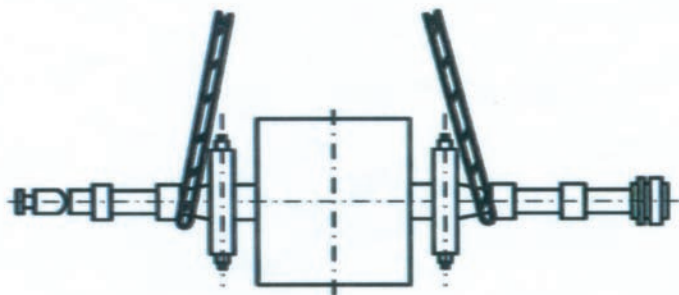


В. М. Лагутін, О. Б. Бурикін, В. В. Тептя

# ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

## Ч. I. ТЕХНІЧНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН ТА ТРАНСФОРМАТОРІВ



Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет

В. М. Лагутін, О. Б. Бурикін, В. В. Тетя

**ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ**  
**Ч. I. ТЕХНІЧНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ**  
**ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН ТА ТРАНСФОРМАТОРІВ**

Навчальний посібник

Вінниця  
ВНТУ  
2013

УДК 621.311(075)

ББК 31.277.1я73

Л14

Рекомендовано до друку Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти України, молоді та спорту (протокол № 5 від 19.01.2012 р.).

Рецензенти:

П. Д. Лежнюк, доктор технічних наук, професор

М. С. Сегеда, доктор технічних наук, професор

О. Д. Демов, кандидат технічних наук, доцент

**Лагутін, В. М.**

Л14 Експлуатація електричних станцій. Ч. I. Технічне обслуговування електричних машин та трансформаторів : навчальний посібник / В. М. Лагутін, О. Б. Бурикін, В. В. Тептя. – Вінниця : ВНТУ, 2013. – 93 с.

В посібнику розглядаються загальні питання технічної експлуатації, монтажу, діагностики та експлуатації електричних машин і трансформаторів.

Посібник призначений для студентів вузів електроенергетичних спеціальностей.

УДК 621.311(075)

ББК 31.277.1я73

## ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень .....	4
Вступ.....	5
1 Загальні питання технічної експлуатації.....	6
1.1 Транспортування та зберігання обладнання.....	6
1.2 Конструктивне виконання обладнання.....	9
1.3. Види технічного обслуговування.....	12
1.4 Класифікація приміщень з електроустановками.....	14
1.5 Критерії вибору електричних двигунів та трансформаторів.....	15
2 Монтаж електричних машин та трансформаторів.....	19
2.1 Організація електромонтажних робіт.....	19
2.2 Перевірка фундаментів під монтаж.....	21
2.3 Сушіння обмоток електричних машин та трансформаторів.....	21
2.4 Монтаж електричних машин.....	28
2.5 Монтаж трансформаторів.....	33
2.6 Пусконаладжувальні роботи.....	39
3 Діагностика електричних машин та трансформаторів.....	42
3.1 Склад та функціонування діагностичних систем.....	42
3.2 Діагностика електричних машин.....	45
3.3 Діагностика трансформаторів.....	51
4 Експлуатація електричних машин.....	55
4.1 Технічне обслуговування електричних машин.....	55
4.2 Види та причини зношування електричних машин.....	56
4.3 Вибір захисту електричних машин.....	62
5 Експлуатація трансформаторів.....	65
5.1 Організація обслуговування.....	65
5.2 Режими навантаження.....	67
5.3 Навантажувальна здатність.....	69
5.4 Оперативне обслуговування.....	76
5.5 Технічне обслуговування.....	80
Висновки.....	83
Список літератури.....	84
Додаток А. Умови зберігання електротехнічного обладнання.....	85
Додаток Б. Нормальні значення кліматичних факторів зовнішнього середовища.....	87
Додаток В. Класифікація небезпечних зон.....	88
Додаток Г. Періодичність ремонту.....	90
Словник найбільш вживаних термінів .....	92

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

БНІП – будівельні норми і правила

КЗ – коротке замикання

ЛЗР – легкозаймиста речовина

МЕК – міжнародна електротехнічна комісія

ПЕЕС – правила експлуатації електроустановок споживачів

ППР – планово-попереджувальний ремонт

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

РПН – регулювання під навантаженням

ТО – технічне обслуговування

ЧР – часткові розряди

## ВСТУП

Якісний ремонт (*repair*) та використання сучасних методів експлуатації, оснований на діагностиці (*diagnosing*) технічного стану електричних машин (*electrical machine*) та трансформаторів (*transformer*), дозволяють забезпечити безперебійну роботу виробничих механізмів, зменшити витрати на їх експлуатацію та продовжити термін служби.

За останні роки були виконані наукові розробки в галузі вдосконалення експлуатації обладнання, а також створені технічні засоби для реалізації багатьох ідей в цій області. Однак, як показує досвід, ускладнення установок і взаємозв'язків між ними приводить до подальшого зростання числа проблем, у вирішенні яких повинен брати участь експлуатаційний персонал.

Експлуатація, таким чином, — це не тільки оперування технічними установками, але також і формування самих правил та стратегій, які забезпечують успішність дій.

Випробування електрообладнання, вимірювання та перевірка його параметрів і характеристик, дія окремих пристроїв та вузлів є складовою частиною налагоджувальних робіт на електричних станціях та підстанціях. Висока якість проведення цих робіт великою мірою визначає оцінку готовності електрообладнання до увімкнення під напругу і надійність його в експлуатації.

Випробування при налагоджуванні виконується в більшості випадків на новому обладнанні. Це накладає особливі вимоги до перевірок і випробувань. Особливою при цьому є необхідність випробувань обладнання на стадії монтажу (*assembly*), які є контролем правильності виконання окремих монтажних операцій та якості монтажу в цілому обладнання, первинних та вторинних кіл.

Налагоджувальні роботи включають індивідуальні випробування обладнання і апаратури, опробування окремих технологічних вузлів та комплексні випробування перед увімкненням в роботу, оформлення протоколів та виправлених схем і іншої технічної документації.

Таким чином, постійне вдосконалення методів налагоджування, випробування обладнання і технічне навчання персоналу є основною умовою якісного виконання налагоджувальних робіт.

# 1 ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ТЕХНІЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Під технічною експлуатацією (*technical maintenance*) розуміється комплекс заходів щодо підтримання роботоздатності виробу при використанні його за призначенням, при очікуванні, зберіганні та транспортуванні. Іншими словами, технічна експлуатація обладнання починається з моменту його виходу з території заводу-виробника і закінчується здачею його в переробку на підприємстві з утилізації промислових відходів. Під експлуатацією розуміється стадія життєвого циклу виробу, на якій реалізується, підтримується або відновлюється його якість.

Таким чином, технічна експлуатація включає в себе такі етапи [1, 2, 6]:

- транспортування;
- зберігання;
- монтаж;
- введення в експлуатацію;
- технічне обслуговування (*depot maintenance*) під час експлуатації;
- ремонт та утилізацію при настанні граничного стану.

Після чергового ремонту обладнання знову поступає на монтаж або на склад для наступної заміни обладнання, яке виводиться в ремонт.

Основна мета технічного обслуговування (ТО) полягає в забезпеченні потрібного рівня надійності роботи обладнання протягом встановленого терміну служби з найкращими техніко-економічними показниками, найбільш важливими з яких є зменшення втрат енергії та збільшення ККД.

## 1.1 Транспортування та зберігання обладнання

Із заводу-виробника обладнання, як правило, поступає замовнику в упаковці, яка захищає його від впливу навколишнього середовища в процесі транспортування та зберігання. Умови зберігання електричного обладнання та основні типи (групи) приміщень (складів) наведено в додатку А. В першу групу входять склади, в яких забезпечуються достатньо комфортні (легкі) умови зберігання (група Л); другу групу – склади, які забезпечують менш комфортні (середні) умови зберігання (група С); третю та четверту групи – склади, які забезпечують достатньо жорсткі (група Ж) та особливо жорсткі (група ОЖ) умови зберігання обладнання. При цьому група Л має три підгрупи зберігання (1; 1.1 і 1.2), група Ж – три підгрупи (Ж1, Ж2 і Ж3), група ОЖ – чотири (ОЖ1, ОЖ2, ОЖ3 і ОЖ4).

В інструкціях заводу-виробника вказуються допустимі умови та граничний термін зберігання обладнання, при якому не порушується його роботоздатність. Тому перед прийманням на зберігання потрібно перевірити цілісність упаковки (консервації) і в разі необхідності відновити її, а також перевірити комплектування обладнання та відповідність умов його зберігання вимогам заводу-виробника. Порушення умов зберігання може приз-

вести до пошкодження окремих елементів обладнання, яке пов'язано з корозією його металевих частин, окисненням контактних поверхонь. Допускається зміна умов зберігання на більш легкі порівняно з передбаченими заводом-виробником.

Електричні машини на період транспортування та зберігання консервують для захисту від корозії. Консервації підлягають поверхні виробів з чорних та кольорових металів, а також різьбові і штифтові отвори, з яких вийнято болти і штифти. Залежно від матеріалу і конфігурації поверхонь, які захищають, для консервації можуть застосовуватися пластичні і рідинні мастила, лакофарбовані покриття, що легко знімаються, парафіновий папір, синтетична плівка тощо.

За умовами транспортування і зберігання електричні машини умовно поділяються на два конструктивних типи: машини зі щитовими та зі стояковими підшипниками (*bearing*). У машин першого типу підшипниковий вузол вбудований в корпус машини, вона може транспортуватися в зібраному вигляді. Як правило, в цьому випадку використовуються підшипники кочення. У машин другого типу підшипники розташовані поза корпусом у своїх власних корпусах. В більшості випадків тут використовуються підшипники ковзання. Машини першого типу, як правило, транспортуються і зберігаються у складеному вигляді, машини другого типу – розібраними на окремі вузли. При транспортуванні (особливо на великі відстані) особливу увагу необхідно звертати на зберігання підшипників кочення, оскільки через вібрації та удари може виникати їх бринелювання (з'являються лунки на доріжках кочення). Тому при транспортуванні залізницею машини рекомендується встановлювати поперек платформ.

Синхронні машини та асинхронні двигуни з фазним ротором (*rotor*) в складеному вигляді зазвичай зберігаються на складах групи Л в районах з помірним кліматом та на складах групи ЖЗ – в районах з тропічним кліматом, асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором зберігаються в складеному вигляді на складах груп С та ЖЗ, машини постійного струму – в складеному вигляді на складах груп Л та ЖЗ.

Статори (*stator*) крупних машин змінного струму, магнітні системи крупних машин постійного струму, кожухи, щити, маховики зберігають на складах групи С та ЖЗ, стоякові підшипники, ротори крупних електричних машин, апарати і щити управління – на складах груп Л та ЖЗ, фундаментні плити – на складах груп Ж2 та ОЖ2.

Масляні трансформатори та маслонаповнені електричні апарати відправляються заводом-виробником повністю складеними і залиті маслом. Крупні високовольтні трансформатори відправляються частково демонтованими (без розширювача та високовольтних вводів), залитими маслом нижче кришки. Надмасляний простір усередині бака заповнюється інертним газом або сухим повітрям.

Масляні трансформатори, а також демонтовані на час транспортування великі вузли і деталі (розширювач, вихлопна труба, маслоочищуючі і тер-

мосифонні фільтри тощо) транспортуються без упаковки на відкритих залізничних платформах. Вони повинні бути надійно захищені від попадання вологи на усіх етапах перевезення до монтажу на місці встановлення. Вводи напругою до 35 кВ, комплектуюча апаратура та прилади, система охолодження, виробі кріплення та запасні частини відправляються упакованими разом з трансформатором. Маслонаповнені вводи класу напруги 66-750 кВ транспортують на місце встановлення трансформатора в упаковці заводу-виробника вводи.

Сухі трансформатори та електричні апарати транспортують у власній упаковці, яка гарантує їх збереження від механічних пошкоджень та безпосередньої дії вологи при транспортуванні і зберіганні.

Після доставки масляного трансформатора до місця зберігання (але не більш, ніж через 10 днів) перевіряють стан ізоляції (*insulation*) трансформатора та проводять його підготовку до монтажу або тривалого зберігання. При тривалому знаходженні активної частини (*active part*) трансформатора без масла стан ізоляції погіршується, а відновлення її характеристик потребує значного часу та матеріальних витрат.

Рівень масла в розширювачах трансформаторів, які транспортуються з повністю залитим маслом, повинен знаходитись в межах рівня, який контролюється за маслопоказчиком. Пробивна напруга масла марки ТК у баку трансформатора повинна бути не нижче 50 кВ/мм,  $\text{tg}\delta$  – не більше 0,02 при 70 °С. Пробивна напруга масла в баку контактора пристрою регулювання напруги під навантаженням (РПН) повинна бути не менше 45 кВ/мм, вологоутримання – не більше 0,0025%. При задовільних результатах перевірки властивостей масла трансформатор дозволяється зберігати до початку монтажу без обмеження терміну.

У трансформаторів, які не повністю залиті маслом, перевіряється герметичність надмасляного простору, пробивна напруга,  $\text{tg}\delta$  та наявність вологи в маслі, а також параметри масла в баку контактора пристрою РПН. Характеристики масла повинні відповідати вказаним раніше вимогам. При відсутності надлишкового тиску або вакууму бак перевіряють на герметичність та при необхідності герметичність відновлюється.

Якщо при перевірках виявляються відхилення від норм, приймають заходи щодо усунення причин, які привели до погіршення стану ізоляції, і прискорення монтажу трансформатора.

Силові трансформатори, а також трансформатори струму повинні зберігатися під навісом (група ОЖ4) у власних кожухах, які герметично закриті і залиті маслом. Комплектуюча апаратура, кріплення, спеціальний інструмент, сухі вводи напругою 6–35 кВ зберігають у заводській упаковці в закритому сухому приміщенні (група Ж3). Маслонаповнені вводи зберігають у вертикальному положенні та слідкують за відсутністю течі і нормальним рівнем масла по маслопоказчику.

Обладнання маслоохолоджувачів зазвичай розташовують під навісом на відкритому повітрі (група ОЖ4), при цьому охолоджувачі і термоси-

фонні фільтри повинні мати заглушки на фланцях. Вентилятори та електричні двигуни з відповідною консервацією зберігаються в ящиках.

Терміни зберігання обладнання повинні бути зведені до мінімуму, оскільки час зберігання збільшує вартість і входить в гарантований термін. Ідеальним варіантом є монтаж «з коліс», при якому обладнання поступає з заводу-виробника прямо на монтажний майданчик, минаючи стадію зберігання.

## 1.2 Конструктивне виконання обладнання

Конструктивне виконання обладнання визначається способами захисту від впливу навколишнього середовища, охолодження та монтажу.

Вибір *способу захисту від впливу навколишнього середовища* залежить від місця установки обладнання та властивостей навколишнього середовища. Стандартами встановлено 10 кліматичних виконань та 5 категорій розташування обладнання.

Існують такі кліматичні виконання обладнання [6]:

- 1) У – для експлуатації в районах з помірним кліматом;
- 2) УХЛ – для районів з помірним та холодним кліматом;
- 3) ТВ і ТС – для районів з тропічним вологим і сухим кліматом;
- 4) М і ТМ – для районів з помірно-холодним і тропічним морським кліматом;
- 5) Т – для усіх районів на суші, які мають тропічний клімат;
- 6) О – для усіх районів на суші;
- 7) ОМ – для усіх районів на морі;
- 8) В для усіх районів на суші та морі.

Нормальне значення кліматичних факторів наведено в додатку Б відповідно до ГОСТ 15150-69\*. Окрім кліматичних факторів суттєвий вплив на роботу обладнання чинять і характеристики навколишнього середовища, які умовно поділені на чотири категорії:

- 1) категорія I – умовно-чиста;
- 2) категорія II – промислова;
- 3) категорія III – морська;
- 4) категорія IV – приморсько-промислова.

Потрібно зауважити, що обладнання кліматичних виконань У, УХЛ, ТС, ТВ, Т призначається для експлуатації в навколишньому середовищі категорії I і II, кліматичного виконання О – в середовищі категорії IV, кліматичних виконань М, ТМ, ОМ – в середовищі категорії III, кліматичного виконання В – в середовищах категорії III і IV. Класифікація навколишнього середовища наведена у додатку Б.

Категорія розташування 1 передбачає експлуатацію обладнання на відкритому повітрі; категорія розташування 2 – експлуатацію під навісом, при якому відсутня пряма дія опадів та сонячна радіація; категорія розташування 3 – експлуатацію в закритих приміщеннях, в яких дія піску і пилу, а

також коливання температури і вологості суттєво менша, ніж на відкритому повітрі. Категорія розташування 4 передбачає роботу обладнання в приміщеннях з штучно регульованими кліматичними умовами (кондиціонування повітря); категорія 5 – експлуатацію в приміщеннях з підвищеною вологістю, в яких можлива тривала наявність води або часта конденсація вологи на стінах і стелі.

Корпус електричної машини, кожух або бак трансформатора та електричного апарату утворюють оболонку, яка забезпечує захист внутрішнього об'єму електротехнічного обладнання від попадання всередину твердих предметів і вологи, а також захист персоналу від зіткнення зі струмоведучими та обертовими частинами, які розташовані всередині оболонки.

*Ступінь захисту* позначається латинськими літерами IP та наступними двома цифрами. Перша цифра характеризує ступінь захисту персоналу від зіткнення зі струмоведучими або рухомими частинами, які знаходяться усередині корпусу (бака), друга – ступінь захисту від проникнення вологи усередину корпусу.

Перша цифра 0 означає, що спеціальний захист відсутній, 1 – захист від проникнення твердих тіл розміром більше 50 мм, 2 – захист від проникнення твердих тіл розміром більше 12 мм, 3 – захист від твердих тіл розміром більше 2,5 мм, 4 – захист від попадання усередину дроту або твердих тіл розміром більше 1 мм, 5 – обмежено попадання пилу, 6 – проникнення пилу повністю неможливе.

Друга цифра 0 означає, що захист від проникнення вологи відсутній, 1 – захист від вертикально падаючих крапель води; 2 – захист від крапель води при нахиленні корпусу до 15°; 3 – захист від крапель дощу, які падають під кутом до 60° до вертикалі; 4 – захист від бризок, які летять на оболонку з будь-якого напрямку; 5 – захист від водяних струменів з будь-якого напрямку; 6 – захист від морських хвиль; 7 – захист при занурюванні у воду; 8 – захист при тривалому занурюванні у воду (за умовами, які встановлені виробником).

Якщо ступінь захисту ввів трансформатора (або реактора) менший, ніж ступінь захисту самого трансформатора, то його вказують окремо на таблиці з паспортними даними після ступеня захисту трансформатора. Крім того, ступінь захисту електротехнічних комплектуючих пристроїв, які встановлюються на трансформатор, повинен бути не меншим ступеня захисту самого трансформатора.

Окремо нормується ступінь захисту обладнання, яке розташовується у вибухонебезпечних та пожежонебезпечних зонах. Класифікація цих зон наведена у додатку В, в якому вказано також необхідний рівень захисту електротехнічного обладнання.

Вибухо- та пожежонебезпечне обладнання має низку специфічних конструктивних відмін від обладнання загально-промислового застосування.

**Спосіб охолодження** електричних машин відповідно до ГОСТ 20459-87 позначається латинськими літерами ІС та наступною групою знаків з одної або двох цифр.

Латинська літера позначає вид агента, який використовується для охолодження:

- 1) А (або відсутність літери) – повітря;
- 2) N – азот;
- 3) H – водень;
- 4) С – вуглекислий газ;
- 5) F – фреон;
- 6) W – вода;
- 7) V – трансформаторне масло;
- 8) Kг – гас.

Перша цифра позначає пристрій кола циркуляції охолоджувального агрегата (від 0 до 9). Наприклад, цифра 0 означає вільну циркуляцію агента між машиною та навколишнім середовищем, 4 – первинний агент циркулює по замкненому колу усередині машини і віддає тепло через поверхню корпусу вторинному охолоджувальному агенту (навколишньому середовищу), 7 – первинний агент циркулює по замкненому колу і віддає тепло вторинному агенту, який не є навколишнім середовищем, в охолоджувачі, який вбудовано в електричну частину.

Друга цифра визначає спосіб пересування охолоджувального агента (від 0 до 9). Наприклад, цифра 0 означає вільну конвекцію агента за рахунок різниці температур при незначній вентиляючій дії ротора, 1 – самовентиляція за рахунок вентиляючої дії ротора; 5 – вентиляція за допомогою вбудованого вентилятора, який має незалежне від охолоджуваної машини живлення, 8 – рух агента здійснюється за рахунок відносного руху машини через охолоджувальний агент.

Спосіб охолодження силових трансформаторів має відповідно до ГОСТ 11677-85 літерне позначення та залежність від виду ізолюючого та охолоджувального середовища. Розрізняють масляні та сухі (повітряні) трансформатори; трансформатори, які заповнені рідинним негорючим діелектриком; трансформатори з литою і елегазовою ізоляцією.

Сухі трансформатори мають чотири умовні позначення системи охолодження:

- 1) С – природне повітряне при відкритому виконанні;
- 2) СЗ природне повітряне при захищеному виконанні;
- 3) СГ – природне повітряне при герметичному виконанні;
- 4) СД – повітряне з примусовою циркуляцією повітря.

Масляні трансформатори мають вісім різних систем охолодження:

- 1) М – з природною циркуляцією масла і повітря;
- 2) Д – з природною циркуляцією масла і примусовою циркуляцією повітря;

- 3) МЦ з природною циркуляцією повітря і з примусовою циркуляцією масла з ненаправленим потоком масла;
- 4) НМЦ – таке саме, що й МЦ, але з направленим потоком масла;
- 5) ДЦ – з примусовою циркуляцією повітря і масла (з ненаправленим потоком);
- 6) НДЦ – таке саме, що й ДЦ, але з направленим потоком масла;
- 7) Ц – з примусовою циркуляцією води і масла (з ненаправленим потоком);
- 8) НЦ – таке саме, що й Ц, але з направленим потоком масла.

Трансформатори з рідинним негорючим діелектриком мають три системи охолодження.

- 1) Н – природне охолодження;
- 2) НД – таке саме, що й Н, але з примусовою циркуляцією повітря;
- 3) НДЦ з примусовою циркуляцією повітря і з направленим потоком рідинного діелектрика.

Конструктивне виконання електричних машин за *способом монтажу* визначено ГОСТ 2479-79\*. Умовне позначення цього виконання складається з латинських літер ІМ та чотирьох цифр (від 1 до 9 – перша цифра та від 0 до 9 – інші).

Перша цифра позначає конструктивне виконання машин. Наприклад, 1 – машина на лапах з підшипниковими щитами, 3 – машина без лап з підшипниковими щитами, 5 – машина без підшипникових щитів, 7 – машина на лапах зі стояковими підшипниками, 8 – машина з вертикальним валом.

Друга та третя цифра позначають спосіб монтажу. Наприклад, 00 – машина встановлюється вихідним кінцем вала горизонтально ліворуч, 03 – машина встановлюється вихідним кінцем вала вертикально вверх, 07 – машина встановлюється вихідним кінцем вала горизонтально праворуч.

Четверта цифра позначає умовне позначення виконання вихідного кінця вала. Наприклад, 0 – машина не має вихідного кінця вала, 1 – має один циліндричний кінець вала, 2 – має два циліндричних кінця вала, 5 – має один фланцевий кінець вала.

### 1.3 Види технічного обслуговування

Обслуговування електричного обладнання під час експлуатації містить в собі регулярні огляди електричних машин і трансформаторів та технічні заходи відповідно до рекомендацій заводу-виробника, які проводяться за спеціальним графіком та програмою. В склад ТО входять також ремонти, які розрізняються за своїм об'ємом. Оскільки ТО за винятком зовнішніх оглядів, проводяться на непрацюючому обладнанні при відсутній нарузі, то графіки проведення ТО повинні бути узгоджені з графіком роботи основного технологічного обладнання.

Електричне та електромеханічне обладнання за своїм функціональним призначенням поділяється на основне та допоміжне.

До основного належить обладнання, без якого не можливе проведення нормального технологічного процесу з випуску продукції. До допоміжного належить обладнання, яке служить для покращення умов праці та підвищення його продуктивності, а також для дотримання екологічних та інших нормативів виробництва. Його відмова не приводить до перерв в основному технологічному процесі.

Основна мета ТО – забезпечення надійної роботи, яка включає вихід з ладу та відмови обладнання. Однак аварії можуть виникати не тільки через погану експлуатацію, але і з причини порушення стандартів якості електричної енергії (ГОСТ 13109-97). Аварії та відмови призводять до матеріального і економічного збитку на виробництві. Тому виявлення причин відмов і аварій також є задачею експлуатації. Для цього необхідно проводити моніторинг якості електроенергії, щоб електропостачальні компанії несли свою частку відповідальності за порушення умов договору енергопостачання.

Оскільки вартість ТО входить у собівартість готової продукції, то питання про необхідні об'єми ТО є в більшості випадків чисто економічним. Є три види ТО [6, 10]:

а) перший – практично без обслуговування (за принципом «не чіпай, поки не зламається»);

б) другий – планово-попереджувальна система обслуговування і ремонту (ППР);

в) третій – обслуговування з ремонтом по мірі необхідності.

*Перший вид* ТО є характерним для допоміжного електрообладнання – освітлення, вентиляції та електронагрівальних пристроїв. Вартість такого обладнання, як правило, невелика, що дозволяє мати на підприємстві його необхідний резерв та проводити у випадку необхідності швидко заміну.

*Другий вид* ТО є основним і використовується для основного і більшої частини допоміжного обладнання. ППР передбачає планові (за графіком) огляди і ремонт електричного та електромеханічного обладнання. При цьому контроль за поточним навантаженням, якістю електроенергії та іншими режимними параметрами не передбачається. Функції контролю за відхиленням режимних параметрів від розрахункових покладаються на системи захисту обладнання.

Основним недоліком системи ППР є можливість відправлення в ремонт роботоздатного обладнання, оскільки оцінювання його зношування здійснюється непрямим шляхом за кількісними показниками. Так, для комутаційних апаратів критерієм зносу служить кількість вимикань (увімкнень) без врахування струмів вимикання, які і визначають їх знос. Для електричних машин і трансформаторів основним критерієм є час роботи без врахування реального навантаження тощо. А оскільки вартість ТО входить в собівартість продукції, то прагнення до зменшення витрат виробництва призводить до бажання зменшити вартість ТО за рахунок раціоналізації ремонту.

В зв'язку з цим в світову практику почав впроваджуватися *третій вид* ТО, який забезпечує необхідний рівень надійності роботи обладнання при мінімальній вартості обслуговування. Використання цього виду ТО потребує контролю режимів роботи обладнання і умов навколишнього середовища. Контроль здійснюється за допомогою датчиків, які мають зв'язок з інформаційно-вимірювальною системою підприємства або з системою діагностики роботи обладнання. Ці системи за допомогою математичних моделей надійності обробляють отриману інформацію та видають дані за рівнем надійності та необхідності ремонту обладнання.

До переваг цього виду ТО належить виведення з експлуатації тільки того обладнання, ремонт якого об'єктивно необхідний. В першу чергу цей вид ТО розповсюджується на найбільш відповідальне та дороговартісне обладнання.

#### 1.4 Класифікація приміщень з електроустановками

Під електричними установками (*electric installation*) розуміють сукупність електричних машин, апаратів, ліній та допоміжного обладнання, які призначені для виробництва, перетворення, трансформації, передачі і розподілу електричної енергії, а також для перетворення її в інший вид енергії. Іншими словами всі електричні машини та трансформатори підпадають під означення "електричні установки" і до них застосовують відповідні норми і правила, які наведені в ПУЕ.

За умовами електробезпеки електричні установки поділяються за рівнем робочої напруги на установки з напругою до 1 кВ та установки з напругою понад 1 кВ. За місцем розташування електричні установки можуть бути відкритими (або зовнішніми) та закритими (або внутрішніми). В першому випадку електричні установки не захищені від атмосферного впливу, в другому – захищені. Установки, які захищаються сітками або навісами, належать до відкритих.

За ступенем небезпеки ураження персоналу електричним струмом приміщення з електричними установками поділяються на три групи. До першої належать приміщення з підвищеною небезпекою, в яких є одна або декілька умов, які створюють підвищену небезпеку:

- наявність вологості або струмопровідного пилу (відносна вологість повітря тривало перевищує 75%, а пил може осідати на проводах і попадати усередину машин та апаратів);

- наявність струмопровідних підлог (металеві, земляні, цегляні тощо);

- наявність високої температури (температура постійно перевищує 35°C);

- можливість дотику людини до металевих конструкцій будівель та технологічних механізмів, що мають з'єднання з землею, з одного боку та до металевих корпусів електричних установок – з другого.

До другої групи належать особливо небезпечні приміщення, в яких є:

- особлива вологість (відносна вологість повітря близька до 100%, стеля, підлога і стіни покриті вологою);

- хімічно активне або агресивне середовище (тривало утримуються агресивні пари, гази та рідини, які руйнують ізоляцію і струмоведучі частини електричних установок);

- дві або більше умов підвищеної небезпеки.

До третьої групи належать приміщення без підвищеної небезпеки (відсутні умови підвищеної або особливої небезпеки).

Території, на яких розташовуються зовнішні електричні установки, за умовами електробезпеки відповідають особливо небезпечним приміщенням.

Приміщення, які призначаються для монтажу та експлуатації електричного і електромеханічного обладнання, повинні відповідати таким вимогам. Відстань між елементами будівлі та місцем, де відбувається безпосередньо монтаж електричних установок, повинна бути не менше 0,3 м по вертикалі та не менше 0,5 м по горизонталі, ширина проходів між електричними установками та елементами будівлі – не менше 1 м. Для обладнання з напругою до 1 кВ ширина проходу між машинами та щитами управління повинна бути не менше 2 м, а при відкритих дверцятах щита – не менше 0,6 м.

В приміщеннях з електричними установками повинні бути передбачені площі для ремонту і монтажу обладнання, а також необхідні для цього вагтажопідйомні механізми. Монтаж електричного та електромеханічного обладнання повинен проводитись так, щоб при його роботі шум і вібрація не перевищували допустимих меж.

### 1.5 Критерії вибору електричних двигунів та трансформаторів

При експлуатації електричних машин і трансформаторів досягнення запланованих техніко-економічних показників пов'язано з правильністю їх вибору.

Процедура вибору електродвигунів полягає в задоволенні ряду вимог споживача і зводиться до перебирання можливих варіантів, в тому числі: за родом струму, умовами пуску, конструктивним виконанням, рівнем вібрації та шуму, потужністю та режимом роботи.

**Вибір за родом струму.** Двигуни постійного струму використовуються лише в тих випадках, коли двигуни змінного струму не забезпечують потрібних характеристик механізму або не економічні. Для механізмів з тривалим режимом роботи, з рідкими увімкненнями та малими навантаженнями при пуску найбільш доцільним є синхронний двигун, який забезпечує високі енергетичні показники в процесі експлуатації для всієї електроустановки в цілому. Напруга двигуна повинна відповідати номінальній напрузі мережі.

Двигуни повинні забезпечувати номінальну потужність при заданому діапазоні відхилення напруги від номінальної. Знання цього діапазону (наведено в стандартах і технічних умовах на відповідні типи двигунів) особливо необхідні при виборі двигунів, які працюють в автономних мережах, де потужність навантаження порівнянна з потужністю мережі, що може призвести до суттєвих коливань напруги.

**Вибір за умовами пуску.** Залежно від умов пуску можливе використання двигунів або основного виконання, або його модифікацій. Наприклад, основне виконання асинхронних двигунів серії 4А – двигуни 4А, 4АН з короткозамкненою обмоткою (*winding, core coil*) ротора – використовують при легких умовах пуску (невеликий момент інерції механізму і момент опору) та при невеликій кількості пусків (не більше двох на годину). При важких умовах пуску потрібно використовувати модифікацію двигунів з підвищеним пусковим моментом типу 4АР, для частих пусків і реверсів при великому моменті інерції механізму передбачається модифікація з підвищеним ковзанням типу 4АС. Для двох останніх випадків можуть використовуватися і двигуни з фазним ротором типу 4АК та 4АКН.

**Вибір за конструктивним виконанням.** Можливі характеристики навколишнього середовища в частині його дії на електричні машини та трансформатори, а також категорії розташування були наведені в підрозділі 1.2. Ці дані вказуються в паспорті пристрою та на його табличці.

Електричні машини, які встановлюються в приміщеннях, мають виконання IP00 або IP20, при встановленні на відкритому повітрі – не менше IP44, при встановленні в сирих або особливо сирих місцях – не менше IP43 і відповідну ізоляцію.

Особливу увагу потрібно звернути на вибір електричних машин для установок, які розташовані в вибухонебезпечних та пожежонебезпечних зонах. В пожежонебезпечних зонах будь-якого класу можуть використовуватися електричні машини з напругою до 10 кВ за умови, що їх оболонка має ступінь захисту не менший IP44. Для вибухонебезпечних зон також можуть використовуватися електричні машини з напругою до 10 кВ, якщо їх рівень захисту не менший вказаного в додатку В.

Вибір способу охолодження залежить в основному від категорії розташування, умов навколишнього середовища та класу нагрівостійкості (температурного індексу) ізоляції машини.

При виборі двигуна необхідно, щоб його робоче положення (горизонтальне, вертикальне, похиле), спосіб кріплення (до фундаменту (*foundation, basis*), до виробничого механізму тощо), виконання вихідного кінця вала та їх кількість відповідали одному з нормованих виконань (див. підрозділ 1.2).

**Вибір за рівнем вібрації та шуму.** Електричні машини розбивають на п'ять класів за рівнем шуму та на сім – за рівнем вібрації. На граничні рівні вібрації і шуму накладають обмеження режими роботи виробничих механізмів та умови праці персоналу. Так, підвищений рівень вібрації знижує

клас точності верстатного обладнання, а підвищений рівень шуму приводить до зниження продуктивності праці робітників.

**Вибір за потужністю та режимом роботи.** Якщо двигун працює в ненормальних режимах, це призводить, як правило, до погіршення його енергетичних показників, тобто, до підвищення споживання електричної енергії при однаковій корисній роботі. Небезпечним для двигуна є перевантаження (*overload*), тому що при цьому температура його частин може перевищити допустиму, що призведе до його передчасного виходу з ладу. Тому одним з основних критеріїв вибору двигуна за потужністю є температура (перевищення температури) обмоток.

Говорити про температуру окремих частин двигуна при відомому характері процесу їх нагрівання дозволяє графік його навантаження, за яким визначаються окремі втрати. Такий підхід дозволяє так вибрати двигун, щоб максимальна температура обмоток не перевищувала тривало допустиму. Ця умова є однією з основних для забезпечення надійної роботи двигуна протягом всього терміну експлуатації. Другою умовою вибору є забезпечення стійкої роботи двигуна в періоди максимального навантаження або аварійного зниження напруги.

Для правильного вибору двигуна необхідно попередньо знати точну залежність навантаження від часу, на базі якої можна розрахувати втрати в його окремих частинах. В результаті наступного теплового розрахунку за методиками, які викладаються в книгах з проектування електричних машин, розраховується максимальна температура. Якщо  $\theta_{\max} \leq \theta_{\text{доп.}}$ , то перша умова виконується і двигун перевіряється за другою умовою  $M_{\text{наз. max}} < M_{\text{дв. max}}$ . У випадку, якщо обидві умови виконуються із запасом, потрібно перевірити можливість вибору двигуна меншої потужності.

Відповідно до ГОСТ 183-74\* встановлено вісім номінальних режимів роботи двигунів S1 – S8. Дані про розрахунковий номінальний режим роботи є в таблиці та в паспорті двигуна. При необхідності використання двигуна на другому режимі роботи потрібно провести перевірку вибору за потужністю в послідовності, яка була викладена раніше.

**Вибір кількості і потужності трансформаторів.** Кількість силових підвищувальних трансформаторів, які встановлюються на електростанції, визначається кількістю генераторів: відповідно до норм технологічного проектування генератори потужністю 200 МВт і вище приєднуються до розподільної установки вищої напруги за блочною схемою – кожний через свій трансформатор і вимикач. При менш потужних генераторах використовуються збільшені блоки з приєднанням двох генераторів до одного трансформатора.

На електростанціях невеликої потужності та ТЕЦ використовують схеми з РУ генераторної напруги, коли кількість трансформаторів може бути значно меншою кількості генераторів. При наявності на електростанції більше двох РУ необхідно мати також трансформатори зв'язку, що при-

водить до збільшення загальної кількості трансформаторів. Крім того, на великих електростанціях встановлюються потужні трансформатори власних потреб.

Потужність підвищувальних трансформаторів на електростанції повинна забезпечувати видачу в мережу енергосистеми всієї активної і реактивної потужності генератора без врахування навантаження власних потреб. Підстанції напругою 35 кВ і вище виконуються за умови надійності з двома трансформаторами.

На підстанції потужність трансформаторів вибирається за умови, щоб при вимиканні найбільш потужних з них, трансформатори, які залишилися в роботі, забезпечили живлення навантаження з врахуванням допустимих перевантажень. На електростанціях і підстанціях напругою до 500 кВ встановлюються трифазні трансформатори. Тільки при відсутності трифазних трансформаторів необхідної потужності (або при транспортних обмеженнях) використовуються групи однофазних трансформаторів або спарені трифазні трансформатори половинної потужності.

### Контрольні запитання

1. Який основний зміст та задачі експлуатації електричних машин?
2. Які умови створюються для зберігання електричних машин і в чому полягає їх відмінність?
3. Як змінюється допустимий рівень масла в трансформаторі і чим він визначається?
4. Які параметри трансформатора контролюються перед початком зберігання і монтажу?
5. Які критерії вибору електричних двигунів?
6. Які умови правильного вибору електричних двигунів за потужністю?
7. Як правильно вибрати потужність паралельно працюючих трансформаторів та їх кількість?
8. Основні типи приміщень для зберігання електричного обладнання.
9. Транспортування масляних трансформаторів та маслонаповнених електричних апаратів.
10. Конструктивне виконання електричного обладнання за способом захисту від впливу навколишнього середовища.
11. Ступені захисту електричного обладнання.
12. Способи охолодження електричних машин.
13. Способи охолодження силових трансформаторів.
14. Конструктивне виконання електричних машин за способом монтажу.
15. Види технічного обслуговування електричного обладнання.
16. Класифікація приміщень з електроустановками.
17. Класифікація номінальних режимів роботи електричних двигунів.

## 2 МОНТАЖ ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН ТА ТРАНСФОРМАТОРІВ

Монтаж електричних машин, електродвигунів, трансформаторів і трансформаторних підстанцій виконується відповідно до вимог будівельних норм і правил (БНіП), Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), Правил експлуатації електроустановок споживачів (ПЕЕС) та монтажних інструкцій заводів-виробників. Перед монтажем потрібно переконатися у відповідності виконання обладнання умовам його експлуатації.

Перед початком монтажу потрібно мати чітке уявлення про обладнання, яке монтується, про об'єми, характер і умови монтажу. Необхідно детально ознайомитись з проектом обладнання, технічними даними машин і апаратів (за каталогом або з натури), з кресленнями та нормами заводу-виробника і з вимогами замовника.

### 2.1 Організація електромонтажних робіт

Способи монтажу надзвичайно різноманітні внаслідок великого діапазону потужностей, конструктивних рішень, типів та форм виконання обладнання. Крім того, оскільки монтаж зазвичай виконується у споживача, а не в складальних цехах заводу, то організація і приймання монтажу відрізняються своєю специфікою. Зокрема, це проявляється у тому, що роботи з монтажу прагнуть виконати найбільш простими засобами.

В індустріально розвинутих державах діють спеціалізовані організації із здійснення електромонтажних робіт (*electric installation work*), які працюють за договорами підряду із замовником. Ці монтажні організації зазвичай побудовано за територіальною ознакою, займаються як монтажними і пусконаладжувальними роботами, так і розробкою окремих науково-технічних проектів, виготовленням виробів і конструкцій, які не випускаються промисловістю серійно. На великих промислових підприємствах, особливо в періоди реконструкції виробництва, часто створюють власні електромонтажні цехи або ділянки.

Організація електромонтажних робіт включає інженерну підготовку, в ході якої розробляють [1, 6, 8]:

- технічний проект на базі вивчення проектно-кошторисної документації електричної частини відповідного енергетичного об'єкта;
- економічне обґрунтування;
- проект організації робіт;
- проект виконання робіт;
- необхідні креслення, монтажні схеми і технологічні карти на проведення робіт;
- сільові графіки на проведення монтажних та пусконаладжувальних робіт (*commissioning*).

Інженерну підготовку виробництва виконують спеціальні групи підготовки виробництва або інженерно-технічні робітники – прораби та майстри. На групу підготовки виробництва покладаються також функції отримання, перевірки, обробки, обліку та зберігання проектно-кошторисної документації по всіх об'єктах монтажу. У випадку необхідності група проводить корегування проекту з метою максимального підвищення рівня індустріалізації монтажних робіт, а також можливі заміни нестандартних конструкцій на типові.

Основним технічним документом при виробництві електромонтажних робіт є затверджений проект електроустановки, в строгій відповідності з яким повинні виконуватись всі електромонтажні роботи. Будь-які зміни в проект можуть бути внесені тільки за узгодженням з проектною організацією – автором проекту. До головних документів, вимоги яких підлягають безумовному виконанню при виробництві робіт, належать діючі ПУЕ та БНІП, на основі яких розробляються плани виробництва робіт, монтажні інструкції, технологічні карти, а також заводські інструкції на поставлене обладнання і матеріали. Виконання електромонтажних робіт на об'єктах без плану виробництва робіт не допускається.

В електропромисловості для монтажу обладнання розроблені типові технологічні карти, які сприяють впровадженню єдиних форм відомостей, графіків і таблиць. Усю проектну технічну документацію аналізує замовник, який перед передачею її монтажній організації для виробництва робіт зобов'язаний поставити на ній підпис та штамп “Дозволяється до виробництва робіт”.

Будь-які види електромонтажних робіт виконуються в два етапи. На першому етапі здійснюються заготівельні роботи в майстернях і підготовчі роботи безпосередньо на об'єктах. На другому – електромонтажні роботи на об'єкті.

Приміщення, які призначаються для монтажу електрообладнання, повинні відповідати таким загальним вимогам: вони повинні бути сухими, світлими, прохолодними, чистими, вільними від пилу та парів, допускати можливість легко вносити обладнання при монтажі і виносити його при демонтажі, забезпечувати можливість монтажу апаратури без зняття і пошкодження іншого обладнання, яке знаходиться в цьому ж приміщенні, і доступ персоналу для обслуговування і експлуатації.

До початку монтажу електричних машин і трансформаторів приміщення, включаючи фундамент і оздоблення, повинно бути закінчено, оскільки цементний пил шкідливий для обладнання (він руйнує ізоляцію обмоток, засмічує підшипники, забруднює проводи, шини, контакти та вводи). Якщо немає можливості відкласти монтаж електрообладнання до закінчення будівельних робіт, то пристрої, що монтуються і ті, що вже встановлені, повинні бути відгороджені стінкою або надійно вкриті.

Важливе значення в скороченні термінів монтажу електричних машин відіграє його механізація та індустріалізація. При комплексній механізації

усі основні роботи з монтажу електричних машин виконуються механізованими інструментами та машинами. Зі зростанням механізації зменшується час та вартість монтажу.

Під індустріалізацією маємо на думці сукупність заходів, які направлено на скорочення термінів, підвищення продуктивності праці та покращення якості робіт за рахунок виконання частини електромонтажних робіт не в електромашинних приміщеннях, а на заводах і монтажних ділянках. Рівень індустріалізації характеризується відношенням об'єму робіт, які виконано індустріальними методами, до всього об'єму робіт. Використання індустріальних методів підвищує зберігання обладнання, надійність і безпеку роботи, зменшує час введення обладнання в експлуатацію.

## 2.2 Перевірка фундаментів під монтаж

Електричні машини та електроприводи малої потужності зазвичай встановлюють на металевих рамах або на технологічному обладнанні (верстатах, конвеєрах тощо), а середньої та великої потужності – на бетонних та залізобетонних фундаментах. Фундамент повинен бути достатньо масивним, щоб сприймати статичні і динамічні навантаження від працюючого обладнання, не допускаючи зсувів і вібрацій при його роботі. Будівельники повинні нанести на фундаменти їх головні (повздовжню та поперечну) осі та відмітку верхньої поверхні фундаменту відносно нульового репера.

Перед монтажем обладнання потрібно перевірити готові фундаменти та їх відповідність проектній документації: правильність положення фундаментів відносно окремих елементів конструкції будівлі і інших фундаментів, а також точність розмірів фундаменту за основними осями.

Потім приступають до розмітки головних осей фундаменту, а після розмітки їх наносять на сам фундамент.

За нанесеними на фундамент осями перевіряють розміри колодязів під фундаментні болти, а також правильність їх виконання і розташування відносно головних осей.

Горизонтальність фундаментів визначається за допомогою рівнів або нівеліра. На практиці використовують гідростатичний рівень, рамний прецизійний рівень, а також рівень з мікрометричним гвинтом. При великих розмірах фундаментів доцільно використовувати гідростатичний рівень і нівеліри, при малих – рамний прецизійний рівень. Рівень з мікрометричним гвинтом використовується зазвичай для вивірення лінії валів та їх ухилів.

## 2.3 Сушіння обмоток електричних машин та трансформаторів

*Методи сушіння.* Рішення про необхідність сушіння обмоток електричних машин приймається, якщо опір ізоляції менший мінімально допусти-

мого. Для великих електричних машин (потужністю 5 МВт і більше) опір ізоляції можна розрахувати за формулою [2, 10]:

$$R_{13} = \frac{K_n \cdot U_n}{1000 + 0,01 \cdot S_n}, \quad (2.1)$$

де  $U_n$  – номінальна напруга електричної машини, В;

$S_n$  – номінальна потужність, кВ·А (кВт);

$K_n$  – поправковий коефіцієнт, який враховує залежність опору ізоляції від її температури:

Температура ізоляції обмоток, °С	75	70	60	50	40	30	20	10
$K_n$	1,0	1,2	1,7	2,4	3,4	4,7	6,7	9,4

Згідно з ПЕЕС при температурі ізоляції, яка дорівнює температурі навколишнього середовища, опір ізоляції обмоток низьковольтних ( $U_n < 1000$ В) двигунів змінного струму повинен бути не менше 1,0 МОм, а двигунів постійного струму – не менше 0,5 МОм. Вимірювання опору ізоляції великих електричних машин повинно виконуватись при температурі не нижче 10 °С.

При вимірюванні опору ізоляції електричних апаратів, машин і трансформаторів малої і середньої потужності поляризація діелектрика відбувається швидко (декілька секунд), тому також швидко встановлюються показання мегаомметра. Для пристроїв великої потужності (більше 400 кВт) поляризація може відбуватися протягом декількох хвилин, тому для характеристики ізоляції використовується коефіцієнт абсорбції  $K_{аб}$ , який дорівнює відношенню опору ізоляції через 60 с та 15 с.

$$K_{аб} = \frac{R_{60}''}{R_{15}''}, \quad (2.2)$$

Чим більший коефіцієнт абсорбції, тим вища якість ізоляції. Для доброї ізоляції при температурі 10-30 °С  $K_{аб}$  повинен бути не менше 1,3.

Обмотки роторів великих електричних машин перед монтажем можна не сушити, якщо опір ізоляції при вказаних температурах складає не менше 0,5 МОм для двигунів.

Для сушіння обмоток використовуються такі методи: індукційний, струмовий і зовнішнього нагріву. В процесі сушіння не повинні виникати різкі зміни температури ізоляції і обмотки, інакше в ізоляції виникають великі термомеханічні напруги, які можуть призвести до її пошкодження. Тому режим нагріву вибирають таким чином, щоб швидкість зростання температури обмоток не перевищувала 5-7 °С за годину.

При використанні *індукційного методу* сушіння навколо осердя ротора при роторі, який вийнятий, або навколо корпусу машини намотується кільцева намагнічувальна обмотка, яка підключається до джерела змінного струму (рис. 2.1). Створене за допомогою цієї обмотки змінне магнітне поле викликає нагрів осердя статора (ротора) або корпусу і, відповідно, нагрів обмоток, за рахунок якого і здійснюється їх сушіння.

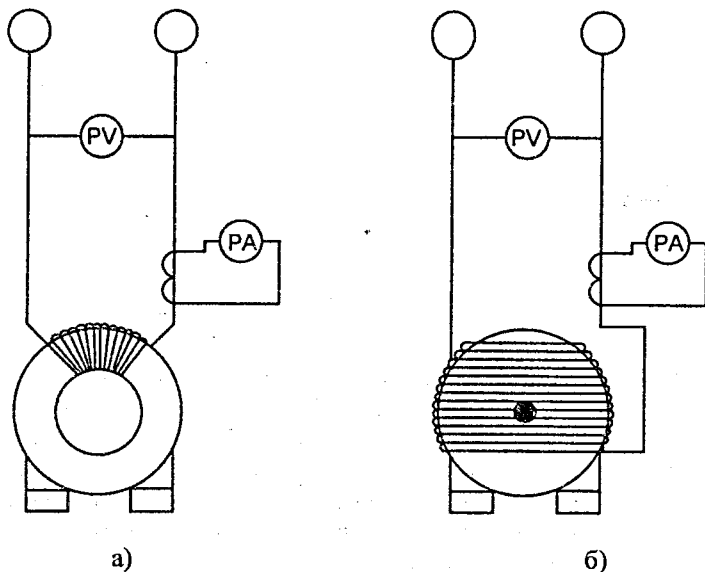


Рисунок 2.1 – Індукційне сушіння електричних машин:  
 а) кільцева обмотка навколо статора;  
 б) кільцева обмотка навколо корпусу

При використанні *методу струмового сушіння* по обмотках пропускають постійний або змінний струм від стороннього джерела (рис. 2.2, а, б). В зв'язку з різким погіршенням охолодження електричної машини обмежується величина струму – не більше 40-60% від його номінального значення. До різновидів струмового сушіння належить нагрів обмоток генераторів струмом короткого замикання, як вказано на рисунку 2.2, в, г. В цьому випадку ротор генератора обертають з номінальною швидкістю від стороннього двигуна.

При використанні *методу зовнішнього нагріву* гаряче сухе повітря направляється на металеві елементи конструкції (рис. 2.3), а не на обмотки для запобігання нерівномірному нагріванню останніх. Для покращення умов сушіння в електричних машинах захищеного виконання знімають жалюзі.

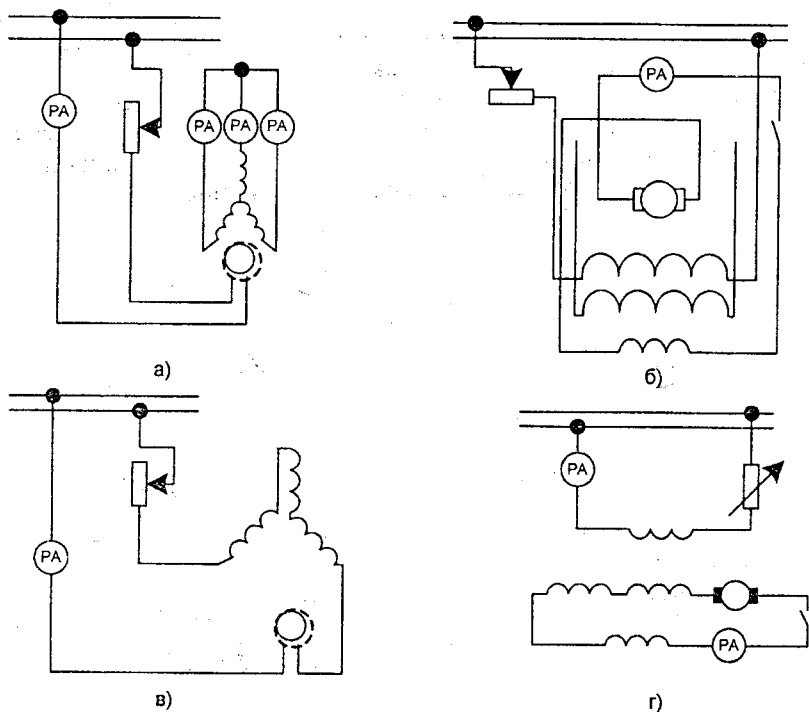


Рисунок 2.2 – Струмове сушіння електричних машин  
 а) та б) нагрів обмоток струмом від стороннього джерела;  
 в) та г) нагрів обмоток струмами короткого замикання

**Контроль параметрів при сушінні.** При сушінні обмоток контролюють їх температуру. Вона не повинна перевищувати  $90 - 95\text{ }^{\circ}\text{C}$  для ізоляції класу В,  $120^{\circ}\text{C}$  – для ізоляції класу F та  $100^{\circ}\text{C}$  – для незапечених обмоток класу В.

В ході сушіння через кожні 1 – 2 години вимірюють опір ізоляції. Варто зауважити, що в процесі нагрівання спочатку через розпарювання ізоляції її опір може зменшитися, але потім все ж таки буде зростати і встановиться на певному рівні.

Сушіння вважають закінченим, коли опір ізоляції та коефіцієнт абсорбції залишаються незмінними протягом декількох годин при постійній температурі обмоток. Для електричних машин потужністю до 400 кВт коефіцієнт абсорбції зазвичай не контролюють.

Для визначення можливостей увімкнення трансформаторів без сушіння, вологість їх ізоляції визначають за результатами вимірювань смності ізоляції за допомогою приладів типу ПКВ (прилад контролю вологості).

Ступінь вологості ізоляції визначається за величиною ємності ізоляції при частоті 2 Гц до ємності при частоті 50 Гц ( $C_2/C_{50}$ ) та її відхиленні від деяких нормованих значень.

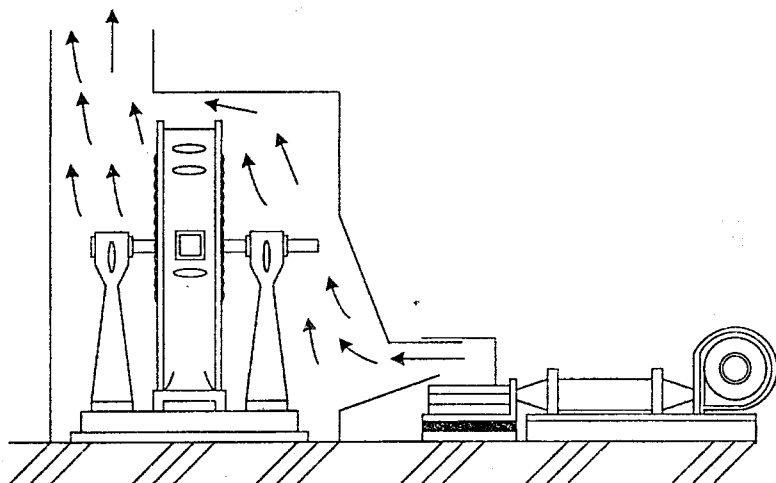


Рисунок 2.3 – Сушіння методом зовнішнього нагріву

Ємність ізоляції трансформаторів залежить також від часу, тому для визначення ступеня вологості ізоляції використовують прилад типу ЕВ (ємність-час), принцип роботи якого оснований на однократному заряді та розряді ємності ізоляції обмоток. Метод дозволяє визначити навіть незначне зволоження. В цьому випадку оцінювання здійснюється за величиною приросту ємності  $\Delta C$  за час розряду, який дорівнює 1 с, до величини геометричної ємності  $C$  (проводиться заводом-виробником).

В трансформаторах великої потужності (до 80 МВА і вище) для кількісного оцінювання зволоження твердої ізоляції на заводі закладається її макет (контрольні зразки). Він складається з набору пластин електроізоляційного картону товщиною 0,5 – 3,0 мм, який встановлено на верхній ярмовій балці, і проходить сумісно з трансформатором термовакуумну обробку. За вмістом вологи в макеті судять про ступінь зволоження ізоляції, а за вмістом вологи в зразках різної товщини – про глибину її проникнення в ізоляцію трансформатора.

Допустиме значення ізоляційних характеристик трансформаторів напругою до 35 кВ включно відповідно до ПЕЕС наведено у таблиці 2.1.

Контроль підсушування трансформатора здійснюється в таких випадках [3, 6]:

- наявність ознак зволоження масла і (або) порушення герметичності трансформатора;
- перевищення допустимого терміну зберігання трансформатора без масла або без доливання масла;
- знаходження активної частини трансформатора в розгерметизованому вигляді більше допустимого часу;
- при незначному погіршенні стану ізоляції, яке виявлено в результаті її випробування.

Таблиця 2.1 – Допустиме значення ізоляційних характеристик трансформатора

Температура обмотки, °С	$R_{60}$ , МОм, не менше	$\operatorname{tg}\delta$ , %, не більше	$C_2/C_{50}$ , не більше
10	450	1,8	1,2
20	300	2,5	1,3
30	200	3,5	1,4
40	130	5,0	1,5
50	90	7,0	1,6
60	60	10,0	1,7
70	40	14,0	1,8

Для контрольного підсушування високовольтних (110–750 кВ) трансформаторів розроблено метод низькотемпературної обробки ізоляції, який оснований на інтенсивному видаленні парів води з твердої ізоляції за допомогою низькотемпературної пастки в умовах глибинного вакууму. Оптимальна активність випаровування сягає при температурі на поверхні пастки – 70 – 80 °С. Для досягнення таких температур як охолоджувальний агент для пастки використовується суміш сухого азоту з ацетоном. Пастка підключається до трансформатора через патрубки для заливання та зливання масла. Для успішного сушіння достатньо, щоб температура ізоляції була не нижче 20 °С, інакше необхідне її попереднє нагрівання.

Контрольне підсушування ізоляції в маслі може проводитись шляхом нагрівання обмоток постійним струмом або струмами короткого замикання (первинна обмотка трансформатора з'єднується з джерелом змінного струму, що регулюється, а вторинна – замикається накоротко). Можливе також сушіння струмами нульової послідовності. В цьому випадку здійснюється нагрівання бака і магнітопроводу (*core, magnetic conductor*) за рахунок втрат в них потоків нульової послідовності. Нагрівання проводиться при температурі верхніх шарів масла не вище 70 – 80 °С.

Сушіння ізоляції трансформатора без масла використовується в тих випадках, коли ізоляція дуже зволожена, на активній частині трансформатора або на баку виявлено сліди води, стан ізоляції суттєво гірший показників, які наведено в таблиці 2.1. Цей спосіб сушіння дозволяє прискорити

процеси відновлення параметрів ізоляції при збереженні якості масла і ізоляції обмоток. Сушіння можна проводити у спеціальній шафі, спеціальній камері або у власному баку. Найбільш якісним є сушіння під вакуумом в спеціальній сушильній шафі, хоч вона потребує великих капітальних витрат.

Одним з найбільш розповсюджених є індукційний метод сушіння ізоляції у власному баку при злитому маслі (рисунок 2.4) та зниженому тиску. На баковій поверхні бака 5 розташовується намагнічувальна обмотка 2, яка з'єднана з джерелом змінного струму. При протіканні по обмотці змінного струму виникає змінний магнітний потік, який викликає втрати в сталі баку і за рахунок цих втрат нагрів останнього.

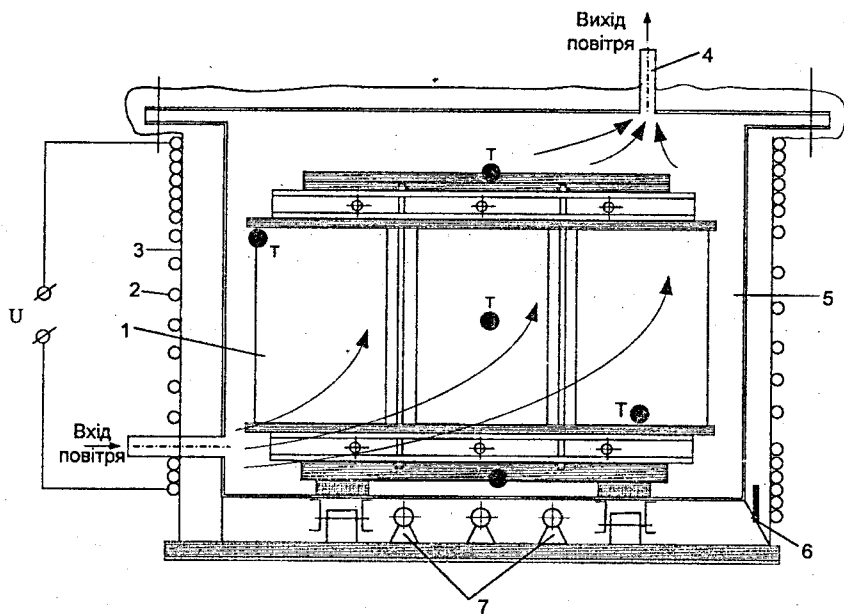


Рисунок 2.4 – Індукційне сушіння трансформатора у власному баку:  
 1 – активна частина; 2 – намагнічувальна обмотка з ізольованого проводу;  
 3 – азбест для утеплення бака; 4 – витяжна труба; 5 – бак; 6 – заземлення бака; 7 – додаткові електрододатки

В процесі сушіння контролюється температура обмоток, характеристики ізоляції і кількість конденсату, що виділяється, який виводиться через витяжну трубу 4. Сушіння продовжується до припинення виділення вологи в охолоджувальній колонці, яка приєднана до витяжної труби, досягненні нормованих значень параметрів ізоляції та збереженні їх протягом 6–8 го-

дин. При сушінні зберігається постійна температура обмоток (в діапазоні 95 – 105 °С) та розрідження в баку (тиск не більше 665 Па).

При сушінні активної частини трансформатора в спеціальній камері сухим повітрям при атмосферному тиску направлений потік повітря створюється за допомогою повітрядувок, а його нагрів – за допомогою електричних печей або теплообмінників з паром. Струмінь гарячого повітря, як і при сушінні електричних машин, не повинен направлятися безпосередньо на обмотки.

## 2.4 Монтаж електричних машин

*Підготовка до монтажу.* Перед початком монтажу електричних машин перевіряють [1, 8, 10]:

- відповідність машини її проектній документації;
- комплектність машини та збереження деталей кріплення;
- наявність можливих пошкоджень за час транспортування та зберігання (попередній огляд після розконсервації);
- стан підшипників, коробки виводів, колектора, контактних кілець, щіткового механізму тощо;
- зазори в підшипниках ковзання та ущільнення валів;
- повітряний зазор між статором і ротором;
- відсутність дотику ротора об статор (ротор повинен вільно обертатись в підшипниках).

Виявлені в процесі огляду пошкодження потрібно усунути до початку монтажу. Якщо немає впевненості в тому, що під час збереження і транспортування машина залишилася неушкодженою, проводять її повне розбирання з ревізією окремих вузлів. При необхідності змінюють мастило в підшипниках та затягують болтові з'єднання.

Якщо опір ізоляції обмоток менший мінімального допустимого, проводять сушіння обмоток. Перевірка повітряного зазору між статором і ротором, а також зазорів в підшипниках ковзання здійснюється за допомогою пластинчатих та клинових шупів. Перевірка повітряного зазору можлива лише для машин відкритого та захищеного виконання, оскільки вона проводиться без розбирання машини. Ротор машини повинен вільно обертатися в підшипниках при його повороті рукою (при потужності 10÷15 кВт) або важелем (для машин великої потужності).

Залежно від потужності і конструктивного виконання електричні машини можуть поступати на місце монтажу в складеному або розібраному вигляді. В першому випадку за відомими встановлювальними розмірами машини завчасно виготовляють деталі для кріплення та конструкції. Машини встановлюються на металевих рамах або фундаментах (загальних з приводним двигуном або з приводом, або окремих від них). Оскільки встановлювальні розміри мають допуски, які вказані в кресленнях, перед мон-

тажем потрібно заготовити комплект прокладок, які перекривають поле допусків.

**Монтаж машин малої та середньої потужності.** Машини невеликої потужності з'єднуються з приводним механізмом за допомогою муфт.

При з'єднанні за допомогою муфт на кінці валів машин, що з'єднуються, попередньо насаджують півмуфти, перевіривши перед цим циліндричність та відповідність зовнішнього діаметра кінця вала машини і внутрішнього діаметра півмуфти за допомогою вимірювальних скоб та нутроміра. Величина натягу на насадці вказується на кресленні, а сама насадка здійснюється в гарячому стані.

При встановленні вали машини можуть мати радіальний та кутовий зсув, як показано на рисунку 2.5, що призводить до відповідного зсуву півмуфт (рис. 2.6).

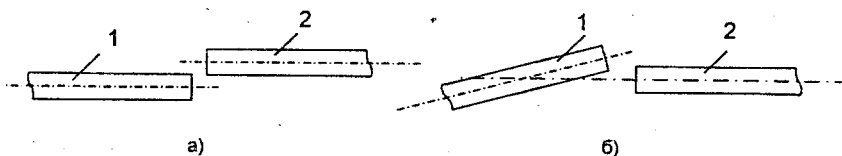


Рисунок 2.5 – Зсув валів  
а) боковий (радіальний); б) кутовий (вісьовий); 1 та 2 – вали

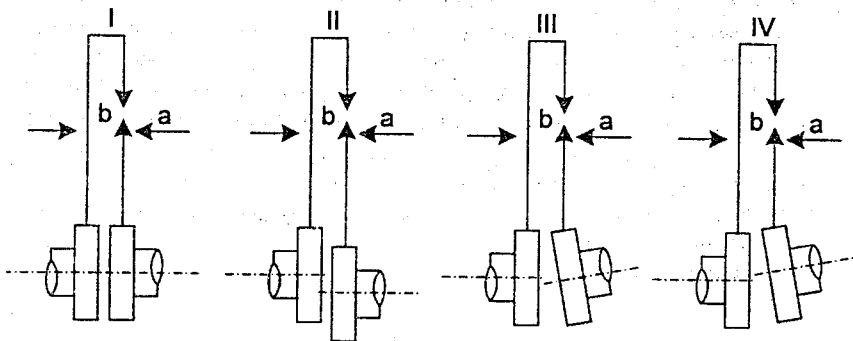


Рисунок 2.6 – Взаємне розташування валів машин, які з'єднуються за допомогою півмуфт:

- I – вали розташували на одній прямій та осі їх збігаються;
- II – осі валів паралельні;
- III – центри валів збігаються, а їх осі розташовані під кутом;
- IV – центри валів зсунуті, а їх осі розташовані під кутом

Якщо з'єднати півмуфти при такому взаємному розташуванні, то при роботі агрегата виникають підвищені вібрації, які можуть призвести до

швидкого зношування підшипників, муфт та болтових з'єднань. Тому з'єднувані машини повинні бути встановлені таким чином, щоб торцеві поверхні півмуфт були паралельні, а осі валів машини, що з'єднуються, та механізму знаходились на одній лінії.

Для цього виконують центрування валів за допомогою центрувальних скоб різних конструкцій. Контроль точності центрування здійснюється за величиною радіальних  $a$  та вісьових  $b$  зазорів в чотирьох точках, які рівномірно розташовано по колу муфти, при сумісному повертанні валів, що з'єднуються, на кут  $0, 90, 180$  та  $270^\circ$ . При задовільних відхиленнях (кожний тип муфти має свої допустимі відхилення в радіальних та вісьових зазорах), остаточно закріплюють машину на фундаменті і після повторної перевірки центрування валів з'єднують півмуфти між собою.

При використанні ланцюгової або пасової передачі необхідно поєднати середні лінії зірочок або шківів, які встановлені на веденому и ведучому валах, та забезпечити натягування ланцюга або паса.

Середні лінії зірочок та шківів зазвичай суміщають за допомогою натягнутої паралельно їм струни з використанням звичайного вимірювального інструменту. Для забезпечення потрібного натягування машина повинна мати можливість пересування в площині, яка створена вісями обертання машин, що з'єднуються. В деяких випадках для створення натягування використовуються спеціальні натяжні паси.

При використанні циліндричної форми зубчатої передачі необхідно забезпечити паралельність валів машин, що з'єднуються, та однаковий зазор між зубцями сполучних шестерень по всій довжині зубця. Допуск на співвісність валів в цьому випадку зазвичай не перевищує  $0,5^\circ$ . Контроль неспіввісності проводиться за допомогою індикаторів. Після закріплення електричної машини на фундаменті її корпус заземлюється.

**Монтаж машин великої потужності.** Особливість монтажу крупних електричних машин, які поступають у складеному стані, полягає в тому, що він починається зі встановлення окремої фундаментної плити, на яку встановлюють машину і проводять центрування валів. Ряд машин має на кінці вала фланець, через який вона з'єднується з механізмом. Крім того, при великій довжині ротора під дією його ваги  $P$  виникає прогин вала у вертикальній площині (рисунок 2.7). Тому при горизонтальному положенні машин, що з'єднуються, площини півмуфт (або фланців) виявляються розташованими під кутом одна до одної, як вказано на рисунку 2.8, а.

Центрування валів в цьому випадку закінчується в такому встановленні валів, що з'єднуються, при якому їх загальна лінія являє в вертикальній площині плавну криву (рис. 2.8, б), а в горизонтальній – пряму лінію. При центруванні торці сполучних півмуфт (або фланців) встановлюються паралельно, а осьові лінії валів повинні бути продовженням одна другої та збігатися у сполучних півмуфтах (фланцях). Для цього шляхом встановлення прокладок під лаги корпусу домагаються рівності кутів нахилу шийок вала

до горизонтальної лінії. Кут нахилу перевіряють за рівнем, який встановлюється на вихідному кінці вала.

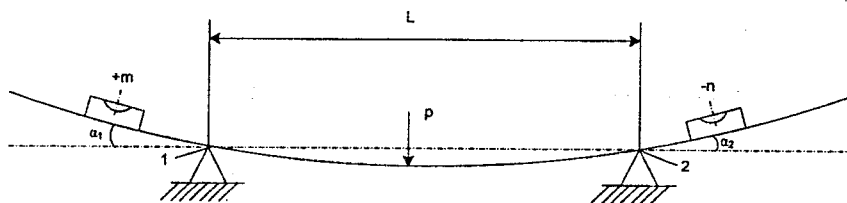


Рисунок 2.7 – Прогиб вала:  
1 та 2 – підшипники; 3 – рівень

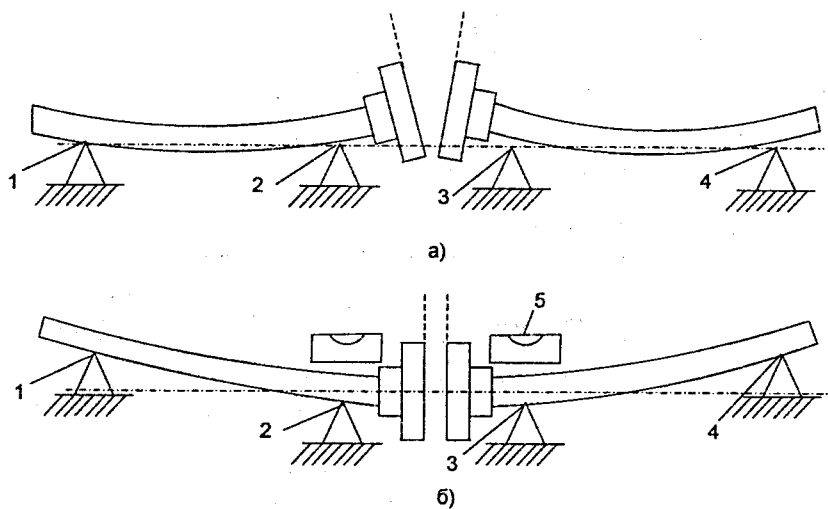
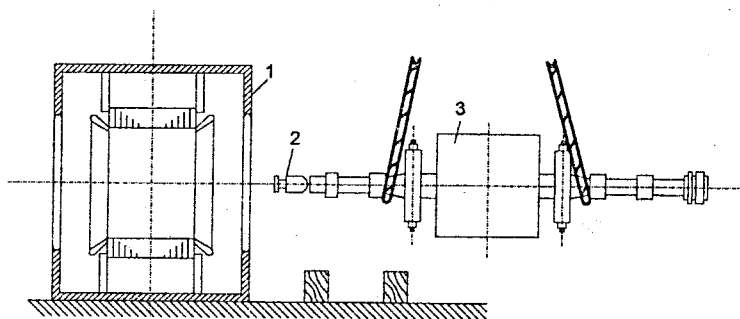


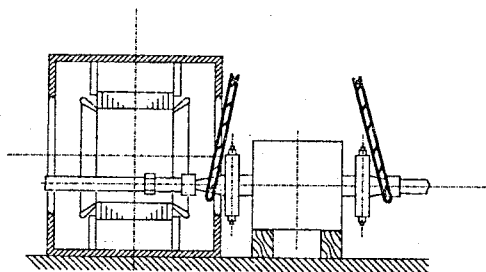
Рисунок 2.8 – Положення валів, які з'єднуються за допомогою півмуфт:  
а) до вивірення лінії вала; б) після вивірення лінії вала;  
1 ÷ 4 – підшипники; 5 – рівень

Якщо крупна електрична машина поступає на складання в розібраному стані (статор і ротор окремо), то попередньо складають саму машину в такій послідовності. Спочатку на монтажному майданчику розміщують та оглядають всі вузли машини, потім підготовлюють фундамент (розмітка, колодязі під фундаментні болти тощо), встановлюють та вивіряють фундаментну плиту. Монтують стоякові підшипники та встановлюють статор.

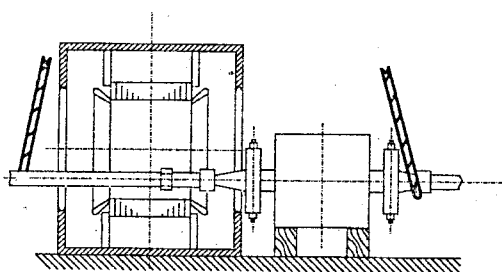
Потім в нього заводять ротор, а шийки ротора встановлюються на підшипники. Схема заведення ротора наведена на рисунку 2.9.



а) початок заведення;



б) встановлення ротора на шпали;



в) закріплення стропа на подовжувачі;

Рисунок 2.9 – Схема заведення ротора в статор з використанням подовжувача: 1 – статор; 2 – подовжувач вала; 3 – ротор

Центрування валів здійснюється, як і в попередньому випадку, але прокладки встановлюються і під корпус підшипників. Після центрування закріплюють корпуси машин і підшипників, підганяють вкладиші підшипників ковзання та їх ущільнення, вивіряють ущільнення в підшипниках та між статором і ротором електричної машини.

Встановлюють додаткове обладнання, яке необхідне для роботи машини (система охолодження, змащування підшипників тощо), здійснюють монтаж та регулювання струмознімальних механізмів, з'єднання електричних кіл та заземлюють корпус машини.

При відсутності вантажопідйомних механізмів в приміщенні складання електричної машини для заведення ротора в статор можна використовувати дерев'яні стояки 1, на яких встановлена балка 2, як вказано на рисунку 2.10.

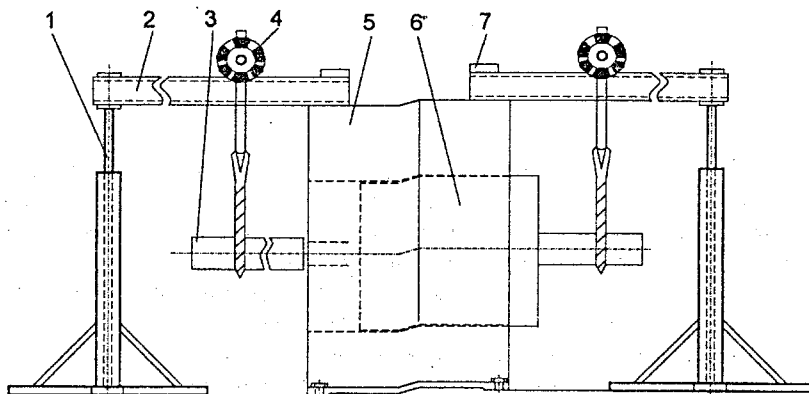


Рисунок 2.10 – Схема заведення ротора в статор при відсутності вантажопідйомних механізмів

1 – стояк; 2 – балка; 3 – подовжувач; 4 – вантажний ролик;  
5 – статор; 6 – ротор; 7 – накладка

## 2.5 Монтаж трансформаторів

Монтаж трансформаторів, особливо потужних силових і спеціального призначення, є складною та трудомісткою роботою, яка потребує попередньої підготовки і чіткої організації праці [2]. Трансформатори потужністю до 1600 кВА відправляються із заводів-виробників складеними та залитими маслом. При потужності 2500 кВА та вище, залежно від габаритних розмірів та маси, трансформатори транспортуються з демонтованими вузлами та деталями, а найбільш потужні – без масла.

Деякі трансформатори потужністю 63 МВА і вище класів напруги 110 кВ і більше мають бак з верхнім роз'ємом та підставкою, яка демонтується на час транспортування. Бак закривають плоскою або спеціальною «транспортною» кришкою, яка замінюється під час монтажу на постійну.

Для транспортування трансформаторів залізничним транспортом поперечному перерізу потужних трансформаторів надають форму, яка наближається до обрису залізничного габариту (рисунок 2.11).

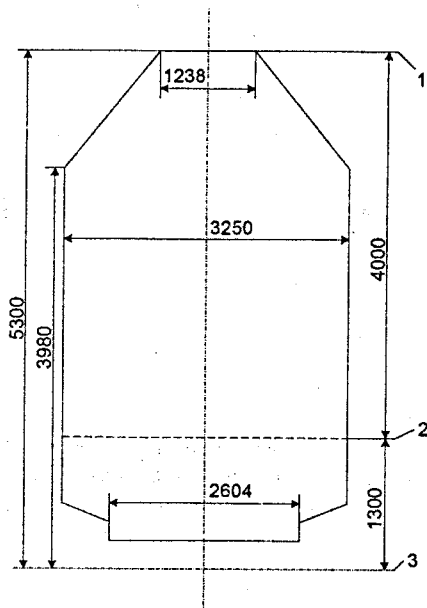


Рисунок 2.11 – Залізничний габарит № 1 В  $\frac{\text{ОСТ}}{\text{ВКС}}$  6435

1 – гранична висота габариту трансформатора при транспортуванні на звичайній платформі; 2 – нормальна висота вантажної площадки залізничної платформи; 3 – рівень верху головки рейки

До початку монтажних робіт необхідно підготувати фундамент під трансформатор, приміщення трансформаторно-масляного господарства, бака для зберігання масла з усіма комунікаціями маслопроводів, монтажні механізми, апарати, пристосування та інвентар. Трансформаторне масло в кількості, яка необхідна для заливання (доливання) трансформатора та для технологічних потреб в процесі монтажу, повинно бути сухим та залито в баки, які обладнані масломірним пристроєм та системою дихання. Засоби пожежогасіння та протипожежний пост на час прогрівання та сушіння трансформатора повинні знаходитись в постійній готовності.

На електростанціях та підстанціях напругою 35 – 750 кВ використовуються, як правило, відкрита установка трансформаторів. Закриту установку використовують тільки в районах інтенсивного забруднення атмосфери та в районах житлової забудови для обмеження шуму. При відкритій установці в районі підсиленого забруднення рекомендується використовувати трансформатори зі спеціальними кабельними вводами в закритих коробах на стороні напругою 6 – 10 кВ.

Трансформатори масою до двох тонн можуть встановлюватися безпосередньо на фундамент, а в інших випадках фундамент обладнано напрямними для катків трансформатора з упорами по обидві сторони трансформатора після його встановлення на фундамент.

Трансформатор, який має пристрій газового захисту, встановлюється на фундамент таким чином, щоб його кришка мала підйом в напрямку до газового реле (*gas(-actuated) relay*) не менше 1%. Уклон маслопроводу до розширювача при цьому повинен бути не менше 2%. Така установка забезпечує безперешкодне надходження газу з трансформатора в маслопровід, який йде до газового реле, і далі до розширювача. Уклон зазвичай створюється установленням підкладок під катки або безпосередньо під дно бака (при відсутності катків).

Для закритої установки трансформаторів використовується або окрема будівля, яка призначена для розташування тільки трансформаторів та їх допоміжного обладнання (системи охолодження, вентиляції, пожежогасіння), або трансформаторні камери – приміщення в загальній будівлі енергетичного об'єкта.

Кожна камера трансформатора забезпечується індивідуальною вентиляційною системою, яка не пов'язана з іншими вентиляційними системами будівлі. Система розраховується на відведення тепла, що виділяється при роботі трансформатора з номінальним навантаженням, і проектується таким чином, щоб різниця температур на вході та виході з приміщення не перевищувала 15 °С. Конструкція вентиляційних шахт повинна запобігати попаданню через них вологи на трансформатор.

У випадку порушення умов транспортування та зберігання трансформатора або при незадовільних результатах попереднього оцінювання стану ізоляції обмоток додатково перевіряють вологоутримання зразків ізоляції, які закладаються в трансформатори потужністю більше 80 МВА. Вологоутримання зразка ізоляції товщиною три міліметри повинно бути не більше 1%. Результати попереднього оцінювання стану ізоляції враховуються при рішенні питання про увімкнення трансформатора під напругу без сушіння.

Монтаж частин трансформатора здійснюється без ревізії активної частини та без підйому знімальної частини («дзвону»), якщо не були порушені умови вивантажування, транспортування, зберігання та не було інших порушень, які могли призвести до пошкодження усередині бака трансформатора. При наявності таких пошкоджень перед установленням комплектуючих виробів необхідно здійснити перевірку трансформатора.

Розкриття трансформатора для встановлення складних частин (вводів, вбудованих трансформаторів струму тощо) потрібно проводити в ясну суху погоду. Після розкриття трансформатора ізоляція обмоток не зволожується за рахунок продування бака сухим повітрям протягом всього часу розгерметизації.

Дозволяється розгерметизувати трансформатори напругою 110–500 кВ та потужністю до 400 МВА без подання в бак сухого повітря, якщо температура його активної частини не менше 10 °С та перевищує точку роси навколишнього повітря не менше, ніж на 10 °С, відносна вологість – не більше 85%, а тривалість розгерметизації не перевищує шістнадцяти годин.

Після монтажу складних частин залишки трансформаторного масла заливаю (для трансформаторів, які транспортуються без масла) через пробку на дні, бак герметизують для створення вакууму та заливання або доливання масла. Для трансформаторів, які мають азотний або плівковий захист, заливання масла здійснюється через дегазаційну установку.

При монтажі *системи охолодження* типу Д (охолодження масляне з дуттям) на бак встановлюють кронштейни, на яких розташовують електродвигуни з вентиляторами, монтують електричну схему живлення і після встановлення радіаторів відкривають радіаторні крани.

Система охолодження ДЦ поставляється у навісному або виносному виконанні. При навісному виконанні всі деталі та вузли трубопроводів зварюються і повністю підготовлюються на заводі. На місці монтажу охолоджувачі навішують на бак трансформатора та з'єднують з баком трубами. При виносному виконанні охолоджувачі встановлюють на окремих фундаментах та з'єднують з трансформатором трубами, вузли яких підгоняють та зварюють на місці встановлення.

Одночасно з монтажем системи охолодження здійснюється монтаж інших деталей і частин трансформатора – встановлюються термосифонні фільтри, розширювачі, вихлопна труба, повітряосушувач приєднується до розширювача, встановлюються газове реле і сигнальні манометричні термометри. Розширювач, що транспортується окремо від трансформатора, повинен бути ретельно перевірений та оглянутий. У випадку виявлення іржі на його внутрішній поверхні необхідно прийняти заходи щодо її усунення або замінити розширювач на новий. Маслопокажчик розширювача, який транспортується у розібраному вигляді, встановлюють при монтажі зі сторони, яка вказується заводом-виробником. Для захисту трансформаторів від витікання масла з розширювача на фланці дна розширювача встановлюють реле рівня масла.

Після встановлення маслопокажчика і реле рівня масла розширювач випробовують на герметичність, заповнюючи його сухим трансформаторним маслом з витримкою протягом трьох годин. Після закінчення монтажу системи охолодження та інших частин трансформатора доливають масло в бак трансформатора і заливають маслом систему охолодження.

**Перевірка стану ізоляції обмоток.** Після закінчення монтажу трансформатора вимірюють опір ізоляції обмоток та визначають коефіцієнт абсорбції,  $\text{tg}\delta$  ізоляції тощо. Опір ізоляції необхідно порівняти зі значенням, яке було виміряне в заводських умовах: для не зволоженої ізоляції  $R_{60}^* > 0,7 \cdot R_{60_{зав}}^*$ . Допустимі значення ізоляційних характеристик для трансформаторів напругою до 35 кВ та потужністю до 10 МВА наведено у таблиці 2.1.

В тих випадках, коли виявлено порушення інструкції з монтажу та введення трансформатора в роботу, здійснюється ревзія трансформатора з підніманням знімної частини бака або активної частини.

**Ревзія трансформатора** включає сукупність робіт з розкриття, огляду, усунення несправностей та герметизації активної частини трансформатора. Щоб уникнути зволоження ізоляції, обмежують тривалість знаходження активної частини не в баку: при температурі навколишнього повітря  $0^\circ\text{C}$  або відносній вологості вище 75% – не більше дванадцяти годин; при вологості 65–75% – не більше шістнадцяти годин; при вологості до 65% – не більше двадцяти чотирьох години.

Ревзія здійснюється при температурі активної частини, яка дорівнює або перевищує температуру навколишнього середовища. При мінусовій температурі навколишнього повітря трансформатор з маслом підігривають до  $20^\circ\text{C}$ . Час ревізії може бути збільшено вдвічі, якщо температура навколишнього повітря вище  $0^\circ\text{C}$  вологість нижче 75% та температура активної частини перевищує температуру навколишнього середовища не менше ніж на  $10^\circ\text{C}$ . Ревзія трансформатора залежно від його потужності, класу напруги, конструкції та умов монтажу може виконуватися одним з таких методів [2, 3, 6]:

- підніманням активної частини з бака трансформатора;
- оглядом активної частини всередині бака;
- підніманням верхньої знімної частини бака трансформатора.

Огляд трансформатора виконують в закритому приміщенні. Для цього масло зливають у сухий та чистий бак, а активну частину встановлюють на настил з дощок. При ревізії перевіряють затягнення доступних шпильок кріплень відводів, бар'єрів, перемикальних пристроїв, осьове пресування обмоток. При необхідності рівномірно по усьому колу виконують підпресування обмоток клинами або підтягування гвинтів та домкратів. Після усього усувають виявлені несправності в ізоляції доступних частин обмоток, відводів та інших ізоляційних елементів, перевіряють опір ізоляції обмоток між собою та відносно магнітопровода, опір ізоляції доступних шпильок, бандажів та півбандажів ярма відносно активної частини та ярмових балок і схему заземлення (рис. 2.12).

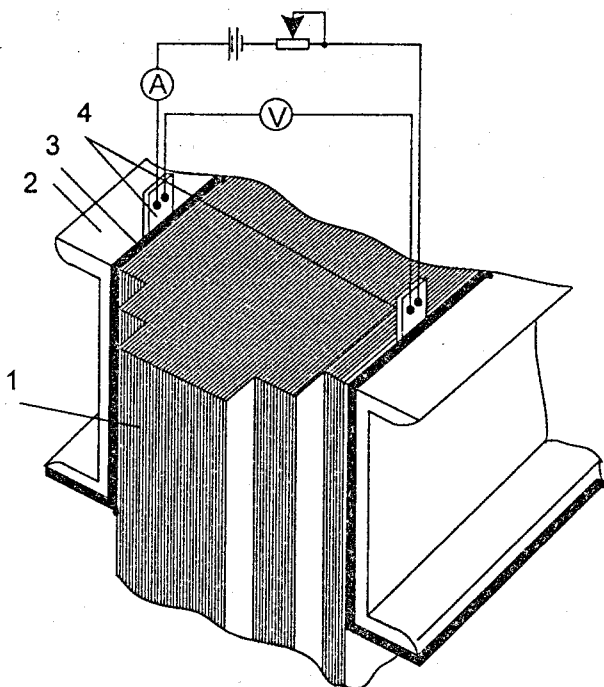


Рисунок 2.12 – Вимірювання опору ізоляції магнітної системи  
 1 – верхнє ядро; 2 – ярова балка; 3 – електрокартонна ізоляція ярма;  
 4 – мідна контактна пластина

При відсутності підйомних пристосувань для трансформаторів потужністю 10 МВА та вище класів напруги 110–330 кВ дозволяється здійснювати ревізію активної частини без підйому з бака при знятій кришці, а в окремих випадках, через локви бака трансформатора без підйому кришки. Ревізія активної частини трансформатора з нижнім роз'ємом бака можлива без її підйому, що значно скорочує та спрощує виконання монтажу. Після вимірювань та перевірок активну частину промивають сухим трансформаторним маслом і опускають в бак або встановлюють на місце знімну частину бака, після чого ущільнюють місця з'єднань. При встановленні активної частини в бак перевіряють правильність розташування напрямних деталей відносно стінок бака, роблячи невеликі пересування її до посадки на конусні щити, які приєднані до дна бака за допомогою зварювання. Шипи входять в отвори горизонтальних полок нижніх ярових балок.

**Монтаж герметичних та сухих трансформаторів і трансформаторів з литою ізоляцією.** Ревізія сухих трансформаторів, які мають захисний кожух звичайної форми, та трансформаторів з литою (компаундною)

ізоляцією зводиться до зовнішнього огляду: перевіряють надійність контактних з'єднань, відсутність пошкодження обмоток, ізоляторів та ізоляційних прокладок. Обмотки та магнітопровід сухих трансформаторів продувають стислим повітрям і виконують необхідні вимірювання. Якщо опір ізоляції нижче норми, проводять її сушіння одним з методів, які наведено в розділі 2.4. Герметичні трансформатори, які заповнено совтолом, на місці установлення розбиранню не підлягають.

## 2.6 Пусконаладжувальні роботи

Пусконаладжувальні роботи є заключною фазою монтажу, яка здійснюється або самим електромонтажниками, або спеціалізованими організаціями. Ці роботи виконуються в такій послідовності [1, 2, 8]:

- роботи без подання напруги, в процесі яких здійснюється огляд обладнання, виявлення та усунення недоробок, вимірювання опору ізоляції, перевірка пускорегулювальної апаратури та фазування ліній;

- роботи з подачею напруги в оперативні кола управління для перевірки дії усіх елементів схеми при нормованих відхиленнях напруги з реєстрацією несправностей;

- роботи з перевірки силових кіл з подачею напруги як в оперативні, так і в силові кола з ручним управлінням електроприводами для перевірки їх роботи в різних режимах (на цьому етапі обладнання передається персоналу, що його обслуговує);

- комплексні випробування та режими налагоджування, які проводить експлуатаційний персонал під наглядом наладників, які крім того беруть участь в настроюванні обладнання.

Після закінчення монтажу *електричну машину* при вимкненому приводному механізмі спочатку прокручують вручну. Потім здійснюють перший пуск двигунів на холостому ході з перевіркою направлення обертання ротора і, якщо воно збігається із заданим, продовжують випробування і визначають рівень вібрації, наявність стуків в підшипниках та їх температуру.

Після виявлення дефектів та їх усунення вмикають двигун сумісно з приводним механізмом. Під час сумісної роботи на холостому ходу (не менше однієї години) контролюють плавність роботи механічної передачі (якщо вона є), температуру підшипників, вібрації та інші, передбачені інструкцією параметри. Якщо результати роботи на холостому ході виявляються задовільними, перевіряють роботу двигуна під навантаженням з увімкненими системами захисту, які встановлено на електричній машині. При позитивних результатах роботи під навантаженням та при правильній роботі захисту складають акт про приймання машини в експлуатацію.

Після закінчення монтажу трансформатора перед його увімкненням необхідно переконатися в неушкодженості всіх кіл та пристроїв управління, захисту, сигналізації та автоматики. Перше увімкнення повинно носити

пробний характер. В ході нього вживаються заходи щодо автоматичного вимикання трансформатора при появі не виявлених раніше дефектів.

Увімкнення *трансформатора* здійснюється при всіх задіяних захистах, які увімкнені «на вимикання». Сигнальні контакти газових реле при першому увімкненні трансформатора потрібно перемкнути «на вимикання» (зазвичай вони працюють «на сигнал»). Пробне увімкнення трансформатора на робочу напругу допускається не раніше, ніж через 12 годин після останнього доливання масла та тривалістю не менше 30 хвилин. Під час роботи трансформатор прослуховують та спостерігають за його станом. Потім трансформатор відключають, після чого вмикають три-чотири рази поспіль для настроювання захистів від кидків струму намагнічування.

Трансформатори з дуттевою циркуляційною системою охолодження (типу Д, ДЦ, Ц) можна вмикати з відключеною системою охолодження. При цьому контролюють температуру масла в верхніх шарах, яка не повинна перевищувати 75 °С.

Після опробування трансформатора на холостому ходу проводиться його фазування, яке являє собою перевірку чергування фаз трансформатора та їх відповідність фазам живильної мережі. Якщо передбачена паралельна робота трансформатора, додатково визначається або перевіряється його група з'єднання.

При задовільних результатах пробного увімкнення трансформатор може бути увімкнено під навантаження та здано в експлуатацію.

### Контрольні запитання

1. В яких випадках необхідне сушіння обмоток електричних машин та трансформаторів?
2. Які параметри контролюються при сушінні обмоток?
3. Які способи сушіння обмоток електричних машин та трансформаторів відомі вам?
4. Чим відрізняється процес сушіння трансформатора від сушіння електричної машини?
5. Як здійснюється центрування валів електричної машини і механізму у випадку з'єднання валів за допомогою муфти?
6. Які особливості центрування валів крупних електричних машин?
7. Як здійснюється монтаж трансформатора?
8. В яких випадках використовується ревзія трансформатора і який її зміст?
9. В чому полягає особливість монтажу сухих трансформаторів?
10. Яка послідовність пусконаладжувальних робіт?
11. Організація електромонтажних робіт.
12. Перевірка фундаментів під монтаж.
13. Визначення опору ізоляції крупних електричних машин.
14. Індукційний спосіб сушіння електричних машин.

15. Струмове сушіння електричних машин.
16. Сушіння методом зовнішнього нагріву електричних машин.
17. Визначення вологості ізоляції трансформаторів.
18. Допустимі значення ізоляційних характеристик трансформатора.
19. Сушіння ізоляції трансформатора в маслі.
20. Сушіння ізоляції трансформатора без масла.
21. Підготовка електричних машин до монтажу.
22. Монтаж машин малої та середньої потужності.
23. Монтаж машин великої потужності.
24. Способи заведення ротора в статор.
25. Монтаж трансформаторів.
26. Ревізія трансформаторів.
27. Вимірювання опору ізоляції магнітної системи трансформатора.
28. Монтаж герметичних, сухих трансформаторів та трансформаторів з литою ізоляцією.
29. Пусконаладжувальні роботи.

## 3 ДІАГНОСТИКА ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН ТА ТРАНСФОРМАТОРІВ

Метою систем технічної діагностики будь-якого обладнання, в тому числі електричних машин та трансформаторів, є визначення фактичного технічного стану обладнання для організації його правильної експлуатації, технічного обслуговування та ремонту, а також виявлення можливих несправностей на ранньому етапі їх розвитку. Усі види витрат на функціонування системи технічної діагностики повинні бути мінімізовані.

*Планова* технічна діагностика проводиться відповідно до діючих норм та правил. Крім того, вона дозволяє судити про можливість подальшої експлуатації обладнання, коли воно відпрацювало нормативний термін служби. *Позапланова* технічна діагностика обладнання проводиться у випадку виявлення порушень його технічного стану. Якщо діагностика проводиться під час роботи обладнання, вона є *функціональною*.

В багатьох країнах розроблені діагностичні системи, які ґрунтуються на різноманітних фізичних та математичних моделях.

### 3.1 Склад та функціонування діагностичних систем

Технічне діагностування повинно забезпечувати рішення таких задач [6, 10]:

- визначення технічного стану обладнання;
- пошук місця відмови або несправності;
- прогнозування технічного стану обладнання.

Для роботи системи діагностування необхідно встановити її критерії та показники, а обладнання повинно бути доступним для проведення необхідних вимірювань та випробувань.

Основними *критеріями системи діагностування* є точність та достовірність діагностування, а також техніко-економічні критерії. Критерії точності та достовірності практично не відрізняються від аналогічних критеріїв оцінювання приладів та методів, які використовуються при проведенні будь-яких вимірювань, а техніко-економічні критерії містять в собі об'єднані матеріальні та трудові витрати, тривалість та періодичність діагностування.

Як *показники системи діагностування* в залежності від задачі, що вирішується, використовують або найбільш інформативні параметри обладнання, які дозволяють визначити або прогнозувати його технічний стан, або глибини пошуку місця відмови або несправності.

Вибрані діагностичні параметри повинні задовольняти вимоги повноти, інформативності та доступності їх вимірювання при найменших витратах часу та коштів.

При виборі діагностичних параметрів пріоритет надається тим, які задовольняють вимоги визначення істинного технічного стану даного обладнання в реальних умовах експлуатації. На практиці зазвичай використовують не один, а декілька параметрів одночасно.

При проектуванні діагностичних систем необхідно розробити алгоритм діагностування, який описує перелік та порядок проведення елементарних перевірок обладнання, склад ознак (параметрів), які характеризують реакцію об'єкта на відповідні дії, та правила аналізу і прийняття рішення за отриманою інформацією.

В склад діагностичної інформації можуть входити паспортні дані обладнання; дані про його технічний стан на початковий момент експлуатації; дані про поточний технічний стан з результатами вимірювань та обмежень; результати розрахунків, оцінок, попередніх прогнозів та висновків; узагальнені дані по парку обладнання. Ця інформація вводиться в базу даних системи діагностики та може передаватися для зберігання.

*Засоби технічної діагностики* повинні забезпечувати надійне вимірювання або контроль діагностичних параметрів в конкретних умовах експлуатації обладнання. Нагляд за засобами технічної діагностики зазвичай здійснюється метрологічною службою підприємства.

Розрізняють чотири можливих стани обладнання (рисунок 3.1):

- справний (відсутні будь-які пошкодження);
- роботоздатний (є пошкодження, які не заважають роботі обладнання в даний момент часу);
- не роботоздатний (обладнання виводиться з експлуатації, але після відповідного технічного обслуговування може працювати в одному з попередніх станів);
- граничний (на цьому етапі приймається рішення про можливість подальшої експлуатації обладнання після ремонту або про його списування).

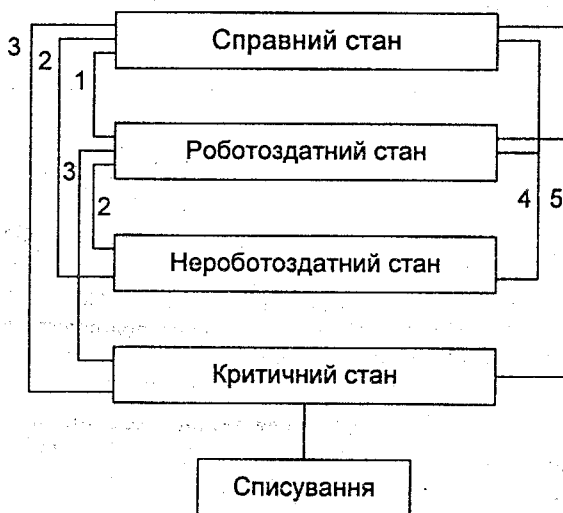
Етапи функціонування системи технічної діагностики в залежності від стану обладнання показано на рисунку 3.2. Як видно з цієї схеми, практично на кожному етапі роботи обладнання проводиться уточнене оцінювання його технічного стану з видачею висновків про можливість його подальшого використання.

Залежно від складності та вивченості обладнання *результати діагностики* у вигляді висновків та рекомендацій можуть бути отримані або в автоматичному режимі, або після відповідної експертної оцінки даних, які отримані в результаті діагностики обладнання.

Технічне обслуговування та ремонт в цьому випадку зводиться до усунення пошкоджень та дефектів, які вказані в висновках за даними технічного діагностування або до знаходження місця відмови.

Про проведені роботи робляться відповідні записи в документації, яка ведеться на підприємстві. Крім того, результати діагностування можуть заноситися у відповідні бази даних та передаватися іншим суб'єктам системи діагностики.

Структурна схема технічної діагностики є інформаційно-вимірною системою та містить датчики параметрів, що контролюються, лінії зв'язку з блоком збирання інформації, блок обробки інформації, блоки виведення та відображення інформації, виконавчі пристрої, пристрої для з'єднання з іншими інформаційно-вимірними та системами управління (зокрема, з системою протипаварійної автоматики, сигнал в яку надходить при виході параметрів, що контролюються, за встановлені межі). Система технічного діагностування може проектуватися як самостійна, так і як підсистема в рамках вже існуючої інформаційно-вимірною системи підприємства.



- 1 – пошкодження; 2 – відмова;
- 3 – перехід в критичний стан через неможливості усунення дефекту, моральне старіння та інші фактори; 4 – відновлення;
- 5 – ремонт

Рисунок 3.1 – Основні стани обладнання

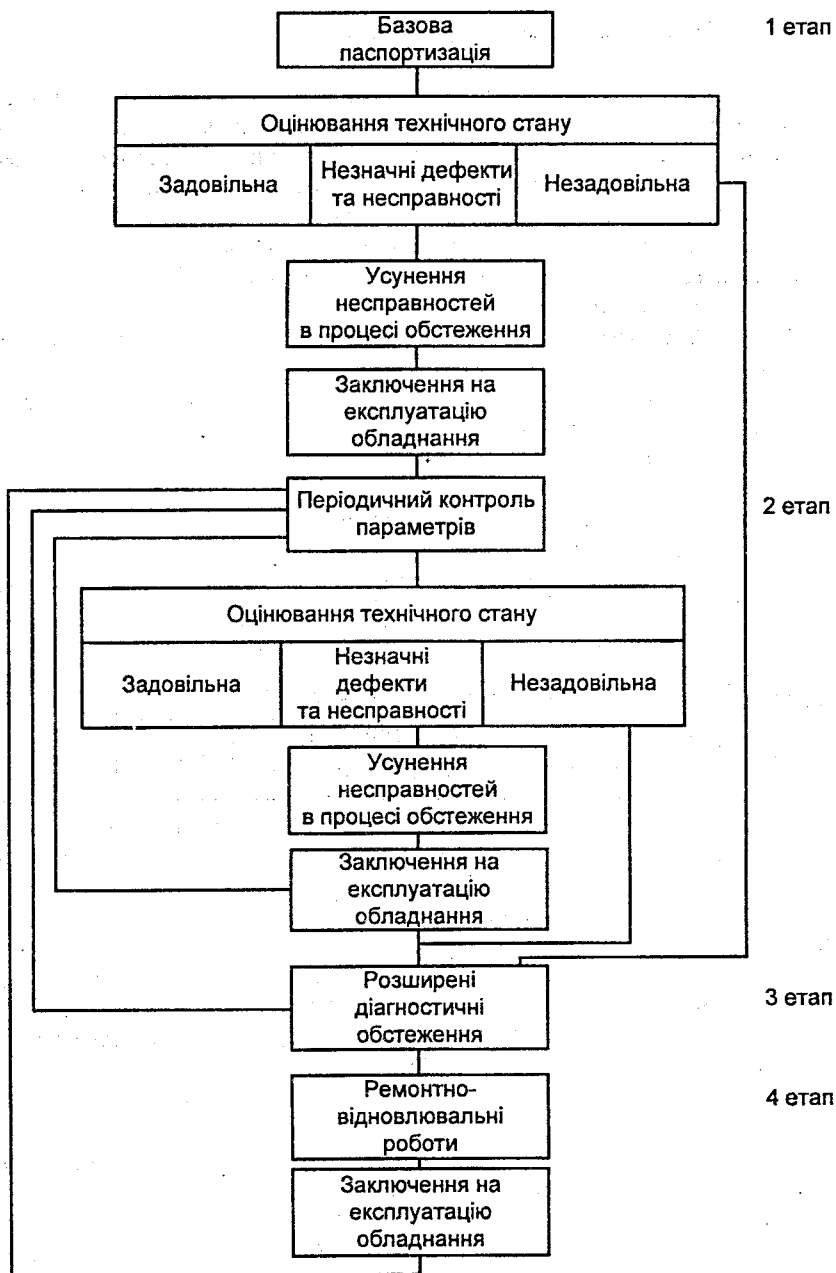


Рисунок 3.2 – Етапи функціонування системи технічної діагностики

### 3.2 Діагностика електричних машин

**Основні дефекти електричних машин.** Оскільки вартість діагностичних систем надто велика, використовувати їх доцільно лише для діагностування великих електричних машин (синхронних генераторів, компенсаторів та двигунів змінного струму) простоювання або відмова яких можуть привести до великого економічного збитку.

Тому розглянемо дефекти, що виникають найчастіше, та їх проявлення, які характерні для основних елементів конструкції великих машин [4, 5, 8].

#### **Осердя статора:**

- пошкодження міжлистової ізоляції, яке викликає місцеві перегрівання;
- послаблення пресування, яке викликає вібрацію пластин сталі з пошкодженням міжлистової ізоляції; розпушіння крайніх пакетів, яке викликає злам листів;
- зміна форми статора гідрогенераторів через послаблення стикування секторів статора, що може привести до дотику ротора та статора.

#### **Обмотка статора:**

- послаблення кріплення стержнів в пазу, яке викликає стирання ізоляції стержня;
- пошкодження напівпровідного покриття стержня, яке викликає появу часткових розрядів (ЧР); розшарування ізоляції, яке викликає її прискорене старіння;
- порушення ізоляції елементарних провідників, яке викликає збільшення циркулюючих струмів та місцевий перегрів обмотки;
- послаблення кріплення лобових частин, яке викликає старіння ізоляції, зсув провідників та підвищену вібрацію лобових частин;
- забруднення, замазлювання та зволоження ізоляції, яке викликає зниження електричної міцності ізоляції;
- тріщини в ізоляції, які призводять до зниження її електричної міцності.

Для машин з безпосереднім водяним охолодженням дуже небезпечним дефектом є зволоження ізоляції внаслідок порушення герметичності системи охолодження, яке викликає пробій в зоні стержня на виході з пазу.

#### **Система безпосереднього охолодження:**

- закупорка каналів безпосереднього охолодження, яка призводить до місцевих перегрівів обмотки;
- порушення герметичності, яке призводить до появи дистилату всередині корпусу та зволоження ізоляції.

#### **Ротор:**

- тріщини в різних частинах ротора турбогенератора або вала гідрогенератора, які призводять до підвищених вібрацій на частоті обертання та зміни фази вібрації;

- порушення цілості бандажних кілець та клинів обмотки ротора, що призводить до підвищених вібрацій.

**Обмотка збудження:**

- пошкодження корпусної ізоляції та виткові замикання, які призводять до підвищення вібрацій на частоті обертання та появи підшипникових струмів;

- зношування порожніх провідників при водяному охолодженні, який призводить до теплового небалансу та підвищених вібрацій.

**Повітряний зазор** (для гідрогенераторів та крупних асинхронних двигунів):

- зміни форми зазору або співвісності осердя статора і ротора, які призводять до асиметрії струму в паралельних вітках та до можливого дотику ротора та статора з наступним руйнуванням останнього.

**Підшипники та підп'ятники:**

- порушення ізоляції, які призводять до появи підшипникових струмів та підвищеного нагріву підшипників;

- зношування робочих поверхонь та перекося, які також призводять до підвищення температури і рівня вібрації.

**Ущільнення вала ротора** (для турбогенераторів з водневим охолодженням):

- зношування ущільнень або їх пошкодження, яке призводить до збільшення витрат водню та попадання масла всередину корпусу;

- перекошування ущільнень, яке призведе до їх підвищеного нагрівання.

**Засоби та методи контролю стану окремих вузлів**

**Осердя ротора.** Послаблення пресування осердя призводить до його підвищеної вібрації, яка контролюється спеціальними датчиками, встановленими на корпусі машини. Пошкодження міжлистової ізоляції призводить до місцевих перегрівів, які контролюються або термодатчиками, які встановлені в активній сталі статора, або тепловізором, або за допомогою спеціального термоіндикаторного покриття. Ці покриття наносяться на поверхню критичних по перегрівах вузлів машини і при досягненні граничної температури виділяють певні гази та аерозолі, які виявляють при хімічному аналізі охолоджувального газу. На різні вузли машини наносяться покриття різного хімічного складу, що дозволяє не тільки зафіксувати місцеві перегріви, але і ідентифікувати їх джерела. Крім покриття на небезпечні місця можуть встановлюватися термочутливі «етикетки», які змінюють свій колір при перевищенні порогового значення температури місця установлення. Огляд «етикеток» можливий тільки під час ревізії на зупиненій машині.

**Обмотка статора.** Контроль теплового стану обмотки здійснюється за допомогою вбудованих датчиків температури або за допомогою тепловізора, або шляхом хімічного аналізу охолоджувального газу, в якому знаходяться продукти термічного розкладу ізоляції. Контроль за місцевими перегрівами можна проводити за допомогою нанесення термоіндикаторних

покрить або термочутливих “етикеток”.

Контроль стану ізоляції здійснюється аналізаторами ЧР, які вимірюють інтенсивність часткових розрядів. Сигнали на аналізатор поступають від емнісних датчиків зв'язку, які встановлені під пазовим клином. Аналізатори ЧР дозволяють розпізнати такі дефекти обмотки статора: послаблення кріплення обмотки в пазу, пошкодження напівпровідного покриття, розшарування або погана просочення ізоляції, відшарування міді від корпусної ізоляції, суттєве зношування ізоляції, послаблення кріплень обмотки. У зв'язку з високою інформативністю аналізатори ЧР отримали широке розповсюдження в системах діагностики великих електричних машин.

Часткові розряди призводять до появи озону в охолоджувальному газі. Велика концентрація озону свідчить про наявність часткових розрядів в ізоляції, які пов'язані з пошкодженням напівпровідного покриття.

**Повітряний зазор.** Контроль повітряного зазору здійснюється за допомогою систем оптичного контролю, які мають точність 0,05 мм при діапазоні вимірювання 40 мм. За допомогою таких систем, які мають датчики на статорі і роторі, вдається виявити радіальні коливання статора, нерівномірне розширення статора при нагріванні, динамічні змінювання повітряного зазору при змінах режиму роботи та биття вала.

В наш час широко використовуються системи контролю повітряного зазору гідрогенераторів на базі емнісних датчиків. Вони простіші за оптичні та дозволяють обійтися тільки датчиками, які встановлені на статорі.

**Підшипники та під'ятники.** Для визначення стану підшипників здійснюється безпосередній (шляхом встановлення датчиків на бабітових вкладишах) або непрямий (вимірювання температури масла на вході і виході підшипників) тепловий контроль, а також контроль вібрації.

Окремо потрібно сказати про системи вібродіагностики, що широко використовуються. Ці системи дозволяють отримати достовірну інформацію про наявність таких дефектів: розбалансування ротора, несоосність вала, нерівномірність повітряного зазору, дефекти ущільнень, тріщини в роторі, структурні резонанси та ряд інших.

На базі комплексу методів виявлення дефектів створені автоматизовані системи контролю стану великих електричних машин. Так, створена в Росії система СКДГ контролює температуру, електричні та механічні параметри та видає попереджувальні і аварійні сигнали при виході вимірювальних величин за допустимі межі. Система має сто двадцять каналів контролю, обробляє та зберігає дані вимірювань і показники режимів роботи.

Найбільш універсальною зараз вважається розроблена за замовленням EPRI (науково-дослідний інститут електроенергетики, США) система HYDROSCAN (фірма “MCM Enterprise Ltd”, США). Система включає в себе сканувальний пристрій, який є по суті діагностичною системою стану статора і ротора гідрогенератора. Пристрій складається з комплекту датчиків, стабілізатора живлення, телевимірювальної системи, управляючого контролера та пульта управління. Вимірювання температури на статорі ви-

конується зі сторони ротора, а температура ротора – зі сторони статора.

Сканування поверхні розточки статора здійснюється датчиками, які встановлені на роторі в міжполосному просторі. Є 14 полос вимірювання температури, які «обігають» всі пази статора (відповідає 7056 точкам вимірювання температури на осерді статора). Частота опитування по пазах складає 1 кГц, чутливість – 1 °С на площині довжиною 2,5 см та шириною, яка дорівнює ширині зубця.

Розвиваючі пошкодження стержнів обмотки статора гідрогенератора, які супроводжуються частковими розрядами в ізоляції, визначаються за допомогою радіочастотних датчиків. Для отримання більшої чутливості та точності фіксації місця розряду ці датчики встановлюють на осі полюса. Крім того, контроль за частковими розрядами ведеться за допомогою емнісних датчиків, які вбудовані в пази статора.

Контроль величини повітряного зазору здійснюється двома індуктивно зв'язаними котушками, які закріплені в повітряному зазорі. Роздільна здатність вимірювань повітряного зазору складає 0,64 мм. В зазорі вимірюється також обертова складова магнітного поля (по трьох осях за допомогою датчиків Хола), яка дозволяє виявити виткові замикання в котушках статора.

Виявлення послаблення пазових клинів, кріплення лобових частин та вібрації осердя статора здійснюються шляхом аналізу за допомогою трьох мікрофонів, які встановлено в блоці датчиків. В блоці датчиків встановлено також акселерометр для вимірювання вібрації ротора, пристрій живлення датчиків та оптоволоконний пристрій передачі даних на приймач.

Система діагностики (сканувальний пристрій є її частиною) контролює температуру повітря в повітряному зазорі, стан підшипників та щітково-контактного апарату.

Основним напрямком розвитку систем діагностики є автоматизація. Прикладом автоматизованих систем може служити система SUPER, яка встановлена на одній з канадських ГЕС (рис. 3.3). Система контролює такі характеристики основних вузлів гідроагрегату:

#### *Генератор:*

- вимірювання температури обмотки статора (датчики 1), охолоджувальної води (датчики 2), охолоджувального (датчики 3) та навколишнього (датчики 4) повітря;

- положення ротора відносно статора (датчики 5);  
- напругу та силу струму обмоток статора і ротора, активну і реактивну потужність генератора, коефіцієнт потужності;  
- вібрації на частоті обертання та на частоті мережі (датчики 6 на верхньому підшипнику).

#### *Підшипники:*

- вібрації по двох осях в горизонтальній площині (датчики 7);  
- температуру на корпусі підшипників, температуру масла та води охолоджувальної системи (датчики 8);

- вібрації на під'ятнику (датчики 9), а також витрати масла в системі змащування і води в системі ущільнення;

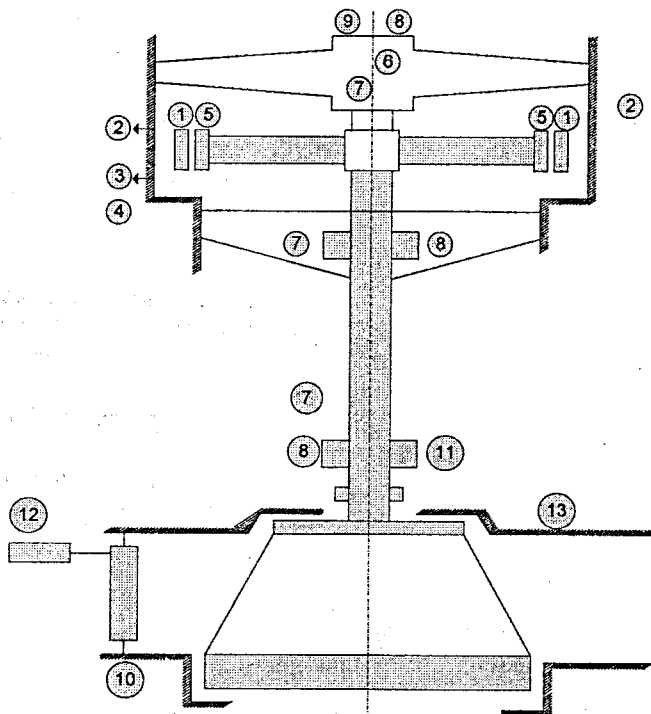


Рисунок 3.3 – Розташування датчиків в діагностичній системі SUPER

1 – датчики температури обмотки статора; 2 – датчики температури охолоджувальної води; 3 – датчики температури охолоджувального повітря; 4 – датчики температури навколишнього повітря; 5 – емнісні датчики зсуву; 6 – датчики вібрації на під'ятнику (вібрації на частоті обертання та частоті мережі); 7 – датчики вібрації (по двох осях в горизонтальній площині); 8 – датчики температури корпусу підшипників, масла та охолоджувальної води; 9 – датчики температури масла та віброприскорення в під'ятнику; 10 – датчики зсуву; 11 – датчики вібрації вала; 12 – датчики положення прямого апарата; 13 – датчики стану кільцевого ущільнення турбіни

#### **Збуджувач генератора:**

- зношення щіток (за температурою контактних кілець);
- частоту обертання.

Крім того, контролюється робота *гідротурбіни* та прямого апарата (датчики 10–13).

Система SUPER фіксує кожну хвилину 52 механічних та 10 електричних параметрів та має 50 уставок на сигнал. В основний процесор дані передаються зазвичай один раз на годину. У випадку спрацювання будь-якої з уставок (сигнал тривоги – вихід параметра, що контролюється, за допустимі межі) в процесор передаються дані за попередню годину роботи. Математичне забезпечення дозволяє обробляти та передавати сигнали датчиків, вибирати їх для бази даних, здійснювати постійний контроль та аналіз в режимі “on-line” та проводити спеціальні тести.

В системах функціональної діагностики знайшли широке застосування пристрої контролю хімічних і механічних домішок в охолоджувальному газі, які дозволяють визначити перегрів ізоляції (за продуктами її теплової деструкції або за продуктами розкладу термочувливих покриттів) та ступінь її механічного зношування (за складом та кількістю механічних домішок). Ці пристрої можуть бути як стаціонарними (для постійного контролю стану ізоляції), так і переносними (для періодичного контролю стану ізоляції).

Використання систем функціонування діагностики сумісно з випробуваннями і перевірками під час ревізій і оглядів дозволяє максимально збільшити міжремонтний період, а при необхідності проведення ремонтів більш точно визначити місця і ступінь пошкодження, мінімізувати тим самим його об'єм та час проведення.

### 3.3 Діагностика трансформаторів

З практики експлуатації трансформаторів відомі типові види пошкоджень, їх ознаки, можливі причини та способи виявлення [2, 3].

**Магнітопроеід.** При наявності дефекту в міжлистовій ізоляції можливі перегрів, які викликаються вихровими струмами або струмами в короткозамкнених контурах, які створюються в результаті порушення ізоляції масивних деталей остову від активної сталі. У випадку конденсації вологи на поверхні масла вона попадає на верхнє ядро, проникає між пластинами активної сталі у вигляді водомасляної емульсії, руйнує міжлистову ізоляцію та викликає корозію сталі. З цих причин погіршується стан масла (знижується температура спалаху, підвищується кислотність) та збільшуються втрати холостого ходу.

**Обмотки.** Найбільш характерним видом пошкоджень в обмотках є виткове замикання. Причиною його може бути руйнування ізоляції через старіння внаслідок її природного зношування або через тривалі перевантаження трансформатора при недостатньому охолодженні обмоток. Порушення ізоляції витків може відбутися також внаслідок механічних пошкоджень при коротких замиканнях. Ознаками виткових замикань є спрацювання газового захисту, підвищений нагрів, різниця в опорі фаз постійному струму тощо.

На трансформаторах потужністю від 1000 кВА встановлюється газове реле, спрацювання якого виникає в результаті виділення всередині трансформатора газів з-за розкладу масла, яке викликане вказаними пошкодженнями. Про причини спрацювання газового захисту та про характер пошкодження можна судити за результатами хімічного аналізу газів в реле, який дозволяє виявити пошкодження на ранній стадії їх виникнення і в разі випадків оперативно усунути їх.

Описані раніше методи контролю інтегрального стану ізоляції трансформаторів (опір ізоляції, коефіцієнт абсорбції,  $\text{tg}\delta$ ,  $C_2/C_{50}$  тощо) не дозволяють виявити часткові пошкодження ізоляції на початковій стадії їх розвитку та вказати характер і ступінь пошкодження. Тому одним з найбільш перспективних напрямків в дослідженні пошкоджень працюючих трансформаторів є періодичний аналіз вмісту розчинених в маслі газів, який визначається хроматографічним методом.

У наш час встановлено зв'язок між газами, що виділяються в масло, та причинами їх появи. Так, виділення водню ( $\text{H}_2$ ) свідчить про наявність в трансформаторі іскрових та дугових часткових розрядів, ацетилену ( $\text{C}_2\text{H}_2$ ) – про наявність електричної дуги та іскріння, етилену ( $\text{C}_2\text{H}_4$ ) – про місцеве нагрівання масла та паперово-масляної ізоляції вище 873 К, метану ( $\text{CH}_4$ ) – про місцеве нагрівання ізоляції в діапазоні 673–873 К або про супроводжуючі нагрівання часткові розряди, етану ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ) – про місцеве нагрівання масла та ізоляції в діапазоні 573–673 К, оксиду та діоксиду вуглецю ( $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ) – про старіння та зволоження масла і твердої ізоляції, діоксиду вуглецю – про нагрівання твердої ізоляції.

Крім вказаних газів в маслі може знаходитися кисень (повітря), наявність якого свідчить про порушення герметичності трансформатора, та вода, наявність якої призводить до погіршення ізоляційних властивостей трансформаторного масла.

Методи відбору проб масла для аналізу наявності в ньому води та розчинених газів, а також їх хроматографічний аналіз наведено в [3, 6]. Зауважимо, що зараз у світі випускається великий спектр хроматографічних установок, які дозволяють проводити аналіз наявності води та розчинених газів. Основний недолік цих установок – неможливість отримувати інформацію в режимі «on-line», оскільки між відбором проби масла та отриманням результатів аналізу проходить тривалий час (в основному на транспортування проб), а сам аналіз з підготовкою установки займає 2–3 години.

Вітчизняні установки, які мають хроматограф (*chromatograph*), пробо-відбірники, програмне забезпечення результатів аналізу та різне допоміжне обладнання дозволяють виявити шкідливі компоненти при такій нижній концентрації: вода – 2,0 г/т; повітря – 0,03%; водень – 0,0005%; метан, етан, етилен – 0,0001%; ацетилен – 0,00005%; оксид та діоксид вуглецю – 0,002%.

Принцип дії існуючих установок безперервної діагностики оснований на вимірюванні об'єму усіх розчинених в маслі газів або на визначенні його об'ємного опору. Для герметичних трансформаторів та високовольтних маслонаповнених вводів використовуються установки, які працюють за принципом змінювання тиску та температури масла.

В ВЕІ була створена та впроваджена дистанційна система діагностики ССГ-1, яка призначена для роботи в складі АСУТП безперервного контролю та прогнозування стану трансформаторів. Шафа ССГ-1 встановлюється біля трансформатора та підключається до його заземленої системи охолодження в двох точках з різним тиском масла, щоб забезпечити його природну циркуляцію через установку. Установка в автоматичному режимі здійснює періодичний контроль концентрації усіх горючих газів та температури масла в місці приєднання. Тривалість циклу вимірювань складає чотири години. Якщо сумарна об'ємна концентрація горючих газів не перевищує 500 ppm, то хроматографічний аналіз масла повинен проводитися не частіше планового, якщо концентрація перевищує 500 ppm, то потрібно уважно стежити за швидкістю зростання концентрації горючих газів та провести позачерговий хроматографічний аналіз. Концентрація більше 3000 ppm свідчить про розвиток серйозного дефекту та потребує прийняття негайних заходів для запобігання аварії.

За кордоном отримали розповсюдження установки безперервної дії HYDRAN фірми "Suprotec Corp" (США) різних модифікацій, які вимірюють сумарну концентрацію горючих газів та перераховують її в водневий еквівалент. Математичне забезпечення установок дозволяє аналізувати дані, що надходять, та прогнозувати розвиток дефектів, які можуть призвести до аварії трансформатора.

Для контролю стану герметичних трансформаторів та вводів в ВЕІ були розроблені мікропроцесорні датчики тиску та температури, які встановлюються за допомогою штуцерів безпосередньо на баку або вводах. Вони вимірюють температуру та тиск масла в місці встановлення та з'єднуються із системою діагностики. Зниження тиску нижче норми свідчить про наявність течі, а підвищення тиску та (або) температури – про внутрішні пошкодження в трансформаторі або вводах. Швидкість змінювання параметрів, що контролюються, свідчить про ступінь серйозності пошкодження.

Також була створена установка для безперервного контролю ізоляційних властивостей масла шляхом вимірювання його об'ємного опору  $\rho_v$ . Випробувальна комірка підключається до заземленого маслопроводу трансформатора та періодично передає дані про величину  $\rho_v$  в систему контролю параметрів. За величиною  $\rho_v$ , на яку впливають продукти старіння масла, можна судити про величину його  $\text{tg}\delta$ . В сукупності з іншими датчиками ця установка може входити до складу діагностичної системи трансформатора.

Однією зі складових діагностичної системи може служити підсистема, яка побудована на базі математичної моделі навантажувальної здатності (*power rating, output capacity*) трансформатора (дивись розділ 5.3), яка для своєї роботи не потребує встановлення датчиків всередині трансформатора. Для її функціонування необхідні дані про поточні навантаження трансформатора (зазвичай існуюча вимірювальна система має датчики потужності трансформатора по фазах), про його напругу та температуру навколишнього середовища. Крім того, повинні бути відомі втрати холостого ходу та короткого замикання, а також розрахункові (номінальні) значення перевищень температури обмотки та масла у верхніх шарах. Така підсистема оцінювання інтегрального зносу ізоляції дозволяє в режимі «on-line» одержувати дані про ступінь зносу ізоляції та прогнозувати термін служби трансформатора. Ця інформація у поєднанні з плановими перевірками характеристик ізоляції (опір ізоляції, коефіцієнт абсорбції тощо) дозволяє проводити ремонт при потребі в залежності від ступеня реального зносу ізоляції трансформатора.

### Контрольні запитання

1. Основні види технічної діагностики та задачі, які вирішуються за її допомогою.
2. Перелік основних станів технічного обладнання та їх коротка характеристика.
3. Які характерні дефекти статорів великих машин змінного струму і як вони проявляються?
4. Які характерні дефекти роторів великих машин змінного струму і як вони проявляються?
5. Які основні методи контролю теплового стану окремих вузлів електричних машин?
6. Як здійснюється контроль повітряного зазору електричних машин?
7. Назвіть характерні дефекти магнітопроводу (обмоток) масляних трансформаторів і як вони проявляються?
8. Які причини появи різних газів в трансформаторному маслі?
9. Основні стани електричного обладнання.
10. Етапи функціонування системи технічної діагностики.
11. Засоби та методи контролю стану окремих вузлів.
12. Автоматизовані системи контролю стану великих електричних машин (система HYDROSCAN).
13. Автоматизована система діагностики для ГЕС (система SUPER).
14. Діагностика трансформаторів.
15. Система діагностики трансформаторів типу ССГ-1.
16. Установка для безперервного контролю ізоляційних властивостей масла.

## 4 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН

В процесі експлуатації деталі електричних машин піддаються зносу, що призводить до відмов в їх роботі. Для усунення відмов, які зумовлені зносом, періодично проводять ремонт для підтримування роботоздатності машин на високому рівні. Важливу роль при експлуатації відіграє правильний вибір електричних машин та їх захист в аварійних і ненормальних режимах роботи, а також використання діагностичних систем, які дозволяють своєчасно визначити настання критичного стану до виникнення відмови.

### 4.1 Технічне обслуговування електричних машин

В процесі експлуатації важливе місце займає технічне обслуговування машин перед введенням в експлуатацію, в процесі роботи та після зупинки, планове проведення ремонту та профілактичні (міжремонтні) випробування.

Профілактичні випробування дозволяють виявити несправності, які не завжди можна виявити під час огляду, оскільки вони не мають зовнішніх ознак. При цих випробуваннях перевіряють опір ізоляції обмоток електричних машин та пускорегульовальної апаратури, правильність спрацювання захисту машин напругою до 1000 В в мережах із заземленою нейтраллю та пристроїв захисного вимикання.

Згідно з ПУЕ при перевірці опору ізоляції електричних машин мегаомметри вибираються таким чином [6, 7]:

- для вимірювання опору ізоляції обмоток машин постійного струму та обмоток статора машин змінного струму напругою до 1 кВ потрібно використовувати мегаомметр класу напруги 1000 В;
- для вимірювання опору ізоляції обмоток ротора машин змінного струму напругою до 1 кВ – мегаомметр класу напруги 500 В;
- для вимірювання опору ізоляції обмоток машин змінного струму напругою вище 1 кВ – мегаомметр класу напруги 2500 В.

Роботи з технічного обслуговування електричних машин надто різноманітні. Типовий об'єм цих робіт містить в собі:

- щоденний контроль за виконанням правил експлуатації електричних установок споживачів та інструкції заводу-виробника (контроль за навантаженням, температурою окремих вузлів електричної машини, температурою охолоджувального середовища при замкненому циклі охолодження, наявністю та станом зношування в підшипниках, рівнем шумів і вібрацій, ступенем іскріння під щітками тощо);
- щоденний контроль за справністю заземлення;
- протирання, очищення та продування машини, виявлення дрібних несправностей та їх усунення, які не потребують спеціальної зупинки та проводиться під час перерви в роботі основного технологічного обладнання

(підтягування контактів та кріплень, заміна щіток, регулювання траверс тощо);

- перевірку стану електричних машин з використанням засобів технічної діагностики, яка проводиться з метою виявлення граничного вироблення рісносту її вузлів та деталей і попередження аварійних ситуацій;

- відновлення обладнання, яке відключилося (в результаті спрацювання захисту);

- прийнятно-здавальні випробування після монтажу, ремонту та налагоджування електричних машин та систем їх захисту і керування;

- планові огляди машин, що експлуатуються, за затвердженням головним електриком із заповненням картки огляду.

Для більшості електричних машин основним чинником, який впливає на їх роботоздатність, є робоча температура окремих частин машини (обмотки, підшипників, колектора та контактних кілець). Тому в процесі експлуатації контролю за температурою приділяється особлива увага. На практиці використовуються два методи контролю за нагріванням: безпосередній та непрямий.

При *безпосередньому методі контролю* електрична машина має вбудовані в обмотки, підшипники і магнітопровід датчики температури з різними термоперетворювачами (термометри опору, терморезистори, термопари). За допомогою цих датчиків здійснюються вимірювання температури або перевищення температури (над температурою навколишнього середовища) відповідних вузлів машини. Вимірювання можуть використовуватись або дистанційно, або безпосередньо на машині при кожному її огляді. Відповідно температура може контролюватися або постійно, або періодично. Важливою перевагою безпосереднього методу є можливість вимірювання температури без відключення машини.

Якщо безпосередній метод контролю неможливий (відсутні вбудовані датчики температури), то використовується *непрямий метод контролю* за нагріванням машини. При використанні цього методу спостерігають не за самою температурою або її перевищенням, а за навантаженням машини і температурою охолоджувального середовища. Зазвичай якщо температура не перевищує номінальну, а температура охолоджувального середовища не перевищує допустиму, не потрібно побоюватися недопустимих перегрівів. Непрямий метод контролю широко використовується при експлуатації електричних машин малої і середньої потужності, для яких, як правило, встановлення датчиків температури не передбачається.

## 4.2 Види та причини зношування електричних машин

Зношування електричних машин. В процесі експлуатації відбувається зношування електротехнічного обладнання. Умовно за характером фізичних процесів, що лежать в його основі, можна виділити три види зношування: механічне, електричне та моральне.

*Механічне зношування* є наслідком тривалих та багатократних знако-постійних або знакозмінних механічних впливів на окремі вузли і деталі електричних машин. В результаті цих впливів їх первісна форма та якість погіршуються. В електричних машинах піддаються зношуванню деталі тертя – колектор, контактні кільця, шітки, підшипники, шийки валів, а також бандажі, пружини тощо. Крім того в ході експлуатації зношується ізоляція в місцях виходу провідників з пазів електричних машин та ізоляція суміжних витків обмоток трансформаторів.

До механічного зношування призводить і абразивне тертя вузлів і деталей електричних машин під впливом твердих частинок (пилу), які перебувають в навколишньому середовищі.

*Електричне зношування* призводить до невідновної втрати електроізоляційними матеріалами їх ізоляційних властивостей. Зношування ізоляції відбувається під дією чотирьох основних чинників: теплових, електричних, механічних та навколишнього середовища. З підвищенням температури зменшується механічна міцність твердої ізоляції та коефіцієнт теплопередачі, при тепловому розширенні ізоляції послаблюється її структура, виникають внутрішні термомеханічні напруги, які особливо великі в жорстко зв'язаних ізоляційних системах з коефіцієнтами теплового розширення, що значно відрізняються. В процесі зношування в ізоляції можуть накопичуватися продукти її розпаду, які призводять до появи газових пузирів та провідних домішок, які знижують її пробивну напругу. Теплова дія робить тверду ізоляцію вразливою для механічних дій.

Електричні дії на ізоляцію визначаються рівнем напруги обладнання. Найбільше впливають на зношування комутаційні та атмосферні перенапруги, які призводять до нерівномірного розподілу напруги вздовж котушки (обмотки) та можуть викликати її пробій. Нерівномірний розподіл напруги характерний і для обмоток електричних машин, які живляться від перетворювачів частоти з широтно-імпульсною модуляцією. Умови роботи ізоляції погіршуються внаслідок атмосферного впливу, зокрема вологи та шкідливих хімічних домішок, які утримуються в атмосфері. Наявність вологи в ізоляції може суттєво зменшити механічну міцність твердої ізоляції, підсилити процеси іонізації, прискорити її хімічне старіння.

Механічні впливи з'являються внаслідок вібрації обладнання, протікання змінних струмів по його обмотках, які призводять до вимикання знакозмінних електродинамічних зусиль, а також через відцентрові сили в рухомих та обертових частинах. Причому механічні зусилля, які діють на тверду ізоляцію в аварійних режимах (як правило, в режимах короткого замикання), можуть в сотні разів перевершувати зусилля, які діють в нормальних режимах.

За результатами цих впливів може виникнути пробій ізоляції, а на частинах обладнання, які не знаходяться в нормальних умовах під напругою, можуть з'явитися високі електричні потенціали. Усунення цього виду

зношування, як правило, потребує капітального ремонту електричного та електромеханічного обладнання.

**Моральне зношування** обумовлено появою в експлуатації нового обладнання, яке характеризується більш високими техніко-економічними показниками (ККД, продуктивність, надійність роботи тощо) і меншою вартістю. В цих умовах подальше використання застарілого обладнання є недоцільним через підвищені витрати, які призводять до зростання вартості готової продукції у порівнянні з виробленою на новому, технічно більш досконалому обладнанні. Тільки змінюванням конструкції та покращенням технічних показників діючого обладнання при капітальному ремонті в процесі модернізації можна продовжити терміни її економічно оправданої експлуатації.

Наведена класифікація зношувань є деякою мірою умовною, тому що усі три типи зношування не можна розглядати окремо один від одного. Наприклад, на механічне зношування струмоведучих частин дуже впливає щільність струму, температура і вологість навколишнього середовища; на електричне зношування ізоляції також впливають механічні фактори (вібрація, термомеханічні зусилля, абразивне зношування). На погіршення технічних характеристик електричних машин і, отже, на їх моральне зношування впливає ступінь їх механічного та електричного зношування.

Аналіз кожного виду зношування дозволяє більш повно виявити фізичні чинники, які лежать в основі цих процесів, для вироблення заходів з послаблення їх впливу на роботу машин.

Розглянемо найбільш характерні несправності електричних машин, що призводять до відмови або виходу з ладу машин, можуть спостерігатися при проведенні робіт з їх технічного обслуговування.

**Несправності електричних машин та їх прояви.** Виткове коротке замикання внаслідок пробую ізоляції між суміжними витками обмотки статора або ротора призводить до підвищеного перегріву електричної машини навіть при навантаженні, яке не перевищує номінальне.

Коротке замикання між фазами обмотки статора внаслідок пробую міжфазної ізоляції або пробую ізоляції двох фаз на корпус призводить до сильних вібрацій машини змінного струму, які не припиняються при відключенні машини від мережі. Крім того, спостерігається асиметрія струмів в фазах та швидке нагрівання окремих ділянок обмотки.

При короткому замиканні обмотки фазного ротора (або при пробі ізоляції між контактними кільцями та валом) асинхронний двигун пускається в хід при розімкненій обмотці ротора. Під навантаженням пуск двигуна відбувається повільно, а ротор сильно нагрівається навіть при невеликому навантаженні.

Обрив провідників обмотки статора двигунів змінного струму викликає асиметрію струмів та швидке нагрівання однієї фази при працюючій машині. При обриві фази (крайній випадок обриву провідників), двигун не запускається коли подається напруга, спостерігається сильний шум та

швидке нагрівання двигуна. При обриві фази працюючого двигуна спостерігається різка асиметрія струмів статора, сильний шум та швидке нагрівання понад допустимі межі.

Обрив стержня короткозамкненої обмотки ротора асинхронного двигуна призводить до: підвищення вібрацій, зменшення частоти обертання під навантаженням, періодичних пульсацій струму статора в усіх фазах.

Недопустиме зниження опору ізоляції обмоток може відбутися в асинхронних двигунах внаслідок їх сильного забруднення, зволоження або часткового руйнування в результаті зношування.

Порушення електричних контактів, паяних або зварних з'єднань призводить в асинхронних двигунах до тих же наслідків, що й обрив витків, стержнів обмотки ротора або фази обмотки в залежності від місця знаходження даного електричного з'єднання. Порушення контакту в колі щіток призводить до підвищеного іскріння.

Порушення міжлистової ізоляції осердя магнітопроводів статора машин змінного струму або ротора машин постійного струму призводить до недопустимого підвищення температури магнітопроводу в цілому та його окремих ділянок. Це, у свою чергу, призводить до підвищеного нагрівання обмоток і може викликати вигорання частини магнітопроводу.

Послаблення пресування листів магнітопроводу викликає шум та підвищення вібрацій електричних машин, які зникають після вимкнення машини від мережі.

Послаблення кріплення полюсів та осердя статорів призводить до підвищення вібрацій, яка зникає після вимкнення машини від мережі.

Виробка колектора та контактних кілець, послаблення нагискання щіток призводить до підвищеного іскріння та нагрівання контактних кілець і колектора. При цьому зношування щіток прискорюється.

Деформація вала призводить до появи ексцентриситету ротора, великих сил одностороннього тяжіння, в результаті чого асинхронний двигун не розвиває номінальну швидкість, а його робота супроводжується низько-частотним шумом (на частоті обертання).

Засмічення охолоджувальних (вентиляційних) каналів та забруднення корпусу призводить до підвищеного нагрівання машини або її окремих частин при навантаженнях, які не перевищують розрахункових значень.

Виплавлення бабіту в підшипниках ковзання або надмірне зношування підшипників кочення призводить до порушення співвісності електричної машини та приводного механізму, до появи ексцентриситету ротора. Перша причина викликає підвищення вібрацій, які не зникають після вимкнення машини від мережі, а друга – такі ж прояви, як і при деформації вала.

Порушення зрівноваженості (балансування) обертових частин (муфт, шківів та роторів) призводить до появи підвищених вібрацій.

Як видно з аналізу проявлень можливих несправностей та їх впливу на робочі якості електричних машин, одні і ті ж фізичні дефекти можуть бути

викликані різними причинами. Це часто не дозволяє однозначно визначити несправності машини, а обмежуватися лише їх можливим переліком. Справжня причина може бути визначена тільки в процесі дефектації. Якщо говорити про несправності конкретних видів електричних машин, то, як правило, експлуатаційний персонал при роботі орієнтується на перелік типових несправностей та спосіб їх усунення, який є в паспорті кожної електричної машини (або групи однотипних машин). Як приклад в таблиці 4.1 наведено перелік можливих несправностей асинхронних двигунів з короткозамкненим ротором серії АИР, ймовірних причин їх появи та способів усунення. Аналогічні переліки є в паспортах, які поставляються заводами-виробниками разом з електричними машинами.

При усуненні несправностей, які вказані в таблиці 4.1, двигун необхідно вимкнути від живильної мережі та від приводу.

Таблиця 4.1 – Перелік можливих несправностей асинхронних двигунів

Несправність, зовнішні прояви та додаткові ознаки	Ймовірні причини	Спосіб усунення
1	2	3
Двигун при пуску не розгортається, гудить	Відсутність або недопустиме зменшення напруги живильної мережі	Знайти та усунути несправність мережі
	Переплутані початок та кінець фази обмотки статора	Зробити підключення фази згідно зі схемою
	Двигун перевантажений	Знизити навантаження
	Несправний приводний механізм	Усунути несправність приводного механізму
Зупинка працюючого двигуна	Припинення подачі напруги	Знайти та усунути розрив в електричному колі
	Пошкодження в апаратурі розподільного пристрою та живильної мережі	Усунути пошкодження в апаратурі та живильній мережі
	Заклинення приводного механізму	Усунути несправність приводного механізму
	Спрацював захист	Перевірити обмотку статора та усунути причину
Вал обертається, але нормальна частота обертання не досягається	Під час розгону відключилась одна з фаз	Підключити фазу
	Зменшилася напруга в живильній мережі	Підняти напругу до номінального значення
	Двигун перевантажений	Усунути перевантаження

Продовження таблиці 4.1

1	2	3
Підвищений перегрів двигуна	Двигун перевантажений за струмом	Знизити навантаження до номінального
	Підвищена або знижена напруга в мережі	Встановити напругу відповідно до ГОСТ 183-74*
	Підвищена температура навколишнього середовища	Встановити допустиму температуру
Підвищений перегрів двигуна	Порушена нормальна вентиляція (забруднені вентиляційні канали та корпус двигуна)	Почистити корпус та вентиляційні канали
	Порушена нормальна робота приводного механізму	Усунути несправності в роботі приводного механізму
Обмотка статора перегрівастся, двигун сильно гуде та не розвиває нормальної частоти обертання	Міжвиткове замикання в обмотці статора	Замінити статор
	Обмотка однієї з фаз пробита на корпус (землю) в двох місцях	Також
	Коротке замикання між фазами	Також
	Обрив однієї з фаз	Також
Підвищене перегрівання та стук підшипників	Неправильне центрування двигуна з приводним механізмом або його порушення	Правильно відцентрувати двигун з приводним механізмом
	Пошкодження підшипників	Замінити підшипники
Підвищена вібрація працюючого двигуна	Недостатня жорсткість фундаменту	Збільшити жорсткість фундаменту
	Неспіввісність вала двигуна з валом приводного механізму	Покращити неспіввісність валів
	Не збалансовано привод або з'єднувальна муфта (шків)	Відбалансувати привод або муфту (шків)
Знижений опір ізоляції обмоток	Забруднення або відсіріння обмоток	Розібрати та почистити двигун, продукти та просушити обмотку

### 4.3 Вибір захисту електричних машин

Правильний вибір та настроювання захисту електричних машин дозволяє збільшити їх робочий ресурс, забезпечити безаварійну роботу та підвищити експлуатаційну надійність. Захист може діяти на вимикання та на сигнал. В першому випадку при недопустимому відхиленні режимних параметрів відбувається вимикання електричної машини від мережі, в другому – подається звуковий або світловий сигнал обслуговуючому персоналу про недопустимість відхилення параметрів, і він приймає рішення про необхідність вимикання машин.

Використання захисту здорожує машину, тому вибір типу та кількості захистів визначається не тільки технічно, але й економічною доцільністю їх встановлення.

В ПУЕ та ПЕЕС встановлено такі типи захистів для електричних двигунів [1; 4].

*Для двигунів напругою до 1000 В передбачається:*

- захист від багатофазних коротких замикань та від мінімальної напруги, а в мережах з глухозаземленою нейтраллю додатковий захист від однофазних замикань (для двигунів змінного струму);
- захист від коротких замикань та від недопустимого підвищення частоти обертання (для двигунів постійного струму);
- захист від асинхронного режиму (для синхронних двигунів);
- захист від перевантаження (для усіх двигунів).

*Для двигунів змінного струму напругою вище 1000 В крім того передбачається:*

- захист (на сигнал і на вимикання) від підвищення температури мастила або припинення його циркуляції (для двигунів, які мають примусове змащування підшипників);
- захист (на сигнал і на вимикання) від підвищення температури охолоджувального газу або припинення вентиляції (для двигунів, які мають примусову вентиляцію);
- захист «на сигнал» від зниження циркуляції води та захист «на вимикання» від припинення її циркуляції (для двигунів з водяним охолодженням обмоток та активної сталі, які мають вбудовані повітряохолоджувачі з водяним охолодженням);
- загальний захист від багатофазних коротких замикань (для блоків «трансформатор – двигун»);
- автоматичне гасіння поля в аварійних режимах (як правило, для синхронних електродвигунів потужністю понад 500 кВт).

Для захисту від коротких замикань використовуються запобіжники або автоматичні вимикачі:

Захист від перевантаження повинен використовуватись з витримкою часу і може бути виконаний з використанням теплових реле. Цей захист повинен діяти «на вимикання» або «на сигнал», а якщо можливо, – на роз-

вантаження двигуна. Захист від перевантаження встановлюється при важких умовах пуску (для обмеження тривалості пуску при зниженій напрузі) та в тих випадках, коли з технологічних причин можливе перевантаження механізму.

Захист від мінімальної напруги використовується:

- для двигунів постійного струму, які не допускають прямого пуску при напрузі мережі;
- для двигунів тих механізмів, самозапуск яких після зупинки недопустимий з технологічних міркувань;
- для багатошвидкісних двигунів тих механізмів, самостійний пуск яких допустимий та доцільний (при цьому захист повинен автоматично перемикає двигун на нижчу швидкість).

Захист від асинхронного режиму синхронних двигунів напругою до 1000 В повинен здійснюватися за допомогою захисту від перевантаження за струмом ротора, а для двигунів напругою понад 1000 В захист може використовуватись за допомогою струмового реле, яке реагує на підвищення струму статора і відстроєного від дії пускового струму і від струму в режимі форсування збудження.

*Для генераторів змінного струму потужністю понад 1 МВт передбачаються такі види захистів [7, 10]:*

- від багатофазних коротких замикань в обмотці статора і на її виводах;
- однофазних замикань на землю в обмотці статора;
- подвійних замикань на землю (одне виникло в обмотці статора, інше – в зовнішньому колі);
- замикань між витками однієї фази в обмотці статора;
- зовнішніх коротких замикань;
- перевантаження струмами оберненої послідовності використовуються для генераторів потужністю понад 30 МВт;
- симетричного перевантаження обмотки статора;
- перевантаження обмотки ротора струмом збудження;
- асинхронного режиму зі втратою збудження;
- замикання на землю в другій точці кола збудження.

Захист від багатофазних коротких замикань для генераторів потужністю понад 1 МВт виконується у вигляді диференціального струмового захисту, який діє на вимикання генератора від мережі, гасіння поля та зупинку приводного двигуна. Для генераторів потужністю до 1 МВт для цього може бути використаний захист від зовнішніх коротких замикань, який діє на вимикання генератора та гасіння поля збудження.

Захист від однофазних замикань на землю при ємнісному струмі замикання на землю не менше 5 А виконується у вигляді струмового захисту, який діє на вимикання генератора і гасіння поля збудження. Захист від замикань між витками однієї фази виконується у вигляді поперечного диференціального струмового захисту без витримки часу. Він повинен діяти на вимикання генератора та гасіння поля.

Захист від зовнішніх коротких замикань виконується у вигляді максимального струмового захисту, який діє на вимикання генератора.

Захист від симетричного перевантаження обмотки статора також виконується у вигляді максимального струмового захисту, який діє на сигнал з витримкою часу.

Захист від асинхронного режиму може діяти на сигнал, якщо генератор допускає роботу в цьому режимі (після гасіння поля збудження), або на вимикання, якщо асинхронний режим для генератора є недопустимим.

В наш час електричні машини забезпечуються комплектними захисними пристроями, які виконують однозначно функції не одного, а декількох захистів. При цьому найбільш універсальним залишається тепловий захист електричних машин, який дозволяє найбільш повно використовувати їх можливості.

### Контрольні запитання

1. Які є методи контролю за нагрівом електричних машин і в чому їх різниця?
2. Які причини механічного (електричного) зношування електричних машин?
3. Що розуміється під моральним зношуванням обладнання?
4. Які характерні причини механічних (електричних) відмов електричних машин?
5. Як проявляються механічні (електричні) відмови?
6. Які види захистів передбачаються для двигунів змінного струму?
7. В яких випадках встановлюється захист від перевантаження?
8. Як здійснюється захист від асинхронного ходу синхронних двигунів?
9. Профілактичне випробування електричних машин.
10. Типовий об'єм робіт з технічного обслуговування електричних машин.
11. Безпосередній метод контролю параметрів електричних машин.
12. Непрямий метод контролю параметрів електричних машин.
13. Види та причини зношування електричних машин.
14. Несправності електричних машин та їх прояви.
15. Вибір захисту електричних машин.
16. Релейний захист (*relay protection*) двигунів напругою до 1000 В.
17. Релейний захист двигунів напругою вище 1000 В.
18. Релейний захист генераторів змінного струму потужністю понад 1 МВт.

## 5 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ

В процесі експлуатації трансформаторів здійснюється їх оперативне і технічне обслуговування, а також планово-попереджувальний ремонт.

Координацію дій усього експлуатаційного персоналу з обслуговування трансформаторів здійснює керівництво електроцеха або відповідних служб, а на підприємствах електромереж – керівництво електромереж або виробничих служб підприємства.

### 5.1 Організація обслуговування

**Режими роботи трансформаторів.** *Номінальним* називається режим роботи трансформатора при номінальних значеннях напруги, частоти та навантаження, параметрах охолоджувального середовища та умовах місця установлення, які визначаються відповідними стандартами або технічними умовами. Трансформатор може тривалий час працювати в цьому режимі. Номінальні дані вказуються підприємством виробником на щитку, що встановлюється на корпусі трансформатора.

*Нормальним* називається режим роботи трансформатора, при якому його параметри відхиляються від номінальних не більше, ніж це допускається стандартами, технічними умовами або інструкціями. Так, для масляних трансформаторів напругою 110 кВ і вище при роботі на будь-якому відгалуженні обмотки допускаються перевищення напруг в 1,3 раза відносно номінального значення протягом двох секунд (попереднє навантаження не більше 0,5 номінального).

Трансформатори класів напруг до 35 кВ включно потужністю понад 630 кВА та усі трансформатори класів напруги від 110 до 1150 кВ включно допускають тривалу роботу (при навантаженні не більше номінального), якщо перевищення напруги на будь-якому відгалуженні будь-якої обмотки на 10% більше номінальної напруги даного відгалуження. При цьому напруга на будь-якій обмотці не повинна перевищувати найбільшу робочу напругу  $U_m$ , яка залежить від класу напруги  $U_{кл}$  [6, 10]:

$U_{кл}$ , кВ	3	6	10	15	20	35	110	150	220	330	500	750
$U_m$ , кВ	3,5	6,9	11,5	17,5	23	40,5	126	172	252	363	525	787

Допустима тривалість підвищення напруги для трансформаторів напругою до 35 кВ включно встановлена стандартами або технічними умовами на трансформатори.

*Аварійним* називається режим роботи трансформатора, при якому параметри виходять за межі нормального режиму.

**Види обслуговування трансформаторів.** *Оперативне обслуговування трансформаторів* включає: управління режимом роботи; проведення періодичних та позачергових оглядів; періодичний контроль значень параметрів, які характеризують режим роботи, та аналіз отриманих даних; виконання організаційно-технічних заходів із забезпечення технічного обслуговування та ремонту.

*Технічне обслуговування трансформаторів* включає: профілактичний контроль стану ізоляції та контактної системи, а також пристроїв охолодження, регулювання та пожежогасіння, який виконується поза комплексом планово-попереджувального ремонту; роботи із підтримання в потрібному стані ізоляційного масла в трансформаторі, у баку пристрою перемикачів під напругою та у вводах, в тому числі роботи з відновлення якості масла (сушіння, регенерація) та його доливання; змащення та догляд за доступними обертовими вузлами, підшипниками пристроїв регулювання напруги та охолодження; періодичне опробування резервного допоміжного обладнання, настроювання, перевірка та ремонт вторинних кіл і пристроїв захисту, автоматики, сигналізації та управління.

*Планово-попереджувальний ремонт трансформаторів* включає: поточний і капітальний ремонт та пов'язаних з ними випробувань і вимірювань. Періодичність (в роках) основних робіт з ППР трансформаторів наведена в додатку Г.

Роботи з обслуговування трансформаторів можуть бути як плановими, так і позачерговими. Планові роботи виконуються з наперед визначеним обсягом та термінами проведення; позапланові – внаслідок відмов трансформатора або його елементів, в зв'язку з виявленням дефекту тощо. Обслуговування силових трансформаторів в енергосистемах проводиться підприємствами електричних станцій або електричних мереж.

На усіх підвищувальних та частині знижувальних підстанцій постійно чергує персонал. Трансформаторні пункти в міських мережах та знижувальні підстанції напругою 110 кВ, а також розподільні підстанції напругою 20÷35 кВ працюють без постійного персоналу та обслуговуються роз'їздними бригадами. Функції з обслуговування силових трансформаторів розподіляються між ремонтним та оперативним персоналом; персоналом, що обслуговує системи релейного захисту, та випробувачами.

Ремонтний персонал (в основному електрослюсарі з ремонту обладнання) під керівництвом інженерно-технічних робітників (майстрів, начальників груп підстанцій, інженерів служб) проводить капітальний та поточний ремонт (відбирання проби масла, обтирання ізоляції, технічне обслуговування пристроїв охолодження тощо) та деякі види випробувань (перевірка ізоляції обмоток трансформатора, кіл живлення електродвигунів системи охолодження та пожежогасіння, вимірювання опорів контактної системи та ряд інших).

Оперативний персонал бере участь в оперативному обслуговуванні трансформаторів, а виявлені при цьому дефекти враховуються при плану-

ванні експлуатаційних та ремонтних робіт. Відомості про виявлені дефекти оперативний персонал записує в спеціальний журнал. Керівник підрозділу вказує в журналі намічені заходи та терміни усунення виявлених дефектів. Крім того, оперативний персонал бере участь в прийманні обладнання з ремонту.

Пристрої релейного захисту та автоматики обслуговуються спеціальним персоналом, який пов'язаний з оперативним та ремонтним персоналом.

Випробувачі здійснюють профілактичні перевірки ізоляції та контактної системи трансформатора, перевіряють вимикачі, роз'єднувачі, розрядники, системи охолодження та регулювання напруги тощо. Цей персонал розробляє також заходи із захисту трансформаторів від перенапруг. Потрібно зауважити, що деякі види випробувань можуть проводитися ремонтним персоналом.

## 5.2 Режим навантаження

Розрізняють номінальний та допустимий режими навантаження трансформатора, а також допустимі систематичні та аварійні перевантаження. У зв'язку з можливістю систематичних перевантажень вводиться поняття навантажувальної здатності трансформатора.

Під *номінальним режимом навантаження* трансформатора розуміється режим навантаження номінальним струмом при номінальних значеннях напруги, частоти, параметрів охолоджувального середовища та умовах місця встановлення (категорія розташування, висота над рівнем моря), які встановлено стандартами або технічними умовами. Цьому режиму відповідає розрахунковий термін служби трансформатора (зазвичай не менше двадцяти п'яти років). Номінальні дані вказуються на щитку, який розташовано на баку або на кожусі трансформатора.

Під *допустимим режимом навантаження* розуміється тривале навантаження трансформатора за умов, які відрізняються від номінальних та при яких розрахунковий знос ізоляції трансформатора через нагрівання не перевищує зносу при номінальному навантаженні. Іншими словами, при цьому навантаженні термін служби трансформатора відповідає розрахунковому.

В процесі експлуатації неминуче виникає питання про допустимість тих або інших відхилень від номінального режиму. Ці відхилення наводяться у відповідних стандартах, технічних умовах або інструкціях. Так, усі силові трансформатори відповідно до ГОСТ 11677-85\* повинні допускати тривале навантаження зі струмом, який дорівнює 1,05 від номінального, якщо напруга ні на одній з обмоток не перевищує номінальну.

Крім того, трансформатори класів напруги до 35 кВ включно (потужністю понад 630 кВ·А) та усі трансформатори класів напруги 110 – 1150 кВ допускають тривалу роботу при струмах не вище номінальних, якщо на-

пруга на будь-якому відгалуженні будь-якої обмотки не перевищує 110% від її номінального значення. При цьому напруга на будь-якій з обмоток не повинна перевищувати найбільшу робочу напругу  $U_m$ , яка залежить від класу напруги  $U_{кл}$ .

Тривале допустиме навантаження (перевантаження) трансформаторів є систематичним. Величини навантаження ( $\beta = I/I_{ном}$ ) нормуються ГОСТ 14209-85 «Трансформатори силові масляні загального призначення. Допустимі навантаження» та наведена в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Тривале допустиме навантаження трансформаторів

Тип охолодження	Температура охолоджувального середовища, °С						
	-20	-10	0	+10	+20	+30	+40
М та Д	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
ДЦ та Ц	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2

Навантаження трансформатора понад номінальне значення допускається тільки при справній та повністю увімкненій системі охолодження. Тривало допустимі систематичні навантаження (перевантаження) не викликають зниження розрахункового терміну служби трансформатора, тому що за період графіка навантаження забезпечується нормальне або знижене зношування ізоляції.

Допустиме аварійне перевантаження трансформаторів більше тривало допустимого навантаження. При роботі в цьому режимі виникає підвищене у порівнянні з нормальним зношування ізоляції, що може призвести до скорочення терміну служби трансформатора, якщо при подальшій роботі це зношування не буде скомпенсоване зниженими зношуваннями при малих навантаженнях. Максимальна величина перевантаження складає 100% ( $\beta = 2$ ).

Зниження аварійного перевантаження залежить від його тривалості, навантаження в попередньому режимі та температури охолоджувального середовища і визначається максимально допустимою температурою найбільш нагрітої точки обмотки (160 °С для масляних трансформаторів класів напруги 110 кВ та нижче і 140 °С для трансформаторів класу напруги понад 110 кВ) та максимально допустимою температурою масла у верхніх шарах (115 °С).

В аварійних режимах допускається короточасне перевантаження трансформаторів з будь-якою системою охолодження, незалежно від тривалості та значення попереднього навантаження, температури навколишнього середовища і категорії розташування. Величина та тривалість аварійних навантажень відповідно до ПЕЕС наведені нижче:

Масляні трансформатори

Навантаження, $\beta$	1,3	1,45	1,6	1,75	2,0
Тривалість, хв.	120	80	45	20	10

### Сухі трансформатори

Навантаження, β	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6
Тривалість, хв.	60	45	32	18	5

#### 5.3 Навантажувальна здатність

**Вплив навантаження трансформатора на зношування ізоляції.** Під *навантажувальною здатністю* трансформатора розуміється спроможність трансформатора працювати з навантаженням вище номінального при визначених умовах експлуатації (величина попереднього та подальшого навантаження, температура охолоджувального середовища, допустима температура окремих частин трансформатора).

Термін служби трансформатора визначається зносом ізоляції під впливом перш за все температури при значеннях навантаження, що змінюються, напруги та умовах охолодження. До кінця терміну служби ізоляція повністю зношується і трансформатор знаходиться під постійною загрозою аварії. Розрахунковий термін служби трансформатора при номінальному режимі навантаження складає 20 – 40 років. При цьому за номінальну температуру  $\theta_n$  найбільш нагрітої точки обмотки масляних трансформаторів (клас нагрівостійкості А) відповідно до рекомендацій Міжнародної електротехнічної комісії (МЕК) прийнята температура 98 °С. Різниця в номінальних температурах (класу нагрівостійкості А відповідає тривало допустима температура 105 °С) пояснюється тим, що для системи ізоляції з декількох однорідних ізоляційних матеріалів одного класу тривало допустима температура приймається меншою, ніж для однорідної ізоляції. При розрахунку терміну служби ізоляції класу А прийнято, що він зменшується у два рази при збільшенні температури на 6 °С від номінальної («правило шістьох градусів»).

МЕК рекомендує оцінювати термін служби ізоляції класу А за формулою [3, 6]:

$$V = c \cdot e^{-\alpha \cdot \theta}, \quad (5.1)$$

де  $c = (7,5 \div 1,5) \cdot 10^4$  років;

$\alpha = 0,115$  – постійні коефіцієнти (для діапазону температур 80–140 °С);

$\theta$  – температура найбільш нагрітої точки ізоляції обмотки, °С.

На практиці користуються не абсолютним, а відносним терміном служби ізоляції:

$$v = \frac{V}{V_n} = e^{-\alpha(\theta - \theta_n)}, \quad (5.2)$$

або відносним зносом ізоляції

$$F = \frac{1}{v} = e^{\alpha(\theta - \theta_n)}, \quad (5.3)$$

де  $V_n$  – термін служби ізоляції при нормальній температурі  $\theta_n$  в найбільш нагрітій точці ізоляції обмотки.

Відносний знос ізоляції  $F$  показує, в скільки разів зношування ізоляції при даній температурі найбільш нагрітої точки обмотки  $\theta$  більше (менше) зношування при нормальній температурі ( $\theta_n = 98^\circ\text{C}$ ) за однаковий час роботи. Оскільки відносний знос ізоляції  $F=1$  при  $\theta_n = 98^\circ\text{C}$ , то можна розрахувати, що при  $\theta = 86^\circ\text{C}$  відносний знос  $F = 0,25$  (відносний термін служби  $v = 4$ ), а при  $\theta = 110^\circ\text{C}$  –  $F = 8$  ( $v = 0,125$ ).

Трансформатори зазвичай працюють зі змінним навантаженням. При цьому якщо максимальне значення навантаження не перевищує номінальної потужності трансформатора, то температура обмоток і масла змінюється в діапазоні температур, менших за нормальну. Тому знос ізоляції  $F < 1$ , що дає можливість без збитку для терміну служби трансформатора підвищувати на деякий час його навантаження понад номінальне.

Розрахунки навантажувальної здатності проводяться або для перевірки допустимості графіка навантаження, що задається, або для визначення можливих для даного трансформатора графіків навантаження при відомих значеннях часу та величини навантаження. Обидві задачі розв'язуються при виборі трансформаторів за потужністю.

Перевантаження поділяються на систематичні та аварійні. *Систематичні перевантаження* характерні для змінного графіка навантаження (годинного, добового, місячного), *аварійні перевантаження* виникають у випадках необхідності забезпечити електропостачання споживачів, незважаючи на перевантаження трансформатора і можливе зменшення його терміну служби.

Значення допустимих та систематичних перевантажень масляних трансформаторів потужністю до 100 МВА встановлено ГОСТ 14209-85, а для інших трансформаторів – технічними умовами, інструкціями або стандартами.

Величина систематичних перевантажень обмежується середнім зносом ізоляції  $F_{cp}$ , який не повинен бути більше 1:

$$F_{cp} = \sum F_i \cdot t_i / T \leq 1, \quad (5.4)$$

де  $F_i, t_i$  – відносний знос ізоляції при  $i$ -му навантаженні тривалістю  $t_i$ ;

$T = \sum t_i$  – тривалість графіка навантаження, який розглядається, (звичай 24 год.).

При розрахунку зносу ізоляції впроваджують додаткові обмеження. Для систематичних перевантажень – максимальне навантаження  $\beta_m \leq 1,5$ , температура обмотки в найбільш нагрітій точці  $\theta_{\text{о.н.н.т}} \leq 140^\circ\text{C}$ , температура масла у верхніх шарах  $\theta_m \leq 95^\circ\text{C}$ ; для аварійних перевантажень – максимальне навантаження  $\beta_m \leq 2,0$ , температура обмотки в найбільш нагрітій точці  $\theta_{\text{о.н.н.т}} \leq 160^\circ\text{C}$  (для класів напруги до 110 кВ) та  $\theta_{\text{о.н.н.т}} \leq 140^\circ\text{C}$  (для класів напруги понад 110 кВ), температура масла у верхніх шарах  $\theta_m \leq 115^\circ\text{C}$ . Обмеження за потужністю визначаються характеристиками ввідів та пристроїв регулювання напруги.

Розрахунок відносного зносу ізоляції відповідно до ГОСТ 14209-85 проводиться у такій послідовності:

1. *Перетворення графіка навантаження.* На безперервному або дискретному графіку навантаження  $\beta(t)$ , який отримується за даними вимірювань або розрахунків (рис. 5.1), виділяються інтервали часу  $t_1$  та  $t_2$ , на яких навантаження  $\beta \leq 1$  та  $\beta \geq 1$ . Далі реальний графік навантаження 1 замінюється на еквівалентний в тепловому відношенні багатоступеневий графік 2, який потім зводиться до еквівалентного прямокутного двоступеневого графіка 3. Багатоступеневий графік отримують еквівалентуванням на інтервалах часу  $\Delta t$ , порівняних з постійною часу нагрівання обмотки (порядка 0,5 год.).

Потім визначають початкове еквівалентне навантаження  $K_1$  на інтервалі  $t_1$ :

$$K_1 = \left[ (\beta_1^2 \cdot \Delta t_1 + \beta_2^2 \cdot \Delta t_2 + \dots + \beta_n^2 \cdot \Delta t_n) \cdot t_1 \right]^{1/2}, \quad (5.5)$$

де  $\beta_i, \Delta t_i$  – відносне навантаження та тривалість  $i$ -го інтервалу еквівалентного багатоступеневого графіка навантаження на інтервалі  $t_1$ .

За формулою (5.5) визначають середнє навантаження  $K_2$  на інтервалі  $t_2$  та перевіряють обмеження з перевантаження  $K_2 \leq \beta_1$ .

2. *Розрахунок теплового режиму трансформатора для еквівалентного графіка навантаження.* Температура масла у верхніх шарах:

$$\theta_m = \theta_{\text{охл}} + v_m, \quad (5.6)$$

де  $\theta_{\text{охл}}$  – температура охолоджувального середовища (повітря),  $^\circ\text{C}$ ;

$v_M$  – перевищення температури масла у верхніх шарах над температурою повітря, °С.

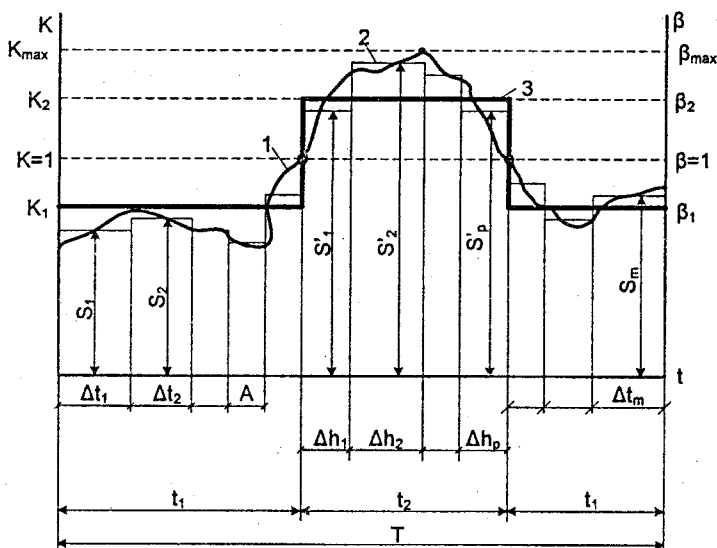


Рисунок 5.1 – Перетворення графіка навантаження трансформатора  
 1 – реальний графік навантаження;  
 2 – багатоступеневий еквівалентний графік навантаження;  
 3 – двоступеневий еквівалентний графік навантаження

Температура обмотки в найбільш нагрітій точці

$$\theta_{o.n.h.T} = \theta_M + v_M + v_{o.M}, \quad (5.7)$$

де  $v_{o.M}$  – перевищення температури найбільш нагрітої обмотки над температурою масла у верхніх шарах, °С.

Рівняння (5.6) справедливо як в усталеному, так і в перехідних теплових режимах. При навантаженнях тривалістю більше 0,5 години можна не враховувати постійну часу нагрівання обмотки та вважати, що при стрибкоподібному змінюванні навантаження перевищення температури обмотки  $v_{o.M}$  також змінюється аналогічно. Постійна часу нагрівання масла вважається відомою або визначається за формулою:

$$\tau_M = C_M \cdot G_M \cdot \frac{\theta_M}{\sum P}, \quad (5.8)$$

де  $C_M = 1800 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$  – теплоємність масла;

$G_M$  – маса масла, кг;

$\theta_M$  – температура масла,  $^\circ\text{C}$ ;

$\sum P$  – сумарні втрати в трансформаторі, Вт.

Сумарні втрати

$$\sum P = \gamma^2 \cdot P_{o.n} + \beta^2 \cdot P_{к.н},$$

$$\text{де } \gamma = \frac{U}{U_H};$$

$$\beta = \frac{I}{I_H};$$

$P_{o.n}$  – номінальні втрати холостого ходу, Вт;

$P_{к.н}$  – номінальні втрати короткого замикання, Вт.

Для еквівалентного двоступеневого графіка навантаження визначають усталене значення перевищень температури масла  $v_{1M}$  та  $v_{2M}$  для кожного ступеня  $K_1$  та  $K_2$ , вважаючи відомим з розрахункових (заводських) даних трансформатора усталене перевантаження температури масла у верхніх шарах  $\theta_{M.H}$  над температурою навколишнього середовища при номінальному навантаженні:

$$\left. \begin{aligned} v_{1M} &= v_{M.H} \cdot \left[ \frac{(1+d \cdot K_1^2)}{1+d} \right]^x \\ v_{2M} &= v_{M.H} \cdot \left[ \frac{(1+d \cdot K_2^2)}{1+d} \right]^x \end{aligned} \right\}, \quad (5.9)$$

де  $x = 0,9$  (для трансформаторів з охолодженням типу М та Д) або  $1,0$  (для трансформаторів з охолодженням типу Ц та ДЦ);

$$d = \frac{P_{o.n}}{P_{к.н}}.$$

Перевищення температури найбільш нагрітої точки  $v_{o.M}$  над температурою масла визначається за формулою:

$$v_{o.M} = v_{o.M.H} \cdot K^y, \quad (5.10)$$

де  $v_{o.M.H}$  – перевищення температури обмотки в номінальному режимі;

$K$  – коефіцієнт навантаження (для двоступеневого графіка  $K = K_1$  або  $K = K_2$ );

$y = 1,6$  (для трансформаторів з охолодженням типу М та Д) або  $1,8$  (для трансформаторів типу Ц та ДЦ).

За результатами виконаних розрахунків будують графіки змінювання температури масла у верхніх шарах  $\theta_m$ , визначеної за формулою (5.6), та температури найбільш нагрітої точки ізоляції обмотки  $\theta_{н.н.т}$ , визначеної за формулою (5.7). При цьому вважають, що до початку інтервалу перевантаження  $t_2$  (точка А на рисунку 5.1) температурний режим трансформатора є усталеним і визначається навантаженням  $K_1$ . В кінці інтервалів нагрівання ( $t = t_2$ ) та охолодження ( $t = t_1$ ) справедливі вирази:

$$\left. \begin{aligned} v_{m t_2} &= v_{1m} + (v_{2m} - v_{1m}) \cdot \left[ 1 - \exp\left(\frac{-t_2}{\tau_m}\right) \right] \\ v_{m t_1} &= v_{2m} + (v_{1m} - v_{2m}) \cdot \left[ 1 - \exp\left(\frac{-t_1}{\tau_m}\right) \right] \end{aligned} \right\}, \quad (5.11)$$

де  $\tau_m$  – постійна часу нагрівання масла;

$t_2$  – тривалість інтервалу перевантаження ( $K = K_2$ );

$t_1$  – тривалість інтервалу недовантаження ( $K = K_1$ ).

За результатами будують графіки нагрівання (охолодження) трансформатора, які показано на рисунку 5.2, за якими перевіряють температурні обмеження за  $\theta_{н.н.т}$  та  $t_2$  та за допомогою яких виконують розрахунок відносного зносу ізоляції F.

3. *Розрахунок відносного зносу ізоляції.* Відповідно до формул (5.1)÷(5.3) термін служби та знос ізоляції визначається тільки температурою. Тому спочатку графік температури найбільш нагрітої точки ізоляції обмотки трансформатора  $\theta_{н.н.т}(t_2)$ , який отримано за результатами теплового розрахунку і наведено на рисунку 5.2, розбивається на часові інтервали  $\theta_1$  так, щоб різниця температур на кінцях кожного інтервалу не перевищувала  $6^\circ\text{C}$ . Потім знаходять середні температури найбільш нагрітої точки на кожному інтервалі  $\theta_{ісп}$ , за якими ведеться розрахунок відносного зносу ізоляції.

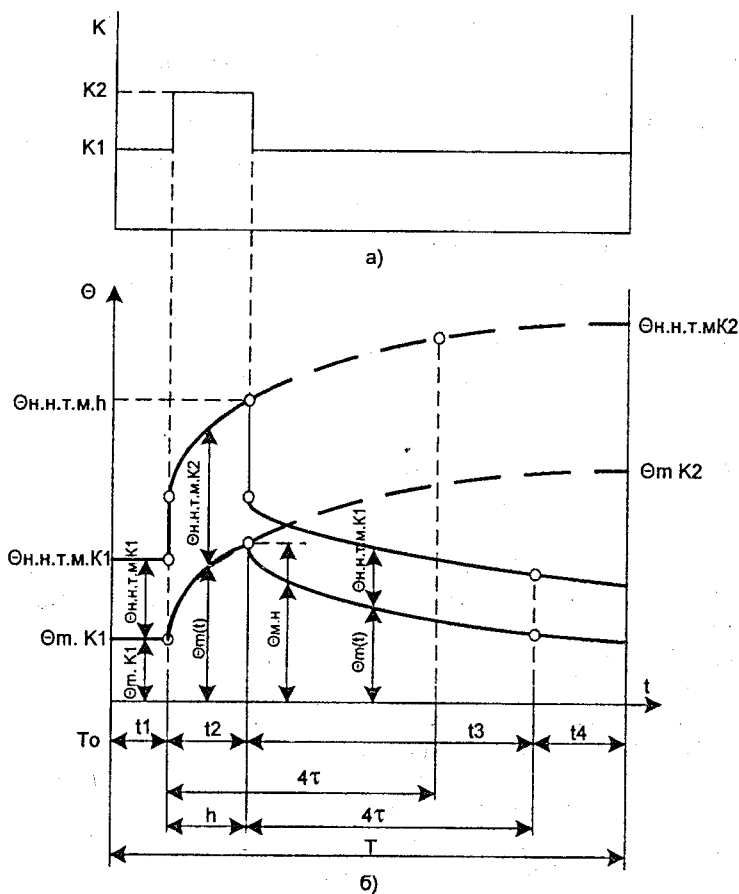


Рисунок 5.2 – Визначення теплового стану трансформатора (б) для еквівалентного двоступеневого графіка навантаження (а)

Загальний відносний знос за період часу \$T\$, що розглядається, складає:

$$F = \sum F_i, \quad (5.12)$$

де

$$F_i = \frac{\Delta t_i}{T} \cdot 2 \frac{(\theta_{\text{іср}} - \theta_{\text{баз}})}{\Delta}, \quad (5.13)$$

де \$\theta\_{\text{іср}}\$ – середня температура найбільш нагрітої точки обмотки на інтервалі \$\Delta t\_i\$;

$\theta_{\text{баз}} = 98 \text{ }^\circ\text{C}$  – базисна температура для класу нагрівостійкості А;

$\Delta = 6 \text{ }^\circ\text{C}$  – температурний інтервал, при змінюванні на який, термін служби ізоляції класу А змінюється в два рази;

T – тривалість інтервалу повторювання навантаження, під час якого виникають систематичні перевантаження трансформатора.

### Аналіз результатів розрахунку

1. *Еквівалентний графік навантаження.* Якщо  $K_2 \leq 1,5$ , то переходять до наступного етапу розрахунку. Якщо  $K_2 > 1,5$ , то навантаження, які відображає даний графік, не можуть належати до систематичних перевантажень, а трансформатор даної потужності не витримує вказаний графік навантаження. В цьому випадку необхідно збільшити встановлену потужність трансформатора. Подальший розрахунок в цьому випадку не проводиться.

2. *Тепловий режим трансформатора.* Якщо температура найбільш нагрітої точки ізоляції обмотки не перевищує  $140 \text{ }^\circ\text{C}$  і температура масла у верхніх шарах не перевищує  $95 \text{ }^\circ\text{C}$ , то переходять до наступного етапу розрахунку. Якщо температура найбільш нагрітої точки ізоляції обмотки перевищує  $140 \text{ }^\circ\text{C}$  і (або) температура масла у верхніх шарах перевищує  $95 \text{ }^\circ\text{C}$ , то навантаження, які відображає даний графік, не є систематичними перевантаженнями. Висновки збігаються з висновками попереднього етапу розрахунку.

3. *Розрахунок відносного зносу ізоляції.* Якщо відносний знос ізоляції  $F \leq 1$ , то трансформатор даної потужності витримує заданий графік навантаження без зменшення терміну служби. Якщо  $F > 1$ , то необхідно збільшити встановлену потужність трансформатора або погодитись зі зменшенням терміну його служби. Вибір правильного рішення в останньому випадку визначається економічними розрахунками.

При експлуатації трансформаторів можна, використовуючи описану методику, визначати поточний знос ізоляції обмоток трансформатора шляхом прямого (вимірювання температури найбільш нагрітої точки обмотки та масла у верхніх шарах) або непрямого (вимірювання струму та напруги трансформатора з наступним розрахунком теплового режиму) контролю температури. Така математична модель може використовуватись при технічному обслуговуванні, яке передбачає ремонт за потребою.

## 5.4 Оперативне обслуговування

*Контроль режиму роботи.* Періодичний контроль режиму роботи трансформатора здійснюється шляхом перевірки навантаження, рівня напруги та температури масла за допомогою вимірювальних приладів. Результати вимірювань параметрів фіксують в добовій відомості: на електростанціях та підстанціях з постійним черговим персоналом вимірювання

виконують один раз в 1 – 2 години; на підстанціях без постійного чергового персоналу – при кожному відвідуванні об'єкта роз'їзним оперативним персоналом або методом телевимірювань. При виникненні перевантаження контроль ведеться частіше.

На гідроелектростанціях та підстанціях без постійного чергового персоналу, які не мають пристроїв телевимірювання, додатково, не менше двох разів у рік (зазвичай влітку та взимку) повинні виконуватись погодинні записи навантаження для уточнення сезонних змінювань режиму роботи трансформатора. Крім того, здійснюється безперервний автоматичний контроль за перевантаженням.

**Візуальний контроль** стану трансформатора. Для своєчасного виявлення несправностей трансформаторів, які при подальшому їх розвитку можуть призвести до аварій, усі трансформатори підлягають періодичному зовнішньому огляду (без вимикання).

Планові огляди головних трансформаторів електростанцій та підстанцій, трансформаторів власних потреб підстанцій, трансформаторів в зоні забруднення здійснюються не менше одного разу на добу на установках з постійним черговим оперативним персоналом та не менше одного разу в місяць на установках без постійного чергового персоналу. Решта трансформаторів повинна оглядатися не менше одного разу в тиждень на установках з постійним черговим персоналом, одного разу на місяць на установках без постійного чергового персоналу та одного разу на шість місяців на трансформаторних пунктах.

При плановому періодичному огляді перевіряють стан зовнішньої ізоляції – вводів трансформатора, а також встановлених на ньому розрядників та опорних ізоляторів (перевіряється цілість фарфору, наявність тріщин, ступінь забруднення поверхні). Крім того, перевіряють цілість мембрани вихлопної труби, стан доступних ущільнень фарфорових з'єднань та відсутність течі масла. При огляді контролюють стан доступних для спостереження контактних з'єднань.

За маслопоказниками і масломірним склом визначають рівень масла в баку трансформатора та в розширювачі, а також звертають увагу на колір масла (потемніння масла може свідчити, наприклад, про термічний розклад внаслідок підвищеного нагрівання). Через оглядове скло оглядають індикаторний силікагель в повітряосушувачах бака трансформатора і вводів. Зміна кольору силікагелю від блакитного до рожевого свідчить про вологу сорбенту та необхідність перезарядження повітряосушувача.

Показником стану трансформатора може служити характер шуму, який він видає, (прослуховування потрібно вести при зупинених вентиляторах). Свідченням можливої несправності служить потріскування або клацання, які можуть бути пов'язані з розрядами в баку (наприклад, через обрив заземлення активної частини), а також періодичне змінювання рівня або тону шуму.

Огляди трансформатора потрібно проводити у світлий час доби або при увімкненому освітленні. В темряві можна виявити дефекти, які є джерелами світла: нагрівання контактних з'єднань, коронні та інші види часткових розрядів на поверхні зовнішньої ізоляції тощо.

Позачергові огляди трансформаторів зовнішньої установки необхідно виконувати за екстремальних умов: різке зниження температури навколишнього повітря, ураган, сильний снігопад, ожеледь. При цьому перевіряють рівень масла, стан вводів та системи охолодження.

Позачергові огляди проводяться також після короткого замикання (КЗ) обмоток або при появі сигналу газового реле. В першому випадку перевіряють стан струмоведучих кіл, по яких протікає струм КЗ, а також ізолятори, які перенесли вплив динамічних навантажень, в другому – стан газового реле та його кіл. При необхідності позачерговий огляд може виконуватися і з вимиканням трансформатора, коли необхідно більш ретельно вивчити елемент, стан якого викликає сумніви, або коли доступ до об'єкта, який перевіряється, неможливий без зняття напруги.

*Пристрої релейного захисту, автоматики та сигналізації.* Пристрої релейного захисту, які мають силові трансформатори, повинні реагувати на дві групи подій: пошкодження трансформатора та аварійні режими роботи.

До пошкоджень, які викликають спрацювання релейного захисту, належать міжфазні та однофазні замикання в обмотках та на виводах, виткові замикання в обмотках, частковий пробій ізоляції вводів, а також пошкодження, які пов'язані з виділенням газу та підвищення тиску в баку трансформатора і регульовального пристрою.

До аварійних режимів, на які повинні реагувати захисти трансформаторів, належить поява понадструмів, які обумовлені зовнішніми КЗ або перевантаженнями, а також зниження рівня масла. Пристрої релейного захисту встановлюються на спеціальних панелях, в тому ж приміщенні, в якому знаходиться щит управління. Для захисту трансформатора від пошкоджень залежно від потужності та характеру установлення використовуються такі види захистів:

- диференціальний захист, який є основним захистом потужних силових трансформаторів від внутрішніх пошкоджень і спрацьовує при КЗ усередині зони, яка обмежена двома комплектами трансформаторів струму (принцип дії оснований на порівнянні значень та напрямку струмів);

- струмова відсічка без витримки часу, яка встановлюється на трансформаторах невеликої потужності і є найпростішим швидкодіючим захистом від внутрішніх пошкоджень;

- захист від понадструмів зовнішніх КЗ (найбільш простим захистом цього виду є максимальний струмовий захист);

- захист від перевантаження, який виконується з дією на сигнал та складається з реле струму і реле часу.

Широке розповсюдження отримав газовий захист завдяки відносній

простоті та чутливості до великої кількості внутрішніх пошкоджень масляного трансформатора та його перемикального пристрою. Внутрішні пошкодження трансформатора, як правило, супроводжуються розкладанням масла та інших ізоляційних матеріалів з утворенням летючих газів. Гази піднімаються до кришки трансформатора і попадають в розширювач через газове реле, яке встановлено на маслопроводі і з'єднує розширювач з баком. Існує декілька типів реле, які встановлюються на трансформаторах в залежності від їх потужності.

Розглянемо конструкцію газового реле на прикладі реле типу BF80/Q (рис. 5.3).

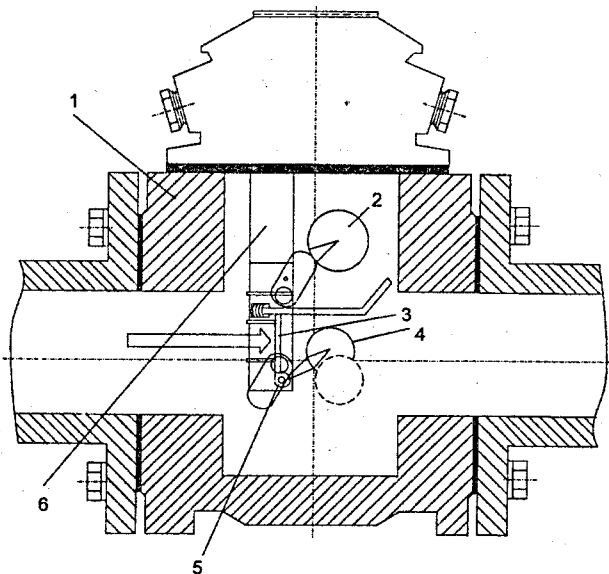


Рисунок 5.3 – Газове реле типу BF80/Q

1 – корпус; 2, 3 і 4 – реагуючі елементи; 5 – горизонтальна вісь;  
6 – порожнина реле.

Основою реле є корпус 1, у верхній частині якого накопичуються бульбашки газу, які попали в реле. Корпус має два оглядових вікна, які дозволяють визначити наявність газу та його приблизний об'єм (за рисками на склі). На кришці корпусу є кран для випуску газу, а в дні – отвір для зливання масла та шламу, який закритий пробкою з різьбою. Усередині корпусу на кришці закріплена частина реле, що виймається, яка складається з трьох реагуючих елементів 2, 3 і 4, які зв'язані з постійними магнітами та герметичними контактами (герконами), що управляють цими магнітами. Кола герконів приєднані до виводів реле і спеціальним кабелем зв'язані зі

схемою газового захисту трансформатора. Реагуючі елементи – кулькоподібні пластмасові пустотілі поплавки 2 і 4 – ексцентрично насаджені на горизонтальну вісь 5 та вільно обертаються по ній. Третій реагуючий елемент 3 має форму лопаті, яка також вільно обертається на горизонтальній осі та розташовується поряд з нижнім поплавком.

При повному виділенні газу, яке характерно для невеликих пошкоджень, відбувається поступове витискування масла з порожнини реле 6. При досягненні визначеного об'єму газу ( $250 \div 300 \text{ см}^3$ ) верхній поплавок опускається і зв'язаний з ним магніт замикає відповідний геркон. При повному залишенні масла з реле аналогічним чином спрацьовує нижній поплавок (наприклад, при значній течі з баку). При значному пошкодженні, яке супроводжується бурхливим виділенням газів, лопать під тиском струменя масла або газомасляної суміші відхиляється на певний кут, впливаючи на той же контакт, що і нижній поплавок.

Таким чином, газове реле здатне розрізнити ступінь пошкодження трансформатора: геркон верхнього поплавка використовується як датчик сигналу, а геркон нижніх елементів – для подання команди на вимикання.

Про причини спрацювання газового захисту та про характер пошкодження можна говорити на підставі дослідження накопиченого в реле газу, визначаючи його кількість, колір та хімічний склад.

## 5.5 Технічне обслуговування

Найбільш відповідальним розділом технічного обслуговування є експлуатація трансформаторного масла, яке призначено для ізоляції частин та вузлів активної частини трансформатора, що знаходяться під напругою; для відведення тепла від нагрітих при роботі трансформатора частин, а також для запобігання швидкому зволоженню твердої ізоляції при проникненні вологи з навколишнього середовища. Експлуатаційні властивості масла визначаються його хімічним складом, який залежить, головним чином, від якості сировини та застосованих способів його очищення при виготовленні.

Для заливання трансформатора рекомендується використовувати масло певної марки. Однак допускається, при дотриманні деяких умов, виконувати заливання трансформаторів сумішшю масел.

Кожна партія масла, яка використовується для заливання та доливання, повинна мати сертифікат підприємства-виробника, який підтверджує відповідність масла стандарту. Для масла, яке прибуло сумісно з трансформатором, відповідність стандарту підтверджується записом в паспорті трансформатора. Стан трансформаторного масла оцінюється за результатами випробувань, які в залежності від об'єму діляться на три види [3]:

- випробування на електричну міцність;
- скорочений аналіз;
- випробування в обсязі повного аналізу.

Пробу для випробування відбирають в сухі чисті скляні банки місткістю 1 л з притертими пробками, на яких укріплюють етикетки із вказанням обладнання, дати, причини відбирання проби, а також особи, яка відбирала пробу. Як правило, проба відбирається з нижніх шарів масла.

Методика випробування масла встановлена відповідними стандартами (ГОСТ 6581-75\*, 6370-83\*, 1547-84, 6356-75\*). Якість масла, що заливається в трансформатори напругою до 220 кВ, оцінюється за такими показниками.

### Норми кількісних показників якості свіжого трансформаторного масла

Кислотне число, мг КОН на 1 г масла, не більше.....	0,02
Температура спалаху, °С, не нижче.....	150
tgδ, %, при 90 °С, не більше.....	2,6
Натрова проба за ГОСТ 19296-73, бали, не більше.....	0,40
Стабільність проти окислення:	
- вміст летючих низькомолекулярних кислот, мг КОН на 1 г масла, не більше.....	0,005
- масова частка осаду після окислення, %, не більше.....	відсутня
- кислотне число окисленого масла, мг КОН на 1 г масла, не більше.....	0,1
Температура застигання, °С, не вище.....	-45
В'язкість кінематична, (м <sup>2</sup> /с). 10 <sup>-6</sup> , не більше:	
- при 20 °С.....	28
- при 50 °С.....	9
- при -30 °С.....	1300

Пробивна напруга масла в експлуатації повинна бути не менше 35 кВ/мм для трансформаторів класів напруги 60–220 кВ, не менше 25 кВ/мм для трансформаторів класів напруги 20–35 кВ.

Періодичність випробувань масла повинна бути такою, щоб своєчасно виявити недопустиме погіршення характеристик масла, яке викликано впливом температури, підвищених напруженостей поля, наявністю кисню в маслі, контакту масла з металом (сталлю, міддю) та ізоляційними деталями, а також впливом випадкових або непередбачених явищ (порушення технології виготовлення, присутність сторонніх домішок тощо).

Рекомендується перед першим увімкненням трансформатора в роботу перевірити масло в обсязі скороченого аналізу для трансформаторів напругою до 35 кВ включно та в обсязі скороченого аналізу з вимірюванням tgδ і вологомісткості для трансформаторів напругою 110 кВ і вище. Крім того, для трансформаторів з азотним або плівковим захистом додатково контролюють вміст газів, розчинених в маслі, та склад газів в надмасляному просторі.

В період припрацювання (через 10 днів та через місяць для трансформаторів напругою 110÷220 кВ, і додатково через три місяці для трансформаторів напругою 330 кВ і вище) проводять випробування в тому же обсязі, як перед увімкненням. Крім того, через 3 доби включно після увімкнення і далі через 14 діб; 1; 3 та 6 місяців у всіх трансформаторах напругою 110 кВ і вище здійснюється хроматографічний аналіз газів, які розчинені у маслі. При подальшій експлуатації випробування масла виконують відповідно до періодичності поточних ремонтів.

Безпосередній контакт масла трансформатора або маслонаповненого вводу з атмосферним повітрям призводить до поступового насичення масла киснем і зволоженню як масла, так і твердої ізоляції. В результаті зволоження масла знижується його електрична міцність, а насичення киснем призводить до прискореного розвитку оксидних процесів (старіння). Для видалення з масла вологи використовують такі способи: центрифугування масла, фільтрування та сушіння масла в цеолітових установках (адсорбційний метод).

Для захисту масла від зволоження і старіння в процесі експлуатації трансформатора в його конструкції використовується низка спеціальних пристроїв: розширювач, повітряосушувачі, адсорбційні і термосифонні фільтри, пристрої азотного та плівкового захисту. Крім того, для підвищення стабільності масел використовують спеціальні антиокисні та стабілізуючі присадки.

Адсорбційні масляні фільтри призначаються для безперервної регенерації масла трансформатора в процесі його експлуатації з циркуляційною (Ц) та дутьовою циркуляційною (ДЦ) системами охолодження, які забезпечують примусову циркуляцію масла через фільтр. Аналогічні фільтри на трансформаторах з природною масляною (М) та дутьовою (Д) системами охолодження, коли циркуляція масла в фільтрі забезпечується тільки за рахунок відмінностей щільності нагрітого і охолодженого масла, називають термосифонними. Кількість сорбенту в термосифонному фільтрі повинна складати біля 1% від маси масла в трансформаторі.

Принцип дії плівкового захисту полягає в найбільш повному видаленні вологи і газу з ізоляції і масла та їх повній герметизації за рахунок встановлення в розширювач еластичної ємності, яка служить для компенсації температурного змінювання об'єму масла при роботі трансформатора. Ця ємність підвішується усередині розширювача і щільно прилягає до внутрішньої поверхні розширювача та масла і забезпечує герметизацію масла від навколишнього середовища. Одночасно внутрішня порожнина еластичної ємності з'єднана патрубком з навколишнім повітрям через повітряосушувач, який запобігає конденсації вологи на її внутрішній поверхні.

В трансформаторах з плівковим захистом замість запобіжної труби встановлюють запобіжні клапани, які дозволяють забезпечити більш надійну герметизацію.

Азотний захист полягає в тому, що мікропустоти в ізоляції і маслі, які створюються в результаті ретельного видалення з них повітря, а також надмасляний простір заповнюють сухим азотом і герметизують від навколишнього середовища за допомогою м'яких резервуарів, які служать для компенсації температурних змін об'єму масла при роботі трансформатора.

### Контрольні запитання

1. Які заходи проводять при оперативному та технічному обслуговуванні трансформаторів?
2. Які є режими навантаження трансформаторів?
3. Чим визначається тривалість аварійних перевантажень?
4. Що розуміється під терміном "навантажувальна здатність трансформатора"?
5. Як визначити допустимість систематичних перевантажень?
6. Для чого передбачаються пристрої релейного захисту, автоматики та сигналізації, що встановлюються на силових трансформаторах?
7. Як захистити масло від зволоження і старіння?
8. Організація обслуговування трансформаторів.
9. Планово-попереджувальний ремонт трансформаторів.
10. Тривале допустиме навантаження трансформаторів.
11. Аварійні перевантаження трансформаторів.
12. Перетворення графіка навантаження трансформатора в двоступеневий еквівалентний графік навантаження.
13. Визначення теплового стану трансформатора.
14. Визначення температури найбільше нагрітої точки обмотки трансформатора.
15. Розрахунок відносного зношування ізоляції трансформатора.
16. Аналіз результатів розрахунку режимів роботи трансформатора.
17. Оперативне обслуговування трансформаторів.
18. Газове реле типу BF80/Q.
19. Технічне обслуговування трансформаторів.
20. Нормативи якості свіжого трансформаторного масла.
21. Плівковий захист трансформаторного масла.
22. Азотний захист трансформаторного масла.

### Висновки

В навчальному посібнику розглядаються питання технічного обслуговування електричних машин та трансформаторів, які містять загальні питання технічної експлуатації, монтажу електричних машин та трансформаторів, діагностики електричних машин та трансформаторів.

Таким чином, навчальний посібник може бути корисним студентам електротехнічних спеціальностей.

## Список літератури

1. Грудинский П. Г. Техническая эксплуатация основного электрооборудования станций и подстанций / Грудинский П. Г., Мандрыкин С. А., Улицкий М. С. – М. : Энергия, 1974. – 576 с.
2. Баркан Я. Д. Эксплуатация электрических систем / Баркан Я. Д. – М. : Высш. шк., 1990. – 304 с.
3. Цирель Я. А. Эксплуатация силовых трансформаторов на электростанциях и в электросетях / Я. А. Цирель, В. С. Поляков – Л. : Энергоатомиздат, 1985. – 264 с.
4. Жерве Г. К. Промышленные испытания электрических машин / Жерве Г. К. – Л. : Энергоатомиздат, 1984. – 408 с.
5. Гемке Р. Г. Неисправности электрических машин / Гемке Р. Г. – Л. : Энергоатомиздат, 1989. – 336 с.
6. Котеленец Н. Ф. Испытания, эксплуатация и ремонт электрических машин / Котеленец Н. Ф., Акимова Н. А., Антонов М. В. – М. : Издательский центр “Академия”, 2003. – 384 с.
7. Чернев К. К. Обслуживание генераторов / Чернев К. К. – М. : Энергия, 1968. – 104 с.
8. Мотыгина С. А. Эксплуатация электрической части тепловых электростанций / Мотыгина С. А. – М. : Энергия, 1979. – 568 с.
9. Таран В. П. Диагностирование электрооборудования / Таран В. П. – К. : Техніка, 1983. – 200 с.
10. СПРАВОЧНИК по наладке электрооборудования электростанций и подстанций / Под ред. Э. С. Мусаэляна. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 344 с.

**Додаток А**  
**Умови зберігання електричного обладнання**

Таблиця А.1 – Умови зберігання електротехнічного обладнання

Групи	Місце зберігання	Умови зберігання			Додаткові умови
		Температура повітря, °С		Відносна вологість, %	
		max	min		
1	2	3	4	5	6
Л	Склади, що опалюються та вентилуються, і розташовані в будь-яких кліматичних зонах	+40	+5	≤80% при 25 °С без конденсації вологи	відсутні
С	Закриті приміщення з природною вентиляцією без штучно регульованих кліматичних умов, де коливання температури і вологості суттєво менші, ніж на відкритому повітрі (в районах типу У та УХЛ)	+40	-50	≤98% при 25 °С без конденсації вологи	відсутні
Ж1	Відкриті майданчики в районах типу У та УХЛ	+50	-50	≤100% при 25 °С з конденсацією	Сонячна радіація до 1125 Вт/м <sup>2</sup> , інтенсивність дощу до 3 мм/хв, пил
Ж2	Навіс або приміщення, де коливання температури і вологості не суттєво відрізняються від коливань на відкритому повітрі (в районах типу У та УХЛ)	аналогічно Ж1	аналогічно Ж1	аналогічно Ж1	Наявність пилу

Продовження таблиці А.1

1	2	3	4	5	6
ЖЗ	Закриті приміщення з природною вентиляцією без штучно регульованих кліматичних умов, де коливання температури та вологості суттєво менші, ніж на відкритому повітрі (в районах типу Т)	+50	-50	≤95% при 35 °С без конденсації вологи	Наявність пліснявих грибів
ОЖ1	Відкриті майданчики в будь-яких кліматичних районах, в тому числі в районах типу Т	+60	-50	≤100% при 35 °С з конденсацією вологи	Сонячна радіація до 1125 Вт/м <sup>2</sup> , інтенсивність дощу до 5 мм/хв, наявність пилу та пліснявих грибів
ОЖ2	Навіси або приміщення, де коливання температури і вологості не суттєво відрізняються від коливань на відкритому повітрі, розташованих в будь-яких кліматичних районах	+60	-50	≤100% при 35 °С з конденсацією вологи	Наявність пилу та пліснявих грибів
ОЖ3	Відкриті майданчики в районах типу У та УХЛ	+50	-50	≤100% при 25 °С з конденсацією вологи	Сонячна радіація до 1125 Вт/м <sup>2</sup> , інтенсивність дощу до 3 мм/хв, пил
ОЖ4	Навіси або приміщення, де коливання температури і вологості не суттєво відрізняються від коливань на відкритому повітрі (в районах типу У та УХЛ) в атмосфері будь-яких типів	+50	-50	≤100% при 25 °С з конденсацією вологи	Наявність пилу

### Додаток Б

#### Нормальні значення кліматичних чинників зовнішнього середовища

Таблиця Б.1 – Температура повітря при експлуатації, °С

Виконання	Категорія розташування	Верхня	Нижня
У	1, 2, 3 5	+40/+45 +35	-45/-50 -5
УХЛ	1, 2, 3 5	+40/+45 +35	-60/-70 -10
Т, ТС	1, 2, 3 5	+40/+60 +35	-10 +1
О	1, 2 5	+50/+60 +35	-60/-70 -10
М	1, 2, 3, 5	+40/+45	-40
ОМ	1, 2, 3, 5	+45	-40
В	1, 2, 3 5	+50/+60 +45	-60/-70 -10

Таблиця Б.2 – Вміст корозійно-активних домішок в атмосфері

Тип атмосфери		Вміст домішок, мг/(м <sup>2</sup> ·доба)	
Позначення	Найменування	Сірчаний газ	Хлориди
I	Умовно-чиста	до 20	менше 0,3
II	Промислова	20÷110	менше 0,3
III	Морська	до 20	30÷300
IV	Приморсько-промислова	20÷110	0,3÷30

## Додаток В

Таблиця В.1 – Класифікація вибухонебезпечних зон

Клас зони	Умови, які визначають клас зони
В-I	Зони в приміщеннях, в яких виділяються горючі гази або пари легкозаймистих рідин (ЛІЗР), так що вони можуть утворювати в повітрі вибухонебезпечні суміші при нормальних режимах роботи
В-Ia	Зони в приміщеннях, в яких небезпечні стани, характерні для класу В-I, відсутні при нормальній роботі та можливі тільки в результаті аварій або несправностей
В-Iб	Те саме, що й для класу зони В-Ia, але які мають одну з таких особливостей: горючі гази мають високу нижню концентрацію запалювання (1% і більше) та різкий запах; приміщення, пов'язані з воднем, в яких виключається утворення вибухонебезпечної суміші в об'ємі понад 5% від вільного об'єму приміщення
В-Iг	Простір у зовнішніх установках, які мають горючі гази або ЛІЗР
В-II	Зони в приміщеннях, в яких виділяються, переходячи у зважений стан, горючі пили і волокна в кількостях, які спроможні створювати з повітрям вибухонебезпечні суміші при нормальних режимах роботи
В-IIa	Зони в приміщеннях, в яких небезпечні стани, характерні для класу зони В-II, відсутні при нормальній роботі і можливі тільки в результаті аварій або несправностей

Таблиця В.2 – Рівень захисту електротехнічного обладнання, яке працює у вибухонебезпечних зонах

Клас зони	Рівень захисту
В-I	Вибухонебезпечні
В-Ia, В-Iг	Підвищеної надійності проти вибуху
В-Iб	Без засобів вибухозахисту, оболонка зі ступенем захисту не менше IP44
В-II	Вибухонебезпечні
В-IIa	Без засобів вибухозахисту, оболонка зі ступенем захисту не менше IP54

Таблиця В.3 – Класифікація пожежонебезпечних зон

Клас зони	Умови, які визначають клас зони
П-I	Зони в приміщеннях, в яких обертаються горючі рідини з температурою спалаху 61 °С
П-II	Зони в приміщеннях, в яких виділяються горючі пили або волокна з нижньою межею запалювання більше 65 г на 1 м <sup>2</sup> повітря
П-Па	Зони в приміщеннях, в яких створюються тверді горючі речовини
П-ПІІІ	Поza приміщень зони типу П-I та П-Па

Таблиця В.4 – Класифікація приміщень за умовою вологості

Номер з/п	Тип приміщення	Характеристика
1	Сухі	Вологість менше 60%, при відсутності ознак приміщень 5, 6 і 7 типів приміщення вважається нормальним
2	Вологі	Вологість більша 60%, але менша 75%
3	Сирі	Вологість більша 75%
4	Особливо сирі	Вологість приблизно 100%
5	Спекотні	Температура постійно більше 35 °С
6	Пильні: - зі струмоприводним пилом; - зі струмонепровідним пилом.	Пиловиділення з можливістю осаджування пилу на проводи та інші струмопровідні частини
7	З хімічно активним або органічним середовищем	Наявність парів, газів, рідин, виникнення плісені, які руйнують ізоляцію проводів

**Додаток Г**  
**Періодичність ремонту**

Таблиця Г.1 – Періодичність поточного та капітального ремонту трансформаторів

Категорія трансформатора	Поточний ремонт з випробуваннями			Капітальний ремонт з випробуваннями	
	трансформатор без РПН	трансформатор з РПН	система охолодження Д, ДЦ, Ц	перший після увімкнення	наступні
Головні трансформатори електростанцій та підстанцій	2 роки	1 рік	1 рік	12* років	за необхідністю залежно від результатів випробування та стану трансформатора
Трансформатори власних потреб електростанцій: - основні;  - резервні	2 роки  2 роки	1 рік  1 рік	1 рік  1 рік	12** років  за необхідністю	
Трансформатори в зоні забруднення	за місцевими інструкціями	1 рік	1 рік	за необхідністю	те ж
Інші трансформатори	4 роки	1 рік	1 рік	також	те ж

Примітки:

\* – позачерговий ремонт пристрою РПН проводиться після визначеної кількості операцій (за вказівкою заводу-виробника);

\*\* – для трансформаторів напругою 110 кВ і вище та потужністю 80 МВА і більше; для інших – за необхідністю.

Таблиця Г.2 – Тривалість ремонтного циклу та міжремонтного періоду

Вид електрообладнання	$T_{\text{табл.}}$ років	$t_{\text{табл.}}$ місяців
Електричні машини, що працюють:		
– в сухих приміщеннях ( $K_{\text{г}} = 0,25$ );	12	12
– в гарячих, гальванічних та хімічних цехах ( $K_{\text{г}} = 0,45$ );	4	6
– в забруднених цехах – деревообробки, сухого шліфування тощо ( $K_{\text{г}} = 0,25$ );	6	8
– в умовах тривалих циклів безперервної роботи з великим навантаженням – приводи насосів, компресорів тощо ( $K_{\text{г}} = 0,75$ )	9	9
Силкові трансформатори та автотрансформатори	14	24
Електрозварювальні трансформатори	6	12
Електропічні трансформатори	6	6

Примітки:

1.  $T_{\text{табл.}}$  – тривалість ремонтного циклу;
2.  $t_{\text{табл.}}$  – тривалість міжремонтного періоду;
3.  $K_{\text{г}}$  – коефіцієнт попиту.

## Словник найбільш вживаних термінів

активна частина	active part
газове реле	gas(-actuated) relay
діагностика	diagnosing
електрична машина	electrical machine
електромонтажні роботи	electric installation work
електроустановка	electric installation
ізоляція	insulation
магнітопровід	core, magnetic conductor
монтаж	assembly, mounting, installation
навантажувальна здатність	power rating, output capacity
обмотка	winding, core coil
перевантаження	overload
підшипник	bearing
пусконаладжувальні роботи	commissioning
релейний захист	relay protection
ремонт	repair
ротор	rotor
статор	stator
технічна експлуатація	technical maintenance
технічне обслуговування	depot maintenance
трансформатор	transformer
фундамент	foundation, basis
хроматограф	chromatograph

*Навчальне видання*

**Лагутін Валерій Михайлович  
Бурикін Олександр Борисович  
Тептя Віра Володимирівна**

## **ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ Ч. I. ТЕХНІЧНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН ТА ТРАНСФОРМАТОРІВ**

Навчальний посібник

Редактор В. Дружиніна  
Коректор З. Поліщук  
Оригінал-макет підготовлено В. Тептя

Підписано до друку 06.09.2013 р.  
Формат 29,7×42¼. Папір офсетний.  
Гарнітура Times New Roman.  
Друк різнографічний. Ум. друк. арк. 5,9.  
Наклад 75 прим. Зам. № 2013-100.

Вінницький національний технічний університет,  
навчально-методичний відділ ВНТУ.  
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,  
ВНТУ, К. 2201.  
Тел. (0432) 59-87-36.  
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи  
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.

Віддруковано у Вінницькому національному технічному університеті  
в комп'ютерному інформаційно-видавничому центрі.  
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,  
ВНТУ, ГНК, к. 114.  
Тел. (0432) 59-87-38.  
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи  
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.