут привести к повреждению ротора и подшипников турбогенератора.

Рассмотрим вращающийся вал в том случае, когда его масса G_p сосредоточена в середине его длины. При равновесии центробежная сила, действующая на указанную массу, уравнивается силой упругости, пропорциональной прогибу f (рис. 11.2, а):

$$G_p f \omega^2 = k f. \quad (11.47)$$

Коэффициент пропорциональности между силой и прогибом определяется известным выражением из курса сопротивления материалов:

$$k = 48 E J / l_p^3, \quad (11.48)$$

где E — модуль упругости Юнга, равный для стали $(2,0 \div 2,2) \times 10^{11}$ Па; J — момент инерции сечения ротора; l_p — длина ротора, измеренная между центрами подшипников.

Из (11.47) следует

$$(G_p \omega^2 - k) f = 0.$$

Это уравнение справедливо, если $f = 0$, а ω имеет произвольное значение, или, если f произвольно (неограниченно, что соответствует условию резонанса), а

$$\omega = \omega_k = \sqrt{k / G_p}. \quad (11.49)$$

По определению, коэффициент пропорциональности k численно равен силе, вызывающей единичный прогиб, поэтому выражение для критической (резонансной) частоты вращения преобразуется следующим образом:

$$\omega_k = \frac{2\pi n_k}{60} = \sqrt{\frac{g}{P_p/k}} = \sqrt{\frac{g}{f_p}}, \quad (11.50)$$

где P_p — вес ротора; f_p — прогиб ротора под действием этого веса; $g = 9,81$ м/с² — ускорение свободного падения.

Таким образом, зная прогиб ротора от собственного веса, можно найти частоту вращения, которой соответствует форма вала, показанная на рис. 11.2, а. Эта частота вращения называется первой критической частотой вращения.

Второй частоте вращения соответствует форма колебаний вала, показанная на рис. 11.2, б. Вторую критическую частоту можно приблизительно определить, если рассчитать прогиб ротора в условиях, когда место закрепления перенесено в середину ротора, а приложенная сила (уменьшенная в два раза) сосредоточена в точке, отстоящей от концов ротора на четверть его длины.

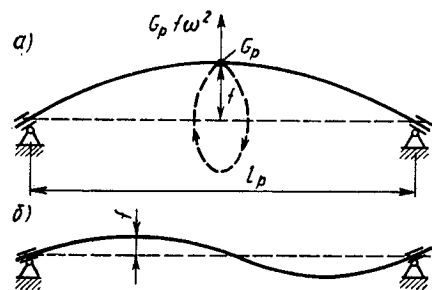


Рис. 11.2. К расчету критических частот вращения:

а — форма оси вала (ротора) при достижении первой критической частоты вращения; б — форма оси вала (ротора) при достижении второй критической частоты вращения

удовлетворяющие этому условию, называют гибкими. Прогиб ротора от собственного веса не должен превышать 5% от длины зазора. Критические частоты вращения должны отличаться от номинальной на 25—30%.

Для приближенного вычисления прогиба можно воспользоваться выражением, известным из курса сопротивления материалов:

$$f_p = \frac{P_p I_p^3}{48 E J_s}, \quad (11.51)$$

где P_p — полный вес ротора; J_s — так называемый эквивалентный момент инерции сечения ротора, который в общем случае учитывает ступенчатость ротора (переходы от обмотанной части к цапфам) и неравномерность распределения масс по длине ротора. В первом приближении в качестве J_s можно принять момент сечения инерции

ротора с учетом зубчатости и наличия центрального отверстия:

$$J = \frac{\pi (D_2^4 - D_0^4)}{64} - \frac{Z_2 b_{n2} h_{n2}}{8} (D_2 - h_{n2}) (1 \pm a), \quad (11.52)$$

где
$$a = \frac{2 \sin (Z_2 \pi / Z_2')}{Z_2 \sin (2\pi / Z_2')} .$$

Знак минус в (11.52) соответствует моменту инерции относительно продольной оси ротора, знак плюс — относительно поперечной оси.

Более точно прогиб можно вычислить, используя теорему Кастильяно, связывающую прогиб в некоторой точке балки с производной от энергии упругих деформаций, которые возникают при нагружении этой балки распределенными силами. Опуская вывод формул, который можно найти в соответствующих руководствах, приведем порядок расчета прогиба симметричного ротора (рис. 11.3).

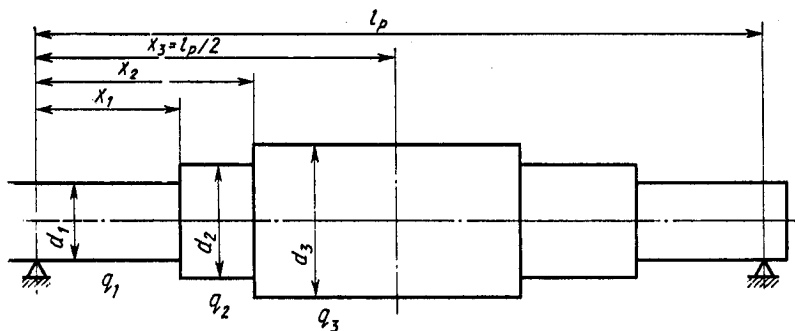


Рис. 11.3. К расчету критических частот вращения ступенчатого вала

Сначала вычисляют две суммы:

$$S_1 = \frac{1}{3} \sum_{l=1}^N \frac{x_l^3 - x_{l-1}^3}{J_l}, \quad (11.53)$$

$$S_2 = \frac{1}{4} \sum_{l=1}^N q_l \frac{x_l^4 - x_{l-1}^4}{J_l}, \quad (11.54)$$

где x_1, x_2, \dots, x_N — расстояния, отсчитываемые от левой опоры вала до мест изменения диаметра ротора; q_l — веса соответствующих частей ротора; J_l — их моменты инерции:

$$J_l = \frac{\pi}{60} (D_l^4 - D_0^4). \quad (11.55)$$

Моменты инерции для обмотанных участков находят по формулам (11.52). Веса на единицу длины для необмотанных участков

$$q_i = 60,5 \cdot 10^3 (D_i^2 - D_0^2), \quad (11.56)$$

для обмотанных участков

$$q_i = 60,5 \cdot 10^3 (D_i^2 - D_0^2) + 16,2 \cdot 10^3 Z_2 b_{n2} h_{n2}. \quad (11.57)$$

Вычислив суммы (11.53) и (11.54), находят прогиб:

$$f_p = \frac{1}{2E} (P_p S_1 - S_2). \quad (11.58)$$

Первую критическую частоту находят по формуле (11.50). Вторую критическую частоту можно приближенно оценить как

$$n_{k2} \approx (3,2 - 3,5) n_{k1}. \quad (11.59)$$

Пример механического расчета

Выполним некоторые механические расчеты для турбогенератора мощностью 200 МВт.

224. Угол между осями зубца и паза

$$\gamma = 180^\circ / Z'_2 = 180 / 52 = 3,46^\circ.$$

225. Диаметр по основанию клина

$$D_{кл} = D_2 - 2(h_{кл} + h_{2,к}) = 1,075 - 2(0,033 + 0) = 1,009 \text{ м.}$$

226. Диаметр по дну паза

$$D_{п} = D_2 - 2h_{п2} = 1,075 - 2 \cdot 0,15 = 0,775 \text{ м.}$$

227. Шаг по верху зубцов

$$t = \pi D_2 / Z'_2 = 3,14 \cdot 1,075 / 52 = 0,0649 \text{ м.}$$

228. Шаг по основанию клина

$$t_k = \pi D_{кл} / Z'_2 = 3,14 \cdot 1,009 / 52 = 0,061 \text{ м.}$$

229. Шаг по дну паза

$$t_{п} = \pi D_{п} / Z'_2 = 3,14 \cdot 0,775 / 52 = 0,0468 \text{ м.}$$

230. Размеры зубца на трех уровнях:

$$b_{z1} = t_{п} - b_{п2} = 0,0468 - 0,0325 = 0,0143 \text{ м,}$$

$$b_{z2} = t_k - b_{кл} = 0,061 - 0,0455 = 0,0155 \text{ м,}$$

где $b_{кл} = 1,4 b_{п2} = 0,045 \text{ м,}$

$$b_{z3} = t - b_{п2} = 0,0649 - 0,0325 = 0,0324 \text{ м.}$$

231. Радиусы центров тяжести:

меди и изоляции

$$R_m = \frac{1}{2} [D_2 - (h_{п2} + h_{кл} + h_{2к} + h_{икл})] =$$

$$= \frac{1,075 - (0,150 + 0 + 0,033 + 0,01)}{2} = 0,441 \text{ м};$$

клина

$$R_k = \frac{1}{2} [D_2 - (2h_{2к} + h_{кл})] = \frac{1,075 - (2 \cdot 0 + 0,033)}{2} = 0,521 \text{ м};$$

головки зубца

$$R_r = \frac{1}{2} [D_2 - (h_{2к} + h_{кл})] = \frac{1,075 - (0 + 0,033)}{2} = 0,521 \text{ м};$$

зубца с головкой

$$R_{zr} = \frac{D_2}{2} - \frac{(b_{z3} + 2b_{z1})}{3(b_{z3} + b_{z1})} = \frac{1,075}{2} - \frac{0,15(0,0324 + 2 \cdot 0,0143)}{3(0,0324 + 0,0143)} = 0,472 \text{ м}.$$

232. Массы материалов:

площадь сечения меди в пазу ротора (проводник выполнен из двух элементарных)

$$F_m = a_1 b_1 u_{п2} = (2 \cdot 0,007) 0,028 \cdot 7 = 2,744 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2;$$

масса меди в пазу

$$G_m = 8,9 \cdot 10^3 F_m = 8,9 \cdot 10^3 \cdot 2,744 \cdot 10^{-3} = 24,4 \text{ кг};$$

масса изоляции в пазу

$$G_n = [b_{п2}(h_{п2} - h_{кл} - h_{2к}) - F_m] \gamma_n =$$

$$= [0,0325(0,150 - 0,033 - 0) - 2,744 \cdot 10^{-3}] 2,5 \cdot 10^3 = 2,64 \text{ кг};$$

масса головки зубца

$$G_r = b_{z3}(h_{кл} + h_{2к}) 7,85 \cdot 10^3 = 0,0324(0,033 + 0) 7,85 \cdot 10^3 = 8,39 \text{ кг};$$

масса части клина (дюралюминиевого), соответствующей ширине паза,

$$G_k = h_{кл} b_{п2} \gamma_k = 0,033 \cdot 0,0325 \cdot 2,8 \cdot 10^3 = 3 \text{ кг};$$

масса зубца, включая головку,

$$G_z = \frac{b_{z3} + b_{z1}}{2} h_{п2} 7,85 \cdot 10^3 = \frac{0,0324 + 0,0143}{2} 0,15 \cdot 7,85 \cdot 10^3 = 27,5 \text{ кг}.$$

233. Центробежные силы:

квадрат угловой скорости (разгонной) при частоте вращения 3600 об/мин

$$\omega_p^2 = 1,1 \cdot 10^{-2} n_p^2 = 1,1 \cdot 10^{-2} \cdot 3600^2 = 143 \cdot 10^3 \text{ с}^{-2};$$

центробежные силы меди, изоляции и клина

$$c_1 = \omega_p^2 [(G_m + G_n) R_m + G_R R_R] = 143 \cdot 10^3 [(24,4 + 2,64) 0,441 + 3 \cdot 0,521] = 1,93 \cdot 10^6 \text{ Н};$$

сила, действующая на зубец ($\beta = 45^\circ$),

$$c_2 = c_1 \frac{\cos(\beta - \gamma)}{\cos \beta} = 1,93 \cdot 10^6 \frac{\cos(45^\circ - 3,46^\circ)}{\cos 45^\circ} = 2,05 \cdot 10^6 \text{ Н};$$

сила, действующая на головку зубца,

$$c_3 = \omega_p^2 G_R R_R = 143 \cdot 10^3 \cdot 8,39 \cdot 0,521 = 0,625 \cdot 10^6 \text{ Н};$$

центробежная сила зубца с головкой

$$c_4 = \omega_p^2 G_z R_{zr} = 143 \cdot 10^3 \cdot 27,5 \cdot 0,472 = 1,86 \cdot 10^6 \text{ Н}.$$

234. Напряжения:

в сечении зубца на уровне клина

$$\sigma_{z2} = \frac{c_2 + c_3}{b_{z2}} = \frac{(2,05 + 0,625) 10^6}{0,0155} = 1,73 \cdot 10^8 \text{ Па};$$

в основании зубца

$$\sigma_{z1} = (c_2 + c_4) / b_{z1} = (2,05 + 1,86) 10^6 / 0,0143 = 2,73 \cdot 10^8 \text{ Па};$$

на периферии бочки ротора за счет внешней нагрузки

$$\sigma_{6z} = (c_2 + c_4) / t_n = (2,05 + 1,86) 10^6 / 0,0468 = 0,835 \cdot 10^8 \text{ Па};$$

на периферии бочки ротора за счет собственной массы

$$\sigma_{6p} = 7,85 \cdot 10^3 \omega_p^2 (0,5 D_n)^2 = 7,85 \cdot 10^3 \cdot 143 \cdot 10^3 (0,775/2)^2 = 1,69 \cdot 10^8 \text{ Па};$$

отношение диаметра отверстия в теле бочки ротора к диаметру по дну пазов

$$\alpha = D_0 / D_n = 0,13 / 0,775 = 0,167;$$

коэффициенты напряжений

$$k = 2 / (1 - \alpha^2) = 2 / (1 - 0,167^2) = 2,06,$$

$$T_1 = 0,825 (1 + 0,212 \alpha^2) = 0,825 (1 + 0,212 \cdot 0,167^2) = 0,830;$$

тангенциальные напряжения на поверхности внутреннего отверстия ротора

$$\sigma_0 = k \sigma_{6z} + T_1 \sigma_{6p} = 2,06 \cdot 0,835 \cdot 10^8 + 0,830 \cdot 1,69 \cdot 10^8 = 3,12 \cdot 10^8 \text{ Па}.$$

Расчет напряжений в клине

235. Задаемся размерами клина по высоте (см. рис. 11.1)

$$h_{к0} = 0,012 \text{ м}, \quad h_{к1} = 0,006 \text{ м}, \quad h_{к2} = 0,013 \text{ м}.$$

Находим ϵ_1 :

$$\epsilon_1 = h_{к1}/(h_{к1} + h_{к2}) = 0,006/(0,006 + 0,013) = 0,315.$$

По значению ϵ_1 и углу $\beta = 45^\circ$ из табл. 11.1 находим $B_1 = 0,537$.

236. Коэффициент ослабления клина

$$k_{осл} = \frac{0,7l}{l - l_k} = \frac{0,7 \cdot 0,0743}{0,0743 - 2 \cdot 0,016} = 1,22,$$

где шаг вентиляционных отверстий в клине равен 0,0743 м при размере отверстий по оси ротора 0,016 м.

237. Максимальное напряжение в хвосте клина с учетом ослабления вентиляционными отверстиями

$$\sigma_{кк} = B_1 \frac{c_1}{h_{к1} + h_{к2}} k_{осл} = 0,537 \frac{1,93 \cdot 10^6}{0,006 + 0,013} 1,22 = 6,65 \cdot 10^7 \text{ Па.}$$

Находим размер D :

$$D = 3b_{н2} + 3h_{к1} \operatorname{ctg} \beta + (4h_{к0} + h_{к1} - 2h_{к2}) \operatorname{tg} (\beta - 8^\circ) - 1,5b_2 = \\ = 3 \cdot 0,0325 + 3 \cdot 0,006 \operatorname{ctg} 45^\circ + (4 \cdot 0,012 + 0,006 - 2 \cdot 0,013) \operatorname{tg} (45^\circ - 8^\circ) - \\ - 1,5 \cdot 0,028 = 9,31 \cdot 10^{-2} \text{ м.}$$

Напряжения в середине клина с учетом ослабления

$$\sigma_{к0} = D \frac{c_1}{2h_{кл}^2} k_{осл} = 9,31 \cdot 10^{-2} \frac{1,93 \cdot 10^6}{2 \cdot 0,0332} 1,22 = 10,2 \cdot 10^7 \text{ Па.}$$

Коэффициенты запаса:

для клина

$$k_{эк} = \sigma_{тк}/\sigma_{к0} = 32 \cdot 10^7 / (10,2 \cdot 10^7) = 3,13;$$

для зубца

$$k_{зз} = \sigma_{тз}/\sigma_{з1} = 60 \cdot 10^7 / (27,3 \cdot 10^7) = 2,20;$$

для бочки ротора

$$k_{зб} = \sigma_{тб}/\sigma_0 = 60 \cdot 10^7 / (31,2 \cdot 10^7) = 1,9.$$

Оценка напряжений в бандаже

Размеры бандаж: внешний диаметр 1,14 м, внутренний диаметр 0,983 м, длина бандаж 0,6 м, средний вылет лобовой части обмотки возбуждения 0,3 м.

238. Отношение внешнего диаметра к внутреннему

$$\alpha = D_{60}/D_{6к} = 0,983/1,14 = 0,862.$$

239. Квадрат линейной скорости на среднем диаметре бандаж

$$v_6 = 0,0625 \omega_p^2 (D_{60} + D_{6к})^2 = 0,0625 \cdot 143 \cdot 10^3 (0,983 + 1,14)^2 = \\ = 40,3 \cdot 10^3 \text{ м}^2/\text{с}^2.$$

240. Напряжения в бандаже от собственной массы

$$\sigma_{66} = 6,47 \cdot 10^3 v_6^2 (1 + 0,212\alpha^2) = 6,47 \cdot 10^3 \cdot 40,3 \cdot 10^3 (1 + 0,212 \cdot 0,862)^2 = \\ = 30,2 \cdot 10^7 \text{ Па.}$$

241. Площадь сечения бандаж

$$S_6 = l_{6к} 0,5 (D_{6к} - D_{60}) = 0,6 \cdot 0,5 (1,14 - 0,983) = 0,0471 \text{ м}^2.$$

242. Средняя длина лобовой части обмотки возбуждения

$$l_{л2} = 2l_0 + 0,785 (D_n + h_{21}) (2 - Z_2/Z'_2) = \\ = 2 \cdot 0,3 + 0,785 (0,775 + 0,104) (2 - 36/52) = 1,5 \text{ м.}$$

Масса меди лобовой части обмотки возбуждения

$$G_{л} = 5450 a_2 b_2 l_{л2} \mu_{п2} Z_2 = 5,45 \cdot 10^3 (2 \cdot 0,007) 0,028 \cdot 1,50 \cdot 7 \cdot 36 = 806 \text{ кг.}$$

243. Центробежная сила лобовой части

$$F_{л} = G_{л} \omega_p^2 (D_n + h_{21}) 0,5 = 806 \cdot 143 \cdot 10^3 (0,775 + 0,104)/2 = 5,07 \cdot 10^7 \text{ Н.}$$

244. Напряжения от давления лобовых частей

$$\sigma_{6л} = F_{л}/(2\pi S_6) = 5,07 \cdot 10^7 / (6,28 \cdot 0,0471) = 17,1 \cdot 10^7 \text{ Па.}$$

245. Суммарные напряжения в бандаже

$$\sigma_6 = \sigma_{66} + \sigma_{6л} = (30,2 + 17,1) 10^7 = 47,3 \cdot 10^7 \text{ Па.}$$

246. Коэффициент запаса при пределе текучести бандаж
90 · 10⁷ Па

$$k_{з6} = \sigma_{6т}/\sigma_6 = 90/47,4 = 1,94.$$

Оценка критических частот

247. Вес ротора (из п. 182 масса ротора составляет 43,4 т)

$$P_p = g G_p = 9,81 \cdot 43,4 \cdot 10^3 = 426 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

248. Момент инерции

$$J_p = \frac{\pi (D_2^4 - D_0^4)}{64} - \frac{Z_2 b_{п2} h_{п2}}{8} (D_2 - h_{п2})^2 (1 - a) = \\ = \frac{3,14 (1,075^4 - 0,13^4)}{64} - \frac{36 \cdot 0,0325 \cdot 0,15 (1,075 - 0,15)^2}{8} (1 - 0,380) = \\ = 5,5 \cdot 10^{-2} \text{ м}^4,$$

где

$$a = \frac{2 \sin \frac{Z_2 \pi}{Z'_2}}{Z_2 \sin \frac{2\pi}{Z'_2}} = \frac{2 \sin (36 \cdot 180^\circ / 52)}{36 \sin (360^\circ / 52)} = 0,380.$$

249. Прогиб ротора от собственного веса

$$f_p = \frac{\overline{P_p l_p^3}}{48 E J_p} = \frac{426 \cdot 10^3 (9,8)^3}{48 \cdot 2,2 \cdot 10^{11} \cdot 5,5 \cdot 10^{-2}} = 7,0 \cdot 10^{-4} \text{ м} = 0,7 \text{ мм},$$

здесь длина ротора между центрами подшипников 9,8 м взята из чертежа.

250. Критическая частота вращения (первая)

$$n_{к1} = \frac{30}{\pi} \sqrt{\frac{g}{f_p}} = \frac{30}{3,14} \sqrt{\frac{9,81}{0,7 \cdot 10^{-3}}} = 1140 \text{ об/мин.}$$

Вторая критическая частота

$$n_{к2} = 3,50 n_{к1} = 3,50 \cdot 1140 = 3990 \text{ об/мин.}$$

Обе частоты более чем на 20% отличаются от основной частоты 3000 об/мин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Турбогенераторы — весьма совершенные электрические машины, при проектировании и производстве которых постоянно находят применение последние достижения науки и техники.

Отечественные турбогенераторы по электрическим параметрам и КПД соответствуют зарубежным аналогам, однако имеют несколько большие значения удельных расходов материалов. В турбогенераторах новой Единой серии применяются электротехнические материалы лучшего качества, в результате чего удельный расход материалов в них снижен на 10—15%. Уступают отечественные турбогенераторы зарубежным машинам и в части маневренности, допуская только 50—100 пусков в год по сравнению с 300 у зарубежных генераторов. В турбогенераторах новой Единой серии устранен и этот недостаток — в них предусмотрено увеличение числа пусков до 330 в год. Эксплуатационная надежность наших мощных турбогенераторов уступала до настоящего времени надежности лучших зарубежных машин за счет недостатков в выполнении таких узлов, как масляные уплотнения вала ротора, бандажа ротора, торцевых зон сердечника. Поэтому нашей электротехнической промышленности в ближайшее время предстоит выполнить большую работу по совершенствованию конструкции и технологии изготовления турбогенераторов. В настоящее время наблюдаются следующие тенденции в развитии и технологии изготовления этих машин:

улучшение конструкции торцевых зон генераторов, систем охлаждения, масляных уплотнений, крепления обмотки статора;

применение новых материалов, особенно для изоляции обмотки статора, поскольку снижение толщины изоляции на 15—20% позволяет повысить мощность машины на 4—10%;

оптимизация проектных расчетов, направленных на повышение точности и возможностей расчетных методов, использование в расчетах современных численных методов и САПР;

повышение надежности работы генераторов введением непрерывного контроля их состояния на базе использования микропроцессорной техники и ЭВМ с отображением результатов диагностики на дисплее, сравнением их с предыдущим состоянием для определения тенденции развития процессов в машине и ее готовности к дальнейшей эксплуатации;

проектирование и изготовление турбогенераторов с воздушным охлаждением мощностью до 200 МВт, простых по конструкции, надежных и удобных в эксплуатации, имеющих достаточно высокий КПД;

отказ от изготовления турбогенераторов предельных мощностей, так как опыт их эксплуатации во всем мире показал, что они уступают по надежности агрегатам меньшей мощности, а их производство сопровождается усложнением и удорожанием основного и вспомогательного оборудования, технического обслуживания, увеличением затрат на проектно-исследовательские работы. Поэтому основная часть сооружаемых в настоящее время агрегатов будет иметь мощность 300—500 МВт.

В решении поставленных задач ведущая роль принадлежит работникам научно-производственных объединений электротехнической промышленности, в которых будут работать выпускники высших учебных заведений электротехнических специальностей.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. ОБМОТОЧНЫЕ ПРОВОДА, ИХ ИЗОЛЯЦИЯ, ЛЕНТЫ И МЕДНЫЕ ТРУБЫ

Таблица П.1.1. Размеры (мм) и площади поперечного сечения s_3 (мм²) голых прямоугольных медных проводов

Размер голого провода по большей стороне b_3 , мм	Размер голого провода по меньшей стороне a_3 , мм							
	1,40	1,60	1,80	2,00	2,24	2,50	2,80	3,15
	Расчетная площадь сечения провода s_3 , мм ²							
4,00	5,385	6,185	6,837	7,637	8,597	9,451	10,65	—
4,50	6,085	6,985	7,737	8,637	9,717	10,70	12,05	13,63
5,00	6,785	7,785	8,637	9,637	10,84	11,95	13,45	15,20
5,60	7,625	8,745	9,717	10,84	12,18	13,45	15,13	17,09
6,30	8,605	9,865	10,98	12,24	13,75	15,20	17,09	19,30
7,10	9,725	11,15	12,42	13,84	15,54	17,20	19,33	21,82
7,50	10,29	11,79	13,14	14,64	16,44	18,20	20,45	23,08
8,00	10,99	12,59	14,04	15,64	17,56	19,45	21,85	24,65
9,00	12,39	14,19	15,84	17,64	19,80	21,95	24,65	27,80
10,00	13,79	15,79	17,64	19,64	22,04	24,45	27,45	30,95
11,20	15,47	17,71	19,80	22,04	24,73	27,45	30,81	34,73
12,50	—	19,79	22,14	24,64	27,64	30,70	34,45	38,83

Таблица П.1.2. Двусторонняя толщина изоляции проводов прямоугольного сечения марок ПСД и ПСДК (a_n , b_n — размеры изолированного провода, мм)

Размер голого провода по меньшей стороне a_3		Размер голого провода по большей стороне b_3		
0,9—2	2,12—3,75	3,55—7,1	7,5—8	8,5—10,6
Толщина изоляции $b_n - b_3$		Толщина изоляции $a_n - a_3$		
0,27	0,33	0,36	0,43	0,45

Таблица П.1.3. Трубы медные прямоугольного сечения с прямоугольным отверстием. Радиус закругления наружной поверхности на углах сечения $r = 0,9 \div 1,2$ мм

Размер трубы по меньшей стороне a , мм	Размер трубы по большей стороне b , мм	Толщина стенки трубы, мм	Площадь поперечного сечения меди, мм ²	Теоретическая масса 1000 м труб, кг
4,0	8,0	1,0	20,0	178,0
4,0	8,5	1,0	21,0	186,9
4,0	9,0	1,0	22,0	195,8
4,0	10,0	1,0	24,0	213,6
4,5	10,0	1,0	25,0	222,5
5,0	5,0	1,3	19,3	171,7
5,0	7,5	1,5	28,5	253,6
5,0	8,0	1,5	30,0	267,0
5,0	8,5	1,3	28,3	252,2
5,0	8,5	1,5	31,5	280,3
5,0	9,0	1,5	33,0	293,7
5,0	9,5	1,5	34,5	307,0
5,0	10,0	1,5	36,0	320,4
5,0	11,2	1,5	39,6	352,4
5,0	11,8	1,5	41,8	372,0
5,0	12,5	1,5	43,5	387,1
6,0	6,0	1,5	27,0	240,3
22,0	22,0	5,5	363,0	3230,7

Таблица П.1.4. Размеры (мм) и площади поперечного сечения s (мм²) сплошных прямоугольных проводов для обмоток возбуждения

Размер провода по большей стороне b	Размер провода по меньшей стороне a														
	3,53	3,75	3,8	4,1	4,4	4,7	5,1	5,5	5,6	6,0	6,5	7,0	8,0	9,0	10,0
19,5	68,35	72,26	73,62	79,09	84,94	90,79	98,59	—	—	—	—	—	—	—	—
22	77,18	—	83,12	89,34	95,94	102,54	111,30	—	123,10	131,14	—	—	—	—	—
25	—	—	—	—	109,14	116,40	—	136,64	—	149,14	—	—	—	—	—
28	—	—	—	—	—	—	141,94	—	—	—	—	195,14	—	—	—
30	—	—	—	—	—	—	—	—	—	179,10	193,10	208,10	238,10	268,10	298,10
32	—	—	—	—	—	—	—	—	—	191,10	206,10	—	—	—	—
35	—	—	—	—	—	—	—	191,60	—	209,10	225,60	—	—	—	—
40	—	—	—	—	—	—	—	219,10	—	239,10	258,10	278,10	318,10	358,10	398,10

Таблица П.1.5. Размеры (мм) и площади поперечного сечения s (мм²) меди прямоугольных проводов с круглым отверстием диаметра d (мм)

a	b	d	s	a	b	d	s	a	b	d	s
8	11	4,5	68,6	18,5	21,5	12,0	281,3	38	40	28,0	901,1
13,5	15	9,5	128,2	21	26	10,5	456	17	45	11,0	666,6
12	16	6,0	160,6	21	26	12,5	420	23,4	48	12,0	1006,7
10	18	6,0	148,3	20	28	10,0	478	17	70	11,0	1091,6
14	20,5	10,0	205	16	36	10,0	494	—	—	—	—

Приложение 2. КРИВЫЕ НАМАГНИЧИВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ СТАЛЕЙ И РОТОРНЫХ ПОКОВОК

Таблица П.2.1. Кривая намагничивания листовой высоколегированной горячекатаной электротехнической стали марок 1511, 1512, 1513

B, Тл	H, А/м									
	0	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09
0,4	96	97	98	99	100	102	104	106	108	111
0,5	114	117	120	123	126	129	132	136	140	144
0,6	148	152	156	160	164	168	172	177	182	187
0,7	192	197	202	208	214	220	226	233	240	247
0,8	254	261	268	275	282	289	296	303	310	317
0,9	325	333	341	349	358	367	376	385	394	404
1,0	414	424	435	446	458	470	483	496	510	524
1,1	538	553	569	586	604	623	643	664	685	707
1,2	730	754	780	810	840	870	900	940	980	1 030
1,3	1 080	1 140	1 200	1 270	1 340	1 410	1 490	1 590	1 600	1 720
1,4	1 940	2 060	2 200	2 340	2 500	2 700	2 920	3 140	3 370	3 600
1,5	3 850	4 060	4 290	4 520	4 760	5 000	5 300	5 650	6 000	6 350
1,6	6 700	7 100	7 600	8 100	8 650	9 300	10 000	10 700	11 400	12 200
1,7	13 000	14 000	15 000	16 000	17 000	18 000	19 000	20 000	21 000	22 000
1,8	23 000	24 000	25 000	26 000	27 000	28 000	29 000	30 000	31 200	32 500
1,9	34 000	35 500	37 000	38 500	40 500	42 500	45 000	51 000	57 000	63 000
2,0	70 000	77 000	84 500	92 000	100 000	108 000	116 000	124 000	138 000	140 000
2,1	148 000	156 000	164 000	172 000	180 000	188 000	196 000	204 000	212 000	220 000
2,2	228 000	236 000	244 000	252 000	260 000	268 000	276 000	284 000	292 000	300 000

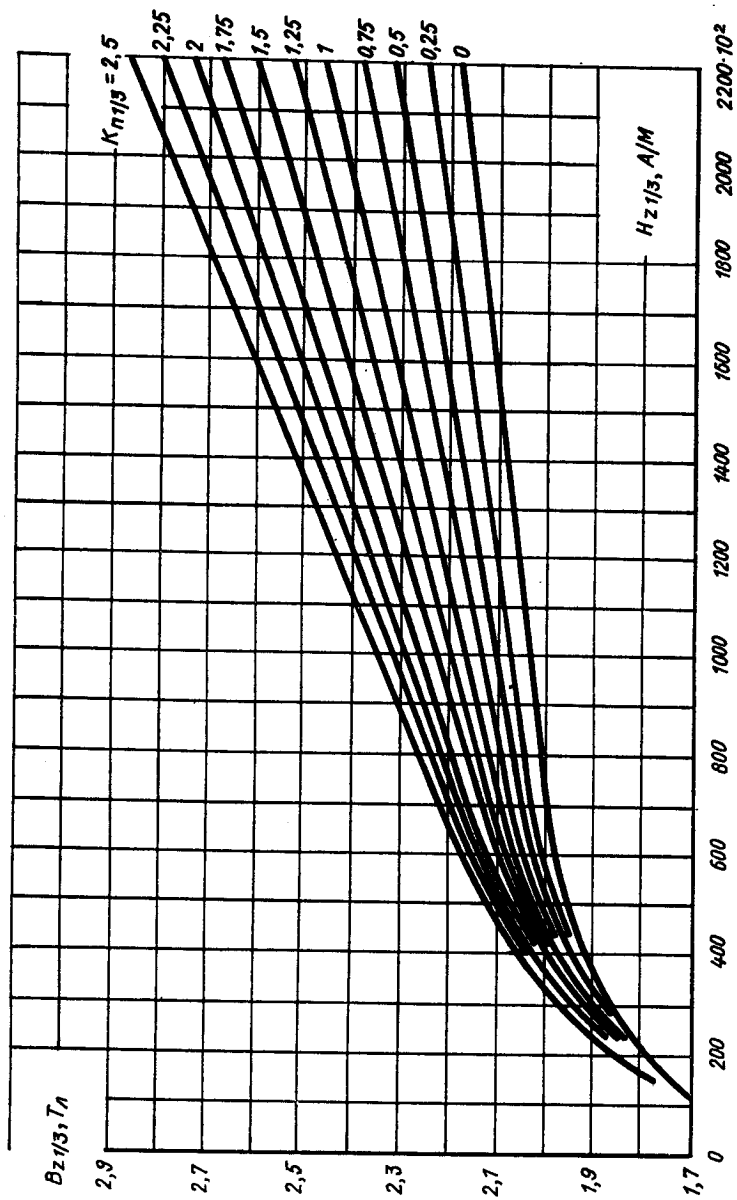


Рис. П.2.1. Кривые намагничивания листовой горячекатаной электротехнической стали марок 1511, 1512, 1513 для зубцов статора

Таблица П.2.2. Кривая намагничивания листовой холоднокатаной стали марки 3413 поперек проката

B, Тл	H, А/м									
	0	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09
0,6	120	122	124	126	128	130	132	134	136	138
0,7	140	142	144	146	149	152	155	158	161	164
0,8	168	172	175	180	184	188	192	196	200	205
0,9	210	215	220	225	230	235	240	245	250	255
1,0	260	265	270	275	280	290	300	310	320	330
1,1	340	350	360	370	380	395	410	425	440	455
1,2	470	490	510	530	560	590	620	650	690	730
1,3	770	810	860	920	980	1 070	1 170	1 270	1 370	1 500
1,4	1 700	1 900	2 100	2 300	2 500	2 750	3 000	3 250	3 500	3 750
1,5	4 000	4 250	4 500	4 800	5 100	5 400	5 700	6 000	6 300	6 600
1,6	6 900	7 200	7 600	8 000	8 400	8 800	9 200	9 600	10 100	10 600
1,7	11 100	11 600	12 100	12 600	13 200	13 800	14 500	15 200	15 900	16 600
1,8	17 800	19 000	20 200	21 400	22 600	24 500	26 400	28 300	30 200	32 100
1,9	34 000	—	—	—	—	—	—	—	—	—

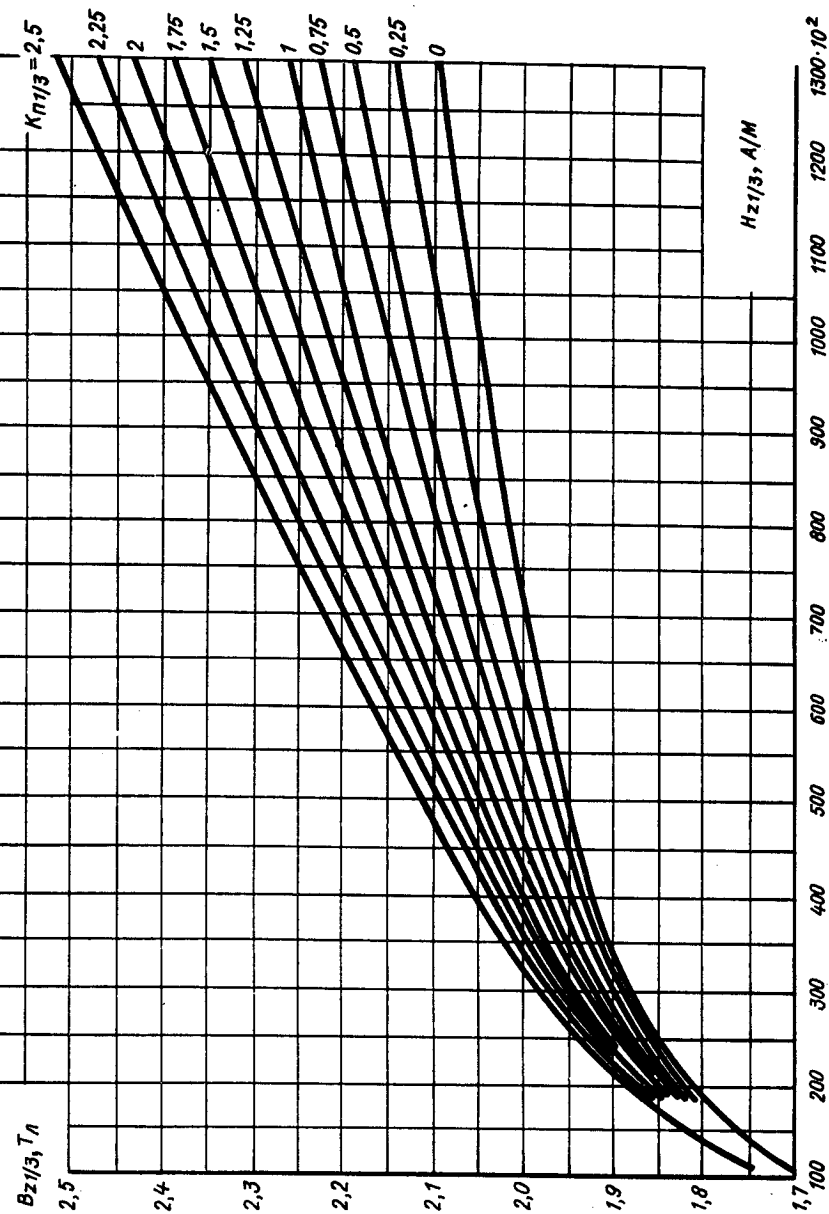


Рис. П.2.2. Кривые намагничивания листового холоднокатаной электротехнической стали марки 3413 поперек проката для зубцов статора

Т а б л и ц а П.2.3. Кривая намагничивания листовой холоднокатаной электротехнической стали марки 3413 вдоль проката

B, Тл	H, А/м									
	0	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09
0,6	81	83	85	87	89	91	93	95	97	99
0,7	110	112	114	116	118	120	122	124	126	128
0,8	130	132	134	136	138	140	142	144	146	149
0,9	152	155	158	161	164	167	170	173	176	179
1,0	182	185	188	192	195	198	201	204	207	210
1,1	213	216	219	222	225	228	231	234	237	240
1,2	243	246	249	252	255	258	261	264	267	271
1,3	275	279	283	287	291	295	300	305	310	315
1,4	320	326	332	338	344	350	358	366	374	382
1,5	390	402	414	426	438	450	464	478	492	506
1,6	520	544	566	588	610	632	665	698	732	766
1,7	800	840	890	940	990	1 040	1 132	1 224	1 316	1 408
1,8	1 500	1 542	1 700	1 922	2 144	2 366	2 588	2 820	3 080	3 450
1,9	3 825	4 200	4 600	5 200	5 800	7 000	8 200	9 400	10 900	13 400
2,0	16 000	20 000	25 000	30 000	—	—	—	—	—	—

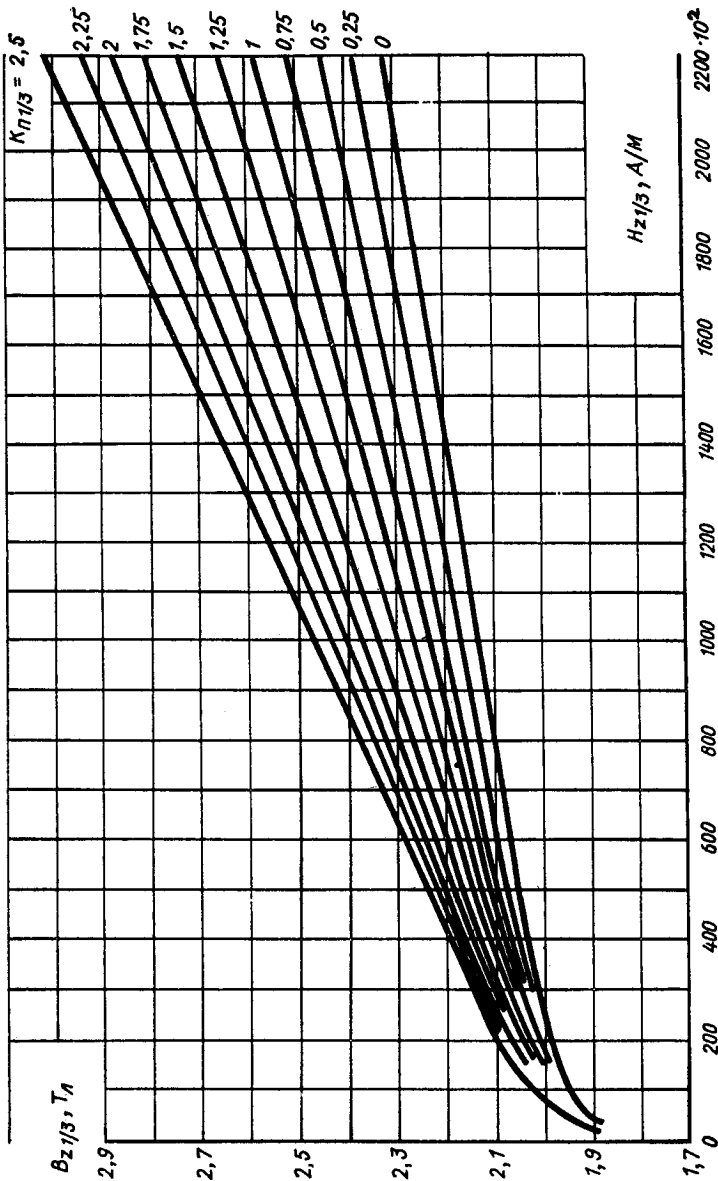


Рис. П.2.3. Кривые намагничивания листовой холоднокатаной электротехнической стали марки 3413 вдоль проката для зубцов статора

Таблица П.2.4. Кривая намагничивания роторных турбогенераторов с $D_2 \leq 0,814$ м

В, Тл	H, А/м									
	0	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09
0,5	375	383	385	393	400	408	415	423	430	438
0,6	450	460	470	480	490	500	510	520	530	540
0,7	550	565	580	595	610	625	640	655	670	685
0,8	700	715	730	745	760	775	790	805	820	835
0,9	850	865	880	895	910	925	940	955	970	985
1,0	1 000	1 020	1 040	1 060	1 080	1 100	1 120	1 140	1 160	1 180
1,1	1 200	1 240	1 280	1 320	1 360	1 400	1 440	1 480	1 520	1 570
1,2	1 620	1 670	1 720	1 770	1 820	1 880	1 940	2 000	2 060	2 120
1,3	2 180	2 240	2 300	2 370	2 450	2 520	2 600	2 680	2 770	2 860
1,4	2 950	3 050	3 150	3 260	3 370	3 480	3 600	3 720	3 830	3 970
1,5	4 100	4 250	4 400	4 550	4 700	4 850	5 030	5 220	5 430	5 700
1,6	5 950	6 220	6 500	6 800	7 100	7 400	7 700	8 100	8 500	8 920
1,7	9 350	9 750	10 300	10 700	11 300	11 900	12 500	13 100	13 700	14 400
1,8	15 100	16 000	17 000	18 000	19 000	20 000	21 200	22 300	23 400	24 500
1,9	25 600	26 800	28 000	29 200	30 500	32 000	34 000	36 000	38 500	41 000
2,0	43 500	46 000	49 500	52 500	57 000	62 000	67 500	74 000	81 000	88 000

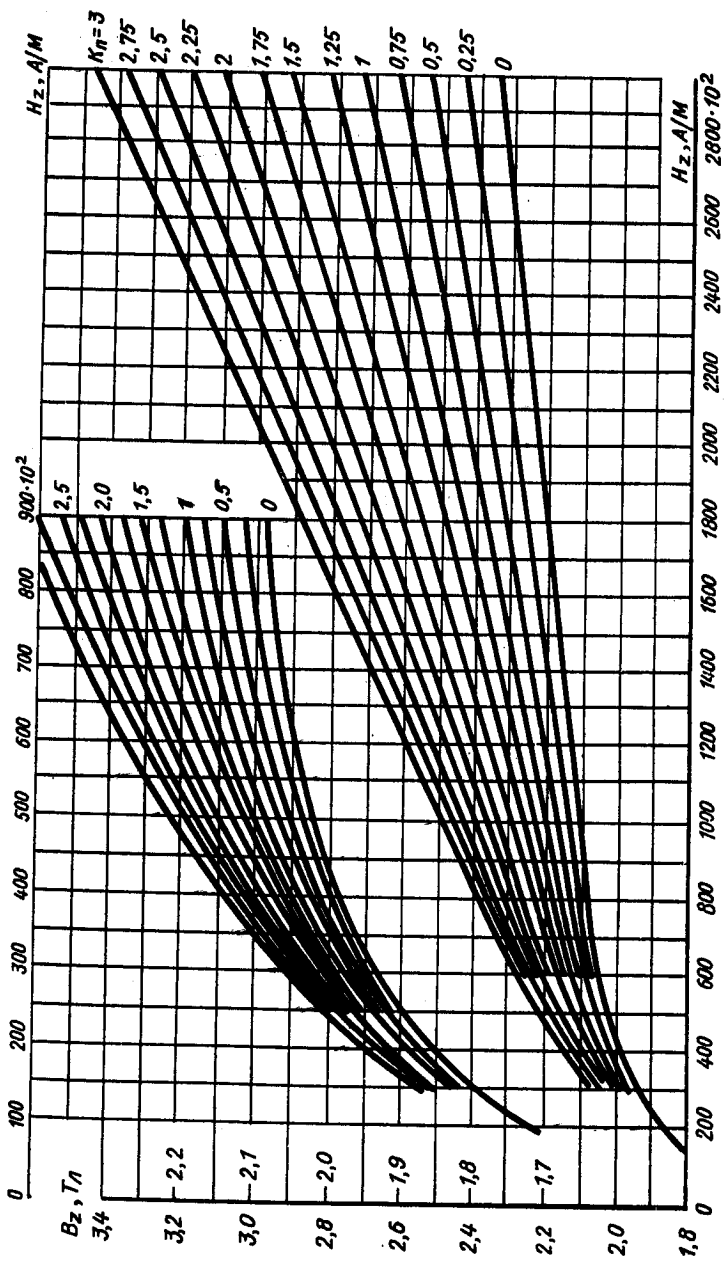


Рис. П.2.4. Кривые намагничивания зубцов роторных полюсов турбогенераторов с $D_2 \leq 0,814$ м

Таблица П.2.5. Кривая намагничивания роторных полюсов турбогенераторов с $D_2 > 0,814$ м

В, Тл	H, А/м									
	0	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09
0,5	900	909	918	927	936	945	954	963	972	981
0,6	990	999	1 008	1 017	1 026	1 035	1 044	1 053	1 062	1 071
0,7	1 080	1 089	1 098	1 107	1 116	1 125	1 134	1 143	1 152	1 161
0,8	1 170	1 179	1 188	1 197	1 206	1 215	1 224	1 233	1 242	1 251
0,9	1 260	1 269	1 278	1 287	1 296	1 305	1 314	1 323	1 332	1 341
1,0	1 350	1 359	1 368	1 377	1 386	1 395	1 404	1 413	1 422	1 431
1,1	1 440	1 449	1 458	1 467	1 476	1 485	1 494	1 503	1 512	1 521
1,2	1 530	1 548	1 566	1 584	1 602	1 620	1 644	1 668	1 692	1 716
1,3	1 740	1 796	1 852	1 908	1 964	2 020	2 076	2 130	2 188	2 244
1,4	2 300	2 400	2 500	2 600	2 700	2 800	2 900	3 000	3 130	3 260
1,5	3 400	3 540	3 680	3 820	3 960	4 100	4 280	4 460	4 640	4 820
1,6	5 000	5 300	5 600	5 900	6 200	6 500	6 800	7 100	7 400	7 700
1,7	8 000	8 300	8 600	9 000	9 400	9 900	10 400	10 900	11 400	12 000
1,8	12 800	13 500	14 200	15 000	16 000	17 000	18 000	20 000	22 000	24 000
1,9	26 000	30 500	35 000	39 500	46 300	53 000	60 000	72 700	85 400	98 000
2,0	106 000	114 000	122 000	130 000	138 000	146 000	154 000	162 000	170 000	178 000

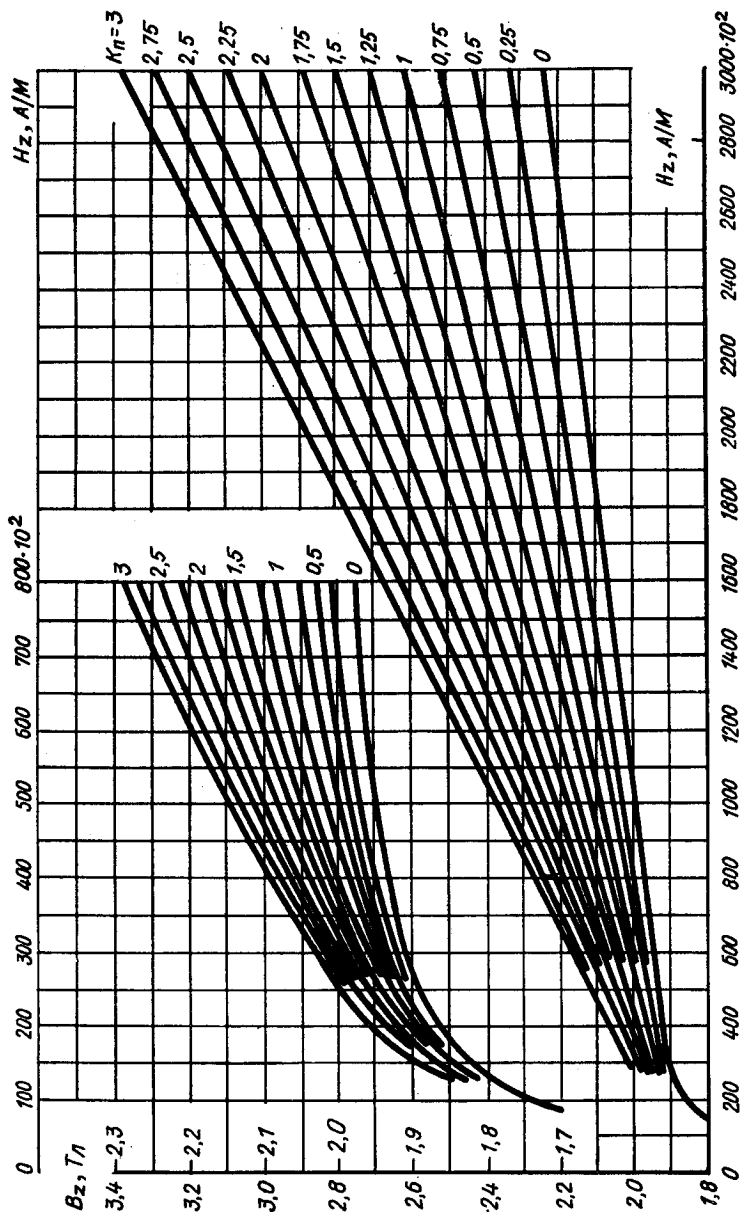


Рис. П.2.5. Кривые намагничивания зубцов роторных поковок турбогенераторов с $D_2 > 0,814$ м

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Азбукин Ю. И., Аврух В. Ю.* Модернизация турбогенераторов. М., 1980.
2. *Антонян А. И., Шахматов М. А.* Монтаж турбогенераторов с водородным охлаждением. М., 1963.
3. *Булаткин В. А., Гурьев И. Я., Семкин Р. М.* Ремонт роторных бандажей турбогенераторов. М., 1973.
4. *Глебов И. А., Данилевич Я. Б.* Научные основы проектирования турбогенераторов. Л., 1986.
5. *Голодкова О. С., Линдорф Л. С., Мамиконянц Л. Г.* и др. Эксплуатация турбогенераторов с непосредственным охлаждением. М., 1980.
6. *Готтер Г.* Нагревание и охлаждение электрических машин. М.-Л., 1961.
7. *Справочник по ремонту турбогенераторов/В. С. Гурвич, И. Я. Гурьев, М. И. Каплуновский* и др. М., 1978.
8. *Данилевич Я. Б., Домбровский В. В., Казовский Е. Я.* Параметры электрических машин переменного тока. М., 1965.
9. *Детинко Ф. М., Загородная Г. А., Фастовский В. М.* Прочность колебания электрических машин. Л., 1969.
10. *Домбровский В. В., Хуторецкий Г. М.* Основы проектирования электрических машин переменного тока. Л., 1974.
11. *Мотыгина С. А.* Эксплуатация электрической части тепловых электростанций. М., 1978.
12. *Мураховская М. А., Силин Л. Ф.* Конструкция турбогенераторов. Красноярск, 1981.
13. *Поляк Н. А.* Современные крупные двухполюсные турбогенераторы. М., 1972.
14. *Силин Л. Ф., Мураховская М. А.* Проектирование турбогенераторов. Красноярск, 1978.
15. *Сергеев П. С., Виноградов Н. В., Горяинов Ф. А.* Проектирование электрических машин. М., 1969.
16. *Титов В. В., Хуторецкий Г. М., Загородная Г. А.* и др. Турбогенераторы. Расчет и конструкция. Л., 1967.
17. *Фомин Б. П., Циханович Б. Г., Виро Г. М.* Технология крупного электромашиностроения. Турбогенераторы. Л., 1981.
18. *Хазан С. И.* Турбогенераторы. Повреждения и ремонт. М., 1983.
19. *Хуторецкий Г. М., Токов М. И., Толвинская Е. В.* Проектирование турбогенераторов. Л., 1987.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Введение	5
Глава 1. Типы турбогенераторов	10
§ 1.1. Основные факторы, определяющие конструкцию турбогенераторов	10
§ 1.2. Конструкция турбогенераторов с воздушным охлаждением	15
§ 1.3. Конструкция турбогенераторов с косвенным водородным охлаждением	20
§ 1.4. Конструкция турбогенераторов с форсированным водородным охлаждением	24
§ 1.5. Конструкция турбогенераторов с непосредственным водородным охлаждением	27
§ 1.6. Конструкция турбогенераторов с водородно-водяным охлаждением	32
§ 1.7. Турбогенераторы с масляным охлаждением	39
Глава 2. Конструкция статора	41
§ 2.1. Корпус статора	41
§ 2.2. Сердечник статора	49
§ 2.3. Обмотка статора	56
§ 2.4. Торцевые щиты	81
§ 2.5. Воздухо- и газоохладители	83
§ 2.6. Опорные плиты и фундамент	87
Глава 3. Конструкция ротора	89
§ 3.1. Магнитопровод и вал ротора	89
§ 3.2. Конструкция обмотки ротора	95
§ 3.3. Пазовые клинья и демпферная система ротора	106
§ 3.4. Бандаж ротора	108
§ 3.5. Вентиляторы	117
§ 3.6. Токоподвод, контактные кольца и щеточный аппарат	119
§ 3.7. Полумуфта	126
§ 3.8. Подшипники	128
§ 3.9. Уплотнение вала	135
Глава 4. Эксплуатационные системы и устройства турбогенераторов	141
§ 4.1. Газоснабжение турбогенераторов	141
§ 4.2. Система водяного охлаждения	143
§ 4.3. Система маслоснабжения	146
§ 4.4. Системы возбуждения	149
§ 4.5. Контрольно-измерительные и защитные устройства	164
Глава 5. Задание на проектирование и основные параметры турбогенератора	167
§ 5.1. Задание на проектирование	167
§ 5.2. Условия работы и номинальные данные турбогенераторов	168
§ 5.3. Номинальная мощность и коэффициент мощности	170

§ 5.4. Номинальное напряжение	171
§ 5.5. Синхронное индуктивное сопротивление обмотки статора по продольной оси x_d , отношение короткого замыкания, статическая перегружаемость	172
§ 5.6. Переходное x'_d и сверхпереходное x''_d индуктивные сопротивления обмотки статора	173
§ 5.7. Механическая постоянная времени (постоянная инерции)	174
§ 5.8. Коэффициент полезного действия	175
Глава 6. Основные размеры турбогенератора	176
§ 6.1. Электромагнитные нагрузки	176
§ 6.2. Машинная постоянная	179
§ 6.3. Определение внутреннего диаметра статора, диаметра ротора, немагнитного зазора, длины машины	180
§ 6.4. Пример расчета	183
Глава 7. Статор, зубцовая зона и ярмо ротора	185
§ 7.1. Обмоточные данные статора. Уточнение линейной нагрузки, магнитного потока и длины сердечника статора	185
§ 7.2. Зубцовая зона статора	190
§ 7.3. Определение размеров паза при косвенном охлаждении обмотки статора	192
§ 7.4. Определение размеров паза при непосредственном охлаждении обмотки статора	198
§ 7.5. Ярмо и внешний диаметр статора	201
§ 7.6. Параметры обмотки статора	202
§ 7.7. Зубцовая зона и ярмо ротора	205
§ 7.8. Пример расчета (продолжение, начало см. § 6.4)	212
Глава 8. Электромагнитный расчет	219
§ 8.1. Магнитная цепь	219
§ 8.2. Характеристика холостого хода	224
§ 8.3. МДС обмотки возбуждения при номинальной нагрузке. Регулировочная характеристика	231
§ 8.4. Обмотка возбуждения	234
§ 8.5. Пример расчета (продолжение, начало см. § 6.4, 7.8)	245
Глава 9. Параметры и постоянные времени, статическая перегружаемость и токи короткого замыкания, потери мощности и коэффициент полезного действия	257
§ 9.1. Параметры и постоянные времени турбогенератора	257
§ 9.2. Отношение короткого замыкания, токи короткого замыкания и статическая перегружаемость	260
§ 9.3. Потери мощности и коэффициент полезного действия	261
§ 9.4. Пример расчета (продолжение, начало см. § 6.4, 7.8, 8.5)	273
Глава 10. Тепловые расчеты при проектировании турбогенератора	283
§ 10.1. Основные определения и соотношения	283
§ 10.2. Тепловые сопротивления и метод схем замещения	287
§ 10.3. Тепловая схема статора с непосредственным охлаждением меди обмотки	293
§ 10.4. Основы теплового расчета ротора	295

Глава 11. Основы механических расчетов	302
§ 11.1. Цель и объем механических расчетов. Основные определения	302
§ 11.2. Расчет напряжений в зубах ротора, пазовом клине и на поверхности внутреннего отверстия бочки ротора	304
§ 11.3. Оценка прочности бандажных колец	308
§ 11.4. Расчет критических частот вращения ротора	309
Заключение	318
Приложения	320
Список литературы	333

Учебное издание

Абрамов Алексей Иванович
Извеков Владимир Иванович
Серихин Николай Александрович

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

Зав. редакцией *Н. И. Хрусталева*. Редактор *И. Г. Волкова*.
 Мл. редакторы *Г. Г. Бучина, Н. Е. Овчеренко, Е. В. Судьенкова*.
 Художник *В. В. Гарбузов*. Худож. редактор *В. И. Мешалкин*.
 Техн. редактор *Л. А. Муравьева*. Корректор *Г. И. Кострикова*

ИБ № 8269

Изд. № СТД-653. Сдано в набор 04.10.89. Подп. в печать 18.01.90. Т-06015. Формат 60×
 ×88^{1/16}. Бум. офс. № 2. Гарнитура литературная. Печать офсетная. Объем 20,58 усл. печ. л.
 20,58 усл. кр.-отт. 20,59 уч.-изд. л. Тираж 3900 экз. Заказ № 1695. Цена 1 руб.

Издательство «Высшая школа», 101430, Москва, ГСП-4, Неглинная ул., д. 29/14

Московская типография № 8 Государственного комитета СССР по печати,
 101898, Москва, Хохловский пер., 7