

Продовження табл. 9.2

1	2	3
	Пробій конденсатора блоку збудження	Перевіряють конденсатори омметром, розрахованим на напругу 500 В. Справні конденсатори заряджаються, їх опір наближається до нескінченності
Напруга генератора вища за номінальну на 13-18%, напруга на обмотках трансформатора симетрична або напруга на обмотці керування дорівнює нулю	Обриви в колах обмоток керування, живлення або в колі випрямляча	Перевіряють приладом Ц4313 кола обмоток керування і знаходять обриви в колі випрямляча
Напруга генератора нижча за номінальну на 10-12%	Обрив у колі первинної обмотки трансформатора	Перевіряють коло первинної обмотки трансформатора приладом Ц4313
Несиметричність напруги на обмотках трансформатора перевищує 20%. Напруга обмотки керування близька до нуля	Коротке або міжвиткове замикання однієї з обмоток трансформатора	Знаходять фазну обмотку, у якій сталося коротке замикання, за допомогою приладу Ц4313. На котушці з міжвитковим замиканням напруга в кілька разів менша, ніж на відповідних котушках інших фаз. Їх можна визначити за сильнішим нагріванням або малим опором

Продовження табл. 9.2

1	2	3
<p>Точність стабілізації напруги менша ніж $\pm 2,5\%$ при автоматичному регулюванні. Напруга при номінальному навантаженні падає на $3,5-5\%$</p>	<p>Неправильне положення перемикача режиму роботи ("Паралельна робота")</p>	<p>Встановлюють перемикач у положення "Автономна робота" і перевіряють точність стабілізації напруги</p>
<p>Установка по нарузі більша за верхнє або менша за граничне значення</p>	<p>Поганий контакт між провідниками і повзунком реостата в крайніх положеннях. Напруга значно нижча за $1,1 U_n$ при роботі в режимі холостого ходу при частоті 50 Гц без підмагнічування</p>	<p>Візуально перевіряють стан контактів реостата в крайніх положеннях. Підвищують напругу до $1,1 U_n$, збільшуючи повітряний проміжок силового трансформатора</p>
<p>Напруга генератора при номінальному навантаженні не змінюється, коли перемикач режиму встановлений у положення "Паралельна робота"</p>	<p>Несправний перемикач режиму роботи</p>	<p>Перевіряють контакти перемикача за допомогою Ц4313, при необхідності розбирають перемикач</p>
<p>Нерівномірний розподіл струмів генераторів при паралельній роботі з автоматичними регуляторами напруги і струму</p>	<p>Неправильне положення перемикачів на станціях</p>	<p>Установлюють перемикачі в положення "Паралельна робота" і перевіряють рівномірність розподілу навантаження між генераторами</p>

Продовження табл. 9.2

1	2	3
Нерівномірний розподіл струмів генераторів при паралельній роботі з автоматичними регуляторами напруги і струму	Різні межі регулювання генераторів за струмом і напругою	Установлюють кратність регулювання автоматичних пристроїв при паралельно працюючих генераторах
Безладний перехід реактивної потужності від одного генератора до другого при паралельній роботі зі зрівнювальними з'єднаннями	Обрив зрівнювальних з'єднань	Перевіряють коло зрівнювальних з'єднань за допомогою приладу Ц4313

При поточному ремонті очищають всі доступні частини генератора (не розкриваючи внутрішні), оглядають його елементи і усувають виявлені несправності; замінюють мастило в кулькових і роликових підшипниках (у середньому після 600-700 год роботи); проточують і шліфують, якщо потрібно, робочу поверхню колектора та контактних кілець, притирають щітки до колектора і коректують їх установку. Якщо необхідно, під час поточного ремонту проводять профілактичні випробування.

При капітальному ремонті в обсяг робіт входить огляд, чищення і усунення несправностей основних елементів генератора; лобових частин обмотки статора і введів; бандажів ротора, вентиляторів, щіткового апарата, збудника, кіл збудження, струмопроводів ротора; розподільного пристрою генератора.

До початку ремонту складають відомість намічених робіт, що входять в обсяг типового капітального ремонту і пов'язаних з усуненням недоліків, відмічених у період попередньої експлуатації, або тих, що залишилися чомусь після попередніх ремонтів. На основі цієї відомості готують необхідні матеріали, інструменти і пристосування, а також підбирають склад бригади.

При післяремонтних випробуваннях ретельно оглядають колектор, шітки і кільця. Залежно від стану поверхні колектор і кільця проточують та шліфують. Перевіряють апаратуру кола керування (АГП, реостати, шунтуючі пристрої, перемикачі) та вимірювальні прилади, систему захисту генератора, регулятор збудження тощо. Крім того, відновлюють пофарбування зовнішніх елементів генератора.

Після капітального ремонту генератор приймають в експлуатацію.

Охорона праці. Персонал, який обслуговує ДЕС, повинен бути забезпечений перевіреними захисними засобами (огороження, гумові килимки, рукавиці, окуляри, покажчики напруги, інструмент з ізольованими ручками).

Необхідно дотримуватись таких правил безпеки: не допускати до працюючого агрегата сторонніх осіб; не проводити очищення, змащування, регулювання і ремонт працюючого дизеля; не доторкатися руками або інструментом до тих, що обертаються, і струмоведучих частин агрегата під час роботи; замінювати перегорілі вставки запобіжників треба особливо обережно, застосовуючи захисні засоби (якщо не можна зняти напругу).

При необхідності дозволяється перевіряти і регулювати блоки автоматики під напругою. Цю роботу виконують двоє, використовуючи захисні засоби. Акумуляторні батареї обслуговують у спеціальному костюмі, гумових рукавицях і захисних окулярах.

Для очищення випускного тракту від частинок незгорілого палива, масла і смол треба періодично прогрівати дизель, даючи йому навантаження, рівне 100-110 відсоткам номінального, протягом однієї-двох годин. При цьому підтримують температуру води і масла в межах 90-95⁰С.

З метою попередження пожежі необхідно стежити за відсутністю підтікань у паливній і масляній системі дизеля. На робочому місці повинен бути вогнегасник, пісок, вода. Пожежу гасять тільки при зупиненому агрегаті.

Контрольні питання і завдання

1. Для чого призначені і як використовуються резервні електростанції?
2. Назвіть основні типи і характеристики дизельних агрегатів.
3. У чому полягає автоматизація дизельних електростанцій, які її переваги? Скільки ступенів автоматизації ви знаєте?

4. Які вимоги ставлять до монтажу стаціонарних та пересувних ДЕС і першого пуску дизель-генератора?

5. Як проводять здавання-приймання змонтованої ДЕС в експлуатацію?
6. Які особливості пуску і зупинки ДЕС?
7. Назвіть способи вмикання генераторів резервних ДЕС на паралельну роботу.
8. У чому особливість контролю за роботою ДЕС у процесі експлуатації?
9. Які терміни і обсяги технічного обслуговування ДЕС у процесі експлуатації?
10. Розкажіть про призначення і обсяг профілактичних випробувань синхронних генераторів резервних ДЕС.
11. Назвіть види, обсяги і періодичність ремонтів синхронних генераторів ДЕС.
12. Назвіть основні несправності генераторів дизельних агрегатів, причини їх виникнення і способи усунення.

10. ОБСЛУГОВУВАННЯ ЕЛЕКТРОДВИГУНІВ

10.1. Загальні вимоги до асинхронних двигунів

У сільському господарстві електричні двигуни знаходять широке застосування для приводу різних машин і механізмів. Найбільше поширення завдяки своїй простоті і дешевизні мають асинхронні електродвигуни з короткозамкнутим ротором.

Електродвигуни розраховані на певний номінальний режим роботи, який відповідає параметрам, наведеним у паспортних (каталожних) даних кожного електродвигуна.

Основними параметрами, які характеризують номінальний режим роботи електродвигуна, є активна потужність на валу електродвигуна в кіловатах (P_n), напруга у вольтах (U_n), номінальний і пусковий струм в амперах ($I_n, I_{пуск}$), момент, який розвиває електродвигун при номінальному режимі (M_n), а також максимальний і пусковий момент ($M_{макс}, M_{пуск}$) в Н·м, частота обертання ротора в обертах за хвилину (n_n), коефіцієнт корисної дії (η_n), коефіцієнт потужності ($\cos \varphi$) тощо.

Технічний рівень асинхронних електродвигунів безперервно підвищується. Це зумовлює періодичну заміну одних серій електродвигунів іншими, більш довершеними. Крім того, кожна серія має декілька виконань (модифікацій), призначених для різних режимів і умов роботи. Зараз у сільськогосподарському виробництві ще значне розповсюдження мають електродвигуни другої серії. За родом захисту від дії факторів навколишнього середовища вони виконуються в захищеному (А2) або закритому обдуваному виконанні (АО2). Ці двигуни мають тверду шкалу потужностей (від 0,4 до 100 кВт), яка налічує 18 ступенів.

Двигуни типу АО2 випускаються дев'яти габаритів з частотою обертання 3000, 1500, 1000, 750, 600 об/хв. Обмотки електродвигуна АО2 1-5-го габаритів виконані одношаровими з використанням електроізоляційних матеріалів класу *E*, яка допускає температуру нагріву до 120⁰С, а 6-9-го габаритів – двошаровими з класом ізоляції *F*, яка допускає нагрівання до 155⁰С. Особливості конструктивного виконання другої серії наведено в довідковій літературі.

Електродвигуни другої серії (А2 і АО2) мають основне виконання і призначені для приводу більшості робочих машин та механізмів, у яких нема спеціальних вимог до пуску, перевантаження, регулювання швидкості. У цьому випадку двигуни цього виконання розраховані на роботу в приміщеннях з відносною вологістю не більшою ніж 80 відсотків, які не містять хімічно активних парів або газів у повітрі. Зовні приміщень їх можна використовувати лише під навісом у суху пору року при температурі $\pm 40^{\circ}\text{C}$.

На базі основного виконання серії АО2 розроблені і випускаються промисловістю декілька електричних модифікацій і спеціалізованих виконань: електродвигуни з підвищеним пусковим моментом АОП2, з підвищеним ковзанням АОС2, багатошвидкісні 1-9-го габаритів, електродвигуни в хімічно стійкому виконанні АО2...Х, вологоморозостійкі АО2...В, тропічного виконання АО2...Т, для текстильної промисловості АО2...Т, сільськогосподарські АО2...СХ тощо (рис. 10.1).

Електродвигуни з підвищеним пусковим моментом АОП2 випускаються 4-9-го габаритів і призначені для приводу механізмів з великим статичним та інерційним навантаженням у період пуску. Ізоляційна конструкція електродвигунів 4-5-го габаритів цього виконання має клас нагрівостійкості *E*, а 6-9-го габаритів – *F*.

Електродвигуни з підвищеним ковзанням призначені для повторно-короткочасного режиму роботи. Вони використовуються для приводів механізмів з нерівномірним ударним навантаженням, з великою частотою пуску. Номінальна потужність, вказана в паспортних даних електродвигуна, відповідає повторно-короткочасному режиму роботи з ПВ=25%. Ізоляційна конструкція цих електродвигунів має клас *E* (для 1-5-го габаритів) і клас *F* (для 6-9-го габаритів). Багатошвидкісні електродвигуни застосовуються для механізмів зі ступінчастим регулюванням частоти обертання (наприклад, для приводу вентилятора).

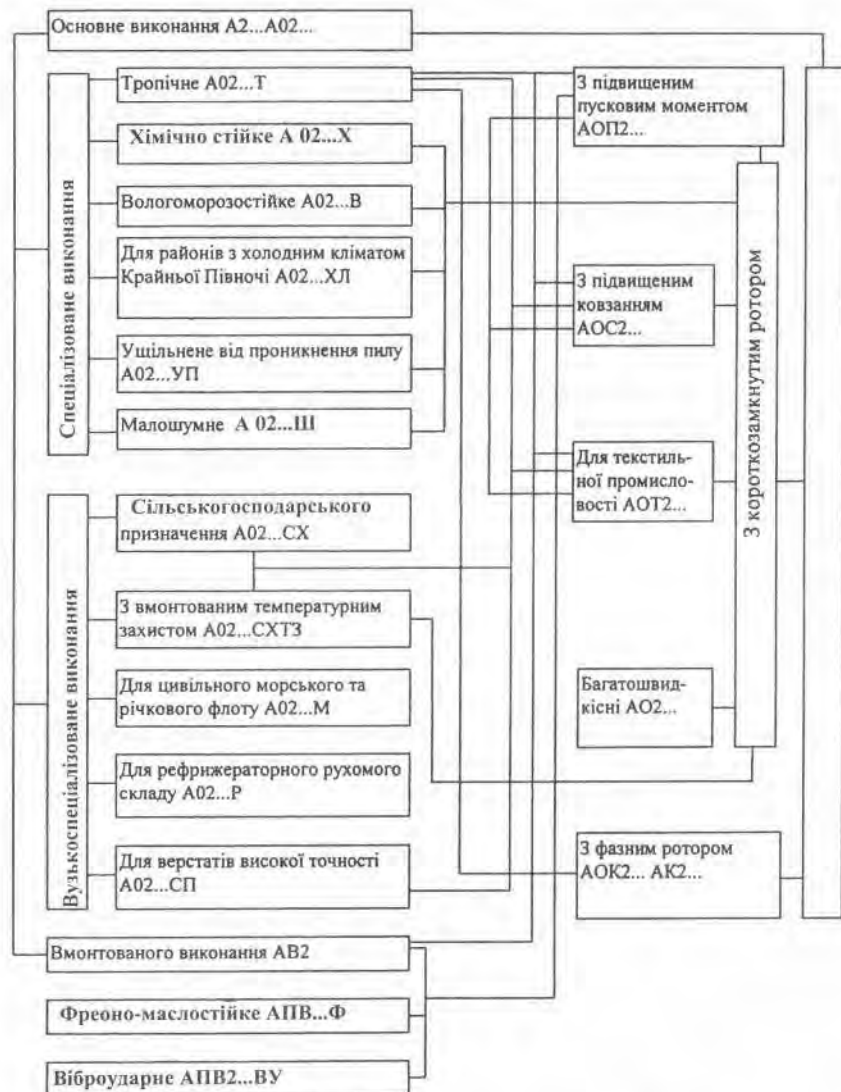


Рис. 10.1. Модифікації електродвигунів серії А2

Ці двигуни відрізняються кількістю виводів: двошвидкісні мають шість вивідних кінців, тришвидкісні – дев'ять, а чотиришвидкісні – дванадцять.

Електродвигуни вологоморозостійкого виконання (АО2...В) призначені для роботи в приміщеннях з підвищеною вологістю (до 100% при 25⁰С), а також на відкритому повітрі при температурі навколишнього середовища від -45 до +40⁰С. Вологоморозостійке виконання поширюється на закриті обдувні електродвигуни всіх дев'яти габаритів другої єдиної серії і на модифікації та спеціалізовані виконання, за винятком електродвигунів з фазним ротором у захищеному виконанні АК 8-9-го габаритів. Електродвигуни такого виконання можуть використовуватися в сирих, особливо сирих приміщеннях і в зовнішніх установках під навісом. У цих же умовах можуть використовуватися також електродвигуни серії АО2 (АОЛ2) основного виконання модифікації АОП2, АОС2 і АО2 багатшвидкісні з посиленням просочуванням.

Для приміщень особливо сирих з хімічно активним середовищем призначені електродвигуни сільськогосподарського призначення АО2...СХ, АОП2...СХ, а також електродвигуни сільськогосподарського призначення із вбудованим температурним захистом АО2...СХТ3 і хімічно стійкого виконання АО2...Х. Двигуни АО2...СХ 3-4-го габаритів виготовляються на напругу 380 В і частоту 50 Гц при з'єднанні фаз обмотки по схемі "зірка", 5-7-го габаритів – на напругу 380 В при з'єднанні фаз обмотки "трикутник" з шістьма вивідними кінцями.

Двигуни АО2 сільськогосподарського призначення можуть тривало працювати при зниженій напрузі мережі до 80 відсотків номінального значення зі зниженням потужності на 15 відсотків, допускають роботу з номінальним моментом на валу протягом шести хвилин при зниженні напруги до 0,8 номінальної. Вони призначені для роботи в приміщеннях і на відкритому повітрі і не бояться дезінфікуючих розчинів, їх можна обливати водою з відстані не ближче одного метра під тиском 1,5 ат. з шланга діаметром 10 мм протягом двох хвилин, допускають вміст у повітрі горючого соломистого або пластівцеподібного пилу (до 1,16 г/м³). Однак ці двигуни не призначені для роботи у вибухонебезпечному середовищі.

Двигуни сільськогосподарського призначення із вбудованим температурним захистом (АО2...СХТ3) випускаються з діапазоном потужностей від 1,5 до 13 кВт.

Електродвигуни в хімічно стійкому виконанні АО2...Х призначені для роботи в хімічно активних невибухонебезпечних середовищах у

приміщеннях і під навісом при температурі навколишнього середовища від -20 до $+40^{\circ}\text{C}$ і вологості 90 відсотків при $+20^{\circ}\text{C}$. Хімічно стійке виконання поширюється на закриті обдувані електродвигуни всіх дев'яти габаритів єдиної серії та їх модифікації і спеціалізовані виконання. Нормальний допустимий вміст аміаку для цих двигунів – $0,02 \text{ г/м}^3$.

Для роботи в таких же умовах, що й електродвигуни серії АО2...СХ, випускаються двигуни хімовологоморозостійкого виконання серії Да...С потужністю від 0,25 до 4 кВт. У цих двигунах тропічно стійка ізоляція (з використанням тепло- і вологостійких матеріалів), рівень шуму і вібрації відповідає вимогам, які ставляться до малощумних електродвигунів. Вони надійно працюють при температурі від -20 до $+45^{\circ}\text{C}$, відносній вологості повітря до 100 відсотків при температурі $+20^{\circ}\text{C}$, у середовищі із вмістом аміаку – до $0,08 \text{ г/м}^3$, сірководню – до $0,008 \text{ г/м}^3$, вуглекислого газу – до $14,2 \text{ г/м}^3$, горючого соломистого і пластівцеподібного пилю – не більше $3,5 \text{ г/м}^3$ при діаметрі часток не меншому ніж 1 мкм.

На базі електродвигуна серії Д розроблено сільськогосподарський хімічно стійкий двошвидкісний електродвигун для тваринницьких приміщень типу ДЗВ80В8/4ПЗСХУ2 потужністю 0,18 і 0,55 кВт.

З 1973 року електропромисловістю виготовляються електродвигуни серії 4А (ГОСТ 19523-74) потужністю від 0,06 до 400 кВт, які мають висоту осі обертання від 50 до 355 мм. Головними перевагами двигунів цієї серії є підвищена надійність, знижена металомісткість (на 19%) і підвищений ККД (на 1%).

Електродвигуни серії 4А випускаються на напругу 220/380 В потужністю від 0,05 до 0,37 кВт, 220/380 В і 380/660 В – потужністю від 0,55 до 110 кВт і 380/600 В – потужністю від 132 до 400 кВт. За ступенем захисту передбачено два виконання: закрите обдуване IP44 і захищене IP23. Двигуни мають клас ізоляції за нагрівостійкістю Е при висотах осі обертання 50-132 мм і F – при висотах осі обертання 160-355 мм.

Електродвигуни серії 4А основного виконання призначені для роботи в приміщеннях і під навісом при температурі навколишнього середовища від -40 до $+40^{\circ}\text{C}$ і відносній вологості до 80 відсотків при температурі $+20^{\circ}\text{C}$; навколишнє середовище повинно бути невибухонебезпечним, але може бути насиченим водяними парами і струмопровідним пилом, не повинно містити агресивних газів і парів у концентраціях, що руйнують метал та ізоляцію. Крім основного виконання, двигуни цієї серії мають вологоморозостійке (4А...У2), сільськогосподарське (4А...С) та інші виконання (рис. 10.2).

В електродвигунах серії 4А застосовані обмоткові та установочні проводи, просочувальні і лакофарбові матеріали, антикорозійні покриття,

які забезпечують нагрівостійкість за класом F, стійкість до дії підвищеної вологості, агресивних середовищ тваринницьких приміщень, дезінфікуючих розчинів і аерозолей. Двигуни з висотою осі обертання 56-132 мм виконані на номінальну напругу 380 В з трьома виводами обмотки статора, а з висотою осі 160-180 мм – на напругу 380/660 В з шістьма вивідними кінцями для можливості пуску з перемиканням із "зірки" на "трикутник". Двигуни мають підвищені моменти і можуть працювати на відкритому повітрі, в агресивному середовищі тваринницьких приміщень при температурі навколишнього середовища від -45 до +40⁰С; допускають тривалу роботу при зниженні напруги мережі до 80 відсотків номінального значення зі зниженням паспортної потужності на 15 відсотків і не менше десяти хвилин із зменшенням величини номінального моменту; допускають короточасну дію аерозолей і дезінфікуючих розчинів. Розрахунковий термін служби двигунів – вісім-десять років, але не менше 12000 годин при роботі на рік. Останнім часом випускають електродвигуни серії АІР як більш економічні, з кращими технічними характеристиками [29].

Основне завдання експлуатації розглянутих вище електродвигунів – забезпечення працездатності протягом встановленого терміну служби з найкращими техніко-економічними показниками. Для його виконання необхідно проводити планове технічне обслуговування електродвигунів, що дозволить своєчасно виявляти і усувати причини несправностей або відмов у роботі.

При експлуатації електричних машин досягнення запланованих техніко-економічних показників пов'язане також з правильним вибором машини.

Процедура вибору електродвигуна полягає в задоволенні ряду вимог споживача і зводиться до перебору можливих варіантів, зокрема роду струму, умов пуску, конструктивного виконання, рівня вібрації і шуму, потужності і режиму роботи. Методи вибору двигунів за номінальною потужністю, робочими і механічними характеристиками достатньо повно викладено в літературі.



Рис. 10.2. Модифікації електродвигунів серії 4А

10.2. Приймально-здавальні випробування і підготовка до пуску

Згідно з ПУЕ і відповідно до ГОСТ 183-74 і 11677-85 та ДСТУ електричні машини після їх монтажу або капітального ремонту підлягають приймально-здавальним випробуванням; при цьому проводять зовнішній огляд, перевірку схеми з'єднання обмоток, вимірювання опору обмоток постійному струму, вимірювання опору ізоляції, випробування електричної міцності ізоляції обмоток підвищеною напругою підвищеної частоти, пробний пуск електродвигуна, перевірку роботи електродвигуна на холостому ходу та під навантаженням. Після закінчення всіх пусконаладжувальних робіт складають протокол випробувань і роблять висновок про придатність електродвигуна для тривалої експлуатації.

При зовнішньому огляді перевіряють: відповідність паспортних даних електродвигуна проекту і механізму; наявність всіх деталей; відсутність механічних пошкоджень корпусу, вивідної коробки, пристроїв охолодження; відсутність пошкоджень підвідних проводів (обривів, переломів, порушень ізоляції тощо); відсутність заїдань, стуків тощо при прокручуванні вала від руки; наявність заземлюючої проводки від електродвигуна до загальної мережі заземлення; правильність внутрішніх з'єднань обмоток ("зірка" або "трикутник"), надійність кріплення і з'єднання з робочою машиною, стан мастила в підшипниках.

Перевірка схеми з'єднання обмоток. Статори більшості двигунів змінного струму мають шість виводів, що відповідають початкам і кінцям фазних обмоток. За стандартом вони позначаються (табл. 10.1).

Таблиця 10.1

Позначення виводів обмоток статора

Фаза	Обмотка статора за ГОСТ 183-74	
	Початок	Кінець
1	C1	C4
2	C2	C5
3	C3	C6

Звичайно літерні позначення виводів обмоток електродвигунів вибивають на наконечниках або на бирках, надітих на виводи. Але буває, що ці бирки губляться. При відсутності маркувань кінців обмоток їх необхідно відновити, для чого спочатку контрольною лампою або

мегомметром визначають належність виводів обмоток до відповідних фаз і роблять позначки за допомогою тимчасових картонних бирок, а потім перевіряють їх взаємну погодженість індукційним методом на постійному або змінному струмі.

Суть цього методу полягає в наступному. До обмотки однієї з фаз приєднують джерело постійного струму (акумулятор або сухий елемент), а до другої фази – мілівольтметр (рис. 10.3). У момент вмикання вимикача в обмотках двох інших фаз буде індукуватися ЕРС, напрям якої залежить від напрямку струму в фазі, у яку подається живлення. Повторним з'єднанням виводів підбирають таке вмикання мілівольтметра, при якому в момент подачі напруги від батареї стрілка приладу відхиляється праворуч. У цьому положенні до "плюса" батареї і "мінуса" вольтметра під'єднані початки фазних обмоток С1 і С2, а до "мінуса" батареї і "плюса" вольтметра – кінці обмоток С4 і С5. Далі мілівольтметр під'єднують до виводів третьої фази і аналогічно маркують її вивідні кінці (С3-С6).

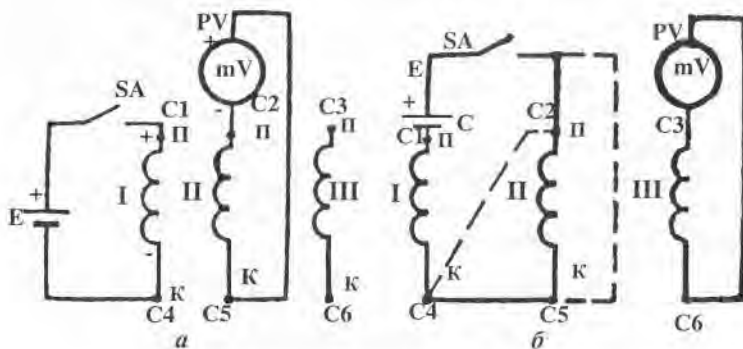


Рис. 10.3. Маркування вивідних кінців обмотки статора за допомогою джерела постійного струму при вмиканні:
а – роздільному; б – парному

Початки і кінці фаз можна визначити також за допомогою вольтметра змінного струму або контрольної лампи. Для цього дві будь-які фази вмикають у мережу змінного струму зниженої напруги (рис. 10.4).

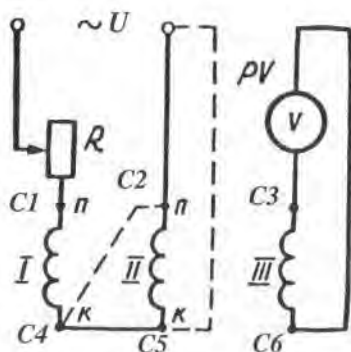


Рис. 10.4. Перевірка маркування виводів обмотки статора за допомогою джерела змінного струму

У третю фазу вмикають вольтметр або лампу. Якщо дві фази, які живляться від мережі, з'єднані однойменними виводами, то показ вольтметра дорівнює нулю. Якщо з'єднані різнойменні виводи, то показ вольтметра не дорівнюватиме нулю. Для визначення узгоджених виводів третьої обмотки вольтметр вмикають в одну з фаз з уже позначеними виводами, а дві інші фази з'єднують послідовно і вмикають у мережу змінного струму.

Початки і кінці фаз можна визначити також при послідовному з'єднанні всіх трьох фаз. Для цього, як і в попередньому способі, спочатку визначають виводи, які належать кожній з трьох фаз. Потім кінці фазних обмоток з'єднують послідовно і вмикають у мережу (рис. 10.5).

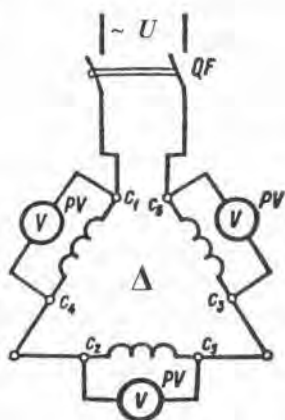


Рис. 10.5. Маркування вивідних кінців обмотки статора при послідовному з'єднанні трьох фаз

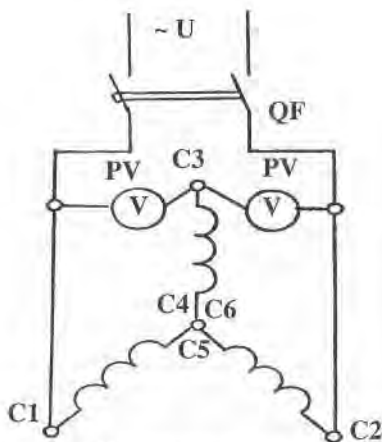


Рис. 10.6. Перевірка правильності з'єднання обмотки статора з трьома вивідними кінцями

Паралельно кожній обмотці вмикають вольтметр зі шкалою 75-150 В при напрузі мережі 220 В. При узгодженому з'єднанні обмоток (при з'єднанні в одній точці кінця і початку фази) всі вольтметри повинні показати однакову напругу. Якщо ж дві обмотки з'єднані відповідно, а одна зустрічно, то вольтметр, який під'єднаний до неї, покаже більшу напругу в порівнянні з іншими вольтметрами.

Якщо обмотки двигуна мають тільки три вивідні кінці, то правильність з'єднання обмоток перевіряється подачею зниженої напруги до двох виводів обмотки і вимірюванням напруги між виводами, під'єднаними до джерела живлення, і третім виводом обмотки (рис. 10.6). При цьому дослід повторюють тричі, кожний раз замінюючи один з виводів обмотки, який під'єднують до джерела живлення. Якщо вивідні кінці обмотки з'єднані правильно, то напруги при всіх вимірах будуть однаковими. При неоднакових напругах одна з фаз обмотки "вивернута". Цією фазою буде та, яка бере участь в обох вимірюваннях, що дають неоднакові покази вольтметра.

У потужних електричних машин узгодженість обмоток рекомендується перевіряти навіть при наявності заводського маркування. Виконуючи операції з перевірки маркування і правильності з'єднання обмоток, необхідно дотримуватись загальних правил з техніки безпеки під час роботи з електрообладнанням.

Вимірювання опору обмоток постійному струму. У практиці налагоджувальних робіт застосовують такі методи вимірювання опору постійному струму: амперметра-вольтметра; одинарного і подвійного моста. Для вимірювання беруть електровимірювальні прилади магнітоелектричної системи класу не нижче 0,5.

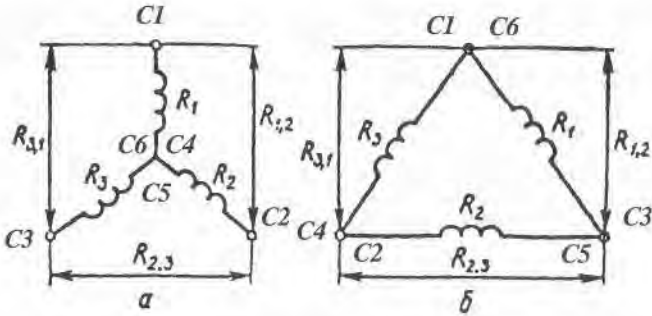


Рис. 10.7. Вимірювання опору обмотки статора постійним струмом при з'єднанні фаз:
а – зіркою; б – трикутником

Вимірювання опору багатофазних обмоток при наявності виводів початку і кінця всіх фаз слід проводити пофазно. У випадку, якщо фази обмотки статора з'єднані в зірку і не мають виводу нульової точки, вимірювання опору проводяться між кожними двома виводами (рис. 10.7, а). Результат вимірювання дає суму опорів двох фаз:

$$R_{1,2} = R_1 + R_2; \quad R_{2,3} = R_2 + R_3; \quad R_{3,1} = R_3 + R_1 \quad (10.1)$$

Опір кожної фази окремо:

$$R_1 = \frac{R_{3,1} + R_{1,2} - R_{2,3}}{2}; \quad (10.2)$$

$$R_2 = \frac{R_{1,2} + R_{2,3} - R_{3,1}}{2}; \quad (10.3)$$

$$R_3 = \frac{R_{2,3} + R_{3,1} - R_{1,2}}{2}; \quad (10.4)$$

У випадку з'єднання фаз у трикутник (рис. 10.7, б) опір кожної фази визначаємо:

$$R_1 = \frac{1}{2} \left[\frac{4R_{2,3} \cdot R_{3,1}}{R_{2,3} + R_{3,1} - R_{1,2}} - (R_{2,3} + R_{3,1} - R_{1,2}) \right]; \quad (10.5)$$

$$R_2 = \frac{1}{2} \left[\frac{4R_{3,1} \cdot R_{1,2}}{R_{3,1} + R_{1,2} - R_{2,3}} - (R_{3,1} + R_{1,2} - R_{2,3}) \right]; \quad (10.6)$$

$$R_3 = \frac{1}{2} \left[\frac{4R_{1,2} \cdot R_{2,3}}{R_{1,2} + R_{2,3} - R_{3,1}} - (R_{1,2} + R_{2,3} - R_{3,1}) \right]; \quad (10.7)$$

Якщо розходження вимірених значень не перевищує два відсотки при з'єднанні фаз у зірку і 1,5 відсотка – в трикутник, то опір одної фази можна визначити спрощено: при з'єднанні в зірку

$$R_1 = R_2 = R_3 = \frac{R}{2}; \quad (10.8)$$

при з'єднанні в трикутник

$$R_1 = R_2 = R_3 = \frac{3}{2} R, \quad (10.9)$$

де

$$R = \frac{R_{1,2} + R_{2,3} + R_{3,1}}{3}. \quad (10.10)$$

Вимірювання виконують з метою визначення стану контактних з'єднань в обмотках. Опір обмоток різних фаз, не повинен розрізнятись між собою від паспортних даних більш ніж на два відсотки.

При вимірюванні опору ізоляції слід пам'ятати:

- величина опору ізоляції обмоток характеризує їх електричну міцність, яку необхідно знати перед проведенням основних випробувань;
- вимірювання опору ізоляції повинно проводитись перед випробуванням електричної міцності обмоток підвищеною напругою;
- при проведенні пускалагоджувальних робіт опір ізоляції обмоток кожної фази вимірюється по відношенню до заземленого корпусу і двох інших заземлених фаз;
- згідно з нормами випробування електрообладнання та апаратів електроустановок споживачів для двигунів напругою до 0,66 кВ у холодному стані опір ізоляції обмоток статора повинен бути не меншим ніж 1 МОм, а при температурі 60°C – не меншим ніж 0,5 МОм. У електродвигунів напругою більшою ніж 0,66 кВ опір ізоляції не нормується, але враховується при вирішенні питання про необхідність їхнього сушіння.

Опір ізоляції можна також визначити за виразом:

$$R_{60} = \frac{U_n}{(1000 + 0,01P_n)}, \quad (10.11)$$

де U_n – номінальна напруга даної обмотки, кВ;

P_n – номінальна потужність машини, кВт.

Крім того, у електродвигунів напругою вищою ніж 3 кВ або потужністю $P_n > 3$ кВт також вимірюють відношення R_{60}/R_{15} , тобто коефіцієнт абсорбції $K_{аб}$. Слід врахувати, що величина $K_{аб}$ навіть при

доброму стані ізоляції значною мірою залежить від температури машини і видів застосованих ізоляційних матеріалів.

Для незволоженої обмотки при $\theta=10-30^{\circ}\text{C}$, $K_{об}=1,3-2,0$, для зволоженої обмотки він близький до одиниці.

Зниження опору ізоляції обмоток нижче за вказані значення відбувається через проникання в товщу ізоляції вологи, поверхневу зволоженість або осідання струмопровідного пилу на виводах і обмотках. У цих випадках рекомендується продути машину і очистити виводи обмоток та ізоляційні деталі щіткотримачів, після цього слід повторно виміряти опір ізоляції. Якщо ж очищення не допомогло, то необхідно перед випробуванням ізоляції обмоток підвищеною напругою провести сушіння.

Випробування електричної міцності ізоляції обмоток підвищеною напругою промислової частоти. Випробування на заводах-виготовлювачах, а також після капітального ремонту з перемотуванням обмоток проводять за нормами ГОСТ 183-74. При приймально-здавальних випробуваннях після монтажу це випробування для двигунів до 1000 В, які входять у склад електроприводу, згідно з нормами ПУЕ проводити необов'язково. Це пояснюється тим, що ізоляція обмоток має значний запас міцності і при вмиканні нових машин на робочу напругу пробоїв практично не буває. Випробування електродвигунів напругою до 1000 В високою напругою може бути виправдане лише у випадку тривалого зберігання в сирому приміщенні або при складанні машини.

Однак за вимогами ПУЕ для електродвигунів з U_n вищою ніж 1000 В і потужністю до 1000 кВт обмотка статора випробовується на напругу $U_{вип}=1,6U_n+0,8$; потужністю вищою ніж 1000 кВт з U_n до 3300 В $U_{вип}=1,6U_n+0,8$; з U_n до 6600 В $U_{вип}=2U_n$, а з U_n вищою ніж 6600 В $U_{вип}=1,6U_n+2,4$. Обмотка ротора синхронного електродвигуна випробовується напругою $8U_n$ системи збудження, але не менш ніж $1,2U_n$; обмотка ротора електродвигуна з фазним ротором $U_{вип}=1000$ В.

Випробування підвищеною напругою проводять після закінчення всіх монтажних і налагоджувальних робіт, що передують пробному пуску.

До початку випробувань впевнюються, що показники зволоженості обмоток машин відповідають нормам.

Випробування кожної обмотки статора відносно корпусу і двох інших заземлених обмоток проводять на повністю зібраному

електродвигуні. У електродвигунів, які не мають окремих виводів кожної фази, допускається випробування всієї обмотки відносно корпусу.

Для випробувань електродвигунів рекомендується користуватися переносною установкою ИВК, яка дозволяє змінювати випробувальну напругу в межах 6-2000 В при суворому дотриманні правил з техніки безпеки.

Пробний пуск і перевірка електродвигуна на холостому ході і під навантаженням. Після закінчення налагоджувальних робіт з перевірки і випробування апаратів, схем керування і випробування нерухомого електродвигуна проводять короткочасний його пуск на дві-три секунди з метою перевірки напряму обертання; стану ходової частини; надійності дії вимикальних пристроїв. Короткочасне вмикання повторюють два-три рази, постійно збільшуючи його тривалість. У всіх випадках при отриманні сигналу про несправність схеми керування машини чи механізму приводу електродвигун терміново вимикають. Якщо ж при пробному пуску зауважень немає, то приступають до перевірки електродвигуна на холостому ході і під навантаженням.

Перевірку на холостому ході проводять при від'єднаному механізмі. У випадку неможливості від'єднання його перевіряють при ненавантаженому механізмі. Величина струму холостого ходу не нормується. Тривалість перевірки – одна година.

Одночасно перевіряють нагрівання підшипників, обмоток у доступних місцях і сталі, відсутність вібрації, характер шуму підшипників.

Після перевірки на холостому ході переходять до перевірки під навантаженням, контролюючи струми в кожній фазі. Навантаження електродвигуна повинно бути не менше ніж 50 відсотків номінального.

У процесі обкатки електродвигуна підтримують напругу на шинах у межах від 100 до 105 відсотків номінальної, при цьому струм статора не повинен перевищувати номінальний більш ніж на п'ять відсотків.

Після пробного вмикання на 20-30 хв двигун з механізмом вмикають на тривалу обкатку протягом восьми годин і більше. При цьому припрацьовуються рухомі вузли механізмів, виявляють слабкі місця схеми керування і перевіряють електрообладнання на нагрівання. На відміну від попередніх пусків, режим випробування при обкатці перебуває під контролем представників механічної служби.

Двигуни, які допускають тільки повторно-короткочасний режим роботи, з'єднані звичайно з механізмами, що мають обмежений хід, обкатують за спеціальним графіком або в умовах експлуатації.

10.3. Вплив умов експлуатації та режимів роботи електродвигунів на їх надійність

Умови роботи електродвигунів у сільському господарстві характеризуються як важкі через вплив ряду факторів: підвищеної вологості, наявності в повітрі тваринницьких приміщень агресивних газів, підвищеної частоти виникнення технологічних перевантажень, неповнофазних режимів, широкого діапазону коливань напруги живлення, різких перепадів температур, недостатнього рівня оснащення двигунів захисними пристроями і технічного обслуговування.

Проблема підвищення ефективності використання і експлуатаційної надійності електродвигунів у сільському господарстві може бути вирішена найбільш повно, якщо підійти до неї комплексно, тобто пов'язати структуру випуску двигунів із структурою їх застосування і умовами експлуатації.

З урахуванням результатів досліджень умов експлуатації двигунів у сільському господарстві [16] розглянемо найбільш характерні фактори, які впливають на надійність електродвигунів. Основні з них: специфічність навколишнього середовища; тривалість роботи; характер навантаження за потужністю і умовами експлуатації; широкий діапазон коливань напруги; низький рівень технічного обслуговування.

Специфічність навколишнього середовища зумовлена:

- загазованістю стійлових тваринницьких приміщень аміаком, вуглекислим газом, сірководнем;
- різкими перепадами температури протягом доби і низькими температурами взимку, підвищеною вологістю при роботі двигунів на відкритому повітрі (гноєприбиральні транспортери, установки водопостачання тощо);
- підвищеною вологістю повітря при роботі двигунів у кормокухнях, у приміщеннях первинної обробки молока тощо;
- запиленістю в установках для обробки зерна і трав.

У табл. 10.2 наведено дані про температуру, відносну вологість і концентрацію аміаку в повітрі тваринницьких приміщень взимку. З неї видно, що тільки у пташниках максимальна відносна вологість повітря менша ніж 75 відсотків. Це допустимо для звичайних двигунів загального призначення. У повітрі всіх тваринницьких приміщень утворюється підвищена концентрація аміаку, наприклад, у свинарнику вона в десять разів вища за санітарну норму (20 мг/м^3).

Таблиця 10.2

Тип тваринницького приміщення	Температура, °С		Відносна вологість повітря, відсоток		Концентрація аміаку в повітрі, мг/м ³	
	мінімальна	максимальна	мінімальна	максимальна	мінімальна	максимальна
Корівник	1	11	60	96	18	50
Телятник	3	12	70	95	20	80
Свинарник	8	15	70	100	40	200
Пташник	6	13	51	72	24	46

Різкі перепади температур, висока вологість, агресивне середовище негативно впливають на корозійну стійкість двигунів і особливо на електричну міцність ізоляції. Висока запиленість навколишнього середовища погіршує охолодження двигуна, бо забиваються вентиляційні отвори в кожусі і міжреберні канали в корпусі. Особливо несприятливе поєднання запиленості з високою вологістю.

Тривалість роботи двигунів протягом року визначає ступінь їх використання в умовах сільськогосподарського виробництва і залежить від його обсягу, технології, числа працюючих машин та їх продуктивності, а також від рівня електромеханізації даного технологічного процесу. У табл. 10.3 наведено усереднені дані про використання і розподіл електродвигунів у системі АПК.

Таблиця 10.3

Розподіл електродвигунів, які використовуються в сільському господарстві, за тривалістю роботи протягом року

Час роботи електродвигунів, год	Всього електродвигунів від загального їх числа, відсоток
0-300	11,5
300-600	24,0
600-1000	33,5
1000-3000	27,5
Більше 3000	3,5

З таблиці видно, що 35,5 відсотка всіх електродвигунів використовуються протягом року не більше ніж 600 годин і 33,5 відсот-

ка – від 600 до 1000 годин. Дослідження показали, що тривалість використання електродвигунів протягом доби в основних процесах тваринництва (кормоприготування, кормороздача, прибирання гною, доїння) становить 0,17, а з урахуванням водопостачання і вентиляції – 0,25.

Більшість електродвигунів працює короткочасно – тільки четверту частину доби з декількома вмиканнями за цей період. Слід врахувати, що у всіх короткочасних процесах, як правило, використовують електродвигуни загальнопромислового виконання, розраховані на тривалу роботу при номінальному навантаженні. Це дозволяє допускати їх перевантаження без зменшення терміну служби. Однак тривалість використання електродвигунів тісно пов'язана з явищем тепло- і вологообміну між ізоляцією двигуна та навколишнім середовищем, що негативно впливає на ізоляцію обмоток і, як наслідок, на надійність електродвигунів.

Характер навантаження за потужністю визначається режимом роботи двигуна, який залежить від механізму, з яким він з'єднаний. Двигуни вентиляторів, калориферів, сушарок, транспортних засобів, обробки зерна працюють з постійним навантаженням. Двигуни млинів, дробарок, подрібнювачів мають різко змінний характер навантаження з систематичними або випадковими перевантаженнями.

Для більшості сільськогосподарських машин перевантаження зумовлені невідповідністю параметрів пускозахисної апаратури параметрам двигуна, недопустимими коливаннями напруги сільських мереж і низьким рівнем технічного обслуговування. Перевантаження можливі і за рахунок конструктивних недоробок установок, наприклад, через відсутність дозувальних пристроїв.

Можливість частих перевантажень зумовлює те, що установки комплектують двигунами завищеної потужності. Наприклад, на гноезбиральних транспортерах, які працюють у несприятливих умовах пуску, особливо в зимовий період при замерзанні гною часто використовуються двигуни більшої потужності, хоча з економічної точки зору доцільніше було б використовувати двигуни із захистом від перевантажень при пуску або двигуни з підвищеним пусковим моментом.

У деяких випадках допускається перевантаження двигунів за потужністю, яке залежить від режиму роботи двигуна і температури навколишнього середовища. Електродвигуни, які працюють у короткочасному режимі або при понижених температурах, мають деякий запас по часу нагрівання ізоляції і можуть працювати з перевантаженням за потужністю на 20-30 відсотків. Це стосується двигунів, які працюють

взимку на відкритому повітрі (пилорами, соломосилосорізки, сортування тощо) і з'єднані з механізмами короткочасного режиму роботи.

Однак спостереження показали, що в тваринництві електродвигуни, як правило, працюють з недовантаженням. Це стосується приводів відцентрових насосів, доїльних установок типу "карусель", вакуум-насосів, кормороздавачів і транспортерів для прибирання гною. У електродвигунів, які працюють з недовантаженням, знижуються ККД і $\cos \phi$, що в результаті призводить до збільшення втрат енергії на об'єктах.

Класифікація умов експлуатації. З метою раціональної експлуатації електродвигунів і підвищення їх експлуатаційної надійності у ВНИПТИЕМ було розроблено класифікацію умов їх експлуатації, яка враховує місце установки електродвигуна, режим його роботи, умови і частоту пусків, рівень вібрації та інші фактори, що впливають на надійність двигуна.

Умови експлуатації електродвигунів поділяються на чотири групи: *легка, нормальна, жорстка і особливо жорстка*. *Легкі умови* означають, що значення одного або декількох факторів відхиляються від номінальних у бік поліпшення. При *нормальних умовах* експлуатації всі фактори впливу мають значення, на які двигун спроектований. При *жорстких умовах* значення одного з факторів впливу перевищує номінальне, значно впливаючи на надійність двигуна. В *особливо жорстких умовах* експлуатації значення двох або більше факторів перевищують номінальні.

Відповідно до ГОСТ 183-74 та ДСТУ для обертових електричних машин передбачено вісім номінальних режимів роботи електродвигунів (S1-S8). Основні з них: тривалий S1, короткочасний S2, повторно-короткочасний S3, переміжний S6. Додаткові номінальні режими: повторно-короткочасний з частими пусками S4, повторно-короткочасний з частими пусками і електричним гальмуванням S5, переміжний з частими реверсами S7, переміжний зі зміною частоти обертання S8.

Найбільш характерні режими роботи електроприводу в сільському господарстві – *це короткочасний і тривалий номінальний*.

Для таких сільськогосподарських машин, як транспортери прибирання гною і роздавання кормів, властивий короткочасний режим роботи електроприводу S2. Такий режим роботи віднесений до жорстких умов експлуатації, бо через малий період роботи температура електродвигуна не досягає усталеного значення і його ізоляція не встигає висохнути. Під час пауз електродвигун остигає практично до холодного стану.

Режими з частими пусками і реверсами S4, S5, S6, S7 супроводжуються значними тепловими, комутаційними і механічними діями на обмотку та механічними на підшипники і тому *віднесені до особливо жорстких умов експлуатації*.

Умови пусків залежно від режиму роботи електродвигунів прийнято такі: для легких умов експлуатації – 0,2 пуску в годину; нормальних – 5...10; жорстких – більш ніж десять; особливо жорстких – значно більше десяти пусків на годину. За тривалістю пусків встановлена така градація: для легких пусків – менше ніж 1 с; нормальних – 1-3 с; жорстких – 3-10 с; особливо жорстких – більше ніж 10 с.

Коефіцієнти навантаження прийнято такі: для легких умов експлуатації – менше ніж 1; нормальних – 1; жорстких і особливо жорстких – більше ніж 1.

Рівень вібрації приймають: для легких і нормальних умов експлуатації – менш ніж 10 мм/с і більш ніж 10 мм/с – для жорстких і особливо жорстких.

Умови навколишнього середовища: легкі умови експлуатації – закриті приміщення із штучно регульованим кліматом, нормальні – закриті приміщення з природною вентиляцією; жорсткі – відкрите повітря, навіси і приміщення з підвищеною вологістю.

Запиленість визначена за даними досліджень і класифікована таким чином: при вмісті пилу менше ніж 16 мг/м³ – легкі умови; 16-60 мг/м³ – нормальні; більше ніж 60 мг/м³ – жорсткі.

Загазованість визначається за двома показниками – технічними умовами на електродвигуни для сільськогосподарського виробництва і за аміаком: для легких умов експлуатації – менше ніж 0,03 г/м³; нормальних – 0,03 г/м³ і жорстких – більше ніж 0,03 г/м³.

Поєднання вологості і аміаку створює особливо жорсткі умови експлуатації електродвигунів.

Коливання напруги живлення в сільських мережах негативно впливає на експлуатацію електродвигунів. Згідно з Правилами технічної експлуатації напруга на затискачах електроприймачів у кожному пункті мережі при будь-якому режимі її навантаження не повинна відхилятися більш ніж на ± 5 відсотків. У випадку зміни напруги мережі активна потужність на валу двигуна залишається практично постійною, змінюються лиш втрати потужності двигуна δP , які можуть бути позитивними і негативними залежно від зміни напруги, типу двигуна і його коефіцієнта навантаження β . У загальному вигляді можна записати

$$P_{\text{ин}} = \beta \Delta P_n + \delta P = \beta P_n + \Delta P_n (1 + K_n), \quad (10.12)$$

де ΔP_n – втрати потужності в двигуні при U_n ;

K_n – коефіцієнт пропорційності, який дорівнює відношенню додаткових втрат потужності в двигуні δP до величини ΔP_n , тобто

$$K_n = \frac{\delta P}{\Delta P_n}.$$

При значному падінні напруги на затискачах електродвигунів знижується продуктивність роботи виробничих механізмів. Витрати електроенергії на виготовлення продукції в цьому випадку різко зростають. Підвищення напруги призводить до збільшення реактивної потужності, яку споживають електродвигуни. При цьому споживання реактивної потужності зростає із зменшенням коефіцієнта навантаження двигуна. Для двигунів потужністю 20 кВт і вищою в середньому на кожний процент зростання напруги реактивна потужність, яка споживається, збільшується на три відсотки, а для двигунів меншої потужності – на п'ять-сім відсотків, що викликає додаткові втрати енергії. Коливання напруги в широкому діапазоні приводять до зміни відношення між опорами мережі і двигуна. Розрахунки показують, що при співвідношенні між опорами мережі і двигуна, рівному 0,2, кратність максимального моменту асинхронного двигуна знижується приблизно на 35 відсотків, що несприятливо для механізмів з важкими умовами пуску або тих, які потребують високих максимальних моментів.

З метою підвищення експлуатаційної надійності двигунів у подібних випадках можливе використання модифікацій двигунів з підвищеним пусковим моментом або підвищеним ковзанням. Особливо важливо правильно вибрати захист залежно від можливих проявів аварійних ситуацій.

Низький рівень технічного обслуговування також є несприятливим фактором. Він зумовлений недостатньою кваліфікацією обслуговуючого персоналу, територіальною розкиданістю об'єктів обслуговування, недостатнім оснащенням запасними частинами, нерівномірністю завантаження електриків у зв'язку із сезонністю робіт, несприятливими кліматичними умовами, які обмежують своєчасність обслуговування.

Крім того, несприятливо відбивається нестача нормативних матеріалів з вибору умов експлуатації та ремонту двигунів у сільському господарстві.

Представлений аналіз відображає вплив різних факторів на надійність. Щоб виявити інші можливі резерви підвищення ефективності використання двигунів, доцільно досліджувати структуру їх

застосування. Знання структури застосування необхідне при розробці нових серій електродвигунів або модернізації існуючих, а також для врахування конкретних вимог, які ставляться до двигунів.

Робота асинхронного двигуна при асиметрії напруги. Як правило, робочі характеристики асинхронного двигуна визначаються для умов симетричної системи напруги в мережі живлення. Однак на практиці система напруг у трифазній мережі ніколи не буває ідеально симетричною. Тому трифазну систему напруг, яку підводять до асинхронного двигуна, можна розкласти на дві симетричні складові: систему U_1 прямої послідовності і систему U_2 зворотної послідовності. Першій симетричній складовій системи напруг відповідає симетрична система струмів I_1 прямої послідовності, пряме обертове магнітне поле і прямий момент двигуна M_1 , на валу машини. Друга симетрична складова напруг призводить до виникнення струмів I_2 зворотної послідовності в колах машини, зворотного обертового магнітного поля в її магнітній системі і зворотного (гальмівного) моменту M_2 на валу машини.

При асиметрії напруги двигун працює з нерівномірним навантаженням фаз. Тому, щоб запобігти надмірному нагріванню обмоток, слід знижувати навантаження на валу двигуна.

В умовах сільського господарства асиметрія напруги досягає 10...30 відсотків асиметрії струмів. Таким чином, при асиметрії струмів 20 відсотків асиметрія напруги знаходиться в межах від двох до шести відсотків. Можливий максимум асиметрії напруги в лініях з напругою 10-110 кВ становить десять відсотків. Тим же діапазоном повинна обмежуватися асиметрія напруги і в трифазних мережах 0,38 кВ, від яких, як правило, одержують живлення асинхронні двигуни сільських електроприводів. Однак, як було відмічено в розділі 7, ці діапазони значно ширші.

З результатів досліджень виходить, що вплив асиметрії напруги на роботу двигуна в діапазоні швидкостей, близьких до номінальної, незначний. Цей підсумок повною мірою стосується потужності, яку розвиває двигун при даному ковзанні.

Як відмічалось раніше, значну увагу слід звертати на величини фазних струмів при роботі в асиметричному режимі. Для асинхронних двигунів з великою кратністю струмів короткого замикання асиметрія струмів у фазах у три-вісім разів перевищує асиметрію напруги. В умовах тривалої асиметрії напруги асинхронний двигун не може працювати з номінальним навантаженням на валу через небезпеку надмірного нагрівання обмотки статора. Навантаження на валу повинно бути

знижено настільки, щоб температура обмотки не перевищувала максимально допустимої за нормами.

На основі досліджень асинхронних машин на нагрівання були внесені зміни в норми VDE 0530/2,51 на асиметрію напруги, яка допустима в трифазних мережах до двох відсотків.

10.4. Перевірка умов пуску асинхронних двигунів

Загальні вимоги та методика розрахунку. При пуску асинхронного короткозамкнутого електродвигуна виникає великий струм, який зумовлює в джерелі живлення чи в мережі додаткову втрату напруги. Оскільки момент, який розвиває асинхронний двигун, пропорційний квадрату підведеної напруги, то він може знижуватися настільки, що пуск стане неможливим. Електродвигуни, які працюють у мережі при зниженні напруги на їх затискачах, загальмовуються, а при значному навантаженні на валу зупиняються. Тому виникає необхідність визначення максимально допустимої потужності електродвигуна за умовами пуску як від мереж малої потужності, так і від резервного джерела живлення (ДЕС) обмеженої потужності. Розрахунок в основному зводиться до визначення втрати напруги на затискачах електродвигуна.

Випадок 1. Електродвигун вмикається в мережу поблизу трансформатора, що працює вхолосту.

Максимальна втрата напруги на затискачах двигуна при пуску дорівнює:

$$\Delta U \% = \frac{Z_{mp}}{Z_{mp} + Z_{da}} \cdot 100, \quad (10.13)$$

де Z_{mp} – повний опір трансформатора при короткому замиканні, Ом:

$$Z_{mp} = \frac{u_k \%}{100} \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot I_n},$$

де U_n – номінальна фазна напруга трансформатора, В;

I_n – номінальний струм трансформатора, А;

Z_{da} – повний опір двигуна при короткому замиканні, Ом:

$$Z_{da} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot k_i I_n}.$$

Якщо виразити повний опір при короткому замиканні через потужність короткого замикання трансформатора і двигуна, то втрата напруги на затискачах двигуна при пуску в аналізованому випадку буде:

$$\Delta U \% = \frac{S_{\text{дв.к}}}{S_{\text{дв.к}} + S_{\text{тр.к}}}, \quad (10.14)$$

де $S_{\text{дв.к}}$ – потужність короткого замикання електродвигуна, кВ·А.

$$S_{\text{дв.к}} = \frac{k_i P_{\text{дв.н}}}{\eta_n \cdot \cos \varphi_n},$$

де $P_{\text{дв.н}}$ – номінальна потужність двигуна, кВт;

k_i – кратність пускового струму (за каталогом);

η_n – ККД двигуна при номінальному навантаженні (за каталогом);

$\cos \varphi_n$ – коефіцієнт потужності двигуна при номінальному навантаженні (за каталогом);

$S_{\text{тр.к}}$ – потужність короткого замикання трансформатора, кВ·А;

$$S_{\text{тр.к}} = \frac{100}{u_{\text{к}} \%} \cdot S_{\text{тр.н}},$$

де $S_{\text{тр.н}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВ·А;

$u_{\text{к}} \%$ – напруга короткого замикання трансформатора, відсоток (за каталогом).

Випадок 2. Електродвигун вмикається в мережу поблизу трансформатора, що працює з навантаженням.

На втрату напруги при пуску двигуна впливає головним чином реактивне навантаження трансформатора $Q_{\text{м}}$, яке додається до навантаження від двигуна, який вмикають, що носить також реактивний характер. Тоді

$$\Delta U \% = \frac{S_{\text{дв.к}} + Q_{\text{тр.н}}}{S_{\text{дв.к}} + S_{\text{тр.к}} + Q_{\text{тр.н}}} \cdot 100\%, \quad (10.15)$$

$Q_{\text{тр.н}} = \frac{u_{\text{к}} \%}{100} \cdot S_{\text{тр.н}}$ – реактивне навантаження трансформатора, квар.

Випадок 3. Електродвигун вмикається в мережу поблизу ДЕС із синхронним генератором, що має індуктивне або змішане навантаження.

$$\Delta U \% = \frac{S_{\text{дв.к}} - 0,3S_{\text{г.н}}}{S_{\text{дв.к}} + S_{\text{г.к}} + S_{\text{г.н}}} \cdot 100\%, \quad (10.16)$$

де $S_{\text{г.к}} = S_{\text{г.н}} \cdot (О.К.З.)$;

$О.К.З.$ – відношення короткого замикання генератора (за каталогом – 1,13-0,84);

$0,3S_{\text{г.н}}$ – коефіцієнт, який враховує в цілому, що при навантаженні генератор працює з великим магнітним насиченням;

$S_{e,n}$ – номінальна потужність генератора, кВ·А.

Порівнюючи дані про втрату напруги при пуску двигуна від трансформатора і від синхронного генератора дійдемо висновку, що наявність навантаження у випадку трансформатора збільшує максимальну втрату напруги, а у випадку синхронного генератора – зменшує її.

Вплив з'єднувальної лінії на умови пуску електродвигуна і на величину втрати напруги при пуску дуже значний і його варто враховувати при розрахунку.

У цьому випадку можна користуватися формулами:
для трансформатора

$$\Delta U \% = \frac{Z_{mp} + Z_s}{Z_{mp} + Z_s + Z_{\text{лі}}}. 100\%; \quad (10.17)$$

для генераторів

$$\Delta U \% = \frac{Z_{e,k} + Z_s}{Z_{e,k} + Z_s + Z_{\text{лі}}}. 100\%. \quad (10.18)$$

Прямий пуск двигунів із короткозамкненим ротором допускається тільки в тому випадку, якщо напруга мережі при цьому знижується не більше ніж на 15...20 відсотків номінальної. При розв'язанні питання про прямий пуск двигунів залежно від виду джерела живлення можна користуватися даними табл. 10.4.

Таблиця 10.4

Гранична потужність короткозамкнених двигунів, що пускаються безпосередньо на повну напругу

Джерело живлення	Гранична потужність двигуна
Трансформатор, що живить чисто силову мережу	20 відсотків потужності трансформатора при частих пусках 30 відсотків потужності трансформатора при нечастих пусках
Трансформатор, що живить силову і освітлювальну мережу	Чотири відсотки потужності трансформатора при частих пусках Вісім відсотків потужності трансформатора при нечастих пусках
Електростанція малої потужності	12 відсотків потужності електростанції

Для спрощення розрахунків можна користуватися діаграмою (рис. 10.8), на якій подано залежності допустимої до вмикання в мережу потужності асинхронного короткозамкненого двигуна від довжини ліній

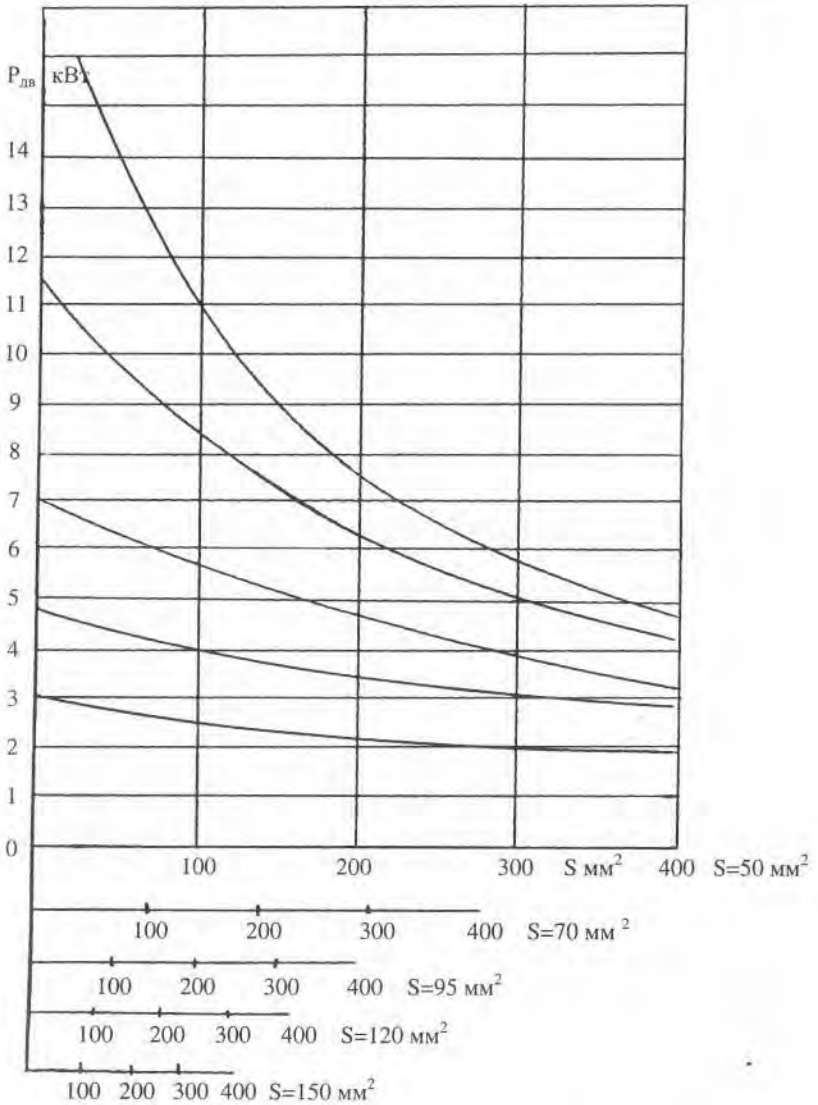


Рис. 10.8 Діаграма для вибору потужності короткозамкненого двигуна, допустимої до вмикання в мережу 380 В

різного перерізу для мережних трансформаторів різної потужності при нарузі мережі 380/220 В. При розрахунках за діаграмою рис. 10.8 потрібно користуватися еквівалентною довжиною l' , м:

$$l' = l_1 + l_2 \frac{S_1}{S_2}, \quad (10.19)$$

де l_1 і S_1 – довжина і переріз магістральної лінії;

l_2 і S_2 – довжина і переріз відгалужувальної лінії до електродвигуна.

10.5. Статистика відмов і аналіз пошкоджуваності електродвигунів у сільському господарстві

Відмова – це стан, який полягає в повній або частковій втраті працездатності обладнання.

Відмови електричних машин можна розділити на **конструкційні**, **технологічні** (виробничі) і **експлуатаційні**. Конструкційні відмови виникають через незнання або порушення правил проектування і конструювання електричної машини, технологічні – через порушення процесу виробництва або ремонту, експлуатаційні – через неправильне використання, відсутність захисту, порушення умов експлуатації електричних машин. Відмови двигунів можуть бути зумовлені старінням матеріалів і зношуванням вузлів, а також випадковим навантаженням.

У переважній більшості випадків відмови асинхронних двигунів, які встановлені в господарствах АПК, виникають через пошкодження обмоток і розділяються таким чином: **міжвиткові замикання** – 90 відсотків, **пробій міжфазної ізоляції** – шість відсотків, **пробій пазової ізоляції** – чотири відсотки. На підшипниковий вузол припадає п'ять-вісім відсотків відмов, невеликий відсоток пов'язаний з такими причинами, як розпайка вивідних кінців, скручування валів, розрив стержнів ротора тощо.

Причини відмов можна диференціювати таким чином: **конструкційні** – 15 відсотків; **технологічні** – близько 35 відсотків; **експлуатаційні** (переважно незадовільний захист двигуна) – 50 відсотків. У середньому по країні протягом року капітально ремонтують близько 20 відсотків від встановлених у сільському господарстві електричних машин.

Найбільша кількість відмов спостерігається внаслідок порушення правил експлуатації або зовнішніх впливів, які невластиві нормальній експлуатації електродвигунів.

Такі пошкодження як обвуглення ізоляції обмотки, виткові, міжфазні і корпусні замикання, обриви вивідних кінців призводять до раптових відмов. Ці відмови виникають випадково внаслідок раптової концентрації навантаження, яке перевищує розрахункове.

Такі пошкодження як зношування підшипників, зволоження ізоляції обмотки та її руйнування під впливом хімічно активного середовища призводять до виникнення поступових відмов.

У процесі експлуатації відбувається природне старіння і зношування обладнання. Однак часто це природне зношування під впливом великої кількості факторів прискорюється. При цьому електрообладнання передчасно виходить з ладу.

Дослідження показують, що основними причинами передчасного виходу з ладу електрообладнання є:

- перевищення струму статора, зумовлене перевантаженням, роботою в неповнофазному режимі, зниженою напругою мережі;
- невідповідність виконання двигуна середовищу, у якому він використовується;
- перевищення допустимої температури двигуна, яке спричинене недостатньою вентиляцією внаслідок засмічення вентиляційних каналів;
- підвищення напруги мережі живлення;
- відсутність надійних засобів захисту і контролю;
- неправильні дії електротехнічного персоналу і невиконання ним профілактичних заходів;
- приховані дефекти виготовлення;
- недостатня якість капітального ремонту.

Перевантаження електродвигунів нерідко пов'язані з недосконалістю робочих машин і механізмів. Відсутність засобів автоматизації і контролю за навантаженням кормодробарок, корморозподільників є тому прикладом. Ряд механізмів, наприклад, дробарки, шнеки, норії, не можна вмикати під навантаженням.

На машинах, які працюють на відкритому повітрі зимою, мають місце випадки змерзання рухомих частин. У процесі експлуатації рухомі частини машини збільшують нерідко масу за рахунок налипання залишків кормів, гною тощо, у результаті чого збільшується маховий момент. Всі можливі перекоси, зношення частин, які труться, погіршення змащування перешкоджають обертанню частин машини, збільшують гертя. При цьому піддаються впливу підвищеного струму пускозахисні апарати, електропроводки, розподільні пристрої.

Незважаючи на неповне завантаження електродвигунів (у середньому – 0,5-0,8), значна частина їх все ж виходить з ладу через перевантаження.

При обриві лінійного проводу і в результаті роботи в неповнофазному режимі найчастіше виходять з ладу двигуни вентиляторів, вакуум-насосів, холодильних установ, які працюють у тривалому режимі при відсутності оператора.

Близько 15 відсотків електродвигунів зазнають перевантажень через надмірне зниження напруги в мережі живлення.

Під дією знакозмінних вібраційних навантажень з'являються тріщини в ізоляції, послаблюються контакти, виникає швидке накопичення ознак втомлення.

Невиконання строків і обсягів технічного обслуговування призводить також до передчасного виходу з ладу електродвигунів. Це зумовлено недостатньою чисельністю і кваліфікацією обслуговуючого персоналу, відсутністю необхідної матеріально-технічної бази в господарствах.

10.6. Забезпечення експлуатаційної надійності електродвигунів

Заходи щодо підвищення надійності електродвигунів пов'язані з причинами відмов. Якщо якась частина електродвигунів виходить з ладу через перевищення струму в обмотках, то необхідні заходи, які здатні звести до мінімуму аварійність електродвигунів з причини перевантажень, які викликані гальмуванням ротора з боку робочого механізму, неповнофазним режимом, зниженням або асиметрією напруги живлення, справністю системи охолодження двигунів. Основним заходом у цьому випадку є використання дієвого захисту від перевантажень по струму.

Чим вища інтенсивність відмов електродвигунів, тим більше дієвим повинен бути захист від перевантажень по струму цих двигунів.

Однак при різко змінному навантаженні використання тільки захисту, який відключає двигун, є недостатнім. У таких випадках передбачають захист від технологічних перевантажень. Прикладом такого захисту може служити система автоматичного регулювання завантаження сировиною універсальних дробарок.

Іншою важливою причиною виходу з ладу електродвигунів є зволоження ізоляції обмоток. Радикальним заходом для підвищення надійності в цьому випадку є застосування спеціального обладнання. Наприклад, двигуни вологоморозостійкого виконання розраховані для

роботи при температурі навколишнього повітря від -45 до $+40^{\circ}\text{C}$ і відносній вологості до 100 відсотків при температурі $+25^{\circ}\text{C}$. Електродвигуни хімічно стійкого виконання стійкі до впливів хімічно активних реагентів, які є в сільськогосподарських приміщеннях, але вони також повинні працювати в середовищі з відносною вологістю до 80 відсотків при температурі $+25^{\circ}\text{C}$, а двигуни сільськогосподарського виконання – у середовищі з відносною вологістю $95\pm 3\%$ при $+20^{\circ}\text{C}$.

У випадку, коли зволоження ізоляції електродвигунів все ж таки появляється, її підсушують за допомогою різних пристроїв. Розроблено і непогано себе зарекомендували пристрої профілактичного підігрівання обмоток електродвигуна на тиристорах і конденсаторах.

Останнім часом з метою підвищення волого- і хімічностійкості електродвигунів загальнопромислового виконання використовують капсулювання обмоток двигуна різними компаундами.

Тепер випускають нову серію двигунів АІ (інтернаціональну), характеристики і надійність яких ще більше підвищені.

Таким чином, сучасні електродвигуни загальнопромислового виконання належать до універсальних, бо їх можна використовувати в різних середовищах.

У сільськогосподарському виробництві ще використовуються електродвигуни старих серій А, АО і А2 та АО2. Для підвищення їх експлуатаційної надійності при капітальних і поточних ремонтах бажано виконувати модернізацію. Найпростішою модернізацією електродвигунів при їх ремонті можна вважати застосування дво- і трикратного просочення обмоток.

Результативність цих заходів підтверджується дослідними даними, які отримані в ЧИМЭСх. Після трикратного просочення модифікованою емаллю опір ізоляції обмоток електродвигуна збільшився в чотири рази по відношенню до ізоляції електродвигунів, просочених емаллю ГФ-92ХС.

В організації заходів щодо забезпечення експлуатаційної надійності електрообладнання і, зокрема, електродвигунів значне місце займає стан експлуатаційних служб. Вони повинні:

- своєчасно перевіряти і налагоджувати захист від аварійних режимів двигунів;
- регулярно проводити ТО і ПР відповідно до системи ППРЭСх;
- підвищувати вимоги при прийманні електрообладнання після монтажу або капітального ремонту;
- організовувати правильне зберігання електрообладнання, яке використовується сезонно;

- стежити за поповненням резервного фонду електрообладнання і запасних частин та матеріалів;
- чітко вести технічну документацію з експлуатації електроустановок, відмічаючи в ній всі відхилення від нормальної роботи;
- вести серед виробничого персоналу (доярок, тваринників, операторів тощо) роз'яснювальну роботу щодо правильного використання електрифікованої техніки;
- систематично контролювати стан і режим роботи електродвигунів.

10.7. Методи і особливості захисту електродвигунів від аварійних та аномальних режимів роботи

Як було відмічено раніше, у процесі експлуатації електроприводів виникають різні аварійні ситуації, основні з яких:

- неповнофазний режим (обрив фази – ОФ) – 40...50 відсотків;
- загальмування ротора (заклинювання – ЗР) – 20...25 відсотків;
- технологічні перевантаження (ТП) – вісім-десять відсотків;
- зниження опору ізоляції (ЗОІ) – 10...15 відсотків;
- порушення охолодження (ПО) – вісім-десять відсотків.

Розглянемо деякі з них з точки зору ефективності захисту електродвигунів.

Неповнофазний режим виникає у випадку перегорання запобіжника, обриву проводу мережі живлення, порушення контактних з'єднань. При цьому виникає перерозподіл струмів і напруг електродвигуна, що і призводить до його відмови.

Особливо чутливі до неповнофазних режимів електродвигуни малої та середньої потужності. Якщо для двигуна потужністю більшою ніж 20 кВт небезпека руйнування обмотки статора виникає при навантаженні більшому за 50 відсотків, то для двигунів меншої потужності – починаючи з навантаження 25 відсотків.

Загальмування ротора – найтяжчий аварійний режим двигуна, він може виникати через руйнування підшипників, заклинювання робочої машини, примерзання робочих органів машини тощо. Загальмування може виникнути як під час пуску, так і під час роботи двигуна. При загальмуванні ротора по обмотках двигуна протікають підвищені струми, при яких швидкість нагрівання обмотки досягає 7-10⁰С/с, і тому через 10-15 с температура обмотки досягне приблизно допустимих значень.

Під технологічними перевантаженнями розуміють перевантаження, які виникають у процесі роботи електродвигуна, що

приводить до збільшення температури ізоляції обмоток вище гранично допустимого значення (для відповідного класу ізоляції). Такі перевищення не викликають моментального пробоя ізоляції обмотки електродвигуна, але здатні прискорити старіння ізоляції, поступове її руйнування і, як наслідок, передчасний вихід з ладу двигуна.

Вплив вищезазначених аварійних режимів роботи електродвигунів на їх відмову можна простежити за функціональними зв'язками (рис. 10.9).

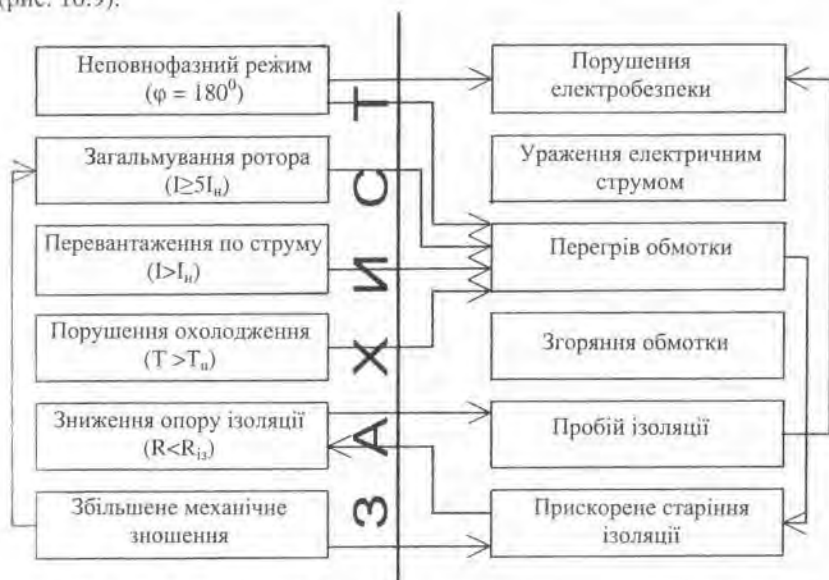


Рис. 10.9. Основні функціональні зв'язки при аварійних режимах електродвигунів

Аналіз цих зв'язків дозволяє визначити оптимальну ділянку використання конкретного виду захисту двигуна і обґрунтувати технічні вимоги до пристроїв захисту залежно від їх призначення.

Захисні пристрої повинні забезпечувати безперервність виробництва, достатню швидкість, мінімальний час повернення у вихідне положення після спрацювання, надійну роботу в реальних умовах сільського господарства, зручність в експлуатації.

Захист можна поділити на три групи. До **першої** відносять спеціальні пристрої, які реагують на окремий спеціально контрольований аварійний режим. Це пристрої типів ЕЛ-8, ЕЛ-10, Е-511, РОФ, РНФ, які

вимикають двигун при неповнофазній і несиметричній напрузі мережі, а запобіжні муфти – при загальмуванні ротора; ЗОУП, РУД вимикають двигун при недопустимому зниженні опору ізоляції. До **другої групи** відносять універсальні пристрої, які реагують на декілька аварійних режимів, контролюючи один параметр двигуна. Це теплові реле типів ТРН, ТРА, РТЛ, РТТ, пристрої температурного захисту типу УВТЗ, фазочутливі пристрої типу ФУЗ тощо. **Третю групу** утворюють комплектні пристрої, які реагують на всі основні аварійні режими, контролюючи декілька параметрів двигуна. Це пристрої захисту типу УЗ-1, станції керування типу ШЕП-5802, "Каскад", універсальна станція керування і захисту УСУЗ тощо.

Згідно з параметром, який контролюється чутливим (вимірювальним) органом пристрою, весь захист можна поділити на **струмовий, тепловий, температурний, фазовий, напружовий і комплексний**.

Вибір типу захисту за технічними характеристиками проводять з урахуванням структури аварійних режимів, які очікують у конкретного електроприводу.

За економічним критерієм вибір типу захисту полягає в тому, щоб знайти такий пристрій захисту, додаткові витрати на який контролюються досягнутим зниженням витрат на капітальний ремонт захищеного електрообладнання і технологічної шкоди.

Послідовність вибору типу захисту регламентовано галузевим стандартом "Методика вибору елементів пускорегулювальної і захисної апаратури електроприводів сільськогосподарських машин". Основні пристрої захисту наведено в табл. 10.5.

У багатьох сільськогосподарських механізмах використовують всі види захисту, які розглянуто нижче. Однак на тваринницьких комплексах, де вихід двигуна з ладу веде до значних матеріальних втрат, вимоги до захисту різко зростають, тому використовувати теплові реле небажано.

Таблиця 10.5

Рекомендовані типи захисту для електроприводів різних сільськогосподарських машин

Тип сільськогосподарського підприємства	Найменування робочої машини	Потужність двигуна, кВт	Рекомендований захист
1	2	3	4
Тваринницьке	Транспортер для роздавання кормів і видалення гною	$\leq 1,1$	РТЛ, РТТ
		$> 1,1$	ФУЗ-М, УВТЗ
	Насос безбаштового водопостачання	$\leq 1,1$	РТЛ, РТТ
		$> 1,1$	ФУЗ-М
	Насос баштового водопостачання	≤ 11	РТЛ, РТН, РТТ
		> 11	ФУЗ-М
	Вентилятор, калорифер	≤ 4	РТЛ, РТН, РТТ
		$4 < P \leq 11$	РТЛ, РТТ
		> 11	ФУЗ-М
Молочне	Вакуумний насос	Будь-який існуючий	РТЛ, РТТ, ФУЗ-М
	Насос холодоносія	-	РТЛ, РТТ, ФУЗ-М
	Вентилятор градирний	-	РТЛ, РТТ, ФУЗ-М
	Компресор холодильних машин	-	УВТЗ-1М, ФУЗ-М
Кормоцех, відгодівельний майданчик	Транспортер	$\leq 1,1$	РТЛ, РТТ
		$> 1,1$	ФУЗ-М, УВТЗ-1М
	Дробарка, подрібнювач, змішувач, шнек	Будь-який існуючий	УВТЗ-1М

Продовження табл. 10.5

1	2	3	4
Парник і теплиця	Насос	≤1,1	РТЛ, РТТ
		>1,1	ФУЗ-1М
	Машина для обробітку ґрунту	≤1,1	РТЛ, РТН, РТТ
		>1,1	ФУЗ-М
Інкубатор, птахофабрика, приміщення для вирощування бройлерів, станція внутрішньогосподар- ського зрошування і водопостачання	Транспортер	≤1,1	РТЛ, РТТ, ФУЗ-М, УВТЗ-1М
		>1,1	УВТЗ-1М
	Вентилятор	≤1,1	РТЛ, РТТ
		>1,1	ФУЗ-М
	Насос, зокрема занурювальний	≤1,1	РТЛ, РТТ
		>1,1	ФУЗ-М

Плавкі запобіжники, які призначені для захисту електродвигунів від коротких замикань, через великий розкид характеристик недостатньо надійні. При перегорянні однієї плавкої вставки може виникнути неповнофазний режим асинхронного двигуна. Крім того, плавка вставка в процесі експлуатації окислюється – "старіє", площа її перерізу зменшується, що може призвести до фальшивих спрацювань запобіжника. Доцільно для захисту електродвигунів від коротких замикань використовувати автоматичні вимикачі з електромагнітними розчіплювачами, а від технологічних перевантажень – з тепловими. Найширше використання знаходять вимикачі з комбінованими розчіплювачами. Принцип дії теплових розчіплювачів вимикачів і теплових реле магнітних пускачів однаковий.

Теплові реле всіх типів мають теплову інерцію, крім того в них спостерігається значний розкид їх захисних характеристик. Ці реле необхідно налаштовувати на місці їх установки, враховуючи робочий струм двигуна і температуру навколишнього середовища.

Струмівий захист не рекомендується використовувати для двигунів, що працюють у режимах з повторно-короткочасним і різко вираженим випадково-змінним навантаженням, а також при порушенні системи охолодження. Недоліки захисної апаратури, побудованої на струмовому

методі, призвели до розробки принципово нових захисно-вимикальних пристроїв (УВТЗ).

У систему температурного захисту входять температурні датчики, розташовані в лобовій частині обмотки електродвигуна (по одному в кожній фазі), та вимикальний пристрій, який підсилює сигнал датчиків і передає його у схему керування магнітного пускача.

Як температурні датчики використовують позистори СТ14-2, розраховані на температури спрацювання 115; 130; 145 і 160⁰С. При аварійному режимі і підвищенні температури двигуна понад допустиму опір датчиків різко зростає, вимикальний пристрій розмикає своїми контактами кола котушки магнітного пускача і двигун від'єднується від мережі. Це коло буде розімкнене доти, доки обмотка статора не охолодиться до заданої температури. Більш докладно принцип роботи і особливості перевірки цього захисту розглянуто в розділі 14.

Промисловість випускає для сільського господарства пристрої УВТЗ, а також спеціальні асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором і вмонтованим температурним захистом (АО2...СХТЗ) потужністю 1,5-13 кВт.

Для захисту електродвигунів від неповнофазних режимів використовують фазочутливі пристрої, принцип дії яких полягає в наступному. Різниця фаз напруг, які формуються при аварійних режимах, відрізняється від різниці фаз напруг при нормальному режимі роботи. Фазовий детектор фіксує цей сигнал і впливає на реле захисту. Фазочутливі пристрої захисту випускають п'яти типорозмірів:

Типорозмір	ФУЗ-1М	ФУЗ-2М	ФУЗ-3М	ФУЗ-4М	ФУЗ-5М
Діапазон робочих струмів, А	1...2	2...4	4...8	8...16	16...32

Фазочутливий пристрій, який вмикають через трансформатори струму, захищає електродвигун великої потужності не тільки при неповнофазних режимах, але й у випадку перевантаження. Досвід експлуатації показав, що електродвигуни з такими пристроями виходять з ладу значно рідше.

10.8. Технічне обслуговування, поточний ремонт і діагностування електродвигунів

Роботи з технічного обслуговування і поточного ремонту проводяться для всіх електричних машин, які знаходяться в експлуатації. Технічне обслуговування електричних машин проводять на місці їх установки, без демонтажу і розбирання. Поточні ремонти можна проводити на місці їх установки або на пункті технічного обслуговування, у майстерні тощо. Типові обсяги робіт з технічного обслуговування і поточного ремонту електричних машин та строки їх виконання регламентовані системою ППРЭС.

Обсяги робіт при технічному обслуговуванні і періодичність їх проведення. У процесі технічного обслуговування персонал, що виконує обслуговування електродвигунів, щодобово оглядає їх і усуває дрібні несправності, попередньо вимкнувши від мережі. При цьому необхідно:

- очистити корпус електродвигуна від пилу і бруду стиснутим повітрям або обтиральним матеріалом і впевнитися у відсутності тріщин у станині, підшипникових щитах і фланцях;

- перевірити, як затягнуті болти та гайки і чи надійно кріпиться електродвигун до фундаменту або робочої машини; підтягнути ослаблені болти і гайки;

- проконтролювати щільність посадки шківів, напівмуфти або зірочки, а якщо потрібно, закріпити їх;

- перевірити, чи надійно заземлений корпус електродвигуна; розібрати ослаблені контакти і ті, які окислились, зачистити їх поверхні до металевого блиску, змастити технічним вазеліном, зібрати і затягнути; замінити заземлюючий провід при обриві;

- зняти кришку коробки виводів і перевірити цілість ізоляційного покриття вивідних кінців обмоток електродвигуна та проводів, які підводять живлення; закріпити ослаблені контакти, а ті, що окислились і підгоріли, розібрати, зачистити їх поверхні, зібрати та ізолювати;

- прибрати із щіткового механізму та контактних кілець електродвигуна з фазним ротором пил і бруд сухим обтиральним матеріалом або стиснутим повітрям; оглянути щітковий механізм, щітки, контактні кільця, пусковий реостат і з'єднувальні проводи;

- перевірити, чи добре змащені підшипники; якщо потрібно, наповнити камеру мастильним матеріалом до 2/3 її об'єму;

- виміряти опір ізоляції обмотки статора між фазами і між фазами та корпусом (повинно бути не менше ніж 0,5 МОм), попередньо

вимкнувши електродвигун від мережі; у випадку значного зниження опору підсушити обмотки будь-яким способом;

- перевірити, чи нема заїдання в підшипниках і чи не зачіпає ротор статор, обертаючи рукою ротор вимкненого електродвигуна;
- ввімкнути електродвигун і впевнитись у тому, що нема сторонніх шумів, які характерні для несправного двигуна або робочої машини; проконтролювати ступінь нагрівання корпусу і підшипникових щитів.

Під час технічних оглядів визначають стан електродвигунів і уточнюють обсяг підготовчих робіт, які треба виконати при черговому ремонті. Огляди проводять електромонтери (кваліфікаційна група не нижче III), як правило, в технологічні перерви роботи машин. Періодичність оглядів електродвигунів встановлюють залежно від умов їх експлуатації і виконання (табл. 10.6).

Обсяги і строки поточного ремонту електродвигунів. Електричні машини в основному ремонтують електромонтери ЕТС на пункті технічного обслуговування або в майстернях господарств.

Таблиця 10.6

Періодичність оглядів електродвигунів при експлуатації в різних умовах

Категорія приміщення	Найменування приміщення	Періодичність оглядів, міс.
Сухі і вологі (відносна вологість до 75%)	Гараж, майстерня, котельня, склади тощо	3
Сирі (відносна вологість перевищує 75%)	Кормокухня, кормоцех тощо	3
Особливо сирі (відносна вологість перевищує 98%)	Мийне і доїльне відділення, теплиця	1,5-3*
Особливо сирі з хімічно активним середовищем (відносна вологість 100% при температурі до 30 ⁰ С, вміст парів аміаку від двох до 140 мг/м ³)	Тваринницькі, птахівницькі тощо	1,5-3*
Пильні (вміст технологічного пилю в повітрі до 240 г/м ³)	Зернообробний гiк, комбiкормовий завод тощо	1,0-3*

* Залежно від типу двигуна.

Перед поточним ремонтом електродвигун очищують від пилу і бруду, від'єднують від проводів живлення, робочої машини, заземлюючої шини і пускового реостата (двигун з фазним ротором), знімають з фундаменту і доставляють на ПТОРЕ. Там проводять дефектацію електродвигуна, розбирають його, очищують окремі збірні одиниці, обмотки і ремонтують їх; просочують і сушать обмотки, якщо це необхідно; ремонтують контактні кільця і щітковий механізм; перевіряють підшипники і замінюють несправні; ремонтують або замінюють деталі; збирають і випробовують електродвигун.

Згідно з системою ППРЭсх просочення обмоток електричних машин при поточному ремонті не передбачено. Однак необхідно пам'ятати, що в ізоляції обмоток тривало працюючих електричних машин з'являються мікротріщини. У них проникає і накопичується волога з навколишнього середовища, створюючи провідні або напівпровідні містки – ймовірні шляхи пробією ізоляції. У процесі сушіння волога випаровується з мікротріщин, але самі вони залишаються. При роботі негерметизованого електродвигуна волога знову швидко накопичується в ізоляції. Просочуючи обмотки, ліквідують мікротріщини і таким чином попереджають проникнення вологи в ізоляцію. Після пофарбування двигун доставляють на місце, монтують і перевіряють його під навантаженням разом з робочою машиною.

У генераторах змінного струму із збудниками і в машинах постійного струму, розрахованих на низьку напругу та велику силу струму, крім названих операцій, проточують і шліфують колектор, перевіряють стан полюсів та їх обмоток і при необхідності ремонтують вентилятор машини.

Періодичність поточних ремонтів електродвигунів серій 4А, АІР, Д, АО2СХ відповідно до ППРЭсх становить 24 місяці, за винятком електродвигунів, установлених на молочних вакуум-насосах і пастеризаторах в особливо сирих приміщеннях, у яких вологість перевищує 98 відсотків, у цьому випадку періодичність поточних ремонтів – 18 місяців.

Періодичність поточних ремонтів електродвигунів серій АО2 становить 24 місяці для сухих, вологих (вологість до 75%) і сирих приміщень і 18 місяців – для пильних і особливо сирих приміщень (вологість до 98%) за винятком електродвигунів зернодробарок, молотарок, пресів, подрібнювачів кормів, для яких періодичність – 12 місяців. Таку ж періодичність поточного ремонту мають електродвигуни серії АО2, які працюють на відкритому повітрі або під навісом.

Система ППРЭСх визначає періодичність обслуговування і ремонту стосовно приміщень і робочої машини, для яких електродвигун використовують. Вплив режиму роботи електродвигуна на зміну характеристик ізоляції обмотки при визначенні періодичності технічного обслуговування і поточного ремонту не враховується. Крім того, ППРЭСх не враховує термін експлуатації електродвигуна і передбачає однакову періодичність обслуговування як для тільки що встановлених, так і для двигунів, що неодноразово пройшли ТО і ПР, а також тих, що пройшли капітальний ремонт або модернізацію.

У цих умовах зростає значення діагностики електрообладнання і роль керівників електротехнічної служби господарства при складанні місячних та річних графіків ППРЭСх.

Діагностика електричних машин. Метою діагностики є визначення працездатності електричної машини в даний момент часу і виявлення дефектів окремих її вузлів, причому дуже важливим є визначення як характеру дефекту, так і точне місце його знаходження. Все це необхідно знати для виконання ремонтних робіт і для зміни характеру експлуатації машин. За результатами діагностування робиться висновок про відповідність даного електродвигуна технічним умовам, а також визначаються заходи, необхідні для відновлення двигуна. Таким чином, питання діагностики тісно пов'язані з критеріями працездатності вузлів електричних машин. На основі визначення цих критеріїв формується діагноз про їх технічний стан. У процесі діагностики необхідно встановити найбільш інформативні параметри з ряду критеріїв працездатності, а також такі величини як напруга, струми, моменти та інші електромагнітні і електромеханічні параметри електричних машин. Для кожного класу машин, а також залежно від напруг та потужностей інформативність тих чи інших параметрів змінюється і повинна спеціально визначатися в кожному конкретному випадку.

Прогнозування технічного стану виробу може здійснюватися як у процесі його розробки, так і під час експлуатації. В останньому випадку метою прогнозування є вчасне виявлення несприятливого стану виробу і розробка рекомендацій щодо підвищення його надійності.

Можливість прогнозування стану виробів зумовлюється тією обставиною, що в більшості випадків їх відмови є наслідком поступового накопичення пошкоджень, старіння і зношування. Все це стосується як поступових відмов, так і раптових.

Основоположним принципом прогнозування є використання минулого досвіду. Інформація про виріб є базою для реалізації процесу прогнозу, для отримання оцінок у майбутньому.

Враховуючи викладене вище, інститут ВНИИВИД запропонував ввести в систему ППРЭСх діагностування.

В організаційному плані діагностування можна застосовувати у двох варіантах. **Перший варіант** є перехідним і передбачає проведення робіт відповідно до строків, передбачених системою ППРЭСх, але при настанні строку ремонту електродвигун діагностують і встановлюють, чи слід проводити ремонт, чи він ще може пропрацювати без ремонту деякий час. При цьому нормативи ППРЭСх на планування робіт залишаються незмінними, а додаткові витрати на діагностування компенсуються за рахунок скорочення витрат на ремонт електродвигунів. **Згідно з другим варіантом** електрообладнання (зокрема електродвигуни) в процесі експлуатації підлягає технічному обслуговуванню і плановому діагностуванню, яке проводиться періодично за річним графіком. Залежно від кількості обслуговуваних електродвигунів і місцевих умов діагностування може проводитися діагностичною групою (бригадою), коли на підприємстві є велика кількість електродвигунів, або ремонтно-діагностичною групою (бригадою). Проведення діагностування ремонтно-діагностичною групою (бригадою) доцільно при наявності порівняно невеликої кількості двигунів.

10.9. Особливості експлуатації занурювальних електродвигунів

Спеціальні електронасосні установки, які занурюються в свердловину на глибину 20-250 м від поверхні землі, відкрили широкі можливості використання підземних вод для побутових потреб сільського населення і виробничих цілей. Майже в кожному господарстві є декілька свердловин, обладнаних занурювальними електронасосами. У деяких господарствах, особливо південних районів України, є в експлуатації до 50 і більше занурювальних електродвигунів.

Найбільше поширення отримали електродвигуни типу ПЭДВ (занурювальний електричний водонаповнений двигун потужністю 2-65 кВт). Їх конструкція істотно відрізняється від конструкції асинхронного двигуна єдиної серії. Наприклад, обмотка виконана спеціальним проводом, який призначений для роботи у воді; ротор має підшипники ковзання, які змащуються водою; корпус повністю герметизований і заповнений водою.

Метою виробничої експлуатації занурювальних електродвигунів є забезпечення потрібного графіка водопостачання об'єкта і підтримання режиму найбільшого ККД насосної установки. Вона досягається за рахунок виконання таких заходів:

- контролю дебіту і динамічного рівня підземних вод у свердловині та підбору режиму роботи насосної установки, при якому виключається "сухий хід" насоса;
- підтримання гідравлічних параметрів мережі, при яких насос працює стійко і з найбільшим ККД;
- оснащення системи водопостачання запасними резервуарами і водонапірними баштами, які забезпечують резервування водоподачі при відмовах насосної установки;
- підтримання потрібної якості напруги на затискачах електродвигуна;
- вчасного та якісного виконання робіт з технічної експлуатації електродвигуна і станції керування.

Підготовка занурювального електродвигуна до роботи. Перед вмиканням внутрішню порожнину заливують чистою водою. Вимірюють опір ізоляції обмотки статора відносно корпусу – він повинен бути не меншим ніж 5 МОм при температурі води 20⁰С. З'єднують вивідні проводи з кабелем живлення, місця з'єднань занурюють у металевий резервуар з водою і після витримки протягом 1,5-2 год вимірюють опір цих з'єднань – він повинен бути не меншим ніж 500 МОм. Опускають насосну установку у свердловину і через 1,5 год вимірюють опір ізоляції обмотки статора та кабеля живлення – він повинен бути не меншим ніж 5 МОм. Підготовляють водопровідну мережу і вмикають електродвигун. За амперметром визначають струм, який споживається в мережі. Він не повинен перевищувати номінального значення.

Технічне обслуговування виконують щомісячно без підняття електродвигуна із свердловини в такій послідовності. Вимірюють струм і напругу електродвигуна. Збільшення струму на 20-25 відсотків (при номінальній нарузі) свідчить про зношення деталей установки і вказує на необхідність поточного ремонту. Вимикають двигун і після вистигання протягом 45 хв вимірюють опір ізоляції обмотки та кабеля живлення відносно заземлених частин насосної установки. Зниження опору у два-три рази порівняно з попереднім результатом або його зменшення нижче ніж 5 МОм свідчить про дефекти в ізоляції.

Коливання напруги на затискачах занурювального електродвигуна істотно впливають на режим роботи електронасоса і призводять до підвищення струму, який споживає електродвигун, і, як наслідок, до підвищеного теплового зношення ізоляції проводів обмотки статора.

Для запобігання корозії металевих частин і старінню ізоляції обмоток рекомендується заливати електродвигун дистильованою інільованою водою. Склад інгібітору: уротропін – 2,4 г/д, нітрат натрію –

0,6 г/л. При такому інгібіторі швидкість корозії деталей і вузлів електродвигунів значно сповільнюється. Інгібована дистильована вода менш активно діє на ізоляцію обмоток.

Діагностування занурювальних електродвигунів. Для контролю технічного стану занурювальних електродвигунів без підняття із свердловини розроблено ВНИИВИДом діагностичний пристрій КИ-6301. За допомогою цього пристрою здійснюють автоматичний контроль за технічним станом занурювальних електродвигунів. Пристрій встановлюють біля станції керування і з'єднують з нею п'ятижильним кабелем. Додаткове прокладання проводів до електродвигуна непотрібне, оскільки контроль перед кожним пуском здійснюється по проводах, які підводять живлення до електродвигуна. З допомогою пристрою контролюють технічний стан ізоляції обмоток статора, зношення радіальних і упорних підшипників, згин вала, тобто технічний стан вузлів і деталей, які обмежують ресурс роботи електродвигунів. Технічний стан ізоляції контролюють вимірюванням струму витікання ізоляції. Через те, що при зношенні радіальних підшипників ротор зачіпає за активну сталь статора і внаслідок цього електродвигун виходить з ладу, допустиме значення зношення радіальних підшипників контролюють по асиметрії положення ротора в розточці статора. При зношенні упорного підшипника вал з ротором переміщується вниз відносно корпусу електродвигуна на величину зношення. У зв'язку з цим зношення упорного підшипника контролюють за переміщенням ротора електродвигуна.

При застосуванні пристрою КИ-6301 сигнал до станції керування на вмикання електронасоса поступає не на котушку магнітного пускача, як звичайно, а в блок контролю пристрою. При задовільному стані електродвигуна пристрій подає команду на вмикання електродвигуна в мережу. У випадку загрози аварії пристрій не дозволяє ввімкнути електронасос, при цьому загоряється сигнальна лампочка. Якщо електродвигун непристосований до діагностування, то пристрій контролює тільки технічний стан ізоляції його обмоток. Для контролю зношення радіальних і упорного підшипників в електродвигуні встановлюють датчик, який складається з двох відрізків проводу ПЗВВП або ПВДП-1 діаметром 1,6 мм (2 мм з урахуванням товщини ізоляції), діода Д223Б і резистора МЛТ-1 опором від 2 до 3 кОм.

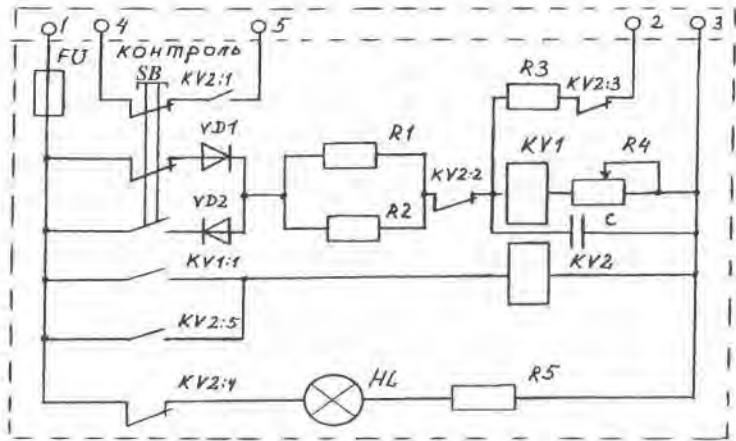


Рис. 10.10. Схема діагностичного пристрою КИ-6301 для занурювального електродвигуна

Схема діагностичного пристрою КИ-6301 зображена на рис. 10.10. Пристрій працює таким чином. При подачі автоматично або вручну сигналу на вмикання електродвигуна насоса напруга поступає на вивід 1. При задовільному стані ізоляції або механічної частини електродвигуна спрацьовує контрольне реле KV1 і своїми контактами KV1:1 замикає коло котушки проміжного реле KV2. Реле KV2 спрацьовує, при цьому його контакт KV2:3 у колі, яке йде до електродвигуна (вивід 2), розмикається. Одночасно розмикається контакт KV2:4 у колі сигнальної лампи HL. Замикаючий контакт KV2:1 вмикає пускач станції керування ШЭТ і електродвигун починає працювати.

При пошкодженні ізоляції обмотки статора електродвигуна в колі (вивід 1, кнопка SB "контроль", VD1, резистори R1 і R2, контакт KV2:2, резистор R3, контакт KV2:3, місце пошкодження обмотки) буде протікати струм і напруга на затискачах реле буде недостатньою для його спрацювання. Не спрацює також реле і не замкне свої контакти KV2:1 в колі магнітного пускача. Двигун насоса не запуститься, при цьому буде горіти сигнальна лампочка HL.

При роботі електродвигуна в результаті зношення радіальних підшипників асиметрія положення ротора в розточці статора досягає такого значення, коли ротор починає стирати ізоляцію закріпленого на тримачах відрізка провідника датчика і провідник датчика замикається на "землю". При зношенні упорного підшипника ротор опускається вниз і

настає час, коли він стирає ізоляцію відрізка провідника датчика, який закріплений на нижньому підшипниковому щиті, і замикає провідник на "землю". При замиканні провідника датчика на "землю" в колі (вивід 1, кнопка SB "контроль", діод VD1, резистори R1 і R2, контакт KV2:2, резистор R3, контакт KV 2:3, вивід 2, місце замикання провідника датчика на "землю") буде протікати струм. Реле KV1 не спрацює і не дасть ввімкнути в мережу електродвигун насоса. Контрольна лампочка не буде горіти.

Для визначення виду пошкодження (обмотки або підшипника) натискають кнопку SB "контроль". Погасання сигнальної лампочки при натисканні кнопки свідчить про зношення радіальних і упорного підшипників, а якщо лампа продовжує горіти – пошкоджена ізоляція обмотки статора електродвигуна.

Зміною висоти установки датчика і величини опору R4 схему можна настроїти так, що сигнал про пошкодження ізоляції обмотки статора або зношення підшипників буде отриманий вчасно (150-200 год).

10.10. Способи сушіння ізоляції обмоток

При експлуатації, транспортуванні та зберіганні ізоляційні конструкції електричних машин зволожуються під впливом навколишнього середовища. При попаданні вологи погіршуються діелектричні характеристики і машина передчасно може вийти з ладу. Вологість обмоток електричних машин напругою до 0,5 кВ контролюють за зміною опору ізоляції, який вимірюють мегомметром (0,5-1 кВ) між фазами і корпусом ($K_{об} \geq 1,3$).

Згідно з діючими стандартами, як вказувалось раніше, опір ізоляції обмоток при температурі 75⁰C повинен бути не нижчим ніж 0,5 МОм.

Якщо температура обмотки відрізняється від 75⁰C, то допускається перерахунок опору ізоляції, виходячи із зниження його в два рази на кожні 20⁰C підвищення температури. Для перевірки стану ізоляції під час ревізії треба результат вимірювання з урахуванням температури порівняти з даними, отриманими при введенні в експлуатацію висушеної машини.

Якщо перед пуском опір ізоляції обмоток виявиться нижчим за нормальний, то машину треба підсушити. Існує декілька способів сушіння: **конвективне** (у сушильних шафах), **струмове**, **індукційне** (втратами в сталі статора) тощо.

У тих випадках, коли машина має тільки невелике і до того ж поверхневе зволоження, зумовлене зупинкою, допускається контрольне

сушіння і підсушування при пониженій напрузі або в режимі часткового навантаження при достатньо холодній обмотці, але з дотриманням таких умов:

- при початковій температурі і в процесі підсушування машини опір ізоляції R і коефіцієнт абсорбції $K_{аб}$ повинні бути не менші за визначені вище;
- швидкість підняття температури обмотки не повинна перевищувати $4^{\circ}\text{C}/\text{год}$;
- треба по можливості проводити контрольні вимірювання опору ізоляції і коефіцієнта абсорбції (бажано через 2 год);
- при підсушуванні під навантаженням машина не повинна знаходитися в розпорядженні диспетчера до моменту досягнення позитивних результатів.

Основна мета сушіння – усунути вологу з обмотки машини. Цей процес відбувається за рахунок так званої термічної дифузії, яка ґрунтується на переміщенні води в напрямі потоку тепла, тобто від більш нагрітої частини до більш холодної. Переміщення води відбувається внаслідок перепаду вологості в різних шарах ізоляції: з шарів з більшою вологістю вона переміщується в шари з меншою вологістю. Перепад вологості створюється перепадом температури: чим більший температурний перепад, тим інтенсивніше відбувається сушіння. Тому, нагріваючи внутрішні частини обмотки (наприклад, струмом), можна створити перепад температури між внутрішніми і зовнішніми шарами ізоляції і цим прискорити процес сушіння. Температурний перепад можна створити також швидким періодичним охолодженням зовнішніх шарів ізоляції шляхом періодичного продування холодного повітря і наступним повторним нагріванням. Подібними прийомами можна користуватися при сушінні сильно зволжених обмоток.

Вибір методу сушіння залежить переважно від місцевих умов, наявних можливостей і в деяких випадках від ступеня зволоження ізоляції. Найбільш інтенсивним є сушіння сильно зволжених обмоток струмом, при якому внутрішні шари ізоляції нагріваються сильніше за зовнішні. Однак сушіння струмом, який пропускають по обмотці із сильно зволоженою ізоляцією, може призвести до здуття останньої, а сушіння такої обмотки постійним струмом може спричинити електролітичну дію. Тому в подібних випадках рекомендується проводити сушіння іншими методами, наприклад, втратами в активній сталі, методом зовнішнього нагрівання тощо. Після попереднього підсушування цими методами можна застосувати сушіння струмом.

Конвективне сушіння проводиться у спеціальних шафах. Як джерело теплоти використовується пара, електроенергія або газ. Теплота передається від статора до обмотки, тому зовнішні її шари висихають швидше, ніж внутрішні. Для більш рівномірного усунення вологи з ізоляції температуру в шафі слід підвищувати поступово.

Сушіння струмом від стороннього джерела. Для сушіння асинхронного двигуна трифазним струмом потрібно надійно загальмувати ротор, а до статора підвести від джерела трифазного струму напругу не більшу ніж 15-20 відсотків номінальної. При цьому сила струму в статорі досягає приблизно номінального значення. При надто швидкому підвищенні температури слід понизити підводжувану напругу. Джерелом живлення постійного чи змінного струму можуть служити стенди МІІСП, УСХА і ІЗУН-1, а також зварювальний трансформатор. Якщо виведено шість кінців обмотки статора, то всі фази вмикають послідовно (рис. 10.11 а,б) і через них пропускають змінний струм. Якщо роз'єднати обмотки фаз не можна, то сушіння проводять за схемами рис. 10.11, в,г. При цьому необхідно періодично перемикаєти фази для рівномірного нагрівання обмоток. Перемикання проводять кожні дві-чотири години залежно від розмірів машини і швидкості підвищення температури на початку сушіння.

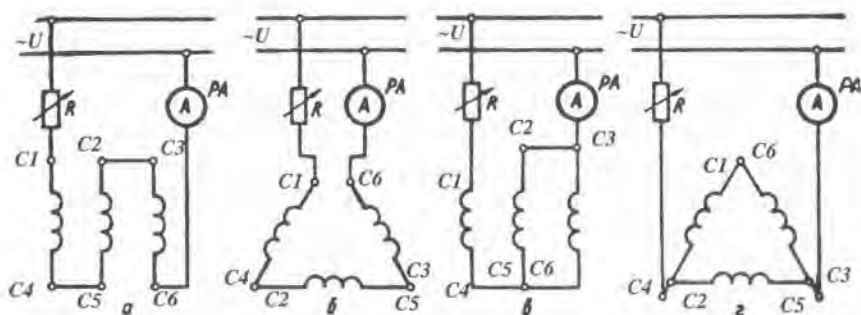


Рис. 10.11. Схеми сушіння асинхронних двигунів при наявності:
а і б – шістьох виводів; в і з – трьох виводів

Цим методом можна сушити електричні машини всіх типів. Він застосовується головним чином тоді, коли неможливо обернути машину і є джерело низької напруги достатньої сили струму. Через те, що при цьому методі сушіння машина нерухома, то це погіршує умови охолодження порівняно з машиною, яка обертається; тому необхідний

для сушіння струм значно менший за номінальний і, наприклад, для машин відкритого типу становить не більше ніж 50-70 відсотків.

Індукційне сушіння відбувається при нагріванні машини струмами, які виникають при пропусканні змінного струму по спеціальній намагнічувальній обмотці, яка розміщена на статорі. Її виконують ізольованим проводом. Для регулювання температури її секціонують (рис. 10.12).

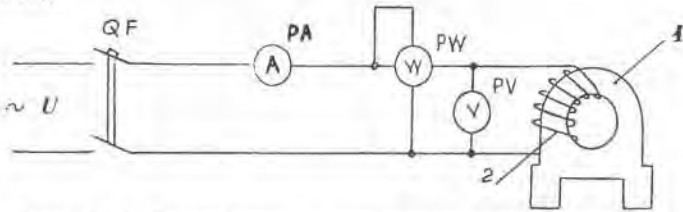


Рис. 10.12. Схема індукційного сушіння електродвигуна:

1 – статор; 2 – намагнічувальна обмотка

Число витків намагнічувальної обмотки

$$\varpi = \frac{U}{4,44 f B S_c}, \quad (10.20)$$

де U – напруга джерела, В;

B – магнітна індукція у спинці статора, Тл;

f – частота струму, Гц;

S_c – площа поперечного перерізу спинки статора, м²;

$$S_c = k_c (l - n_k b_k) h_c, \quad (10.21)$$

де $k_c = 0,93 \dots 0,95$ – коефіцієнт заповнення пакета сталлю;

l – повна довжина осердя, м;

n_k – число вентиляційних каналів, шт.;

b_k – ширина каналу, м;

h_c – висота спинки статора, м;

Сила струму в намагнічувальній обмотці, А:

$$I_\mu = \frac{\pi D_0 H}{\varpi}, \quad (10.22)$$

де H – напруженість сталі при максимальній магнітній індукції;
А/м;

D_0 – середній діаметр спинки статора, м;

$$D_0 = D_{\text{ин}} - 2h_c, \quad (10.23)$$

$D_{\text{ин}}$ – зовнішній діаметр активної сталі, м.

Напруженість H при максимальній магнітній індукції B для електротехнічної сталі деяких марок подано в табл. 10.7.

Таблиця 10.7

Марка сталі	Напруженість, А/м, при максимальній магнітній індукції, Тл				
	0,5	0,6	0,7	0,8	1,0
1211-1213	225	287	319	334	382
1511-1513	280	331	382	445	554

Потужність при сушінні, Вт

$$P = \Delta P m_c, \quad (10.24)$$

де ΔP – питомі втрати, Вт/кг;

$$m_c = 24,5 D_0 S_c, \quad (10.25)$$

де m_c – маса сталі без зубцевого шару, кг.

Питомі втрати залежно від магнітної індукції

B , Тл	0,5	0,6	0,7	0,8	1,0
ΔP , Вт/кг	0,55	0,79	1,1	1,4	2,2

Щоб прискорити розігрів статора на початку сушіння, збільшують індукцію до 0,7-0,9 Тл, а при досягненні необхідної температури зменшують до 0,4-0,5 Тл, перемикаючи обмотку на більше число витків.

10.11. Безпека праці при обслуговуванні електродвигунів

До виконання робіт з технічного обслуговування і поточного ремонту електродвигунів допускаються електромонтери та електрослюсарі, які пройшли у встановлені строки медичний огляд і знають правила та інструкції з техніки безпеки, пройшли навчання безпечних методів роботи і перевірку знань з присвоєнням певної кваліфікаційної групи, навчені прийомів звільнення потерпілого від електричного струму і правил надання першої допомоги потерпілим.

Технічне обслуговування і поточні ремонти електрообладнання проводять при повністю знятій напрузі, тобто електродвигун повинен бути повністю відімкнений від мережі. Для виключення помилкової подачі напруги до місця роботи знімають запобіжники, прокладають

ізоляційний матеріал між губками і ножами рубильників, від'єднують кабелі.

На рукоятках вимикальних апаратів вивішують плакат: Δ "Не вмикати – працюють люди". Після вивішення попереджувальних плакатів впевнюються у відсутності напруги на всіх трьох фазах, користуючись індикатором чи вольтметром.

Під напругою працюють тільки при випробуванні відремонтованих машин та апаратів і тільки в тому випадку, якщо цього вимагає технологія перевірки.

При роботі на електродвигунах необхідно вживати заходів, щоб двигун не прийшов у рух з боку приводного механізму.

Забороняється працювати в одязі із закачаними рукавами і без головного убору. При роботі з контактними кільцями, які обертаються, колектором і щітками рукави працюючого повинні бути застібнуті біля кисті, а на руки надіті діелектричні рукавиці.

Випробування електрообладнання з використанням підвищеної напруги повинні проводити особи, які пройшли спеціальну підготовку і мають практичні навички з проведення випробувань у діючих електроустановках. Перед початком випробувань необхідно перевірити заземлення корпусів випробовуваного двигуна і надійно заземлити випробувальну установку. Місце випробування, а також з'єднувальні проводи, які знаходяться під високою напругою, повинні бути обгороджені. Крім того, повинен бути вивішений плакат "Випробування – небезпечно для життя".

При проведенні слюсарних робіт з розбирання, ремонту і збирання електричних машин та апаратів необхідно користуватися знімачами. При рубанні твердих і крихких металів зубилом або крейцмейселем необхідно одягати захисні окуляри.

При роботі на свердлильному верстаті забороняється притримувати деталь руками або закріплювати деталь під час роботи верстата.

Допуск до роботи в електроустановках персоналу від сторонніх організацій, з якими укладено договори на обслуговування і ремонт, повинен оформлятися відповідно до вимог Правил з техніки безпеки при експлуатації електроустановок споживачів.

Контрольні питання і завдання

1. Які вимоги ставляться до електродвигунів, що працюють в умовах сільського господарства?

2. Які випробування проводять при прийманні змонтованого електродвигуна в експлуатацію?

3. Якими методами можна визначити маркування вивідних кінців асинхронних двигунів?
4. Як визначають опір обмоток статора постійному струму?
5. Як класифікуються умови експлуатації електродвигунів і для чого їх ув'язують з режимом роботи?
6. Як впливає зниження напруги на затискачах електродвигуна на статичну стійкість його роботи?
7. Як впливає асиметрія напруги на роботу електродвигуна?
8. Характерні особливості пуску асинхронних двигунів від мережі малої потужності при навантаженні на її шинах.
9. Методика визначення потужності електродвигуна при пуску на шини ДЕС з навантаженням.
10. Причини і особливості відмов електродвигунів у сільському господарстві.
11. Шляхи підвищення експлуатаційної надійності електродвигунів в умовах експлуатації.
12. Основні методи та особливості захисту електродвигунів від аварійних і аномальних режимів роботи.
13. У чому суть технічного обслуговування та поточних ремонтів електродвигунів без діагностування і з ним?
14. Які особливості експлуатації занурювальних електродвигунів?
15. Як здійснюють автоматичне діагностування електродвигунів занурювальних насосів, яка його ефективність?
16. Способи сушіння ізоляції обмоток електродвигунів при експлуатації.
17. Яких основних правил безпеки необхідно дотримуватись при експлуатації електродвигунів?

11. РЕМОНТ ЕЛЕКТРОДВИГУНІВ

11.1. Загальні вимоги. Організація ремонту

Капітальний ремонт електричних машин включає операції по заміні всіх або частини обмоток, заміні, ремонту та відновленню зношених деталей та вузлів або тих, що вийшли з ладу, проведенню післяремонтних контрольних випробувань. Операції, що виконуються при капітальному ремонті, повинні забезпечувати роботу електричних машин протягом ремонтного циклу, тобто до наступного капітального ремонту або списання.

Капітальний ремонт електричних машин проводиться, як правило, на спеціалізованих електроремонтних підприємствах. Спеціалізація і концентрація ремонту електрообладнання дозволяє краще використовувати виробничі фонди, підвищити якість і знизити собівартість ремонту. Вона також дає можливість використання переваг розподілу праці, впровадження нової техніки та технології, підвищення продуктивності праці.

В умовах сільського господарства через обставини, які склалися, ще значна кількість електричних машин ремонтується на невеликих

ремонтних підприємствах у цехах, які не мають спеціального обладнання. Там, де велика частка ручної праці, не завжди дотримується технологічна дисципліна, собівартість ремонту значно вища порівняно із спеціалізованими підприємствами. Слід відмітити, що капітальний ремонт електричних машин необхідно проводити в суворій відповідності з технічними вимогами на капітальний ремонт і маршрутно-операційними та технологічними процесами ремонту, у яких подано послідовність виконання технологічних операцій, режими роботи та використовуване обладнання.

Електричні машини підлягають капітальному ремонту при наявності хоча б однієї з таких неполадок: міжвиткове замикання в обмотках; обуглення ізоляції обмоток; зниження опору ізоляції нижче норми, що не відновлюється сушінням; обрив бандажів ротора; пошкодження вузла контактних кілець і колектора, що потребують для ремонту їх розбирання; тріщини в корпусі і підшипникових щитах; згин вала, знос або пошкодження його шийок; знос або пошкодження посадочних місць у корпусі та підшипникових щитах.

Питання про капітальний ремонт електричних машин, які відносяться до основного енергетичного обладнання, повинно вирішуватись у кожному окремому випадку залежно від технічних, економічних і виробничих факторів, що визначають доцільність ремонту.

Підприємства здають електричні машини в капітальний ремонт через відповідні організації АПК, на які покладено обов'язки збору ремонтного фонду зони, що ними обслуговується, відправки його для капітального ремонту на спеціалізовані підприємства, отримання з ремонту і перевезення з електроремонтного підприємства, видача відремонтованого обладнання замовникам, проведення розрахунків з електроремонтними підприємствами та замовниками. Для цього при районних об'єднаннях створюються технічні обмінні пункти.

Загальні вимоги до електрообладнання, що здається в капітальний ремонт:

- воно повинно бути очищене від масла, пилу і забруднень;
- повинно бути зібране і повністю укомплектоване (допускається приймання в ремонт при частковій відсутності дрібних кріпильних деталей, гайок тощо);
- не повинно бути відступів від конструкції заводу-виготовлювача;
- з валів повинні бути зняті шків, напівмуфти, шестерні.

У капітальний ремонт не приймається електрообладнання, працездатність якого можна відновити при поточному ремонті, а також електрообладнання, у якого розбитий корпус, відбито більше двох лап,

значно пошкоджена активна сталь. Крім того, у капітальний ремонт не приймається електрообладнання, раніше відремонтоване способом, що виключає його наступне відновлення при ремонті. На вимогу замовника ремонтне підприємство за додаткову плату зобов'язане виконувати роботи з модернізації електродвигунів (установка датчиків температурного захисту, пристосувань для діагностування тощо).

Відремонтоване електрообладнання повинно відповідати всім вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПБ, ремонтне підприємство повинно видати на нього гарантійний талон. Приймання електричних машин у ремонт та видача з ремонту оформлюється спеціальними актами.

Річні плани капітальних ремонтів складає головний енергетик господарства на підставі даних оглядів, профілактичних вимірювань та перевірок.

Технічна документація. На різних підприємствах технічна документація може дещо відрізнитися за формою, але зміст її в основному однаковий. Після дефектації машин рекомендується заповнити відомість, у якій відображено їх паспортні дані до ремонту і побажання замовника щодо коректування параметрів. У відомості зазначають розміри осердя статора та ротора, їх обмотувальні дані; тип обмотки; марку проводу; число витків і пазів; з'єднання фаз; витрату проводу (у кілограмах); виліт лобових частин; клас нагрівостійкості. Крім цього, записують усі необхідні операції з ремонту машин.

До кожної машини, що ремонтується, прикладають технологічну карту. У ній подано відомості про замовника, технічну характеристику машини, опір фазних обмоток, площу поперечного перерізу вивідних кінців, клас нагрівостійкості ізоляції, габаритні розміри осердя статора і число пазів, обмотувальні дані до ремонту і розрахункові відомості про стан механічної частини, про контроль обмоток та стендові випробування. Технологічну карту підписує технолог, майстер, інженер та працівник ВТК.

Черговий записує в журнал сушіння електричних машин, у якому повинні бути занесені дані про замовника, номер знака, паспортні дані машини, місце сушіння, час його початку та закінчення; температура окремих електричних елементів, опір ізоляції обмоток статора та ротора. Запис підтверджує черговий та начальник дільниці.

Для машин відносно невеликої потужності, що використовуються в сільськогосподарському виробництві, але ремонтуються на спеціалізованих заводах, прийнято "знеособлений" ремонт. У цьому випадку журнал сушіння не заповнюють.

У відділі технічного контролю ведуть книгу протоколів випробувань для кожної відремонтованої машини і складають акт про передачу машин, які успішно пройшли випробування, на склад готової продукції. В акт заносять ремонтний номер машин, тип, потужність, клас нагрівостійкості ізоляції, напругу, частоту обертання, форму виготовлення, дані про замовника, а також прейскурант та вартість робіт. Акт підписує начальник ВТК та завідувач складом.

Приблизно в такій же формі складають акт видачі готової продукції, вказуючи повну суму витрат на ремонт. Акт підписує керівники ремонтного підприємства та представник замовника.

11.2. Структура електроремонтного підприємства

Структура електроремонтного підприємства та склад його обладнання визначаються рядом факторів, головними з яких є номенклатура та обсяг ремонтного обладнання. Що стосується електричних машин, то їх ремонт у більшості випадків здійснюється в межах одного цеху.

В електроремонтному цеху ремонтують малі та середні електричні машини. На місці установки ремонтують тільки крупні машини, транспортування яких становить деякі труднощі. Структура ремонтного цеху передбачає широку спеціалізацію, при якій певні види робіт виконуються на спеціально виділених дільницях та відділеннях. Дільниці та відділення розташовують таким чином, щоб можна було виконати ремонт за потоковим принципом.

Виробничий процес ремонту починається з моменту доставки електричних машин у приміщення електроремонтного цеху і виконується в такій послідовності (рис. 11.1): розбирання, дефектація та визначення обсягу ремонту; ремонт, виготовлення і заміна частин та деталей; складання, випробування і фарбування машини. Електродвигуни, які потребують ремонту, поступають на склад, який обладнано стелажими для розміщення машин і підйнятно-транспортними пристроями для їх навантаження і розвантаження.

У цеху є комплектувальна дільниця, де проводиться приймання та зберігання машин на весь період ремонту, передача їх у дефектувально-підготовче відділення, а після розбирання – передача частин машин у ремонт до інших відділень, приймання на зберігання відремонтованих і виготовлених збірних одиниць та деталей. До комплектувальної дільниці належать склади машин, що ремонтуються, запасних частин і готової продукції. На дільниці розбирання машини очищають, оглядають та проводять передремонтні випробування і виявлення дефектів. Потім машини розбирають. Збірні одиниці та деталі, що підлягають ремонту або перевірці, передаються на комплектувальну дільницю.

У **слюсарно-механічному відділенні** ремонтують та виготовляють колектори, контактні кільця, вали, підшипники ковзання, підшипникові щити та кришки, вентилятори та інші частини.

Обмотувальне відділення виконує роботи з ремонту, виготовлення та заміни обмоток. Тут же проводиться ревізія обмоток і визначається характер їх ремонту або вид профілактичної обробки (просочування, лакування, сушіння). У склад обмотувального відділення входить просочувально-сушильна дільниця. На ній проводять просочення лаками, покриття емаллю та сушіння обмоток, компаундування котушок, очищення, промивання обмоток та усунення старого лакового покриття.

Сушильно-просочувальна дільниця є найважливішою в електроремонтному цеху. Від якості виконання робіт на ній великою мірою залежить якість ремонту і строк служби обмоток електричних машин. Просочувально-лакувальні роботи мають велике значення як профілактичний засіб, що забезпечує тривале зберігання ізоляції обмоток.

Відремонтовані збірні одиниці і деталі поступають на складання. Зібрані машини передають на випробувальну станцію і після випробувань повертають на складальну дільницю, де машини фарбують перед відправкою на склад.

Обладнання сучасного електроремонтного цеху досить різноманітне. Воно включає підйомно-транспортні пристрої: мостові крани, кран-балки, електрокари, возики тощо. Слюсарно-механічне відділення обладнане різними металорізальними верстатами: токарними, свердлильними, стругальними, фрезерними, шліфувальними тощо. Для виконання штампувальних і складально-розбиральних робіт у цеху є пресоє обладнання.

Шамотувально-ізоляційне обладнання включає в себе верстати для намотування бандажів та лобової частини обмоток і для гарячої обкатки леза з шаруватою ізоляцією. На сушильно-просочувальній дільниці розташовують сушильні печі та камери, вакуум-сушильно-просочувальні

установки, баки і котли для просочування і лакування обмоток, пульверизатори та інше обладнання.

У цеху є також установки для промивання частин машини після розбирання, вентиляційні камери для продування стисненим повітрям, зварювально-паяльне обладнання, ножиці (гільйотинні, дискові тощо), верстати для дорожкування колекторів, прес-форми та інше спеціальне обладнання.

11.3. Огляд, дефектація та підготовка електричної машини до ремонту

Як зазначалось раніше, електрична машина, яка надійшла в ремонт, повинна бути укомплектована всіма деталями, а шків чи півмуфта повинні бути зняті. Перед розбиранням необхідно перевірити стан корпусу, кріпильних деталей, фланців, колодок виводів, відвідних кінців, оглянути підшипникові щити. Розбирання проводять обережно, не прикладаючи великих зусиль. Розбирання електродвигуна проводять у такій послідовності:

- розкручують гайки і витягують болти переднього та заднього підшипникового щита і фланця переднього та заднього підшипника;
- спочатку знімають задній підшипниковий щит спеціальними знімачами або виколотками з кольорового металу, а потім передній; щоб не зіпсувати залізо та ізоляцію обмоток при знятті щитів попередньо в повітряний проміжок між ротором та статором закладають лист щільного картону;
- виймають із статора ротор разом з переднім щитом. На невеликих електродвигунах операцію проводять вручну, а на середніх та крупних – за допомогою спеціального пристрою та вантажопідіймального механізму;
- знімають з підшипника передній щит за допомогою спеціального пристрою;
- навішують металеві бирки на основні деталі.

Всі деталі ретельно очищають у мийній машині. Потім ротор електродвигуна з підшипниковими щитами, підшипниками, фланцями та деталями кріплення відправляють у ремонтно-механічну дільницю. При дефектації ретельно оглядають всі вузли та деталі розібраної машини. При оцінці стану підшипникових щитів легкими ударами молотка простукують поверхню щита, виявляючи наявність тріщин. Місця, які викликають сумніви, оглядаються через лупу для виявлення волосяних тріщин. Межі тріщин відмічають крейдою.

У шарико- і роликопідшипниках не повинно бути луштиння шариків або бігових доріжок, неприпустимо також збільшення радіального й осевого зазору. Розмір зазору (люфту) у підшипниках визначають за допомогою індикатора – приладу КИ-1223, розробленого ГОСНИТИ, або на стенді (рис. 11. 2) Переміщуючи рукою зовнішнє кільце підшипника в напрямі стрілок А або Б з одного крайнього положення в інше, заміряють за допомогою індикатора радіальне й осеве переміщення (зазор).

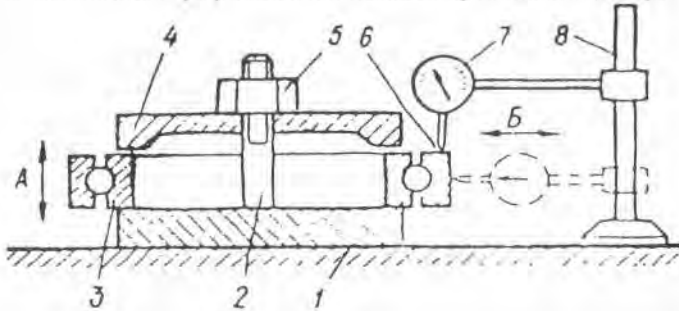


Рис. 11.2. Пристрій для вимірювання зазорів у підшипниках кочення:

1 – плита; 2 – стержень; 3 – внутрішнє кільце підшипника; 4 – шайба; 5 – гайка; 6 – зовнішнє кільце підшипника; 7 – індикатор; 8 – стояк

Допустимі зазори наведено в табл. 11. 1.

Таблиця 11.1

Допустимі зазори в підшипниках кочення

Діаметр, мм	Мінімальний зазор, мм		Максимальний зазор, мм
	шарико- підшипників	ролико- підшипників	
20-30	0,005	0,01	0,1
35-50	0,01	0,02	0,15
55-80	0,015	0,03	0,2
85-120	0,02	0,04	0,3

Далі оглядають і ретельно перевіряють щіткопідіймальний механізм, щіткотримачі, пальці, ізолятори, траверси, кріплення.

Звертають особливу увагу на відсутність плям на статорі, які характеризують місцеві перегріву сталі сердечника, і на місця паянь (зварювання) стержнів і торцевих кілець короткозамкнутого ротора. На поверхні контактних кілець не повинно бути великих слідів вироблення, вибоїв, тріщин, підгоряння; на валу – тріщин; на шийках вала – раковин, шорсткостей, задирок, подряпин.

При дефектації електричних машин перевіряють діаметри посадочних місць, їхню овальність і конусність, стан вентилятора і його кріплення, цілість паянь півників колектора, щільність запресування колекторних пластин і відсутність на них підгоряння, вибоїв, доріжок і виступаючої слюди. Вимірюють опір ізоляції між колектором і валом, між обмоткою і контактними кільцями, перевіряють міцність бандажів і щільність посадки клинів.

Знос зовнішньої поверхні ротора або внутрішньої поверхні статора веде до збільшення повітряного проміжку. Розмір його повинен бути в межах, зазначених у табл. 11.2.

Таблиця 11.2

Розміри повітряного проміжку

Частота обертання, об/хв	Повітряний проміжок, мм, для двигунів потужністю, кВт (орієнтовно)				
	2,5-5	5-10	10-20	20-50	50-100
500-1500	0,35	0,4	0,45	0,5	0,55
3000	0,4	0,5	0,65	0,8	1,0

Збільшення повітряного проміжку асинхронних двигунів тягне за собою підвищення струму холостого ходу і зменшення коефіцієнта корисної дії.

При дефектації особливу увагу звертають на електричну частину машини. Найчастіше трапляються три несправності: обрив кола; замикання між фазними обмотками або обмоткою і корпусом; міжвиткове замикання. Їх можна виявити за допомогою омметра або одним із методів: симетрії струмів або напруг; мілівольметра; електромагніту.

У зібраній або розібраній машині обрив у колі обмотки, що не має паралельних гілок, легко визначити вольтметром, а в колі з паралельними

гілками – омметром або вольтметром (після розпаювання гілок). У колі з обривами опір завжди значно більший за розрахунковий.

Обрив у короткозамкнутому роторі знаходять методом симетрії струмів у режимі к.з. двигуна. Ротор загальмовують та до статора підводять напругу в п'ять-шість разів нижчу за номінальну. У кожен фазу обмотки статора вмикають амперметр. Якщо обмотки статора і ротора справні, покази всіх трьох амперметрів однакові і не залежать від положення ротора. При обриві стержнів покази приладів різні і змінюються, коли ротор обертають.

Різні покази приладів, які не залежать від положення ротора, вказують на несправність обмотки статора (міжвиткове замикання, неправильне з'єднання котушок в обмотці статора тощо). Міжвиткове замикання в обмотці статора звичайно визначають методом симетрії струмів у режимі холостого ходу, а для генератора – методом симетрії напруг (замість трьох амперметрів у схему вмикають три вольтметри).

У розібраній машині визначають обрив у колі короткозамкнутого ротора чи виткове замикання в колі статора або якоря (машини постійного струму), використовуючи електромагніт. Для цього ротор поміщають на електромагніт і обертають вручну. Сталева пластинка, що прикладена до пазів ротора, вібрує на справних пазах і не вібрує на пазах з обірваними стержнями. Для визначення виткового замикання в обмотці статора електромагніт поміщають у розточку статора і пересувають по ній. Сталева пластинка, що прикладена до пазів, починає вібрувати як тільки потрапляє на паз, у якому міститься пошкоджена котушка обмотки.

Для виявлення виткової ізоляції рекомендується застосовувати апарати СМ і ЕЛ-1 або прилад ВЧФ5-3. При визначенні виткових замикань до затискачів апарата СМ або ЕЛ-1 підключають дві фази статорної обмотки електродвигуна і подають на них імпульси напруги високої частоти. При відсутності короткозамкнутих витків в обмотках, що діагностуються на екрані приладу, спостерігається одна крива (може бути невелике роздвоєння у верхній частині), при наявності виткового замикання криві роздвоюються. Прилад ВЧФ5-3 дозволяє визначити не тільки наявність дефекту у витковій ізоляції, але й пробивну напругу ізоляції в місці дефекту. Контроль рекомендується проводити при напрузі 1500 В.

11.4. Ремонт і виготовлення нових обмоток

Способи видалення пошкодженої обмотки. При механічному способі корпус електродвигуна з пакетом статора й обмоткою встановлюють на токарний або фрезерний верстат і різцем або фрезою обрізають одну з лобових частин обмотки. Потім за допомогою електро- або гідроприводу витягають із пазів частину, що залишилася. Іноді, зрізавши лобову частину обмотки, статор обпалюють у печі при температурі 300-350°C протягом декількох годин (4-6). Після цього обмотку, що залишилася, легко виймають із пазів. Такий спосіб називають термомеханічним.

Корпус статора встановлюють у печі горизонтально. Вертикальне розміщення неприпустиме, тому що може ослабнути посадка осердя в корпусі і статися його зміщення. Статор з алюмінієвим корпусом операції випалювання не піддають, тому що змінюються розміри корпусу, слабшає посадка сердечника. При випалюванні ізоляції ротора контактні кільця треба зняти. Підвищувати температуру більш ніж 350°C не можна, тому що можливе пошкодження ізоляції між листами сердечника і погіршення магнітних властивостей електротехнічної сталі.

Печі обладнуються витяжною вентиляцією для видалення шкідливих газів, що утворюються при обвуглюванні ізоляції. Після виймання виробу з печі його охолоджують до температури 50-60°C і тільки після цього видаляють обмотку.

Інший метод руйнування ізоляції полягає в тому, що сердечник поміщають на шість-вісім годин у ванну з 10-процентним розчином підігрітого до температури 80-90°C їдкого натру (каустична сода). Після видалення обмотки зі статора або ротора сердечники промивають у проточній воді і сушать. Цей метод трудомісткий і потребує великої витрати води та нейтралізації відпрацьованих розчинів, бо зливати їх у каналізацію не можна.

Найбільш прогресивним варто вважати метод ослаблення пазової ізоляції за рахунок високочастотного нагрівання сердечника. При цьому тепло від сердечника передається до пазової ізоляції через лак, що знаходиться між ними, а від пазової ізоляції через лак до провідників. При інтенсивному нагріванні температура лаку між сердечником і пазовою ізоляцією буде вища, ніж між пазовою ізоляцією і провідниками, а цементуюча спроможність лаку – нижча. При витяганні обмотки з нагрітого сердечника остання виходить разом з пазовими коробочками, залишаючи паз чистим. Додаткове очищення пазів практично непотрібне.

Високочастотна установка типу ВЧИ-63/0,44 працює в діапазоні частот 429...451 кГц, її номінальна потужність 63 кВт, середня продуктивність 160 статорів за зміну. Перед початком роботи її настроюють на партію однотипних статорів, відповідно до внутрішнього діаметра і довжини сердечника вибирають індуктор. Проміжок між індуктором і сердечником повинен бути мінімальним.

Укладання нової обмотки. Після витягання з пазів старої обмотки та їх обробки (продування стисненим повітрям) в пази укладають заздалегідь підготовлену головну ізоляцію (гільзування пазів) і обмотку, одночасно вставляючи міжфазову ізоляцію та пазові клини. Потім з'єднують обмотки статора відповідно до схеми, зварюють за допомогою графітового електрода і трансформатора (вторинна напруга 6...18 В, потужність 1 кВА) та ізолюють.

Обмотки статорів асинхронних електродвигунів, що складаються з котушок, укладають (всипають) у напівзакриті пази в один або два шари. Котушки з м'якого дроту намотують на універсальних шаблонах, а потім укладають у пази, формують лобові частини і бандажують вручну.

Щоб не пошкодити ізоляцію котушок при їх укладанні, потрібен спеціальний інструмент: дерев'яні молотки, фіброві або текстолітові дошки і клини.

В асинхронних двигунах з фазним ротором застосовують котушкові обмотки ("засипні" і з укладанням впротяз) і стержньові. У машинах невеликої потужності використовують "засипні" обмотки; технологія їх виготовлення така ж, як і статорних.

Перед дво- і триразовим просочуванням ізоляцію обмотки випробують підвищеною напругою відносно корпусу і між фазами, перевіряють, чи немає міжвиткових замикань і чи правильно зібрана схема. Обмотку сушать, потім просочують і знову сушать в електропечі з автоматичним регулюванням температури.

Температура і тривалість сушіння залежать від марки застосовуваних лаків і класу нагрівостійкості ізоляції електродвигуна.

Приблизний зразковий об'єм сушильної печі знаходять за її питомим об'ємом ΔV , що припадає на 1 кВт потужності електродвигунів ($\Delta V = 0,02-0,04 \text{ м}^3/\text{кВт}$). Потужність печі визначають за питомою потужністю ΔP , що припадає на 1 м³ її об'єму $\Delta P = 3-8 \text{ кВт}/\text{м}^3$. Для прискорення сушіння в печі повинна бути циркуляція повітря.

Після укладки, з'єднання, просочування і сушіння проводять міжопераційний контроль обмоток.

Заміна застарілих матеріалів. При ремонті електродвигуни серій А1(А0) і А2(А02) необхідно модернізувати. Замінюючи матеріали, що

раніше застосовувалися, новими, більш якісними, підвищують надійність, клас нагрівостійкості і, отже, потужність двигуна (до 30%).

Електрокартон і лакотканину (головна міжфазна ізоляція) замінюють плівкоелектрокартоном, плівкоазбокартоном, скломіканітом або синтетичними плівками (триацетатними або поліетилен-терефталатними) типу ПЭТФ товщиною 0,2-0,35 мм з високими діелектричними та механічними характеристиками.

Замість обмотувальних проводів марок ПБД і ПЭЛБО з волокнистою і комбінованою ізоляцією використовують проводи марок ПЭВ2, ПЭМ2, ПЭТВ і ПЭТ 11. Вони мають високу електричну міцність і хорошу хімічну та вологостійкість при дуже малій товщині ізоляції (максимальна до 0,09 мм, а у проводі марки ПБД – 0,17-0,44 мм).

Для машин невеликої потужності плівкову ізоляцію застосовують навіть замість пазового клина (в електродвигунах з ізоляцією класу нагрівостійкості Е буквою пазовий клин, класів В і F – склотекстолітовий).

Обмотки бандажують електроізоляційними чулками типу АСЭЧ. Для вивідних кінців використовують високоякісний установочний провід марок ПТЛ200, РКГМ тощо; для ізоляції виводів котушок, внутрішніх з'єднань і місць паянь – електроізоляційні трубки ТЭ4 і ТКС.

Замість масляно-бітумних просочувальних і покривних лаків № 447, 460 та інших застосовують високоякісні лаки МЛ-92, ПЭ-933 для просочування обмоток, а електроізоляційні емалі ГФ-92ХС, ГФ-92ГС, ЭП-91 – для захисного покриття. Це підвищує електричну і механічну міцність, хімічну, волого- і теплостійкість, теплопровідність обмоток.

11.5. Ремонт деталей і складальних одиниць електричних машин

Ремонт підшипникових щитів і станин зводиться в основному до заварювання тріщин і відновлення розмірів посадочних місць. Частіше всього тріщини з'являються в чавунних підшипникових щитах або станинах. Якщо товщина стінки, що ремонтується, більша ніж 5 мм, то перед ремонтом роблять два отвори діаметром 3-5 мм на початку та в кінці тріщини і знімають кромку під кутом 45-60° по всій її довжині. Існує декілька способів заварювання тріщин у деталях із чавуну.

Перший спосіб: заварюють тріщину при початковій температурі деталі 18-22°C мідним електродом, обгорненим смужкою білої жерсті, з обмазувальним матеріалом ООМ-5 або рідким склом. Наплавлену мідь посипають бурою й у процесі накладання шва кують.

Другий спосіб: по обидва боки тріщини вкручують сталеві шпильки (у шаховому порядку) так, щоб вони проходили через стінку деталі; далі шпильки зварюють між собою сталевим електродом по обидва боки деталі.

Третій спосіб: деталь в опоці з піском нагрівають до температури 700-800°C у печі або у ковальському горні і зварюють тріщину газовим зварюванням; потім деталь повільно остигає в опоці з піском протягом 24 год або більше. При цьому способі якість шва дуже добра.

Якщо в підшипниковому щиті змінилися розміри посадочного місця, його розточують і запресовують перехідне кільце з товщиною стінки 1,5-2 мм.

При зміні розмірів замка зрізають його торцеву поверхню на 2-3 мм і на ту ж довжину проточують посадочну поверхню нового діаметра, а на квалу електродвигуна роблять нове заточення в осьовому напрямку, що обмежує посадку підшипника.

Ремонт валів і заміна підшипників кочення. Вал може мати такі пошкодження: згин, пошкодження поверхні шийок, вироблення, конусність і овальність шийок. Зігнутий вал правлять на гвинтовому пресі. Подряпини, забоїни і шорсткості шийок вала усувають шліфуванням і поліруванням вручну або на верстаті. Зношені шийки валів наплавляють, а тріщини у валах зварюють, якщо вони поширені всередину не більше ніж на десять відсотків діаметра вала і займають не більше ніж десять відсотків його обводу (для поперечних тріщин). Після наплавлення вал проточують на токарному верстаті і шліфують. При необхідності роблять новий вал із сталі марки Ст45.

Шарико- і роликотпідшипники, як правило, не ремонтують. При зносі робочих поверхонь кільця і тіл кочення підшипники замінюють новими.

Підшипник вважають зношеним, якщо зазор між кулькою (роликом) і обоймою перевищує такі розміри: 0,1 мм – для валів діаметром до 80 мм і 0,3 мм – для валів діаметром більшим ніж 80 мм.

Новий підшипник підбирають за номером старого або шляхом зіставлення їхніх розмірів. Шарико- і роликотпідшипники знімають із вала знімачем. Захвати знімача накладають на внутрішнє кільце підшипника. Підшипники перед зніманням нагрівають, поливаючи їх гарячою олією температурою не більшою ніж 100°C, якщо вони не піддаються зніманню, а перед установленням попередньо розігрівають в олії до температури 95°C.

Ремонт активної сталі статора і обмотки короткозамкнутого ротора. При пробі обмотки на корпус або між фазами активна сталь статора може бути оплавлена. У цьому випадку, видаливши стару

обмотку, знімають наплавлений метал; іноді вирубують частину зубця і ставлять протез із твердого ізоляційного матеріалу.

Короткозамкнуті обмотки роторів виконують литими або зварними. Типові пошкодження литої обмотки – розкриття короткозамикаючих кілець і обрив стержня в пазу, а зварної – ослаблення або порушення контакту між стержнями і кільцем, обрив або підгоряння стержнів.

Ремонт литої обмотки полягає в усуненні тріщин паянням (число тріщин – не більше двох на кожному кільці). Пошкоджені місця очищають від бруду і промивають бензином. Місця тріщин розширюють і розробляють за формою ластівчиного хвоста, але не більше ніж 2/3 товщини кільця. Ротор установлюють так, щоб дефектне місце розташовувалося горизонтально, нагрівають газовим пальником до температури 350...400 °С і залуджують припоєм, що складається з 15 відсотків олова, 20 відсотків кадмію і 65 відсотків цинку або 63 відсотків олова, 33 відсотків цинку і чотирьох відсотків алюмінію. У процесі лудження протирають залуджувану поверхню щіткою з кардострічки. Полуджену тріщину заповнюють зазначеним припоєм, подаючи його з прутка. Надлишки припою знімають сталевною гладилкою в гарячому стані. Тріщини також можуть бути усунуті аргоно-дуговим зварюванням.

Литі обмотки, що мають обриви стержнів, не відновлюються. При обривах стержнів можна виплавити алюміній із пазів і залити новий. Однак такий ремонт навіть на великих електроремонтних підприємствах не роблять через те, що для заливання обмотки потрібна велика кількість оснастки (на кожний тип ротора – свій ливарний кокіль), первинного алюмінію і немає гарантії в одержанні високої якості заливання.

При ремонті зварної обмотки внаслідок ослаблення або порушення контакту стержня та кільця необхідно зачистити і пропаяти це місце мідно-фосфористим припоєм. При паянні бажано не допускати перегріву міді. При ослабленні стержня в пазу виконують розкарбування.

Тріщини стержнів, розташовані на виступаючій із сердечника частині, усувають зварюванням, якщо глибина не більша ніж 1/4 товщини стержня. Якщо тріщина глибша, то ремонт ускладнюється. Відремонтовані ротори необхідно динамічно балансувати.

Ремонт колекторів і контактних кілець. Найчастіше зустрічаються такі дефекти: подряпини, виробка і підгоряння контактних пластин, тріщини в пластмасі, місцеве вигорання пластмаси, електричний пробій ізоляції, замикання пластин на корпус і між собою, відпаювання пластин від обмотки.

Ремонт колекторів ділять на два види – без розбирання і з розбиранням. Колектори на пластмасі, як правило, ремонтують без розбирання, а на сталевій втулці при необхідності розбирають її у них замінюють окремі контактні та ізоляційні пластини.

У першому випадку колектор обточують, фрезерують канавки, шліфують і полірують. Обточуванням усувають значні нерівності, що з'явилися через зношення або пошкодження колектора. При малих нерівностях його досить прошліфувати. Проточують колектор звичайно на токарних верстатах при низькій частоті обертання вала і малій подачі різця.

Після проточування ізоляцію між пластинами фрезерують на глибину 0,5...2 мм залежно від діаметра колектора. У деяких випадках канавки між пластинами роблять вручну ножівковим полотном або спеціальним шкребком. На бічних поверхнях канавок не повинно залишатися лусочок слюди: грані пластин колектора обробляють шабером або тонким напилком. Канавки впорядковують при будь-якому ремонті колектора, навіть якщо його не проточували.

Шліфують колектор найчастіше на токарному верстаті за допомогою дрібнозернистої шкурки, натягнутої на дерев'яну колодку. Після обточування і шліфування колектор та машину продувають стиснутим повітрям і протищують.

Для полірування поверхні пластин колектора використовують дрібнозернисту шліфувальну шкурку (№ 100), змащуючи її технічним вазеліном. Шліфувати і полірувати грубозернистою шкуркою неприпустимо. При обточуванні, шліфуванні та поліруванні необхідно стежити за тим, щоб пил не потрапив в обмотку машини.

Після полірування колектор протирають чистою серветкою, злегка змоченою бензином. Поверхня повинна бути дзеркальною, ексцентриситет не більше ніж 0,05 мм.

При замиканні між пластинами або їх вигорянням колектор розбирають, попередньо відпаявши кінці обмотки і надівши на нього хомут. Відкручують гайку, що кріпить колектор, зсувають натискний конус із манжетою і знімають комплект пластин із хомутом. Оглядають колектор і усувають виявлені пошкодження: обпилюють гострі кути "пастівчиного хвоста" або натискного конуса, заміняють вигорілі пластини, ремонтують прокладки між ними або міканітову манжету. Бажано збирати колектор, використовуючи прес. Деталі колектора запресовують повторно після його нагрівання до температури 170-180°C. Технологія обробки поверхні колектора аналогічна першому випадку і

після перевірки, чи немає замикань, колектор направляють на складання з машиною.

При ремонті контактних кілець їх звичайно проточують і полірують, якщо вони мають відхилення від циліндричної форми або значне підгоряння, раковини або вибоїну. Підсилюють або замінюють ізоляцію, що складається з просоченого лляною оливою електрокартону, мікафолію або гнучкого міканіту.

Нагріті контактні кільця за допомогою преса насаджують на ізольовану втулку і сушать. Потім зовнішні поверхні ізоляції кілець покривають сірою емаллю і знову сушать у печі. Після сушіння опір ізоляції кілець повинен бути не меншим ніж 1 МОм, він повинен витримувати пробивну напругу не меншу ніж 2,5 кВ при робочій напрузі двигуна 220...380 В.

11.6. Випробування електричних машин після ремонту

Після ремонту виконується обкатка машин і прийнятно-здавальні випробування за нормами, наведеними в ПТЕ. Загальні методи випробувань електричних машин викладено в ГОСТ 11828-75 та ДСТУ. Висновок про придатність до експлуатації дається не тільки на підставі порівняння результатів випробувань з нормами, але й за сукупністю результатів усіх проведених випробувань та оглядів. Значення отриманих при випробуваннях параметрів повинні бути зіставлені з вихідними, а також і з результатами попередніх випробувань електричних машин.

Під вихідними значеннями розуміють значення, вказані в паспорті машини, у протоколах випробувань заводу-виготовлювача, у стандартах і технічних умовах. При відсутності таких значень як вихідні можуть бути прийняті значення параметрів, отримані при прийнятно-здавальних випробуваннях після монтажу або випробуваннях після закінчення капітального ремонту електричної машини.

Програмою випробувань двигунів після капітального ремонту передбачено такі операції:

- випробування сталі статора двигунів з обмотками з прямокутного проводу (питомі втрати – не більше ніж 5 Вт/кг, найбільший перегрів зубців при $B_2 = 1$ Тл не повинен перевищувати 45⁰С, найбільша різниця перегріву різних зубців при тій же індукції – не більше ніж 30⁰С);
- вимірювання опору ізоляції обмоток статора, ротора, термоіндикаторів із з'єднувальними проводами і підшипників;
- випробування обмоток статора і ротора в зібраному двигуні підвищеною напругою промислової частоти тривалістю одну хвилину.

Значення випробувальних напруг обмоток у процесі їх виготовлення і після складання машини наведено в табл. 11.3-11.5.

Таблиця 11.3

Значення випробувальних напруг електродвигунів з м'якими обмотками

Випробовуваний елемент двигуна змінного струму з $U \leq 0,66$ кВ	Потужність двигуна, кВт	
	0,2...10	10,1...1000
Обмотка після укладання в пази до паяння міжкотушкових з'єднань	2,5	3,0
Обмотки після паяння та ізоляції міжкотушкових з'єднань	2,3	2,7
Обмотки після просочування і запресовування обмотаного осердя	2,2	2,5
Головна ізоляція обмотки двигуна	$2U_n+1,0$, але не менше ніж 1,5 кВ	

Таблиця 11.4

Значення випробувальних напруг електродвигунів з обмотками статора з прямокутного проводу

Випробовуваний елемент обмотки статора	Електродвигун на номінальну напругу, кВ, потужністю							
	до 1000 кВт					вище 1000 кВт		
	до 0,66	2	3	6	10	3	6	10
Окрема котушка (стержень) перед укладанням	4,5	11	13,5	21,1	31,5	13,5	23,4	34
Обмотка після укладання в пази до паяння міжкотушкових з'єднань	3,5	9,0	11,5	18,5	29	11,5	20,5	30
Обмотка після з'єднання та ізоляції з'єднань	3,0	6,5	9,0	18,5	25	9,0	18,5	27
Головна ізоляція обмотки зібраної машини	$2U_n+1,0$, але не менше ніж 1,5 кВ	5,0	7,0	13,0	21	7,0	15,0	22

Значення випробувальних напруг електродвигунів з фазним ротором

Випробовуваний елемент ротора асинхронних двигунів	Випробувальна напруга, кВ
Повна заміна обмотки	
Окремі стержні до укладання в пази	$2U_{рот}+3,0$
Стержні після укладання в пази до їх з'єднання	$2U_{рот}+2,0$
Обмотка після з'єднання, паяння і бандажування	$2U_{рот}+1,0$
Контактні кільця до з'єднання з обмоткою	$2U_{рот}+2,2$
Часткова заміна обмотки	
Частина обмотки, що залишилася після виймання замінюваних котушок, секцій або стержнів	$2U_{рот}$ (але не менше ніж 1,2 кВ)
Обмотка після приєднання нових котушок, секцій або стержнів	$1,7U_{рот}$ (але не менше ніж 1 кВ)

Примітка. *Під $U_{рот}$ розуміється напруга на кільцях нерухомого ротора з розімкнутою обмоткою при номінальній напрузі на статорі.

Результати випробувань вважаються позитивними, якщо не спостерігалось ковзних розрядів, поштовхів струму, відпливання або наростання його значення, пробойів або перекриттів і якщо опір ізоляції, виміряний мегомметром після випробувань, залишився попереднім;

- вимірювання опору обмоток статора і ротора (проводиться для двигунів потужністю 300 кВт і більшою або для двигунів із $U_n > 3$ кВ, реостатів і пускорегулювальних резисторів постійного струму). Відхилення опору обмоток від паспортних і по фазах – не більше двох відсотків, для реостатів – не більше ± 10 відсотків;

- випробування виткової ізоляції обмоток з прямокутного проводу імпульсною напругою високої частоти протягом 5...10 с;

- вимірювання повітряного проміжку (якщо дозволяє конструкція) у чотирьох зсунутих на 90° точках (виміряні проміжки не повинні

відрізнятися від середнього більше ніж на 10 відсотків) і зазорів у підшипниках ковзання та кочення;

- перевірка роботи двигуна на холостому ході (для двигунів потужністю 100 кВт і більшою, напругою 3 кВ і вищою). Струм холостого ходу не повинен відрізнятися більше ніж на десять відсотків від зазначеного в каталозі. Тривалість – одна година;

- вимірювання вібрації підшипників (для двигунів напругою 3 кВ і вищою та двигунів відповідальних механізмів). Максимально допустимі амплітуди вібрації – 50; 100; 130; 160 мкм для двигунів із частотою обертання відповідно 3000; 1500; 1000; 750 об/хв і менше;

- перевірка роботи двигуна (напругою понад 1 кВ або потужністю 300 кВт і більшою) під навантаженням. Величина навантаження – не менше 50 відсотків номінального;

- перевірка справності стержнів короткозамкнутих обмоток роторів електродвигунів потужністю 100 кВт і більшою (усі стержні повинні бути цілими) і спрацювання захисту машин напругою до 1000 В при живленні від мережі із заземленою нейтраллю (проводиться в машин з $U_n \geq 42$ В), що працюють у небезпечних і особливо небезпечних умовах, а також у машин із $U_n > 380$ В).

Програмою випробувань машин постійного струму після капітального ремонту передбачено такі операції:

- вимірювання опору ізоляції обмоток і бандажів, випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти тривалістю одна хвилина, величини випробувальних напруг наведено в ПТЕ. Ці випробування не виконують для машин потужністю до 200 кВт на напругу до 440 В;

- вимірювання опору обмоток, реостатів і пускорегулювальних реостатів постійному струму в практично холодному стані. Значення опорів обмоток збудження не повинні відрізнятися від заводських значень більше ніж на ± 2 відсотки, обмотки якоря – на ± 10 відсотків. У колах реостатів і пускорегулювальних реостатів не повинно бути обривів;

- зняття характеристик холостого ходу і випробування виткової ізоляції. Характеристика холостого ходу знімається тільки в генераторів;

- відхилення характеристики від заводської не нормується. Тривалість випробувань виткової ізоляції – п'ять хвилин, при цьому випробуванні середня напруга між сусідніми колекторними пластинами не повинна перевищувати 24 В, якщо $2p > 4$.

11.7. Безпека праці при ремонті електричних машин

Повна безпека працюючих при виконанні ремонтних робіт забезпечується дотриманням правил електробезпеки і протипожежних заходів.

Робітники, що поступають на ремонтне підприємство, повинні пройти інструктаж із загальних правил безпеки праці, правил електробезпеки, поведіння на робочому місці при ремонті електричного обладнання, правил внутрішнього розпорядку.

Керівними матеріалами з безпечних прийомів праці повинні бути ПТЕ і ПБ, а також місцеві або відомчі інструкції.

Заходи безпеки на ремонтних дільницях. Робота із застосуванням різних інструментів у процесі обробки металів та інших матеріалів може призвести до серйозних травм, якщо ігнорувати заходами безпеки.

Підвищеної уваги заслуговує знання і суворе дотримання заходів безпеки при виконанні ремонту електричних машин. Розбирання електричних двигунів потужністю до 10 кВт треба робити на верстаку, понад 10 кВт – на спеціальних стендах з доступом до них з усіх боків. Забороняється проводити розбирання на підлозі.

При зніманні підшипників кочення застосовують спеціальні знімачі, що не повинні мати тріщин, погнутих стержнів, зірваної різі.

Забороняється збивати підшипники з валів і вибивати їх із гнізд ударами молотка.

Розібрані підшипникові щити, ротори і якорі треба укладати на стелажі, статори – на підставки, а дрібні деталі – у шухляди.

Особливої обережності треба дотримуватись при закочуванні візків з деталями в мийну машину і при установці статорів машин в електропечі. При цьому повинні виконуватись такі правила: складальні одиниці машин, встановлені в електропечі, не повинні торкатися нагрівальних елементів печі, напруга на нагрівальні елементи може бути подана тільки після вмикання вентиляції; вивантажувати обладнання з печі допускається після вимкання напруги нагрівальних елементів і при ввімкнутій вентиляції; пуск двигунів насосів мийної машини можна робити при закритих її стулках, а відчиняти стулки дозволяється через декілька хвилин після припинення роботи машини і вмикання витяжної вентиляції.

На обмотувально-ізоляційній дільниці особливу увагу треба звертати на роботу з ізоляцією, що містить скло. При цьому є небезпека попадання на шкіру дрібних частинок скла, що викликає її сильне подразнення. Для запобігання цьому проводи зі скловолоннистою

ізоляцією попередньо просочують у рідко розведеному лаку, а потім просушують до напівзволоженого стану. Після цього їх використовують для намотування котушок.

Зварювання або паяння кінців обмоток можна робити тільки в захисних окулярах, тому що випадкові краплі припою можуть потрапити в очі.

На просочувально-сушильних дільницях приділяється особлива увага роботі з лакофарбовими матеріалами та їхніми розчинниками. Вони горять, легко займаються, а їхні пари вибухонебезпечні. Зберігати ці речовини треба окремо від інших матеріалів у приміщеннях з надійною вентиляцією і металевими дверима, що добре закриваються. Невелику кількість лакофарбових матеріалів можна зберігати в залізній шухляді, що замикається, при температурі не нижчій ніж +8 і не вищій ніж +25°C. Тара для зберігання лаків і фарб повинна щільно закриватися, мати маркування і бути справною. Звільнену тару відразу здають на склад.

На робочих місцях легкозаймисті і горючі матеріали можуть знаходитися в кількостях одnodенної витрати за умови дотримання пожежної безпеки.

Деякі розчинники шкідливо діють на шкіру людини. При роботі з ними на руки надівають тонкі гумові рукавички. Якщо розчинник потрапив на шкіру, то треба відразу ж вимити руки з милом.

При зануренні виробів у просочувальну ванну не треба допускати їхнього падіння, щоб уникнути розбризкування просочувального розчину. При закочуванні вісків з деталями в сушильну піч візок треба штовхати від себе. Вмикання сушильної камери дозволяється тільки після щільного закриття стулок камери. Сушіння обмоток індукційним способом повинні виконувати двоє працюючих на огорожених ділянках з вивішеними попереджувальними плакатами.

У сушильно-просочувальних відділеннях все устаткування повинно мати вибухозахищене виконання.

Всі працівники, що мають справу з лакофарбовими матеріалами, повинні пройти спеціальний інструктаж з безпеки праці.

Заходи безпеки при такелажних роботах. Всі операції з переміщення і підймання вантажів, починаючи з розвантаження в місцях складування і кінчаючи установкою на місця монтажу, відносяться до такелажних робіт. Ці роботи вимагають особливої обережності і виконуються спеціально підготовленими робітниками-такелажниками, що знають правила поведінки з вантажами.

Вантажі масою більшою ніж 20 кг дозволяється піднімати тільки піднімальними механізмами, причому тільки вертикально й у два

прийоми: спочатку піднімають вантаж на висоту 0,5 м, а, переконавшись у надійності його кріплення, роблять подальший підйом або переміщення. Всі стропи повинні мати бирки із зазначенням вантажопідйомності, дати випробування і придатності до роботи.

При підйомі електричного устаткування (наприклад, статора двигуна) з метою захисту його від пошкодження стропами застосовують спеціальні пристосування. Ці пристосування виключають надавлювання стропів, на яких піднімається устаткування.

Роботами з підймання і переміщення вантажів повинен керувати бригадир.

11.8. Перерахунок обмотувальних даних електричних машин при ремонтах

Перерахунок параметрів електричних машин на іншу напругу. Досить часто при ремонті одержують замовлення змінити параметри електричної машини, тобто переробити її на іншу напругу, частоту обертання тощо. Для оптимального використання активних матеріалів (обмотки й електротехнічної сталі) при перерахунку характеристик електричної машини потрібно виконати певні умови. Розглянемо їх на прикладі асинхронного двигуна.

З рівняння ЕДС, В,

$$U \cong E = 4,44k_{об} f \Phi \varpi \quad (11.1)$$

впливає, що при незмінній частоті струму f , Гц, і при необхідності зберегти постійним магнітний потік Φ , Вб, число витків фазної обмотки ϖ (або число провідників у пазу машини) прямо пропорційне напрузі U машини, тобто стара і нова напруга

$$U_{ст} = 4,44k_{об} f \Phi \varpi_{ст}, \quad (11.2)$$

$$U_{нов} = 4,44k_{об} f \Phi \varpi_{нов}, \quad (11.3)$$

або

$$U \cong \varpi \quad \text{і} \quad \varpi_{нов} = \varpi_{ст} \frac{U_{нов}}{U_{ст}}, \quad (11.4)$$

де $k_{об}$ – обмотувальний коефіцієнт;

$\varpi_{ст}, \varpi_{нов}$ – старе і нове число витків фазної обмотки (або число провідників у пазу).

Площа поперечного перерізу q і діаметр проводу d :

$$q_{\text{нов}} = q_{\text{ст}} \frac{U_{\text{ст}}}{U_{\text{нов}}}; \quad d_{\text{нов}} = d_{\text{ст}} \sqrt{\frac{U_{\text{ст}}}{U_{\text{нов}}}}, \quad (11.5)$$

де $q_{\text{нов}}$ і $q_{\text{ст}}$ – нова і стара площа перерізу проводу, мм^2 ;
 $d_{\text{нов}}$ і $d_{\text{ст}}$ – діаметри нового і старого проводу, мм.

Розміри і число котушок залишаються незмінними.

Наведена методика універсальна; її застосовують для асинхронних і синхронних машин змінного струму, а також постійного струму, якщо при переведенні машин потужністю до 10 кВт на підвищену напругу значення напруги між колекторними пластинами буде нижчим за максимально допустиме, тобто 18-21 В. За даною методикою можна перераховувати обмотки якоря, збудження і додаткових полюсів, а також трансформаторів і котушок електроапаратури.

Перерахунок даних асинхронного двигуна на іншу частоту обертання. З наведеного рівняння (11.1) випливає, що при незмінній напрузі мережі $U_{\text{нов}} = U_{\text{ст}}$

$$\varpi_{\text{ст}} \Phi_{\text{ст}} = \varpi_{\text{нов}} \Phi_{\text{нов}}, \quad (11.6)$$

але магнітний потік електродвигуна, Вб,

$$\Phi = B_{\delta} \alpha_r \pi D \frac{l}{2p}, \quad (11.7)$$

де B_{δ} – магнітна індукція в повітряному проміжку машини, Тл;

α_r – коефіцієнт полюсного перекриття;

D – діаметр розточки статора машини, мм;

l – довжина пакета статора машини, мм;

$2p$ – число полюсів двигуна.

Звідси при незмінній магнітній індукції в повітряному проміжку

$$\frac{\varpi_{\text{ст}}}{2p_{\text{ст}}} = \frac{\varpi_{\text{нов}}}{2p_{\text{нов}}} \quad \text{або, враховуючи, що } p_{\text{ст}} = 60f$$

$$\varpi_{\text{ст}} n_{\text{ст}} = \varpi_{\text{нов}} n_{\text{нов}}, \quad (11.8)$$

звідки

$$\varpi_{\text{нов}} = \varpi_{\text{ст}} \frac{n_{\text{ст}}}{n_{\text{нов}}}, \quad (11.9)$$

де $n_{\text{ст}}$ і $n_{\text{нов}}$ – стара і нова синхронна частота обертання машини, хв^{-1} .

Однак при постійній магнітній індукції в повітряному проміжку пропорційно зміні довжини полюсного ділення машини буде змінюватися магнітний потік і, отже, магнітна індукція в статорі. У той же час її

значення повинно знаходитися в межах 1-1,5 Тл; у противному разі електротехнічна сталь сердечника буде недовикористана (при переводі на меншу частоту обертання) або ж занадто насичена (при переводі на велику), що спричинить неприпустиме збільшення струму намагнічування електродвигуна і нагрів сталі статора.

Щоб підтримати магнітну індукцію у визначених межах, при перерахунку обмотки на іншу частоту обертання у формулу (11.9) вводять поправочний коефіцієнт $k_n = 0,85-0,65$. Чим більша різниця між старою і новою частотою обертання, тим менше значення поправочного коефіцієнта.

При переводі двигуна на підвищену частоту обертання нове число витків фазної обмотки і площа їхнього визначаються:

$$\bar{\omega}_{нов} = \frac{\bar{\omega}_{см} n_{см}}{k_n n_{нов}}; \quad q_{нов} = \frac{q_{см} n_{нов} k_n}{n_{см}}. \quad (11.10)$$

Нехтуючи деяким збільшенням механічних втрат машини в результаті підвищення частоти обертання, можна визначити нову потужність

$$P_{нов} = P_{см} \frac{k_n n_{нов}}{n_{см}}. \quad (11.11)$$

При зменшенні частоти обертання наведені вище вирази будуть мати вигляд:

$$\bar{\omega}_{нов} = \bar{\omega}_{см} \frac{k_n n_{см}}{n_{нов}}; \quad q_{нов} = q_{см} \frac{n_{нов}}{k_n n_{см}}; \quad P_{нов} = P_{см} \frac{n_{нов}}{k_n n_{см}}. \quad (11.12)$$

При зміні частоти обертання машини необхідні нові розміри котушок і нове число котушкових груп.

Новий крок $y_{нов}$ і число пазів $z_{нов}$, які припадають на полюс і фазу, визначають за формулами:

$$y_{нов} = y_{см} \frac{n_{нов}}{n_{см}}; \quad z_{нов} = z_{см} \frac{n_{нов}}{n_{см}}, \quad (11.13)$$

де $z_{см}$ – старе число пазів, що припадає на полюс і фазу.

Наведена методика використовується і для машин постійного струму, включаючи перерахування обмоток якоря, обмотки послідовного збудження і додаткових полюсів. Оскільки в машинах постійного струму при зменшенні або збільшенні частоти обертання магнітний потік залишається незмінним, вводити поправочний коефіцієнт k_n не потрібно ($k_n=1$).

Механічні втрати і втрати на перемагнічування змінюються пропорційно частоті обертання, однак врахувати їх досить важко і при

перераховуванні параметрів машин постійного струму ними звичайно нехтують.

Розрахунок параметрів електродвигуна на іншу частоту мережі. Зміна частоти мережі може: не супроводжуватися зміною числа полюсів; бути зв'язаною з його зменшенням або збільшенням.

У першому випадку частота обертання двигуна пропорційно залежить від частоти мережі, у другому вона може залишитися постійною. Число витків і площа їхнього поперечного перерізу після перемотування розраховуються:

$$\varpi_{нов} = \frac{\varpi_{ст} f_{ст}}{f_{нов}}; \quad q_{нов} = \frac{q_{ст} f_{нов}}{f_{ст}}, \quad (11.14)$$

$f_{ст}$ і $f_{нов}$ – старе і нове значення частоти мережі.

Частота мережі впливає на втрати в сталі і механічні (при постійному числі полюсів), але ці зміни важко врахувати. Вважають, що

$$P_{нов} = P_{ст} \frac{f_{нов}}{f_{ст}}. \quad (11.15)$$

Якщо число полюсів незмінне, то число котушкових груп та їхні розміри залишаються колишніми.

При перерахуванні, зв'язаному зі зменшенням або збільшенням числа полюсів, необхідні нові розміри котушок і число котушкових груп.

Нові крок і число пазів, що припадають на полюс і фазу:

$$y_{нов} = y_{ст} \frac{f_{ст}}{f_{нов}}; \quad z_{нов} = z_{ст} \frac{f_{ст}}{f_{нов}}. \quad (11.16)$$

Після переведу двигуна на іншу частоту мережі змінюються його ККД і $\cos \varphi$, нові значення яких звичайно визначають при післяремонтних випробуваннях машини.

Контрольні питання і завдання

1. Назвіть основні причини несправностей електродвигунів та їхній характер.
2. Які особливості ремонтних підприємств та їх структури?
3. Охарактеризуйте призначення і обсяг капітального ремонту електричних машин.
4. Поясніть призначення передремонтних випробувань електродвигунів. Які їх особливості?
5. Послідовність підготовки електродвигунів до ремонту.
6. Яка послідовність розбирання машини?
7. Поясніть призначення дефектації при виконанні капітального ремонту електродвигунів
8. Які проводи застосовують при виготовленні обмоток?

9. Назвіть операції, що виконують при просочуванні і сушінні обмоток.
10. Які основні особливості ремонту заліза статора, валів, підшипникових щитів і підшипників кочення?
11. Які особливості роботи колекторів машин постійного струму і контактних кілець?
12. Який обсяг і особливості післяремонтних випробувань електродвигунів?
13. Яких заходів безпеки необхідно дотримуватись при виконанні капітального ремонту електричних машин?
14. Як вимірюється потужність асинхронного двигуна при перерахунку на іншу напругу, частоту мережі, частоту обертання машини?

12. ЕКСПЛУАТАЦІЯ ВНУТРІШНІХ ПРОВОДОК І ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК СПЕЦІАЛЬНОГО ПРИЗНАЧЕННЯ

12.1. Експлуатація внутрішніх електропроводок

Внутрішня проводка – це сукупність проводів і кабелів, які знаходяться всередині сільськогосподарських будівель і споруд, з гумовою та пластмасовою ізоляцією і з кріпленнями, які відносяться до них, підтримуючими та захисними конструкціями, а також установочною арматурою. Проводка поділяється на силову, яка призначена для живлення електроприводу та електронагрівальних установок, і освітлювальну – для живлення ламп розжарювання та люмінесцентних. Вона може бути виконана відкрито – безпосередньо по стінах, на роликах, на ізоляторах, за допомогою ізолюючих кілець на тросах, тросовим проводом, у пластмасових або сталевих трубах, у лотках або сховано – під штукатуркою, у підлозі або на стінах з використанням пластмасових або сталевих труб. При виборі виду електропроводки, проводів і кабелів, способу їх прокладання необхідно враховувати вимоги електро- і пожежної безпеки.

Для стаціонарних проводок (крім випадків, зазначених в ПУЭ) застосовують в основному алюмінієві проводи і кабелі, а для живлення переносних і пересувних електроприймачів – кабелі з мідними жилами. Допустимо тривалі струмові навантаження на проводи і кабелі приймають з урахуванням температури навколишнього середовища і способу прокладання. Мінімальні поперечні перерізи проводів і жил кабелів, зазначені в ПУЭ, вибирають залежно від способу прокладання і категорії електроприймачів.

Технічна експлуатація внутрішніх проводок полягає в систематичному проведенні технічного обслуговування і поточного

ремонту з метою підтримання високої експлуатаційної надійності обладнання.

Технічне обслуговування і поточний ремонт проводять у плановому порядку за нормативами ППРЭсх (табл. 12.1).

Таблиця 12.1

Періодичність технічного обслуговування і поточного ремонту внутрішніх проводок, силових зборок та освітлювальних щитків

Спосіб виконання проводки	Вид приміщення	Періодичність, міс.	
		Технічне обслуговування	Поточний ремонт
Кабелем у трубах, коробах, лотках, по стінах, фермах тощо	Сухі та вогкі	6	24
	Запилені та сирі	6	24
	Особливо сирі з хімічно активним середовищем	4	18
Ізольованими проводами в трубах, коробах, лотках, по стінах, фермах тощо	Сухі та вогкі	4	18
	Запилені та сирі	4	18
	Особливо сирі, з хімічно активним середовищем	3	12
Схована проводка мережі освітлення	Всі види приміщень	6	24
Силові зборки і щитки освітлення	Сухі, вогкі, запилені та сирі	3	24
	Особливо сирі, з хімічно активним середовищем	1,5	12

В обсяг технічного обслуговування внутрішніх проводок входить огляд і очищення електропроводки; перевірка заземлення; перевірка стану ізоляції; перевірка стану кріплення проводки, перевірка електричних з'єднань, перевірка натягу проводки.

Огляд і очищення електропроводки. Визначають загальний технічний стан проводки. При цьому впевнюються у відсутності обривів, та збільшенні стріли провисання проводів, перевіряють стан кріплення тощо. Волосяною щіткою очищають від пилу і бруду проводи та кабелі, зовнішні поверхні труб з електропроводкою, а також коробки розгалуження. В особливо сирих і сирих приміщеннях при очищенні застосовують обтиральний матеріал.

Перевірка заземлення. Оглядають заземлюючі проводки та їх з'єднання з несучим тросом або струною, металевими коробками, лотками, металевими оболонками кабелів, трубами, а також перевіряють наявність з'єднання заземлюючого провідника з контуром заземлення або заземлюючою конструкцією. Рознімні з'єднання розбирають, зачищають до металевого блиску, збирають і затягують. Пошкоджені нерознімні з'єднання приварюють або припаюють.

Перевірка стану ізоляції. Мегомметром на 1000 В вимірюють опір ізоляції між струмоведучими провідниками, провідниками і заземленими елементами конструкцій електропроводки. Опір ізоляції при температурі 20⁰С повинен бути не менший ніж 0,5 МОм. При опорі ізоляції меншому ніж 0,5 МОм ділянки проводки з низьким опором підлягають заміні. Якщо при огляді ізоляції проводів і кабелів виявлено пошкоджені ділянки, їх ізолюють бавовняною або полівінілхлоридною липкою стрічкою ПВХ, залежно від середовища (сирі або особливо сирі приміщення).

Перевірка кріплення проводки. Оглядають ізолятори і ролики, пошкоджені замінують. Перевіряють анкерні пристрої кінцевого кріплення тросової проводки до будівельних елементів будинків, натяжні пристрої і трос. Ділянки, покриті корозією, зачищають сталеві щіткою або шліфувальною шкіркою і покривають емаллю. Допускається зачищені поверхні змащувати технічним вазеліном. Перевіряють надійність кріплення труб з електропроводкою, лотків, коробів, а також пристосувань, які захищають кабелі від механічних пошкоджень. Ослаблені кріплення підтягують, а при необхідності замінують.

Перевірка електричних з'єднань. Відкривають кришки коробок розгалуження, витирають пил і вологу з контактів та проводів, перевіряють і, при необхідності, відновлюють ущільнення кришки на вводах в коробку. З'єднання, які мають сліди окислення або обпалення, розбирають, зачищають і після збирання змащують технічним вазеліном. Особливу увагу звертають на з'єднання, виконані методом скрутки, зварювання, паяння і опресовування. У з'єднаннях, які мають обгорілий або пошкоджений шар ізоляції, її знімають, усувають причину порушення

контакту і знову ізолюють ізоляційною стрічкою. У сирих і особливо сирих приміщеннях ізолювання з'єднань проводять покриттям поліхлорвініловим лаком з наступним намотуванням трьох-чотирьох шарів поліхлорвінілової липкої ізоляційної стрічки.

Перевірка натягу. Оглядом виявляють ослаблені (з великою стрілою провисання) ділянки проводки. Перевіряють стрілу провисання, яка для тросових і струнних проводок повинна бути при прогоні 6 м не більшою ніж 100...150 мм, а при прогоні 12 м – 200-250 мм. При необхідності ділянки з великою стрілою провисання перетягують. Натягування сталевих тросів проводять до мінімально можливої стріли провисання. При цьому зусилля натягу не повинно перевищувати 75 відсотків розривного зусилля, допустимого для даного перерізу троса.

Обсяг поточного ремонту. При проведенні поточного ремонту силових і освітлювальних електропроводок виконують всі операції технічного обслуговування. Ділянки електропроводки з обривом струмоведучих жил і пошкодженнями ізоляції, які не можна усунути при технічному обслуговуванні, підлягають заміні.

Всі роботи з поточного ремонту електропроводок виконуються при знятій напрузі з дотриманням заходів безпеки.

При заміні відкритих електропроводок застосовують такі способи прокладання проводів і кабелів: безпосередньо по поверхні стін і стель, на струнах, тросах, роликах, ізоляторах, у трубах, коробах, гнучких металевих рукавах тощо.

При схованій електропроводці застосовується прокладання проводів і кабелів у трубах, закритих каналах і пустотах будівельних конструкцій будинків, а також у заштукатурених борозенках.

У місцях з'єднання, відгалуження і приєднання жил проводів та кабелів необхідно передбачати запас проводу або кабелю, який забезпечує можливість повторного з'єднання.

З'єднання, відгалуження і окінцювання жил проводів потрібно робити за допомогою опресовування, зварювання, паяння або стискання.

Розглянемо деякі особливості ремонту електропроводок.

Заміна проводів відкритих електропроводок. Ділянку проводки з розтріскою оплавленою ізоляцією проводів або з оголеною струмоведучою жилою від'єднують у коробках відгалуження, розподільних і освітлювальних щитках. Провід звільняють від кріплення і видаляють, а для заміни вибирають тієї ж марки, що й пошкоджений. Спосіб кріплення проводу вибирають залежно від марки (дотримуються існуючого способу кріплення). Прокладений провід підключають до місць, де проводилося від'єднання пошкодженого.

Ролики з тріщинами і відколами замінюють. При цьому ролик попередньо звільняють від кріплення на ньому.

Для кріплення роликів при їх заміні використовують металеві спіралі, дерев'яні пробки. Тепер поширений спосіб закріплення деталей електропроводки за допомогою відрізків поліетиленових трубок. Для цього в стіні за допомогою електродриля просвердлюють отвір під діаметр шурупа і глибиною на 1/4 більше за його довжину. Потім в отвір вставляють 2-3 відрізки з поліетилену або кусок поліетиленової трубки вихідного діаметра, установлюють ролик і закріплюють його шурупом.

Ремонт тросових і струнних проводок. При поточному ремонті виконують зачищення і фарбування троса, відтяжок і кінцевих кріплень, а при необхідності їх заміну.

Якщо тросові і струнні проводки не мають серйозних пошкоджень, то поверхню троса та розвантажувальних відтяжок, які мають корозію, очищають наждачною шкуркою і протирають ганчіркою, а потім покривають лаком ПХВ. Кінцеві кріплення зачищають від корозії сталевую щіткою, протирають ганчіркою, змоченою в бензині, і покривають лаком ПХВ.

Якщо потрібно замінити трос (струну), то роботи виконують у такій послідовності. Вибирають діаметр троса залежно від навантаження. Допускається застосовувати сталевий канат з оцинкованих дротин або сталевий оцинкований дріт діаметром 6-8 мм.

Допустиме навантаження на трос: діаметром 5,1 мм – 5189,5 Н; 5,4 мм – 5817,3 Н; 6 мм – 7190,7 Н; 6,6 мм – 8603,4 Н; 7,2 мм – 10447,7 Н. Відповідно для дроту діаметром 6 мм – 3305 Н; 7 мм – 5032,5 Н; 8 мм – 6572,7 Н.

Вибраний трос або дріт розтягують на підлозі приміщення і відрізають потрібну довжину. На кінцях загинають петлі і закріплюють їх за допомогою спеціальних затискачів.

Від пошкодженого троса від'єднують заземлення, проводять необхідні від'єднання від мережі, трос з проводкою знімають з анкерних пристроїв і опускають на підлогу приміщення поряд з підготовленим тросом. Проводи і коробки відгалуження знімають з пошкодженого троса і прикріплюють до нового троса. Одночасно проводять ревізію з'єднань у коробках.

Підняття до анкерних пристроїв і натягування тросової проводки проводять за допомогою поліспасти або лебідки. Трос закріплюють на анкерних пристроях, під'єднують до заземлення. Заземлення виконують на обох кінцях троса. Проводку, дотримуючись фазування, підключають до мережі.

Операції щодо заміни троса можна виконати, не знімаючи проводки з анкерних пристроїв. Для цього трос, підготовлений до заміни, піднімають на рівень проводки і з одного боку прикріплюють до анкерного пристрою, а з другого боку утримують за допомогою поліспасти.

Проводку і освітлювальні коробки звільнюють від кріплення на пошкодженому тросі. Перенос проводки починають з боку закріпленого кінця троса. По закінченні операцій переносу проводки закріплюють другий кінець троса на анкерному пристрої і натяжною муфтою проводять підтягання. Пошкоджений трос знімають, звільнивши від кріплення.

Проводку з обірваними або оплавленими жилами замінюють таким чином. Пошкоджену проводку звільняють від кріплення до троса і прибирають. Заготовлюють нові проводи, за довжиною рівні замінюваній проводці, залишаючи запас на підключення. Потім проводи кріплять до троса (за допомогою клиць або на металевих підвісках з фарфоровими роликами чи ізоляторами, або за допомогою бандажів з перфорованої полівінілхлоридної стрічки).

Відстань між точками кріплення для незахищених ізольованих проводів з перерізом до 6 мм^2 повинна бути не більша: при підвішуванні на клицях або роликах – 1,5 м, при кріпленні бандажами – 0,5 м, при використанні захищених проводів в усіх випадках – 0,5 м.

Ремонт проводок, прокладених у сталевих трубах. При обриві струмоведучих жил проводки або пробої її ізоляції на корпус проводку видаляють з труб. При необхідності трубу додатково закріплюють, очищають від іржі та бруду ззовні. Для очистки зсередини в трубу заправляють сталевий дріт діаметром 1-1,5 мм, на одному з кінців якого закріплюють тампон з ганчірок. Витягуючи дріт, протягують крізь трубу тампон. При необхідності цю операцію повторюють 2-3 рази до повної очистки труби.

Провід, призначений для прокладання в трубі, відміряють, відрізають і вирівнюють. Заправляти провід у трубу необхідно з боку її найдовшого прямолінійного відрізка, застосовуючи сталевий дріт.

Для з'єднання електропроводки, прокладеної в трубі, з корпусом струмоприймача, застосовують гнучкі вводи типів К900-К908 або з полімерним покриттям типів К1080-К1088. При відсутності стандартних гнучких ввідів застосовують гумові, поліетиленові або полівінілхлоридні трубки. Їх одягають на кінці проводів так, щоб вони входили всередину труби на глибину не меншу ніж 100-120 мм. Для захисту від механічних пошкоджень проводів, що виходять з труби, використовують відрізок

металорукава, один кінець якого прикріплюють до труби за допомогою муфти ТР, а на другий одягають муфту ШВМ для під'єднання до струмоприймача. За допомогою гнучкого провідника обидва кінці труби з'єднують з контуром заземлення. Проводи окінцьовують і під'єднують до струмоприймача.

При глибоких вм'ятинах, сплюсненнях і тріщинах на трубі вся проводка підлягає демонтажу і заміні.

12.2. Експлуатація світлотехнічного обладнання для опромінення і обігрівання

У сільському господарстві застосовують установки для ультрафіолетового та інфрачервоного опромінення тварин і птахів, для іонізації повітря в тваринницьких і птахівницьких приміщеннях, а також для додаткового опромінення (освітлення) розсади в теплицях. Всі ці установки чутливі до якості напруги; поводитися з ними потрібно дуже обережно.

Перед початком експлуатації опромінювачів і установок для опромінення та обігрівання необхідно виконати нижчезазначене.

- Очистити опромінювачі та установку від пилу щіткою і протерти обтиральним матеріалом.

- Зняти мастило із законсервованих деталей обтиральним матеріалом, змоченим уайт-спіритом.

- Впевнитися у відсутності пошкоджень деталей і проводів.

- Виміряти мегомметром на 500 В опір ізоляції проводів та ізоляційних конструкцій відносно корпусу; він повинен бути не меншим ніж 0,5 МОм при температурі 15⁰С.

- Перевірити наявність і надійність заземлення корпусу шляхом вимірювання омметром перехідного опору між корпусом та магістральною шиною заземлення; він повинен бути не більшим ніж 0,1 Ом.

- Перевірити відповідність щитків, вимикачів, застосовуваних ламп напрузі мережі.

- Перевірити надійність кріплення вимикачів, щитків, ламп та інших електричних приладів і пристроїв.

- Перевірити роботу автомата і вимикача мережі шляхом їх вмикання і вимкнення. Вимикач і автомат повинні вмикати і вимкати силове коло без заїдань.

- Перевірити рівень і при необхідності долити масло в редуктор приводної станції; перевірити і при необхідності додати мастило в підшипники натяжних роликів та коліс.

- Підготувати електродвигун приводної станції до роботи.

- Ввімкнути опромінювач (установку) і впевнитися в його справності.

- Виміряти фітофотометром опроміненість на поверхні рослин, вона повинна відповідати нормативам.

- Виміряти уфіметром ультрафіолетову опроміненість на рівні знаходження тварин і розрахувати тривалість роботи установки за формулою:

$$t = \frac{H_{e.p.}}{E_{e.p.}}, \quad (12.1)$$

де t – тривалість роботи установки, год;

$H_{e.p.}$ – добова доза опромінення, мер·год/м²;

$E_{e.p.}$ – опроміненість, виміряна приладом, мер/м².

- Виміряти температуру повітря на рівні знаходження тварин (птахів), при необхідності відрегулювати її шляхом зміни висоти розміщення опромінювача над рівнем підлоги.

Висоту підвішування опромінювача і режим опромінення визначають відповідно до зоо- і агротехнічних норм.

Обслуговувати опромінюючі та іонізуючі установки дозволяється тільки спеціалістам-електромонтерам з кваліфікаційною групою не нижче III, а вмикати і вимикати – з групою II. Перед початком кожного сезону персонал інструктують стосовно правил поводження з електроустановками. Працівникам тваринницьких ферм категорично забороняється виконувати технічне обслуговування і ремонт установок. Про всі несправності вони повинні повідомляти електрика.

Для живлення опромінювачів застосовують напругу до 220 В; всі металеві частини установок з'єднують із заземленим нульовим проводом.

Навантаження опромінювачів повинно бути симетрично розподілене по фазах мережі. Для вмикання світильників з лампами інфрачервоного і ультрафіолетового опромінення в приміщеннях монтують (на висоті 1,2 м від підлоги) штепсельні розетки в герметизованому виконанні із спеціальним гніздом для занулення.

Виробнича експлуатація опромінювальних установок інфрачервоного обігрівання (ССПО1, ЛитВИКО, ОРИ, ЭО, ОРК-2, ОУ-4 тощо), бактерицидної дії (ОБУ, ОБИ, ОБНУ тощо), а також комбінованих

опромінювачів (ИКУФ, "Луч" тощо) має свої особливості. Для кожної установки відповідно до наявних інструкцій складають графік і режим роботи. Опроміненість контролюють за допомогою уфіметра. Випромінювана ультрафіолетова радіація залежить від підведеної до лампи напруги, при відхиленні її більше ніж на п'ять відсотків вносять поправки в режим опромінення. Звичайно це роблять експериментально, тобто за показами уфіметра підбирають раціональний режим роботи конкретної установки.

По мірі старіння променистий потік ламп знижується і через це пропорційно збільшується тривалість щодобового опромінення. Якщо інтенсивність опромінення, створюваного лампою, знизилась більше ніж на 30 відсотків, її слід замінити новою.

При роботі з опромінювальними установками слід дотримуватися спеціальних застережних заходів: скорочувати опроміненість на рівні до 2 м від підлоги, екранувати лампи, періодично провітрювати приміщення для усунення надлишків озону і окислів азоту, захищати відкриті ділянки тіла обслуговуючого персоналу від опромінення, застосовувати захисні окуляри з димчастого скла.

Технічна експлуатація світлотехнічного і опромінювального обладнання полягає в систематичному проведенні технічного обслуговування та поточного ремонту з метою підтримання високої надійності обладнання.

Технічне обслуговування світлотехнічного обладнання проводять у плановому порядку на місці установки обладнання один раз на три-шість місяців, як правило, у періоди технологічних пауз. Типовий обсяг робіт включає в себе такі спільні для всіх установок операції: вимірювання освітленості (опроміненості) в контрольних точках; очистку від пилу і бруду; перевірку працездатності установки; перевірку відповідності ламп типу світильника (опромінювача); заміну скла, яке має тріщини або сколи; перевірку стану патрона і зачистку його контактів; підтяжку ослаблених затискачів; перевірку стану ізоляції проводів у місці вводу в арматуру, а також надійність приєднання нульового проводу до затискачів на корпусі світильника (опромінювача).

В установках з газорозрядними лампами додатково виконують технічне обслуговування пускорегулювальної апаратури.

Поточний ремонт світлотехнічного обладнання здійснюють у плановому порядку один раз на 12-24 місяці на місці розташування обладнання або в майстерні. Для всіх видів опромінювачів і світильників поточний ремонт включає такі спільні операції: очистка установки; розбирання світильників (опромінювачів); виявлення несправностей та їх

усунення; при необхідності виправлення і фарбування корпусу світильника (опромінювача); фарбування відбивачів (емальованих) і екрануючих ґрат білою емаллю; збирання схеми установка; перевірка опору ізоляції проводів і працездатності ламп; установка їх у світильник (опромінювач); перевірка працездатності установки і створюваної нею освітленості (опромінення).

В установках з газорозрядними лампами додатково перевіряють стан захисного скла або ґрат; справність резисторів, конденсаторів і дроселя; при необхідності відновлюють працездатність пускорегулювальної апаратури.

Для своєчасного усунення відмов світлотехнічного обладнання потрібно мати запасні частини відповідно до нормативів.

12.3. Експлуатація електротеплових установок

Загальні вимоги до електронагрівальних установок (ЕНУ). До електронагрівальних установок, найбільше розповсюджених у сільському господарстві, відносяться електричні водонагрівники і парогенератори, установки для електричного обігрівання підлог і електрокалориферні установки. На застосування електроенергії для нагрівальних приладів в умовах сільського господарства треба отримати дозвіл. Для ЕНУ при їх одиничній потужності до 1000 кВт його видають підприємства Енергонагляду обласних енергетичних управлінь Міненерго або Головного виробничого управління енергетики і електрифікації країни.

Для отримання дозволу необхідно подати такі матеріали:

- техніко-економічне обґрунтування ефективності вибраного варіанта електронагрівання;
- перелік електронагрівальних приладів, що передбачені для установки, із зазначенням паспортних даних (найменування, тип, потужність, підприємство-виробник);
- перелік заходів, що забезпечують зниження навантаження ЕНУ в години максимуму, із зазначенням потужності пристроїв та приладів, які контролюють зниження навантаження (відмова від проведення вказаних заходів повинна бути обґрунтована техніко-економічним розрахунком).

Техніко-економічне обґрунтування не потрібно в тих випадках, коли ЕНУ призначені для використання в таких технологічних процесах:

- інкубація і місцевий обігрів молодняка птахів;
- опромінення і місцевий обігрів молодняка тварин;
- обігрів підлог у свинарниках-маточниках;

- нагрівання води і одержання пари для запарювання кормів, пропарювання молочного посуду, промивання молокопроводів, підмивання вимені, пастеризації молока і поїння худоби;

- опалення і гаряче водопостачання дрібних споживачів виробничого призначення із загальною площею приміщень до 100 м² (вагони, побутові приміщення, майстерні, ветсанпропускники, насосні, очищувальні споруди, автозаправні станції тощо), віддалених від джерел теплоти на 600 м і більше, із загальною установленою потужністю ЕНУ до 20 кВт, а для станцій зрошення – до 30 кВт.

Конкретні технічні умови на під'єднання ЕНУ видають підприємства електричних мереж.

В експлуатацію ЕНУ приймає робоча комісія, до складу якої входять представники Енергонагляду, Держпожежнагляду, Агропромэнерго, електротехнічної служби господарства, будівельно-монтажних та інших організацій. Комісія перевіряє:

- технічну документацію (затверджений проект, паспорт ЕНУ, акти вимірювання опору ізоляції, опору заземлюючих пристроїв і електричного потенціалу на поверхні ЕНУ);

- відповідність виконаних робіт вимогам проекту і нормативним документам з електро- і пожежобезпеки;

- працездатність ЕНУ, відповідність потужності споживання і температури нагрівання паспортним даним. Результати роботи комісії оформлюються актом.

Експлуатація електричних водонагрівників і парогенераторів. Електронагрівники призначені для отримання гарячої води, яка використовується в кормоприготуванні, поїнні і для інших господарських та технологічних потреб.

Електропарогенератори призначені для отримання пари, яка використовується при запарюванні кормів, стерилізації молочного посуду.

Найбільше застосування в сільському господарстві отримали елементні і електродні електроводонагрівники ємнісного та проточного типу з живленням від однофазної і трифазної мережі напругою 220 та 380 В і електродні електропарогенератори напругою 380 В.

Перед початком експлуатації нового електроводонагрівника чи електропарогенератора або такого, що знаходився на тривалому зберіганні, але раніше був в експлуатації, необхідно виконати такі операції: зняти упаковальну тару; очистити ззовні від пилу щіткою і протерти обтиральним матеріалом; зняти мастило із законсервованих деталей обтиральним матеріалом, змоченим бензином або уайт-спіритом;

оглянути деталі і впевнитися у відсутності пошкоджень; перевірити і при необхідності підтягнути кріпильні гвинти та болти; прибрати дерев'яні пробки-заглушки з трубопроводів; перевірити на обертання крани холодної та гарячої води і впевнитися, що вони обертаються без заїдань; під'єднати водонагрівник і парогенератор до трубопроводів; перевірити мегомметром на 500 В опір ізоляції електроагрівника в холодному стані відносно корпусу, який не повинен бути меншим ніж 1 МОм для трубчастих і 0,5 МОм для електродних електроагрівників; заповнити водонагрівник водою до витікання її із забірної труби, а парогенератор — до нормального рівня; оглянути бак та трубопроводи і впевнитися у відсутності витікання; виміряти мегомметром на 500 В опір ізоляції між корпусом електродного водонагрівника, ізольованого від землі, і контуром заземлення в приміщенні (вимірне значення повинно бути не менше ніж 0,5 МОм); перевірити надійність заземлення шляхом вимірювання омметром перехідного опору між будь-якою металевою частиною електроводонагрівника і магістральною шиною заземлення (вимірне значення повинно бути не більше ніж 0,1 Ом); під'єднати живильні кабелі і проводи терморегуляторів; ввімкнути електроводонагрівник чи електропарогенератор у мережу і впевнитися в справній його роботі.

Установлення і експлуатація електроводонагрівників повинні здійснюватися відповідно до ПУЕ, ПТЕ, ПБ і Керівних вказівок по забезпеченню електробезпеки електротермічних установок у сільськогосподарському виробництві.

При тривалій зупинці електроводонагрівника необхідно злити воду через зливний патрубок. Резервуар очищають через отвір патрубку, до якого прикріплено фланець з електроагрівниками.

Експлуатація електрокалориферних установок.

Електрокалориферні установки призначені для підігрівання повітря в системах вентиляції на тваринницьких і птахівницьких фермах, що сприяє створенню в них оптимального мікроклімату. Вони також застосовуються в рослинництві, теплично-парникових господарствах, овочесховищах, при тепловій обробці насінневого матеріалу і сушінні сільськогосподарської продукції. Установки можуть використовуватися для опалення побутових приміщень на фермах, де відсутня центральна котельня.

Відповідно до потрібного діапазону робочих температур випускають електрокалориферні установки для нагрівання повітря до 30-40⁰С.

Електрокалорифер складається з трубчастих нагрівальних елементів, під'єднаних до клемової колодки і закріплених у сталевій рамі, яка з боків закрита захисними кожухами і комплектується вентилятором.

Електрокалориферна установка складається з електрокалорифера типу СФО і відцентрового або осьового вентилятора типів ЦЧ-70 чи МЦ, розміщених на одній рамі, а також шафи з апаратурою автоматичного керування. Нагрівальні елементи установлені всередині каркаса електрокалорифера в три ряди в шаховому порядку. Кожен вертикальний ряд нагрівників являє собою самостійну теплову секцію. Нагрівники, з'єднані зіркою, одержують живлення від мережі змінної напруги 380 В частотою 50 Гц.

Перед початком експлуатації щойно змонтованої калориферної установки або такої, що після тривалого зберігання вводиться в експлуатацію, необхідно виконати такі операції: зняти пакувальну тару; очистити калорифер ззовні від пилу щіткою і протерти обтиральним матеріалом; зняти мастило із законсервованих деталей обтиральним матеріалом, змоченим бензином або уайт-спіритом, і впевнитися у відсутності механічних пошкоджень деталей; перевірити і при необхідності підтягнути кріпильні гвинти, болти та гайки; перевірити мегомметром на 500 В опір ізоляції секцій електронагрівників у холодному стані відносно корпусу – він повинен бути не меншим ніж 0,5 МОм; заземлити корпус, а також електродвигун вентилятора і впевнитися в надійності захисного заземлення шляхом вимірювання омметром перехідного опору між будь-якою металевою частиною установки та затискачем заземлення – перехідний опір повинен бути не більшим ніж 0,1 Ом; впевнитися в правильному з'єднанні електронагрівників і в щільності контактних з'єднань; перевірити, чи не торкаються струмоведучі частини корпусу електрокалорифера або захисних кожухів; перевірити і при необхідності забезпечити щільне з'єднання гнучкого рукава з патрубками вентилятора та калорифера; під'єднати кабелі до електронагрівників і електродвигуна, а також проводи терморегуляторів до щита керування; ввімкнути вентилятор установки на короткий час для перевірки напрямку обертання робочого колеса або лопатей; ввімкнути установку, впевнитися в справності її роботи і відрегулювати за допомогою шибера продуктивність та температурний режим роботи установки. Здавання установки в експлуатацію оформлюється актом.

До експлуатації електрокалориферних установок допускається персонал, який пройшов інструктаж і знає правила з техніки безпеки при експлуатації електротермічного обладнання. Експлуатація і технічне

обслуговування установок повинні проводитися відповідно до ПТЕ і ПБ, а також системи планово-попереджувального ремонту і технічного обслуговування електрообладнання, яке використовується в сільському господарстві (ППРЭСх).

Технічна експлуатація електронагрівальних установок (ЕНУ) спрямована на підтримання високої надійності їх роботи за рахунок своєчасного і якісного проведення технічного обслуговування та поточного ремонту.

Технічне обслуговування всіх ЕНУ проводять у плановому порядку в середньому один раз на два місяці на місці їх розташування, без демонтажу і розбирання та без порушення ходу технологічних процесів. Типовий склад робіт, спільний для всіх видів ЕНУ, включає очистку ззовні від пилу і бруду; перевірку і при необхідності укріплення контактних з'єднань; перевірку справності заземлення; ввімкнення ЕНУ в роботу і перевірку відповідності її параметрів заданим.

Поточний ремонт електронагрівальних установок виконують щорічно, без демонтажу установки, але з частковим розбиранням. Ремонт елементів нагрівального блока і настроювання апаратури автоматики бажано виконувати в майстерні. Типові обсяги робіт при поточному ремонті залежать від конструкції електронагрівального пристрою. Для всіх установок спільними будуть такі операції: очистка від пилу і забруднень; розбирання для забезпечення доступу до основних вузлів та деталей; усунення несправностей; перевірка працездатності схеми керування; вимірювання опору ізоляції нагрівальних елементів і перехідного опору заземлення; ввімкнення нагрівального пристрою в роботу і перевірка відповідності його параметрів потрібним значенням в усіх режимах роботи.

Для окремих видів ЕНУ виконують такі додаткові роботи:

елементні електроводонагрівники – очищення від накипу поверхні водонагрівників, внутрішньої порожнини бака і трубопроводів гарячої води; промивання і очищення зворотного клапана, запарного і зливного крана; заміна зношених прокладок; перевірка працездатності температурних регуляторів і запобіжних клапанів, фарбування дефектних ділянок зовнішньої поверхні кожуха;

електродні електроводонагрівники – очищення від накипу поверхні електродів, внутрішньої порожнини бака і трубопроводів; промивання, очищення і протирання ізоляторів електродів; заміна зношених прокладок; перевірка плавності ходу регульовального механізму; монтаж елементів електроводонагрівника; перевірка опору ізоляції сухого нагрівника; в установках з ізолюванням від землі корпусом

електрокотла – перевірка опору ізоляції між корпусом і контуром заземлення в приміщенні; в установках із заземленим корпусом електрокотла – перевірка справності заземлення; вимірювання опору води і при необхідності підігрів її; заповнення установки водою і перевірка її працездатності;

електрокалориферні установки – очищення внутрішньої поверхні і при необхідності фарбування її; перевірка стану електронагрівальних елементів; заміна зношених прокладок; виконання поточного ремонту електроприводу вентилятора.

З метою підвищення надійності роботи ЕНУ, виконання якісного ремонту установок необхідно мати комплекти запасних частин відповідно до ППРЭСх.

12.4. Експлуатація електрообладнання електронно-іонної технології

Електронно-іонна технологія характеризує процеси, у яких робочим органом безпосередньо служить електричне, магнітне або електромагнітне поле, ультразвук тощо.

Електричні поля застосовують для дії на заряджені дрібнодисперсні частинки з метою надання їм упорядкованого руху, потрібного для виконання певного технологічного процесу. У сільськогосподарському виробництві стали поширеними методи очищення, сортування і передпосівної обробки насіння, осадження отрутохімікатів, фарбування в електричному полі, очищення повітря тощо.

Передпосівна обробка насіння електричним струмом при частотах 50 Гц і 1-2 МГц збуджує життєдіяльність насіння, внаслідок чого урожайність пшениці підвищується на 24-27 відсотків, ячменю – на дев'ять відсотків і т.д., скорочується вегетаційний період. Обробка вологих кормових матеріалів підвищує їх споживчі властивості та ефективність використання. Обробку ведуть струмом низької частоти протягом шести-восьми хвилин. Обробка електричним струмом фуражного зерна підвищує його перетравлюваність і засвоюваність на 10-15 відсотків. За допомогою електричного струму можна запарювати картоплю, обробляти відходи їжі, кормосуміші тощо. Обробка ґрунту і гною струмом низької частоти при напруженості поля (0,5-0,7)·10,44 В/м протягом 1,5-4 хвилин при температурі 60-65⁰С має важливе економічне і екологічне значення.

Шляхом пропускання через засолений ґрунт постійного струму можна досягти його розсолення.

Електроімпульсна технологія заснована на дії на предмети праці імпульсів електричного струму. На відміну від традиційних технологій, заснованих на безперервному споживанні електроенергії, електроімпульсна дозволяє підвищити параметри електричних дій (напруженість поля, густина струму, миттєва потужність) і, отже, істотно інтенсифікувати процеси, знизити їх енергомісткість і навіть здійснити такі, які взагалі не можна виконати іншими методами (наприклад, керування поведінкою тварин).

На явищі **електрогідралічного ефекту**, який виникає при короткочасному (10^{-5} - 10^{-6} с) електричному розряді в рідині, базується робота електрогідралічних установок. Вони використовуються для штампування, відновлення форми деталей, підняття води з артезіанських свердловин, руйнування валунів, обробка і обеззараження кормів, відходів їжі, миття шерсті тощо).

Електроімпульсна технологія широко застосовується для прискорення сушіння трав, при механічному зневодненні, для збільшення виходу соків з фруктів та овочів тощо.

У сільськогосподарському виробництві широке застосування знаходить ультразвук при очищенні та митті деталей і вузлів у ремонтному виробництві, митті доїльної апаратури і молочного посуду, пастеризації та гомогенізації молока, стерилізації парникового ґрунту, передпосівній обробці насіння тощо.

Установки електронно-іонної технології є різних конструкцій. У них, крім традиційного електрообладнання, застосовують спеціальні генеруючі пристрої, високовольтні перетворювачі тощо. Це обладнання визначає особливості експлуатації таких установок.

Виробнича експлуатація дозволяє підтримувати потрібні характеристики при роботі обладнання електронно-іонної технології в заданому режимі. Така експлуатація дає змогу отримати якісну продукцію при дотриманні заходів безпеки.

Технічна експлуатація забезпечує безпеку і високу надійність установок електронно-іонної технології. Як правило, такі установки споживають невелику потужність, але напруга на їх робочих елементах може досягати 50 кВ і вище.

З метою підвищення експлуатаційної надійності зазначених вище установок персонал ЕТС виконує технічне обслуговування і поточний ремонт обладнання.

При технічному обслуговуванні систематично контролюють правильність зібраних схем, перевіряють справність захисту і блокувань від випадкового торкання до електричних кіл, перевіряють стан заземлення і працездатність всієї установки.

Поточний ремонт проводять щорічно перед періодом найбільшого використання електроустановки. В обсяг робіт входять такі операції: розбирання установки; перевірка стану корпусу і механічної частини установки; виправлення вм'ятин і при необхідності фарбування поверхонь; перевірка стану високовольтних ізоляторів і електродної системи; усунення несправностей або заміна пошкоджених деталей; контрольні випробування генератора, трансформатора, випрямляча тощо; підвищення параметрів блока живлення до нормальних значень; перевірка пристроїв блокування у схемі керування установки; перевірка опору ізоляції; ввімкнення установки і перевірка її працездатності.

Роботи з технічного обслуговування і поточного ремонту установок електронно-іонної технології виконують суворо за графіком і в повному обсязі. Персонал, що обслуговує їх, крім основного інструктажу, додатково інструктується і складає екзамен з розділу "Заходи безпеки при роботі в електроустановках напругою вище 1000 В".

12.5. Експлуатація зварювальних електроустановок

При експлуатації і монтажі обладнання часто виконують зварювальні роботи. Як джерела зварювального струму застосовують одно- і багатопостові трансформатори, випрямлячі та спеціальні генератори постійного і змінного струму. На органах керування зварювальним обладнанням повинні бути написи або умовні знаки, які вказують на функціональне призначення, і, крім того, фіксатори положення або огороження, що запобігає самовільному перемикаю. На зварювальні установки з боку мережі живлення встановлюють автоматичні вимикачі та запобіжники. З'єднувальні проводи між пересувною зварювальною установкою і пунктом живлення (довжиною не більше 10 м) захищають від механічних пошкоджень.

Струм до електрода підводять по шланговому кабелю; зворотним провідником служить сама зварна конструкція та гнучкі проводи. Забороняється використовувати для цього мережу заземлення і металеві конструкції технологічного обладнання, яке не зварюють. Необхідно заземлити затискач вторинної обмотки зварювального трансформатора (до нього підключено зворотний провідник), а також корпус зварювальної установки (для цього передбачено спеціальний болт з надписом "Земля").

Зварювальне обладнання пересувного типу, яке важко заземлити, забезпечують пристроєм захисного вимкнення.

Конструкція зварювального електродотримача повинна відповідати вимогам ПУЕ, застосовувати саморобні тримачі забороняється. Постійні роботи з електродугового зварювання потрібно проводити у спеціально вентильованих приміщеннях, які відповідають вимогам СНиП.

Електротехнічний персонал спостерігає за станом зварювальних установок, приєднує їх до електромережі і від'єднує від неї. У електрозварників повинна бути кваліфікаційна група не нижче II. Під час роботи зварник одягає спеціальний одяг (куртку, штани, черевики з глухим верхом, рукавиці, фартух, нагрудник і головний убір), а обличчя і очі захищає щитком або маскою. Скло щитка підбирають залежно від режиму зварювання. Виконуючи роботи всередині металевих конструкцій, на відкритому повітрі після дощу або снігопаду, зварник користується додатковими захисними засобами.

При експлуатації зварювальних трансформаторів, генераторів і перетворювачів проводять технічне обслуговування і поточні ремонти згідно з графіками.

Технічне обслуговування проводять на місці установки обладнання, а поточні ремонти залежно від виду пошкодження можна проводити на місці установки або на пункті технічного обслуговування, у пересувній майстерні.

Типові обсяги робіт з **технічного обслуговування** однакові для зварювальних трансформаторів, генераторів і перетворювачів: очистити від забруднень, генератор і перетворювач продути стиснутим повітрям; перевірити стан заземлення, ослаблені затискачі підтягнути; перевірити стан проводів, що підводять живлення, і зварювальних кабелів.

Для окремих видів зварювальних електроустановок додатково виконують такі роботи:

трансформатори: перевірити стан механізму регулювання зварювального струму і конденсатора фільтра захисту від радіоперешкод; впевнитися у відсутності сторонніх шумів при роботі трансформатора, перевірити стабільність дуги при зварюванні;

генератори і перетворювачі: перевірити стан з'єднання генератора з приводним двигуном; оглянути контактні з'єднання і дошку затискачів, ослаблені з'єднання підтягнути, дошку затискачів з відколами і тріщинами замінити; очистити щітковий механізм від забруднень, перевірити його технічний стан і відповідність положення траверси заводським позначкам; визначити ступінь іскріння, а при підвищеному іскрінні виявити причину і усунути її; замінити зношені або пошкоджені

щітки; оглянути колектор генератора (перетворювача), при наявності слідів підгоряння виявити і усунути причини, а колектор прошліфувати шліфувальною шкуркою; перевірити опір ізоляції обмоток генератора, стан мастила підшипників; перевірити роботу генератора (перетворювача) на холостому ході, стабільність зварювальної дуги при повному навантаженні та ступінь іскріння щіток.

Технічне обслуговування і поточний ремонт зварювального електрообладнання проводять відповідно до графіка, складеного раніше, з дотриманням періодичності, яка встановлюється за табл. 12.2.

Таблиця 12.2

Періодичність технічного обслуговування і поточних ремонтів зварювальних трансформаторів, генераторів і перетворювачів

Зварювальне електрообладнання	Періодичність, міс.	
	технічного обслуговування	поточних ремонтів
Трансформатори, що працюють:		
у приміщеннях	3	24
на відкритому повітрі	2	18
Генератори, що працюють:		
у приміщеннях	2	18
на відкритому повітрі	1	12
Перетворювачі, що працюють:		
у приміщеннях	2	18
на відкритому повітрі	1	12

Примітка. Періодичність ТО і ТР наведена для тривалості роботи зварювального електрообладнання до восьми годин на добу. При використанні більше восьми годин на добу значення періодичності необхідно помножити на коефіцієнт 0,6.

Поточний ремонт зварювальних трансформаторів. Залежно від виду пошкодження поточний ремонт, як зазначалося раніше, проводять на місці установки трансформатора або на пункті технічного обслуговування.

Перед розбиранням вимірюють опір ізоляції обмоток трансформатора відносно корпусу і перевіряють, як працює механізм регулювання зварювального струму. Якщо опір ізоляції обмоток

трансформатора нижчий за значення, вказані в технічних вимогах на поточний ремонт, або ходовий гвинт механізму регулювання зварювального струму обертається туго, із заїданням, то трансформатор відправляють на дільницю технічного обслуговування і ремонту електрообладнання.

Знявши кожух, вимірюють опір ізоляції стяжних шпильок відносно магнітопроводу. Якщо він нижчий за допустиме значення, то, надівши кожух, трансформатор також відправляють на пункт технічного обслуговування.]

При подальшому розбиранні трансформатора знімають проводи і шини, механізм регулювання, покажчик і перемикач зварювального струму, контактні затискачі. Магнітопровід, не розбираючи, залишають на візку; обмотки також не знімають. Потім проводять дефектацію деталей і збірних одиниць; при необхідності їх розбирають, регулюють або замінюють окремі деталі.

При обриві обмоток, міжвиткових і замиканнях на корпус, обвугленні ізоляції обмоток, пошкодженні магнітопроводу, а також, якщо опір ізоляції обмоток після їх сушіння нижчий за норму (2,5 МОм), трансформатори направляють на капітальний ремонт.

Після поточного ремонту трансформаторів необхідно:

- перевірити якість збирання трансформатора, легкість ходу механізму регулювання зварювального струму;
- виміряти опір ізоляції первинних і вторинних обмоток відносно корпусу і між собою (він повинен бути не менший ніж 2,5 МОм);
- випробувати на електричну міцність ізоляцію обмоток відносно корпусу і між собою напругою 2,5 кВ (для первинних обмоток напругою 380 В) і 2 кВ (для первинних обмоток напругою 220 В) протягом однієї хвилини;
- випробувати міжвиткову ізоляцію первинних обмоток трансформатора при частоті 100 Гц напругою 500 В і 280 В відповідно для котушок, розрахованих на напругу 380 і 220 В;
- визначити похибку покажчика зварювального струму, яка не повинна перевищувати 7,5 відсотка.]

12.6. Експлуатація електроустановок у тваринництві

Допустима напруга для великої рогатої худоби при торканні до струмоведучих частин електроустановки дуже мала – (24 В при дії не більше ніж 5 с); крім того, якщо корови попадають навіть під напругу 3...4 В, то в них знижується надій молока на 40 відсотків. Тому до

влаштування електроустановок у тваринницьких приміщеннях ставляться особливі вимоги.

Для уникнення появи напруги відносно землі в колах з нульовим проводом навантаження по фазах повинні бути симетричними. Для цього на фермах слід застосовувати електроприймачі в трифазному виконанні. Допускається використовувати однофазні електроприймачі потужністю не більшою ніж 1,3 кВт, які підключаються до лінійної напруги, і не більшою ніж 0,6 кВт – до фазної.

Освітлювальне навантаження на фермах повинно рівномірно розподілятися по всіх фазах. Пускову і захисну апаратуру рекомендується розмішувати поза приміщеннями, де утримуються тварини і птахи. Тільки пункти і кнопки керування встановлюють безпосередньо біля робочих машин. Якщо неможливо розмістити апаратуру керування у спеціальних приміщеннях, то вживають заходів щодо захисту її від впливу навколишнього середовища або вибирають обладнання у виконанні, яке відповідає умовам приміщення. У тваринництві необхідно застосовувати електрообладнання спеціального сільськогосподарського виконання. Допускається використовувати обладнання загальнопромислового призначення в хімічно- і вологостійкому виконанні.

Для того, щоб знизити можливість ураження людей і тварин електричним струмом, на фермах можна застосовувати тільки елементні або електродні електричні водонагрівники загальнопромислового призначення, виготовлені відповідно до діючих стандартів. Водонагрівники електродного типу повинні бути обладнані блокувальними пристроями, які запобігають відкриттю водорозбірного крана до відключення водонагрівника від мережі.

Основний спосіб захисту від ураження електричним струмом у мережах напругою 380/220 В із заземленою нейтраллю – приєднання металевих частин електрообладнання, які в результаті пробою ізоляції можуть виявитися під напругою, до нульового проводу (занулення). Однак при пробі ізоляції (однофазному короткому замиканні на корпус) напруга перерозподіляється між фазним і нульовим проводом. При цьому на нульовому проводі відносно землі з'являється напруга більша ніж 65 В. Таким чином, все занулене обладнання (металеві трубопроводи, транспортери для роздавання кормів і прибирання гною, а також інші машини та механізми, до яких можуть торкатися тварини) виявиться під недопустимо високою напругою. Тому металеві конструкції надійно ізолюють від корпусів електрообладнання і апаратури, тобто від нульового проводу.

У відгалуженнях від магістральних ліній водопроводів до автонапувалок, електронагрівників та інших електроприймачів, а також у вакуумпроводах доїльних агрегатів установлюють ізолювальні вставки. Довжину вставки розраховують: на трубопроводах із струмопровідними рідинами вона повинна бути не менша ніж 1 м. Чистоту та цілість внутрішньої і зовнішньої поверхні вставки перевіряють не рідше одного разу на рік.

Ланцюги для прив'язування худоби, годівниці, напувалки та інші частини обладнання ферм, до яких торкаються тварини, рекомендується виготовляти з ізоляційного матеріалу (нейлону, пластмаси тощо).

Часто металеві конструкції можна повністю ізолювати від електрообладнання і нульового проводу. У цьому випадку на фермах застосовують пристрої для вирівнювання електричних потенціалів. Вдвож кожного стійла на рівні передніх та задніх ніг тварин, під дерев'яний настил (у бетоні або під ним) укладають поздовжні вирівнювальні заземлювачі-провідники з круглого сталевого дроту діаметром 6-10 мм. Їх з'єднують між собою чотирма поперечними заземлювачами по торцях і в середині ферм. Одержаний контур надійно з'єднують з усіма металевими конструкціями (стійлами механічної прив'язі, транспортером для видалення гною тощо).

Крім того, металеві конструкції машин, механізмів і трубопроводів повинні бути приєднані до нульового проводу (занулені). Всі з'єднання в пристрої для вирівнювання потенціалів зварюють, а в торцевій частині кожного ряду їх виконують на болтах, оскільки за цими ділянками контролюють цілість кола вирівнювальних провідників. Надійність даного пристрою, а також ізолювальних вставок може бути забезпечена тільки при справній системі занулення.

Цілість вирівнювальних провідників (заземлювачів) і кола заземлення перевіряють не рідше двох разів на рік. Опір вирівнювальних провідників не повинен перевищувати 1 Ом.

У приміщеннях для приготування кормів необхідно заземлити металеві корпуси запарників, вимикачів, водопровідні труби, приєднані до запарників; застосовувати переносні лампи (напругою 12 В), які вмикаються в мережу через понижувальний роз'єднувальний трансформатор. На розподільному щитку повинен бути спільний вимикач для вимикання всіх електроустановок.

12.7. Експлуатація пересувних електрифікованих машин, установок, інструменту і пристроїв занулення

Персонал, що обслуговує пересувні електрифіковані машини, повинен мати кваліфікаційну групу не нижче II. Необхідно слідкувати за тим, щоб не натягувався гнучкий кабель живлення і машини не наїжджали на нього. Якщо пересувну електрифіковану машину треба встановити на іншій ділянці, то кабель вимикають вимикачем, потім від'єднують від щитка.

Висота підвішування тролейних ліній електрифікованих візків, опромінювальних та інших установок у виробничих приміщеннях повинна бути не менша ніж 3 м. Напругу на такі лінії подають тільки під час роботи установок. До повітряних мереж напругою 380/220 В електрифіковані машини приєднують за допомогою контактів, які накладають на проводи ізольованими штангами. Тому в електродвигунів машин повинні бути окремі вимикачі. Підключати декілька машин до одного вимикача заборонено. Пересувні установки, що працюють сезонно, в інші пори року від'єднують від електромережі.

Електрообладнання, машини і механізми оглядають щомісячно. Обсяг оглядів викладено в місцевій інструкції з експлуатації конкретних видів машин і механізмів. Поточний ремонт електрообладнання проводять не рідше одного разу на рік.

При експлуатації і виконанні монтажних робіт широко застосовують електрифікований інструмент. Підводжувана до нього напруга повинна бути не більша ніж 220 В у приміщеннях з нормальними умовами і не вища ніж 36 В у приміщеннях з підвищеною небезпекою, а також при роботі поза приміщеннями. Якщо нема інструменту напругою 36 В, можна застосувати інструмент, розрахований на напругу 220 В, використовуючи при цьому захисні засоби (діелектричні рукавиці, килимки, калоші) і обов'язково надійно заземливши (занудивши) його корпус.

Інструмент з подвійною ізоляцією при робочій напрузі 220 В можна використовувати без захисних засобів в усіх виробничих приміщеннях (крім приміщень з хімічно активним середовищем) і на відкритих майданчиках з підлогами різних видів.

В інструменті та штепсельних з'єднаннях не повинно бути доступу до струмоведучих частин. Конструкція інструменту повинна бути такою, щоб його можна було швидко ввімкнути в мережу і вимкнути від неї. У штепсельних з'єднаннях потрібен додатковий заземлюючий (занудюючий) контакт. Не рідше одного разу на місяць мегомметром,

розрахованим на напругу 500 В, перевіряють опір ізоляції, відсутність замикань на корпус або обрив заземлюючої жили. Опір звичайної ізоляції повинен бути не меншим ніж 1 МОм, подвійної – не меншим ніж 2 МОм.

Після капітального ремонту електроінструменту додатково випробовують ізоляцію обмоток і струмоведучого кабелю відносно корпусу і зовнішніх металевих деталей підвищеною напругою промислової частоти. Для електроінструменту напругою до 36В випробувальна напруга, що підводиться протягом однієї хвилини, повинна бути 550В, а вищою за 36В – 900 В. Замість цього випробування можна вимірювати опір ізоляції R_{60} протягом однієї хвилини мегомметром напругою 2500В.

Перед початком роботи з електрифікованим інструментом перевіряють стан проводу, справність заземлювача, цілість ізоляції, а також стан жил кабелю.

Для приводу інструменту застосовують однофазні колекторні та трифазні асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором, враховуючи, що інструмент призначений для роботи в повторно-короткочасному режимі, а при тривалому режимі електродвигуни можуть перегрітися і вийти з ладу. Тому необхідно стежити за ступенем їх нагрівання. Крім того, слід періодично оглядати двигун (особливо колектор і щітковий апарат), своєчасно прочищати колектор.

Експлуатація пристроїв занулення. В електроустановках сільських споживачів при порушенні ізоляції металеві частини обладнання можуть опинитися під напругою, небезпечною для життя людей і тварин. Тому, як відмічалось раніше, всі металеві частини обладнання (корпуси електрифікованих машин, електродвигунів та переносних електроприладів, кожухи розподільних щитів, освітлювальну і опромінювальну арматуру тощо) заземлюють (занулюють), приєднуючи їх до нульового проводу електромережі.

Справність заземлюючих пристроїв перевіряють при оглядах і контрольних вимірюваннях. Зовнішній огляд заземлюючих провідників виконують не рідше одного разу на шість місяців, а в сирих і особливо сирих приміщеннях – не рідше одного разу на три місяці. Після кожної аварії в мережі електропостачання проводять позачергові огляди заземлюючих провідників і місць контактних з'єднань. Опір контактних з'єднань вимірюють не рідше одного разу на рік після кожного капітального ремонту за допомогою омметра М372 або приладу М416. Величина опору не нормується, але орієнтовно вона повинна бути не більша ніж 0,1 Ом.

Ефективність системи заземлення (занулення) визначають, перевіряючи умови автоматичного вимикання пошкодженої електроустановки (див. розд. 3).

Контрольні питання і завдання

1. Що називається внутрішньою електропроводкою, як вона поділяється?
2. У чому особливість технічної експлуатації внутрішніх електропроводок, яка періодичність їх обслуговування і поточного ремонту?
3. Які операції входять в обсяг технічного обслуговування і поточного ремонту внутрішніх електропроводок?
4. Які основні роботи слід виконувати при заміні проводів відкритих електропроводок?
5. Які особливості ремонту тросових і струнних електропроводок?
6. Які особливості ремонту проводок, прокладених у сталевих трубах?
7. Які роботи треба виконати перед початком експлуатації опромінювачів і установок для опромінення та обігрівання?
8. Яка мета технічного обслуговування і поточного ремонту світлотехнічного обладнання?
9. Які вимоги ставляться до електроводонагрівальних установок?
10. У чому полягає експлуатація електричних водонагрівачів і парогенераторів?
11. Які операції виконують при технічному обслуговуванні та технічному ремонті електронагрівальних установок?
12. Які особливості експлуатації обладнання електронно-іонної технології?
13. Назвіть основні несправності зварювальних трансформаторів.
14. Який обсяг післяремонтних випробувань зварювальних трансформаторів?
15. Яких заходів безпеки необхідно вживати в тваринницьких приміщеннях?
16. У чому полягає явище врівнювання потенціалів при використанні електроустановок у тваринницьких приміщеннях?
17. У чому особливість експлуатації пересувних електрифікованих установок?

13. ЕКСПЛУАТАЦІЯ КОТЛІВ І КОТЕЛЬНО-ДОПОМІЖНОГО ОБЛАДНАННЯ

13.1. Призначення котлів на підприємствах АПК

Сільськогосподарське виробництво потребує значної кількості гарячої води та пари. Головними її споживачами є кормоприготувальні цехи та кухні, установки термохімічної обробки соломи, теплової обробки і сушіння продуктів, миття та стерилізації посуду, тваринницькі

ферми і птахофабрики, переробні цехи та ремонтно-механічні майстерні, комунально-побутові заклади тощо.

Основним джерелом теплопостачання в сільському господарстві є котельні установки.

Котельня установка призначена для отримання водяної пари або гарячої води потрібних параметрів. Вони можуть працювати на різних видах палива: твердому, рідкому та газоподібному. Основні технологічні схеми котельних установок наведено на рис. 13.1 (для твердого палива) і 13.2 (для рідкого та газоподібного палива).

Виробництво пари в котельних установках, які працюють на твердому паливі, здійснюється таким чином (рис. 13.1). Паливо, яке подається у верхню бункерну галерею, надходить у бункер 7, забезпечуючи необхідний запас вугілля. З бункера паливо рукавом подається в приймальну лійку 5 топки 6 і попадає на колосникову решітку 4. Повітря вентилятором 14 подається в повітропідігрівник 13, а звідти – у топку 6. Тверде паливо горить у шарі, що знаходиться на колосниковій решітці. Зола та шлак виводяться в бункер 2.

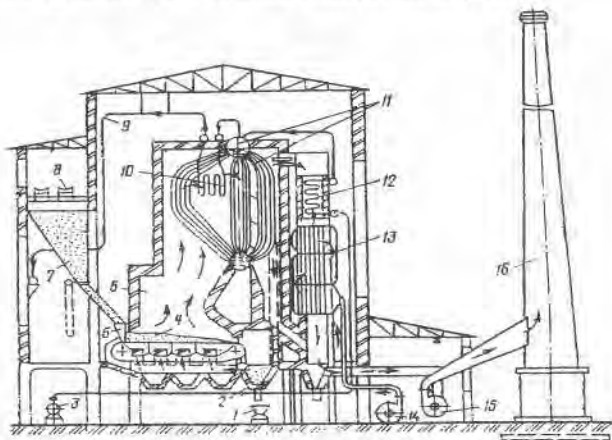


Рис. 13.1. Схема котельної установки, що працює на твердому паливі: 1 – вагонетка; 2 – шлаковий бункер; 3 – живильний насос; 4 – колосникова решітка; 5 – приймальна лійка; 6 – топка; 7 – паливний бункер; 8 – паливоподавальний пристрій; 9 – паропровід; 10 – пароперегрівник; 11 – вертикально-водотрубний котел; 12 – водяний економайзер; 13 – повітропідігрівник; 14 – дугтевий вентилятор; 15 – димосос; 16 – димова труба

Продукти згоряння (температурою 900-1200⁰С) виходять із топкового простору в газоходи, омиваючи по ходу кип'ятильні труби і пароперегрівник 10. Віддавши частину тепла через стінки труб воді та перегрійтій парі, гази проходять донизу по вертикальному газоходу, омиваючи поверхню нагріву водяного економайзера 12 і повітропідігрівника 13. Далі гази виводяться димососом 15 у димову трубу 16. Живильна вода подається через водяний економайзер 12 у котел 11 за допомогою насоса 3.

Технологічний процес виробництва пари в котельних, які працюють на рідкому та газоподібному паливі (рис. 13.2), йде в такій послідовності.

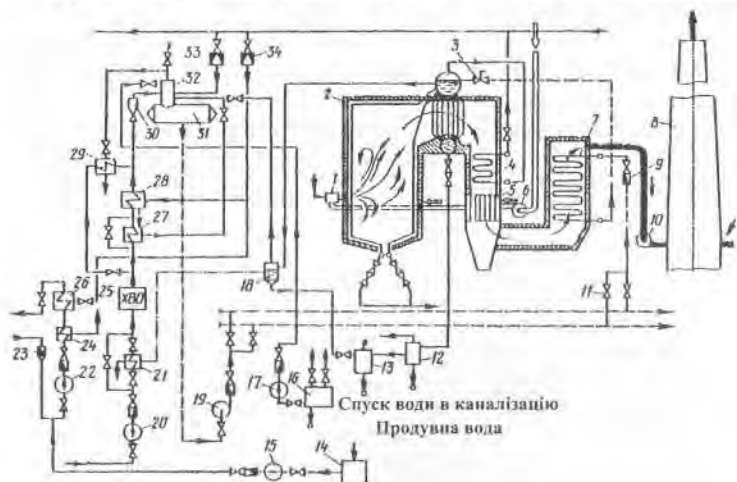


Рис. 13.2. Схема котельні з паровими котлами, що працюють на рідкому та газоподібному паливі:

- 1 – газомазутний пальник; 2 – пароводяний котел; 3 – живильний клапан;
- 4 – пароперегрівник; 5 – повітропідігрівник; 6 – дуттьовий вентилятор; 7 – водяний економайзер; 8 – димова труба; 9 – зворотний клапан; 10 – димосос;
- 11 – вентиль; 12 – розширник періодичної продукції; 13 – барботер; 14 – бак підживлювальної води; 15 – підживлювальний насос; 16 – бак для збирання дренажів; 17 – дренажний насос; 18 – сепаратор безперервної продукції; 19 – живильний насос; 20 – насос сирієї води; 21 – водяний підігрівник; 22 – системний насос; 23 – брудник; 24 – охолодник конденсатора; 25 – хімоводоочищення; 26 – пароводяний підігрівник системної води; 27 – охолодник конденсату; 28 – пароводяний підігрівник; 29 – охолодник випару; 30 – регульовальний клапан; 31 – бак-акумулятор; 32 – деаератор; 33,34 – регульовальні пристрої.

За допомогою газомазутних пальників I паливо подається в топку. Необхідне для горіння палива повітря подається в неї дутьовим вентилятором 6. Перед надходженням у топку повітря спочатку підігрівається продуктами горіння палива в повітропідігрівнику 5, що поліпшує процес горіння і підвищує економічність роботи котлоагрегата. Гарячі продукти горіння палива, віддавши частину тепла радіаційним поверхням нагріву, що розташовані в топковій камері, надходять до конвективних поверхонь нагріву котлоагрегата і димососом відводяться в димову трубу.

Вода для живлення котлів забирається з бака-акумулятора 31 і живильними насосами подається через водяний економайзер 7, який служить для підігрівання води за рахунок тепла відхідних газів, у верхній барабан котла. Бак-акумулятор служить для зберігання запасу живильної води. Над ним розміщений деаератор 32, призначений для виходу з живильної води розчиненого в ній кисню та вуглекислоти, які спричиняють корозію металу поверхні нагріву. Насичена пара перед подачею в пароперегрівник проходить через сепараційний пристрій, де краплини води відділяються від пари.

Для відведення з котла солі, яка попадає з живильною водою, передбачена система із сепаратора постійної продувки 18 і розширника (барботера) 12 періодичного продування для приймання продувної води. Пара із сепаратора відводиться в деаератор, а з барботера вода подається в каналізацію. Для відведення конденсату, який виникає в паропроводах-підігрівниках, передбачена дренажна система, яка має дренажний бак 16 для збору конденсату та дренажний насос 17, що подає конденсат у деаератор.

У сільськогосподарському виробництві щиро використовуються парові та водогрійні котли таких марок:

• парові:

а) на твердому паливі: ДКВР; Е-1/9-1; КВ-100; КВ-200; КВ-300М; котли "КИВИИЛИ";

б) на рідкому паливі: ДКВР; Е(КЕ); Е(ДЕ); Е-1/9-1М; МЗК-7Ж; МЗК-8Ж; КВ-100; КВ-300М; Д-721А; КПА-500Ж; котли "КИВИИЛИ";

в) на газоподібному паливі: ДКВР; Е(КЕ); Е(ДЕ); Е-1/9-1Г; МЗК-7Г; МЗК-8Г; Д-721Г; КПА-500Г;

• водогрійні:

а) на твердому паливі: ДКВР; АК-1; "Братск"; котли "НИИСТУ"; КВМ-0,63; КВ-ТС-10-150;

б) на рідкому паливі: ДКВР; ВКВ-1-115; КВ-1М-35-150М; ПТВМ-50-1;

в) на газоподібному паливі: ДКВР; “Братск-ІГ”; “Факел-Г”; котли “НИИСТУ”; КВГ-4,65; КВГ-7,56; ВКВ-1-115; ПТВМ-50-1.

13.2. Підготовка котла до роботи

Підготовка котла до роботи проводиться на підставі Правил безпечної експлуатації парових та водогрійних котлів [35, 36] тільки за розпорядженням керівника котельні з відповідним записом у вахтовому журналі.

Перед розпалюванням котла необхідно:

- переконатися, що поверхні нагрівання і газоходів очищені;
- перевірити справність вогнетривких перегородок та склепінь, вогневої межі, кришок люків, бокових дверей;
- переконатися в тому, що на паровій, живильній та спускних лініях зняті засувки;
- перевірити правильність відкривання та закривання заслінки в газоходах, відповідність знаків та написів на заслінках;
- переконатися в тому, що двері топки котла зачиняються щільно, легко повертаються, у перекритті шиберами газоходів та повітряних каналів, в якості ущільнення гарнітури котлів;
- встановити запірні та інші вентиля і засувки відповідно до схеми розпалювання;
- відкрити всі повітряні клапани на живильній магістралі та економайзері;
- закрити дренажні та випускні лінії;
- перевірити запас води в живильному баку, справність живильних насосів та наявність необхідного тиску в живильній магістралі;
- перевірити запас палива, стан топкового та допоміжного обладнання;
- обстежити справність газового обладнання (для газових котлів);
- при наявності деаератора, котел заповнюють деаерованою водою;
- заповнити котел водою до нижнього рівня за водомірним склом через водяний економайзер протягом однієї-двох годин; різниця температур металу котла і води в момент заповнення повинна становити не більше ніж 40-50⁰С;
- провентильовувати топку та газоходи протягом 10-15 хвилин відкриванням дверцят топок і шиберів у повітряних каналах, заслінок природної тяги, ввімкненням димососів і вентиляторів;

- продути газопровід через продувну свічку, поступово відкриваючи засувку магістралі від газопроводу до котла;
- перевірити відсутність вибухонебезпечної газоповітряної суміші, після чого закрити свічку;
- перед розпалюванням котла, який працює на рідкому паливі, довести температуру палива до оптимальної за інструкцією; прогріти парову лінію до форсунок;
- відкрити дренажний вентиль у вивідних колекторах пароперегрівника для його охолодження; заливати пароперегрівник водою при розпалюванні забороняється;
- якщо на котлі встановлено невимикальний економайзер і є лінія рециркуляції, перед розпалюванням треба включити холодну воду і контролювати її температуру.

13.3. Розпалювання котла і підключення його до паропроводу

Розпалювання котла проводиться лише з дозволу начальника котельні або його заступника з відповідною реєстрацією в журналі чергування змін.

При розпалюванні котла після його підготовки до роботи треба виконати такі операції [35]:

- очистити решітки від золи і шлаків для кращого доступу повітря до палива;
- розвести вогонь у топці і відкрити шибер котла залежно від потреби;
- для швидкого розпалювання котла треба кожні півгодини випускати крізь випускний кран невелику кількість води і одночасно подавати в котел гарячу воду;
- стежити за тим, щоб температура пари в пароперегрівнику не перевищувала встановлену;
- після достатнього прогріву котла і надходження пари із запобіжного клапана його треба закрити;
- подати паливо в топку, поступово збільшуючи його кількість;
- одночасно з підведенням палива збільшувати тягу і дуття; при цьому необхідно уважно стежити за тиском у системі за манометром, якщо стрілка його тривалий час залишається нерухомою, зменшити горіння в топці і з'ясувати причину цього явища;

- перевірити водомірне скло при тиску 50-100 кПа і вдруге – перед включенням котла в головний паропровід; при необхідності продути водомірне скло;

- перед повторним включенням прогріти водомірне скло парою, трохи відкриваючи паровий кран;

- після прогріву водомірного скла відкрити водяний кран, закриваючи випускний, і стежити за рівнем води в склі;

- продути нижні барабани і колектори екранів при тиску в котлі 0,2-0,3 МПа; при цьому живити котел і стежити за рівнем води, не допускаючи зниження його менше за мінімальне;

- у випадку виникнення гідравлічних ударів у продувних трубопроводах закрити продувні вентиля до припинення поштовхів, а потім негайно їх відкрити;

- після продування і прогрівання паропроводу повільним відкриванням засувки або вентиля котла включити котел у паропровід; прогрів паропроводу здійснюють відкриванням засувки в магістралі, а на підігрітій ділянці паропроводу та арматури відкривають дренаж;

- після підігріву паропроводу, коли з нього вийде вода, а із сигнальних трубок почне виходити суха пара, відкрити вентиль або засувку в магістралі, а також засувку від котла і перевести дренаж на конденсаційний горщик;

- при нагріванні паропроводу перевірити стан його опор та підвісок;

- поступово зменшувати продування пароперегрівника залежно від підвищення тиску в котлі і зовсім припинити після включення котла в загальний паропровід;

- записати у вахтовому журналі час початку розпалювання та включення котла;

- для котлів, які працюють на твердому паливі, його завантаження на гарячі частини, які повинні лежати рівним шаром по всій площині колосникової решітки;

- після завантаження закрити дверцята дуттьової коробки і подати слабе дуття, регулюючи його шибером, встановленим під котлом; тиск дуття при цьому може змінюватися від 0 до 800 Па.

Розпалення пальника котла, що працює на газоподібному паливі, ведеться в такій послідовності:

- піднести до пальника в топці запальник;

- подати газ;

- відкрити засувку перед пальником і запалити його;

- подати повітря і, одночасно збільшуючи подачу газу та повітря, відрегулювати розрідження в топці та полум'я в пальнику.

Котли, що працюють на рідкому паливі, розпалюють так:

- внести в топку запальний факел;
- після включення системи автоматики розпалювання відкрити шибер і вентиль;
- подати мазут або інше рідке паливо в топку;
- після загоряння палива відрегулювати пальник; якщо паливо не загоряється, тимчасово припинити подачу його на форсунку, вивести з топки факел і провентилувати топку, газоходи та повітропроводи протягом 10-15 хвилин; усунути причину незагоряння палива і тільки після цього знову почати розпалювання.

13.4. Обслуговування котельної установки

Обслуговування котельної установки, яка працює на твердому паливі. Під час чергування стежати за роботою котла і всього обладнання котельні; суворо дотримуючись встановленого режиму роботи котла. Виявлені в процесі роботи неполадки записують в оперативний журнал.

Персонал котельні повинен вживати негайних заходів до усунення неполадок, які загрожують безпеці та безаварійній роботі обладнання. Якщо несправність не можна усунути черговим персоналом, необхідно повідомити начальника котельні або відповідального за безпечну експлуатацію котлів.

При роботі парового котла необхідно рівномірно живити його водою і не допускати зниження рівня води менше за допустимий нижчий рівень або підвищення його більш за допустимий вищий. Зниження рівня води до вогневої лінії викликає оголення верхньої частини поверхні нагріву, що може призвести до вибуху котла. До таких же наслідків може призвести відкладення на поверхнях нагріву. Тому поверхні нагріву котлів треба регулярно очищати від накипу і проводити деаерацію котлової води.

Треба один раз на добу продувати водопокажчики на котлах з робочим тиском до 2,4 МПа (24 кгс/см²).

Робочий стан усіх живильних пристроїв перевіряють за допомогою короточасних пусків кожного з них:

- для котлів з робочим тиском до 2,4 МПа – не менше одного разу за зміну;
- для котлів з тиском більшим ніж 2,4 МПа – у терміни, які встановлені виробничими інструкціями, із записом у вахтовому журналі.

Не менш ніж один раз за зміну треба перевіряти дію манометрів із записом у вахтовий журнал.

Один раз на добу необхідно продуванням перевіряти дію кожного запобіжного клапана.

При збільшенні навантаження котла спочатку збільшують тягу, а потім додають дуття; при зниженні – спочатку зменшують дуття, а потім тягу.

При зупинці дуттьового вентилятора треба негайно відкрити піддувало, бо може припинитися охолодження колосників і вони можуть згоріти.

У встановлені терміни роблять продування котла із записом початку та закінчення його у вахтовий журнал. Необхідно періодично очищати решітки від шлаку: при спалюванні антрациту – через шість-вісім годин, при спалюванні кам'яного та бурого вугілля – через чотири-п'ять годин.

Згідно із встановленим терміном проводять очищення поверхні нагріву від шлаків, золи та нагару.

Треба постійно стежити за робочим станом пристроїв і приладів автоматичного керування та безпеки котлів.

При обслуговуванні котельної установки, що працює на газоподібному паливі, необхідно:

- стежити за кольором факела (він має бути жовто-прозорим);
- стежити за тиском газу і повітря (при наявності дуттьового вентилятора) до пальників, а також за розрідженням у топці котла;
- збільшувати навантаження пальників треба поступовим збільшенням подачі спочатку газу, потім повітря, а зниження – зменшенням подачі спочатку повітря, а потім газу;
- стежити за температурою вихідних газів;
- не допускати горіння газу в газоходах;
- постійно стежити за робочим станом арматури та гарнітури, показами контрольно-вимірювальних приладів, живленням водою економайзерів та повітропідігрівників;
- підтримувати нормальний рівень води в котлі, необхідні значення тиску пари, температури перегріву пари, температури води до і після економайзера, необхідну тягу в топці;
- стежити за станом газопроводів та їх арматурою, живильних пристроїв, вентиляторів, димососів, клапанів та інших приладів;
- не допустити, своєчасно виявляти та усувати витікання газу;
- у випадку зупинки дуттьового вентилятора увімкнути аварійний витяжний вентилятор, а при відсутності електропостачання негайно припинити подачу газу до котлів;

- у випадку спалаху газу, пожежі або аварії негайно закрити засувку на вводі газопроводу до котельні;
- при очищенні газових пальників від внутрішніх забруднень відключити газопровід від котла.

При обслуговуванні котельної установки, яка працює на рідкому паливі, необхідно:

- своєчасно проводити очищення фільтрів насосів подачі палива;
- стежити за тим, щоб мастильні прилади були очищені та заповнені мастилом;
- стежити за тим, щоб робочі камери насосів та трубопровід були заповнені мазутом;
- двигун приводу насоса пускати з мінімальною частотою обертання, поступово збільшуючи її до нормальної;
- перед пуском парового насоса відкрити всі продувальні крани, які закривають тільки після припинення викиду через них води разом з паром;
- при зупинці насоса на довгий час відкрити продувальні крани і випустити рідину з робочих камер насоса та трубопроводу;
- перед подачею повітря в топку підігрівати його;
- перед пуском перевірити наявність мазуту в місткості та ступінь його підігріву;
- систематично перевіряти тиск і температуру мазуту;
- стежити за надходженням палива;
- постійно перевіряти стан повітряного підігрівника;
- періодично продувати нижні камери котла;
- постійно стежити за показами контрольно-вимірювальних приладів.

Звичайна зупинка котельного агрегата здійснюється лише за письмовим розпорядженням відповідальної особи із записом у вахтовому журналі. Зупинка котельного агрегата, що працює на газоподібному паливі, проводиться в такій послідовності:

- почергово відключають всі пальники;
- перекривають регульовальну, а потім робочу засувку;
- відкривають кран трубопроводу безпеки та шибер у каналі подачі повітря перед пальником;
- після відключення пальників закривають вимикальний пристрій;
- через три-чотири хвилини зупиняють дуттьовий вентилятор;
- зменшують розрідження до 0,2-0,3 кПа;
- вентилюють топку протягом 10-15 хвилин і вимикають димосос.

При зупинці агрегата, що працює на рідкому паливі, необхідно:

- зупинити форсунки;
- зменшити тягу і, підтримуючи рівень води в котлі ненабагато вищий за середнє робоче положення, поступово скидати пар;
- відключити котел від парової магістралі;
- відкрити продувальний вентиль пароперегрівника;
- вивести форсунки з топки;
- відключити відведення мазутопроводу до форсунок котла;
- провентилувати топку та газохід котла;
- закрити шибер та засувки.

При зупинці котлоагрегата, що працює на твердому паливі, треба виконати такі операції:

- підтримуючи рівень води в котлі вищим за середній, припинити подачу палива в топку;
- частково прикривши шибери тяги та дугтя, допалити залишки палива;
- відключити котел від паропроводу;
- відкрити продувальний вентиль пароперегрівника;
- відключити вентилятор та прикрити шибер за котлом;
- очистити топку та бункери;
- вимкнути димососи, закрити димовий шибер, топкові і піддувальні дверцята;
- охолодити котел (природним остиганням).

Аварійну зупинку котла і від'єднання його від парової магістралі проводять у таких випадках:

- коли рівень води в котлі або нижчий, або значно вищий за допустимий;
- якщо вийшли з ладу всі запобіжні клапани або манометр і нема можливості його заміни;
- при появі тріщини у зварних швах трубопроводів;
- зруйновано обмурівку в частини котла вище рівня води;
- зменшився або став більшим за норму тиск газу в пальниках;
- при вимиканні горіння в газоходах або при ударах у топці та газоходах;
- при появі значної вібрації котла та відсутності тяги;
- при наявності газу в приміщенні котельні.

При аварійній зупинці котла необхідно:

- припинити подачу палива та повітря в топку;

- значно знизити тягу і якнайшвидше прибрати паливо з топки або припинити подачу мазуту у форсунки чи газу в пальники;
- знизити тягу та відкрити продувальну свічку;
- подати живлення в котел, відключити котел від головного паропроводу або тепломережі;
- випустити залишок пари через запобіжний клапан або аварійний спускний вентиль.

13.5. Типові обсяги робіт з технічного обслуговування і ремонту теплоенергетичного обладнання

Поточний ремонт. При поточному ремонті котлів і котельно-допоміжного обладнання передбачено такий типовий обсяг ремонтних робіт.

Поверхні нагрівання котла, пароперегрівника й обмуровування – огляд екранних, кип'ятильних, перепускних і сполучних труб, пароперегрівника, колекторів, барабанів і сухопарників під робочим тиском. Очищення зовнішніх поверхонь від сажі, золених відкладень і шлакового напливу, перевірка труб на наявність золених зносу і на збільшення їхнього діаметра, усунення на трубах свищів і ум'ятин, очищення внутрішньої поверхні барабана і сухопарника. Огляд зварних швів і заклепкових з'єднань, перевірка стану металу в живильних та інших штуцерах, перевірка і очищення штуцерів та труб до водовказівних колонок, часткове розбирання всередині барабанних сепарувальних пристроїв. Ремонт або заміна окремих деталей, підвальцювання і заміна окремих труб, часткова заміна кріплень екранних труб і труб пароперегрівника. Усунення дефектів на колекторах із заміною окремих лючків, хвостовиків, шпильок і прокладок. Часткове розбирання обмуровування котла і його відновлення. Ремонт зовнішньої обшивки і цегляної кладки котла, східців та площадок, оглядових люків, топкових дверцят і лазів із заміною петель, болтів, шпильок та прокладок. Перевірка вибухових клапанів із заміною дефектних мембран. Розбирання, усунення дефектів і збирання шибєрів та заслінок на повітряному і газовому тракті. Ремонт трубопроводів обв'язування котла, запірної арматури, теплоізоляції, трубопроводів і місткостей.

Після закінчення ремонту поверхонь нагрівання котла, пароперегрівника і барабана провадиться попереднє опресування та усунення виявлених дефектів. Після цього проводиться остаточне опресування і здача інспектору Держтехнагляду.

Економайзери – зовнішній огляд стану каркаса, обшивки й обмурівки; очищення труб і газоходів від сажі, часткова заміна змійовиків, чавунних труб, калачів, фланців і прокладок; очищення і промивання внутрішньої поверхні від шламу та накипу, ремонт сажообдувного пристрою, перевірка золозахисту і стану опор змійовиків та усунення дрібних дефектів; гідравлічне випробування економайзера окремо від котла.

Повітропідігрівники – випробування на щільність до ремонту з розбиранням перегоронок заглушок у повітряних коробах; перевірка труб на наявність корозійних роз'їдань і золоний знос; перевірка компенсаторів, ущільнювальних смуг, насадок, обшивки, повітряних коробів і усунення виявлених дефектів; ущільнення труб у трубному штахеті і часткова заміна їх або заглушення; ремонт напрямних лопаток у повітряних коробах, ремонт сажообдувних пристроїв і перевірка повітропідігрівника на щільність після ремонту.

Газомазутні пальники – розбирання, чищення і перевірка повітряних реєстрів, тяг, повітряної труби та інших елементів пальника, при можливості заміна або ремонт окремих деталей, ремонт умонтованої мазутної форсунки із заміною зношених деталей, заміна регулювальних пристроїв подачі повітря, лопат, завихрювачів, ручок, тяг.

Дуттьові та млинові вентилятори і димососи – перевірка стану підшипників і при необхідності Perezаливання вкладишів або заміна шарико-роликів підшипників, заміна дефектних лопаток робочого колеса, проточування і шліфування шийок вала, ремонт кожуха, ремонт охолодних пристроїв, перевірка осевого і радіального биття півмуфти, заміна еластичних чопів на пальцях півмуфти, балансування ротора, ремонт ізоляції та шибєрів.

Фільтри: натрій-катіонітові та механічні – скресання фільтра для огляду поверхні фільтруючої маси з досипанням та вирівнюванням її, перевірка стану дренажного пристрою і заміна дефектних ковпачків, усунення несправностей в арматурі та трубопроводах, гідровипробування фільтра на робочий тиск.

Солерозчинники – часткова заміна арматури і труб, усунення нещільностей і Perezаряджання фільтруючого прошарку.

Деаераторні колонки – перевірка стану кріплень трубопроводу, арматури; внутрішній огляд колонки і резервуару; усунення витікань і нещільностей в арматурі та фільтрах; ревiзiя і налагодження регуляторів подачі води та пари, частковий ремонт термоізоляції.

Витратні мазутні баки – видалення залишків мазуту; перевірка міцності вертикальних і горизонтальних зварних швів та усунення

виявлених дефектів; ремонт люка, механізму покажчика рівня мазуту, запірної арматури, змійовиків трубчастого підігрівника і його гідравлічне випробування. Ремонт поворотного розігрівного пристрою, зливних лотків із заміною дефектних ділянок, труб, фарбування.

Підігрівники теплообмінників – зовнішній огляд корпусу, усунення витікання у зварних швах, скресання кришки і перевірка трубних дощок, підвальцювання окремих трубок, заміна прокладок, виправлення пошкоджень теплоізоляції, ремонт усієї запірної арматури.

Фільтри мазутні – очищення корпусу від пилу і бруду, зовнішній огляд, часткове розбирання фільтра, заміна прокладок.

Форсунки мазутні – зовнішній огляд, очищення сопел і випробування.

Капітальний ремонт. В обсяг капітального ремонту входять роботи поточного ремонту та усунення несправностей, виявлених при експлуатації. Крім того, провадиться ремонт у такому обсязі.

Поверхні нагрівання котла, пароперегрівника й обмурівки – повний зовнішній огляд поверхонь нагрівання котла і пароперегрівника, а також барабана і колекторів з частковим зняттям ізоляції та розбиранням обшивки котлоагрегата, усунення виявлених дефектів, заміна більш ніж 25 відсотків зношених екранних, кип'ятильних, перепускних і сполучних труб та змійовиків пароперегрівника, промивання змійовиків хімічно очищеною водою або конденсатом, скресання барабана котла, повне розбирання сепараційних пристроїв, заміна або ремонт окремих вузлів, відновлення трубних отворів нашлавленням електрозварюванням з наступним їх розточуванням, заміна прокладок на люках лазу, відновлення ізоляції барабана, скресання люків колекторів для огляду вальцювання труб, фрезерування дзеркал люкових отворів, заміна секційних коробок і колекторів, заміна шиберів і заслінок на повітряному та газовому тракті, ремонт і заміна гарнітури котлоагрегата, трубопровідного обв'язування арматури, ремонт обшивки котла із заміною ділянок, що вийшли з ладу, ремонт обмурівки із застосуванням поліпшеного ізоляційного матеріалу. У процесі ремонту виконуються розпорядження інженера-контролера Держтехнагляду, виявлені при черговому обстеженні котлоагрегата. Після ремонту котел підлягає гідравлічному випробуванню і здачі Держтехнагляду.

Економайзери – повне розбирання обшивки, заміна більш ніж 25 відсотків поверхні нагрівання економайзера або окремих блокових кубів, демонтаж зношеного і монтаж нового золозахисту, заміна дефектних опор, підвісок і зв'язків у змійовик, вибіркова заміна чавунних труб і калачів у чавунних економайзерах, заміна шпильок, прокладок,

ущільнення зазорів між фланцями труб економайзера шнуровим азбестом і промазування ущільнювальним розчином, заміна прокладок фланцевих з'єднань, що підводять, що відводять і перепускних труб, ремонт обшивки із заміною окремих елементів, відновлення обмурівки.

Повітропідігрівники – розбирання обшивки, заміна більш ніж 25 відсотків поверхні нагрівання або окремих блоків повітропідігрівника, усунення нещільностей у стінках обшивки, компенсаторах і повітряних коробах, усунення нещільностей пластинчастих кубів, заміна газорегулювальних заслінок, ремонт сажобудувних пристроїв із заміною деталей.

Газомазутні пальники – повне розбирання, комплектна заміна регулювальних пристроїв, усунення нещільностей електрозварюванням.

Дуттьові та млинові вентилятори і димососи – повне розбирання, заміна робочого колеса, вкладишів підшипників, електронаплавлення зносостійким сплавом лопаток робочого колеса, ремонт або заміна кожуха вентилятора і димососа, ремонт напрямного апарата, заміна шиберів, балансування робочого колеса.

Фільтри: натрій-катіонітові та механічні – заміна комплекту арматури і приладів, заміна окремих елементів або всієї системи трубопроводів, відновлення внутрішнього антикорозійного покриття, перезаряджання фільтруючої маси та її підстилкових прошарків, заміна комплекту дренажного пристрою, ремонт корпусу і його фарбування.

Солерозчинники – заміна внутрішніх пристроїв і фільтруючого прошарку, ремонт корпусу і горловини, гідровипробування на робочий тиск і фарбування.

Деаераторні колонки – заміна арматури й окремих дефектних ділянок труб, ремонт колонки із заміною окремих водонапірнорозподільних пристроїв, перевірка щільності резервуара і колонки гідровипробуванням на робочий тиск, усунення нещільностей, ремонт термоізоляції, фарбування.

Витратні мазутні баки – повне очищення стін бака від мазуту і корозійних відкладень, заварювання раковин і отворів, посилення стяжних конструкцій, повна або часткова заміна трубчастого підігрівника і запірної арматури, заміна окремих частин поворотного розігрівального пристрою і зливних лотків.

Підігрівники, теплообмінники – повне розбирання з вивозом трубного пучка з корпусу, очищення підігрівника від накипу механічним або хімічним способом, часткова або повна заміна трубок, збирання підігрівника, гідравлічне випробування.

Фільтри мазутні – повне розбирання, промивання всіх деталей, заміна сіток і збирання, ремонт або заміна запірної арматури, гідравлічне випробування.

Тривалість ремонтного циклу для котлів визначається залежно від сезонності роботи котлоагрегата та виду палива, а котельно-допоміжного устаткування – залежно від його функції в системі котлоагрегата, конструктивних особливостей та умов експлуатації. Для котлів, що працюють на твердому паливі, тривалість ремонтного циклу наведено в табл. 13.1.

Таблиця 13.1

Тривалість ремонтного циклу і міжремонтного періоду

Обладнання	Тривалість ремонтного циклу, р.	Тривалість міжремонтного періоду, міс.
Котельні агрегати, що працюють в осінньо-зимовий період	2	12
Котельні агрегати, що працюють більше 6000 год у рік	1	6
Котли водогрійні	3	12
Котли вертикальні циліндричні	5	12
Котли опалювальні чавунні та сталеві	2	6
Обладнання паливоподачі	5	12
Вентилятори дуттьові	3	12
Димососи	2	6
Підігрівники і теплообмінники	4	12
Обладнання хімічного очищення води	4	12
Витратні мазутні баки	15	24
Фільтри мазутні	5	6

Для котлів, що працюють на газоподібному і рідкому паливі, наведена в табл. 13.1 тривалість ремонтного циклу повинна бути збільшена в два рази.

Адміністрація підприємства зобов'язана самостійно робити огляд котлів, пароперегрівників і економайзерів у таких випадках:

а) внутрішній огляд – після кожного очищення внутрішніх поверхонь або ремонту елементів котла, але не рідше ніж через 12 місяців, його можна поєднати з внутрішнім оглядом, проведеним інспекцією котлонагляду, за умови, що перерва між термінами оглядів не перевищує трьох місяців;

б) внутрішній огляд – безпосередньо перед пред'явленням котла до огляду інспектору котлонагляду;

в) гідравлічне випробування робочим тиском – щоразу після очищення внутрішніх поверхонь або ремонту елементів котла, пароперегрівника та економайзера, якщо характер і обсяг робіт не потребують дострокового огляду.

13.6. Насосне обладнання

Загальні вимоги. Для живлення парових котлів і підживлення системи опалення застосовують:

- а) відцентрові та поршневі насоси з електричним приводом;
- б) насоси з ручним приводом;
- в) водопровід.

Для цього встановлюють не менше ніж два живильні насоси, у тому числі один резервний. При живленні котлів продуктивністю не більшою ніж 500 кг/год допускається застосовувати ручний насос як резервний.

При установці трьох і більше живильних насосів у котельні сумарна продуктивність їх повинна бути такою, щоб при тимчасовому виході з ладу найпотужнішого насоса в інших вона повинна становити не менше ніж 120 відсотків продуктивності всіх працюючих котлів.

Резервний живильний насос не передбачається, якщо живлення котлів може здійснюватися від водопроводу. При цьому тиск води перед котлами повинен перевищувати робочий тиск пари в котлі не менше ніж на 0,1 МПа (1 кгс/см²). У цьому випадку на водопроводі перед котлами встановлюють вентиль, зворотний клапан і манометр.

При примусовій циркуляції води в системі опалення в котельні повинно бути не менше двох мережних насосів, один із яких – резервний.

При наявності чотирьох робочих мережних насосів в одній групі резервний насос можна не встановлювати.

Для підживлення систем без розширювальної посудини в котельні встановлюють не менше двох насосів з електричним приводом, причому підживлювальні насоси повинні автоматично підтримувати тиск у системі.

Для підживлення системи опалення з розширювальною посудиною в котельні повинно бути не менше двох насосів, зокрема один ручний.

Для підживлення водогрійних котлів з робочим тиском до 0,4 МПа (4 кгс/см²) і загальною поверхнею нагрівання не більшою ніж 50 м², що працюють на систему опалення з природною циркуляцією, можна застосовувати один ручний насос. Допускається підживлення системи опалення від водопроводу за умови, що напір води у водопроводі перевищує статичний тиск у нижній точці системи не менше ніж на 0,1 МПа (1 кгс/см²).

Підживлення водогрійних котлів, що працюють на систему опалення з примусовою циркуляцією, повинно бути зроблене у зворотну магістраль на всмоктуванні мережних насосів системи опалення, а при природній циркуляції – у зворотну магістраль на відстані не меншій ніж 3 м від запірної пристрою котла.

На лінії підживлення в безпосередній близькості від місця приєднання її до системи опалення обов'язково встановлюють запірний пристрій, зворотний клапан і манометр.

У випадку, якщо видалення води з котлів самопливом неможливо, у схемі установки живильних насосів необхідно передбачити можливість переключення з підживлення системи на викачування води з котлів у каналізацію (спускні лінії).

Перевірка справності роботи всіх живильних і підживлювальних насосів повинна провадитися щомісяця шляхом короткочасного пуску кожного з них у роботу.

Технічне обслуговування. Здійснюється контроль за відсутністю постійних шумів і стуків, підвищених вібрацій, температурою підшипників, рівнем, тиском і температурою масла та охолодної води. При ТО насосного устаткування ведеться перевірка справності роботи доступних для огляду рухомих частин, контроль за справним станом і правильним положенням запірної арматури та захисних клапанів, за дотриманням інструкцій заводів-виготовлювачів устаткування, економічних і безпечних режимів роботи.

При огляді проводяться також такі роботи.

Насоси – перевірка осевого розбігу і вільного обертання вала; стан співвісності насоса з приводним електродвигуном, а також пальців сполучної муфти, контроль роботи приймального й зворотного клапана, усунення витікання між секціями в багатоступінчастих секційних насосах, підтягання напрямних болтів.

Поршнєві парові насоси – огляд і перевірка зовнішнього механізму паророзподілу, перевірка стану всмоктувальних і нагнітальних клапанів,

перебивання сальників, очищення приймальної сітки і перевірка фланцевих з'єднань.

Поточний ремонт включає операції технічного обслуговування й оглядів, а також часткове розбирання устаткування з ремонтом та заміною найбільш зношених частин. Крім того, у типовий обсяг поточного ремонту входять такі роботи.

Насоси – виймання ротора й огляд внутрішніх поверхонь корпусу, ремонт або часткова заміна дисків, шліфування шнек-вала і його випрямлення, заміна ущільнювальних кілець, при необхідності балансування ротора, заміна прокладок, ремонт і перебивання сальників, заміна підшипників (при необхідності).

Поршневі, приводні та парові насоси – скресання циліндрів і вийняття поршнів; перевірка стану, прошліфовування і часткова заміна поршневих кілець, прошліфовування і пришабрування дзеркала золотника, заміна шпильок і гайок кришок циліндрів, чепцевих чопів і прокладок.

Капітальний ремонт включає роботи поточного ремонту, а також повне розбирання устаткування, промивання та дефектування деталей. Крім того, проводяться такі роботи:

насоси – повне розбирання ротора, ремонт дисків і корпусу, заміна зношених дисків та інших деталей, заміна підшипників, кріпильних деталей і прокладок;

поршневі і парові насоси – розточування циліндрових чопів, заміна або ремонт поршнів та плунжерів, перевірка або заміна штоків, повне перебирання золотникової коробки та її ремонт, заміна поршневих кілець, презаливання або заміна вкладишів підшипників.

Тривалість ремонтного циклу і міжремонтного періоду насосного устаткування значною мірою залежить від призначення та виду енергоносія (вода, газ, масло, мазут, бензин тощо), а також від конструктивних особливостей устаткування. У табл. 13.2 наведено тривалість ремонтного періоду з урахуванням зазначених особливостей при роботі у дві зміни.

Таблиця 13.2

Тривалість ремонтного циклу і міжремонтного періоду

Устаткування	Тривалість ремонтного циклу, р.	Тривалість міжремонтного періоду, міс.
Турбокомпресори відцентрові	4	6
Насоси відцентрові	4	6
Насоси парові поршневі	3	6
Насоси фекальні та піскові	3	6
Насоси вакуумні	3	4

13.7. Трубопроводи

Технічне обслуговування включає такі роботи: зовнішній огляд трубопроводів для виявлення нещільностей у зварних стиках та фланцевих з'єднаннях і стану теплоізоляції; огляд і дрібний ремонт трубопровідної арматури в робочому положенні; заміна запірної арматури маховиків; перебивання сальників або заміна душових сіток; перевірка роботи конденсатовідводів і теплового пункту; регулювання опалювальної системи; перевірка стану маслотовіддільників, установлених на повітроводах стиснутого повітря і спуск із них конденсату; перевірка стану каналізаційних випусків і щільності розтрубів.

У зовнішніх трубопроводах, крім зазначених робіт, провадиться: перевірка стану колодязів і колон естакади з підтяганням фундаментних кріплень; перевірка стану пожежних гідрантів, щільності з'єднань газопроводу в колодязях; перевірка пристроїв електрозахисту трубопроводів. У каналізаційних мережах усувають зазори, перевіряють роботу нейтралізаторів і жиросуловлювачів. У водопідігрівниках перевіряють щільність кришок, арматури і роботу вимірювальних приладів. Результати огляду заносять у карту ремонту.

Поточний ремонт включає всі роботи з технічного обслуговування і усунення дефектів при черговому огляді трубопроводів; заміну окремих ділянок трубопроводів на довжині не більшій ніж 20 вісотків його протяжності; часткову заміну фланців, прокладок і арматури, що вийшла з ладу; заміну чепцевої набивки в арматурі і компенсаторах; ремонт рухомих і нерухомих опор трубопроводу, термоізоляції та відновлен

антикорозійного покриття; випробування на щільність, гідравлічні випробування на міцність і часткове фарбування.

В окремих видів трубопроводів додатково проводять такі роботи.

Опалювальні мережі – промивання системи трубопроводів, заміна окремих груп радіаторів або ребристих труб, регулювальної арматури, ремонт зливних і повітряних труб, розширювальних баків, ремонт теплового пункту.

Зовнішні трубопроводи – ремонт колодязів, металевих колон естакади; часткова заміна кріпильних деталей; ремонт рухомих і нерухомих опор, термоізоляції та її верхнього покриття; перевірка і ремонт пожежних гідрантів; ремонт і часткова заміна апаратури в електрозахисному пристрої.

Каналізаційні мережі – ремонт системи трубопроводів, нейтралізаторів і жиросуловлювачів; ремонт колодязів і зливних лотків.

Арматура – розбирання, очищення і промивання всіх деталей, заміна зношених; притирання клапанів і пробок кранів; перебивання сальників; перевірка роботи приводної голівки та її ремонт.

Водопідігрівники – внутрішній огляд для виявлення стану змійовиків в ємнісних підігрівниках; часткова заміна трубок, прокладок і кріпильних деталей; ремонт термоізоляції та арматури.

Капітальний ремонт включає роботи поточного ремонту, а також розбирання трубопроводу, що прийшов у непридатність, і прокладання нового трубопроводу на довжині 20 відсотків і більше протяжності даної ділянки, заміну арматури, фланців, прокладок чепцевих компенсаторів, заміну рухомих і нерухомих опор, повне відновлення антикорозійного покриття і термоізоляції, випробування і здачу місцевим органам Держтехнагляду та фарбування трубопроводів у кольори, що відповідають їхньому призначенню.

У деяких видів трубопроводів додатково проводяться такі роботи.

Повітропроводи – заміна маслороздільників; ремонт осушників повітря біля споживача та їх перезарядження; визначення впливу повітря в цілому і по всій системі повітропроводів до і після ремонту.

Зовнішні трубопроводи – заміна металевих колон, що зазнали сильної корозії, верхнього покриття термоізоляції; перемуровання верхньої частини колодязів, заміна скоб східців; ремонт шафи електрозахисту трубопроводів кабельних мереж трансформатора, низьковольтної апаратури.

Каналізаційні мережі – перевірка наявності відповідних ухилів і при необхідності перекладка труб на магістральних ділянках.

Арматура – повне розбирання арматури; заміна або ремонт окремих деталей; розточування фланцевих поверхонь і клапанних сідел; заміна зубчастих пар приводних голівок, ремонт або заміна приводного механізму й електродвигуна.

Водопідігрівники – повне розбирання, очищення від накипу і шламу; заміна змійовиків у ємнісних водопідігрівників.

Після капітального і поточних ремонтів трубопроводи пари та гарячої води повинні пройти випробування в обсязі, установленому Правилами устрою і безпечної експлуатації трубопроводів пари і гарячої води, а газопроводи – в обсязі, установленому Правилами безпеки в газовому господарстві.

Тривалість ремонтного циклу для зовнішніх і внутрішніх трубопроводів водопроводу, каналізації, тепловодів і мереж опалення наведено в табл. 13.3.

Таблиця 13.3

Тривалість ремонтного циклу і міжремонтного періоду

Найменування трубопроводу	Тривалість ремонтного циклу, р.	Тривалість міжремонтного періоду, міс.
1	2	3
Зовнішній водопровід і каналізація з чавунних труб	20	24
Те ж, із сталевих труб	15	24
Те ж, з асбестоцементних труб	10	12
Зовнішні повітроводи, бензопроводи і масломазутопроводи	12	12
Зовнішні теплові мережі	15	12
Внутрішні мережі водопроводу, опалення, каналізації, гарячого водопостачання і паропроводів:		
у нормальних умовах	15	18
в агресивному середовищі і при збільшенні вологості	12	18
при вібраційних та інших динамічних навантаженнях	10	18

Продовження табл. 13.3

1	2	3
Внутрішні мережі повітроводів, газопроводів, бензопроводів і маслوماзутопроводів	16	12
Трубопровідна арматура	5	6
Водопідігрівники ємнісні	4	6

Тривалість ремонтного циклу трубопроводів з поліетиленових труб, гумованих і футерованих вініпластом, поліетиленом і фторопластом, дорівнюється до ремонтного циклу трубопроводів із сталевих труб внутрішніх і зовнішніх мереж з коефіцієнтом 0,75.

13.8. Контрольно-вимірювальні прилади і автоматика безпеки

Загальні вимоги. Всі контрольно-вимірювальні прилади повинні бути доступні для спостереження й обслуговування.

При робочому тиску стрілка манометра повинна знаходитися в середній третині шкали.

На шкалі манометра повинна бути червона риска на поділці, що відмічає допустимий робочий тиск у котлі.

Допускається прикріплювати до корпусу манометра металеву пластинку, пофарбовану в червоний колір, яка щільно прилягає до скла манометра над відповідною поділкою шкали.

На скло манометра наносити червону риску не допускається.

Манометр встановлюється так, щоб його покази було чітко видно обслуговуючому персоналу, при цьому його шкала знаходиться у вертикальній площині або з нахилом уперед до 30°.

Діаметр корпусу манометра, що встановлений на висоті до двох метрів від рівня поверхні спостереження, повинен бути не меншим ніж 100 мм, на висоті від 2 до 5 м – не меншим ніж 160 мм і на висоті більшій за 5 м – не меншим ніж 250 мм. Вони комплектуються триходовим краном.

Не допускається експлуатація манометрів у випадках, коли:

- відсутня пломба або клеймо про проведення перевірки;
- минув термін перевірки;

• стрілка манометра при його вимиканні не повертається до нульового показу шкали на величину, яка перевищує половину похибки, що допускається для даного манометра;

- розбито скло або є інші ушкодження, що можуть відбитися на правильності його показів;
- клас точності нижче 2,5.

Перевірка манометрів з їх клеймуванням (опломбуванням) повинна провадитися не рідше одного разу на 12 місяців у порядку, установленому Держстандартом.

Перевірка працездатності манометра котла за допомогою триходового крана провадиться не рідше одного разу за зміну.

Котли, що працюють на газоподібному паливі, повинні бути оснащені контрольно-вимірювальними приладами відповідно до вимог Правил безпеки в газовому господарстві.

Контрольно-вимірювальні прилади парових котлів. На кожному паровому котлі для спостереження за рівнем води в барабані треба встановлювати не менше двох водовказівних приладів прямої дії.

У котлів паропроодуктивністю меншою ніж 0,7 т/год дозволяється замінити один із водовказівних приладів двома пробними кранами або вентилями, що допускають їх очищення в прямому напрямку.

Внутрішній діаметр пробного крана повинен бути не меншим ніж 8 мм. Водовказівні прилади встановлюють вертикально або з нахилом уперед під кутом не більшим ніж 30° і розташовують так, щоб рівень води при доброму освітленні було чітко видно з робочого місця машиніста.

На водовказівних приладах, навпроти допустимого нижнього рівня води в котлі, встановлюють нерухомий металевий покажчик з написом "Нижній рівень". Його розташовують не менше ніж на 25 мм нижче за верхню видиму крайку скла. Аналогічно (не менше ніж на 25 мм нижче за верхню видиму крайку скла) ставиться покажчик верхнього допустимого рівня води в котлі "Верхній рівень".

При з'єднанні водовказівних приладів з котлом за допомогою трубок довжиною до 500 мм їх внутрішній діаметр повинен бути не меншим ніж 25 мм, а при довжині більшій за 500 мм – не меншим ніж 50 мм.

Труби, що з'єднують водовказівні прилади з котлом, повинні бути доступні для внутрішнього очищення.

Установка на них проміжних фланців і запірних органів не допускається.

Конфігурація сполучних труб повинна виключати можливість утворення в них водяних (парових) мішків.

Конструкція водовказівних приладів повинна забезпечувати продування стекел і сполучних труб, а також заміну стекел під час роботи котла.

Перевірка водовказівних приладів продуванням провадиться не рідше одного разу за зміну.

На кожному паровому котлі встановлюється манометр, що з'єднаний з паровим простором котла через сполучну сифонну трубку з гідравлічним затвором. Ціна поділки шкали манометра до 0,1 МПа (0,1 кгс/см²) повинна бути не більша ніж 0,01 МПа (1 кгс/см²).

Контрольно-вимірювальні прилади водогрійних котлів. Кожен котел обладнується водопробним краном або вентилям, що допускає чищення в прямому напрямку, встановленим у верхній частині барабана, а при відсутності барабана – на виході води з котла перед запірним пристроєм.

На кожному котлі або трубопроводі гарячої води між котлом та запірним пристроєм встановлюється манометр: на лінії підживлення води від водопроводу до котла і на загальній магістралі зворотної води в межах котельні.

При наявності примусової циркуляції води манометри ставляться на одному рівні по висоті на всмоктувальних і нагнітальних лініях насосів.

У кожному котлі повинні бути термометри на трубопроводах виходу і входу води. На виході гарячої води термометр розташовується між котлом і запірним пристроєм. При наявності в котельні двох чи більше котлів термометри також встановлюються на спільних магістралях гарячої й зворотної води. У цьому випадку установка термометрів на виході води в кожний котел необов'язкова.

Автоматика безпеки. Котли, що працюють на рідкому паливі, повинні обладнуватись автоматикою безпеки, що припиняє подачу палива у випадках:

- загасання факела в топці;
- зменшення розрідження в топці;
- підвищення параметрів теплоносія вище за встановлені;
- зниження рівня води в паровому котлі нижче за встановлений;
- зниження рівня води у водогрійному котлі нижче за встановлений;
- припинення подачі повітря або зниження нижче за встановлене значення для котлів, обладнаних пальниками з примусовою подачею повітря.

Перевірка справності дії приладів автоматики безпеки повинна провадитися відповідно до інструкції з експлуатації зазначених приладів (заводу-виготовлювача, налагоджувальної організації).

13.9. Безпека праці при експлуатації котельних установок

При роботі парових та водогрійних котлів основними причинами нещасних випадків та аварій можуть бути:

- незнання або недотримання Правил обладнання та безпечної експлуатації парових та водогрійних котлів, виробничих інструкцій, а також невиконання вимог з техніки безпеки;
- безвідповідальне відношення до обладнання котельні, контрольно-вимірювальних приладів і арматури;
- несвоєчасний та неякісний виробничий інструктаж з техніки безпеки на робочому місці і зневажливе ставлення до інструктажу;
- відсутність полагоджених і своєчасно випробуваних захисних засобів та заземлювальних пристроїв;
- несвоєчасне і неякісне проведення технічних оглядів, ремонтів та технічних оглядів парових і водогрійних котлів.

Основними заходами безпеки при обслуговуванні котельних агрегатів повинні бути:

- перед заступанням на зміну необхідно одягати виробничий одяг; робота в котельні в одязі з короткими рукавами, без головного убору і в легкому взутті заборонена;
- особи, які обслуговують котлоагрегат, повинні працювати в брезентових рукавицях;
- інструмент повинен бути справним і мати своє постійне місцезнаходження;
- при очищенні топок обов'язково надягати окуляри з кольоровими фільтрами, що захищають очі від осліплюючої дії полум'я та високої температури;
- у котельні обов'язково мають бути спеціальні інструкції, пристосовані до умов даної котельні і вивішені на видному місці;
- приміщення котельні повинно бути чистим, без непотрібних речей;
- входні двері котельного приміщення під час роботи котлів зачиняти на замок забороняється;
- засоби зв'язку з адміністрацією котельні (телефон тощо), за допомогою яких в екстрених випадках можна викликати представника адміністрації, слід постійно утримувати в налагодженому стані;
- необхідно підтримувати аварійне освітлення в постійній готовності;

- контрольно-вимірювальні прилади, живильна, продувна, спускна та парова арматура, допоміжне обладнання повинні бути добре освітлені;
- усі трубопроводи пари та гарячої води, прокладені в місцях, де до них може торкатися обслуговуючий персонал, повинні бути покриті ізоляційним матеріалом;
- обертові механізми під час роботи повинні бути закриті чохлами;
- під час роботи переходити транспортери, які рухаються, забороняється;
- пускати механізми при знятих огороженнях забороняється;
- поправляти під час руху ремені, змащувати частини транспортерів тощо забороняється.

При технічному обслуговуванні та ремонтах котлоагрегатів слід дотримуватися таких правил безпеки:

- усі робітники, які зайняті на виконанні робіт, повинні пройти інструктаж з проведення безпечних робіт;
- виконавці робіт повинні мати спецодяг;
- допуск до гарячих місць можливий тільки при температурі в них не вищій ніж 40-50⁰С;
- тривалість роботи повинна бути: 30 хвилин – робота і 15 хвилин – відпочинок поза топкою, котлом чи газоходом;
- топка, газоходи і котлоагрегати повинні бути добре вентилявані та освітлені;
- майстер до початку робіт повинен оглянути місце роботи для виявлення можливості обрушення цегли, стін або масиву шлаку;
- майстер повинен призначити робітника, якому треба знаходитися зовні котлоустановки;
- виконувати роботи в газоходах, економайзерах і золоуловлювачах необхідно після очищення їх від золи і тільки за нарядом;
- на лініях пари необхідно обов'язково відключити засувки.

Протипожежні заходи:

- забороняється застосовувати при розпалюванні котлоагрегата гас, бензин або інші пожежонебезпечні рідини;
- постійно стежити за станом електропроводки, кількістю гарячого пилу на підлозі, стінах, обладнанні, бо значна кількість її може призвести до пожежі;
- засоби пожежогасіння повинні бути в постійній готовності;
- при виникненні пожежі вжити заходів щодо повної зупинки котлів і гасіння пожежі.

Контрольні питання і завдання

1. Яке призначення котельних установок?
2. Чим різняться парові котли від водогрійних?
3. Які операції необхідно виконати при підготовці котла до розпалювання?
4. Яким чином проводять розпалювання котлів, що працюють на твердому, газоподібному та рідкому паливі?
5. Які операції виконують при підключенні котла до паропроводу?
6. Які дії персоналу при обслуговуванні котельних установок, що працюють на твердому, газоподібному та рідкому паливі?
7. Який обсяг робіт включає технічне обслуговування та поточний ремонт теплоенергетичного обладнання?
8. Які операції виконуються при технічному обслуговуванні насосів?
9. Які операції виконуються при поточному та капітальному ремонті насосного обладнання?
10. Назвіть основні види робіт, що виконуються при поточному ремонті поверхні нагріву котла, пароперегрівника та обмурівки?
11. Назвіть операції, що виконуються при обслуговуванні економайзерів та повітропідігрівників.
12. Яким чином проводиться технічне обслуговування та поточний ремонт газомазутних пальників?
13. Що треба робити при технічному обслуговуванні дуттьових та млинових вентиляторів і димососів?
14. Які основні операції виконують при технічному обслуговуванні та поточному ремонті фільтрів, деаераторних колонок, мазутних баків, підігрівників, теплообмінників?
15. Які загальні вимоги до капітального ремонту обладнання котельних агрегатів?
16. Назвіть основні вимоги до технічного обслуговування та поточного ремонту насосів котлоагрегатів.
17. Як проводиться капітальний ремонт насосів?
18. У чому полягає технічне обслуговування, поточний та капітальний ремонт трубопроводів?
19. Які основні операції виконуються при технічному обслуговуванні контрольно-вимірювальних приладів парових та водогрійних котлів?
20. Яка автоматика безпеки застосовується в котельнях?
21. Назвіть операції при технічному обслуговуванні пристроїв автоматики безпеки котельних установок.
22. Назвіть основні положення безпеки праці при експлуатації котельних установок.
23. Які дії повинен виконати обслуговуючий персонал при аварійній зупинці котлів?
24. Заходи безпеки при ремонті котельних установок.

14. ОБСЛУГОВУВАННЯ ПУСКОВОЇ, ЗАХИСНОЇ ТА РЕГУЛЮВАЛЬНОЇ АПАРАТУРИ І РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ НАПРУГОЮ ДО 1000 В

14.1. Загальні вимоги

Обсяг випробувань. Згідно з ПУЕ обсяг пусконаладжувальних випробувань для апаратів напругою до 1000 В такий:

- вимірювання опору ізоляції;
- випробування підвищеною напругою промислової частоти, перевірка дії максимальних, мінімальних або незалежних розчіплювачів автоматів;
- перевірка роботи контакторів і автоматів при зниженій та номінальній напрузі оперативного струму;
- перевірка релейної апаратури.

При періодичних перевірках роботу виконують за тією ж програмою, окрім перевірки схем керування, сигналізації та блокування.

Перевірка стану ізоляції. Всі електричні апарати напругою до 1000 В перед вводом в експлуатацію повинні пройти ревізію (огляди) механічної частини і перевірки стану електричної ізоляції. При цьому опір ізоляції перевіряють мегомметром на напругу 500-1000 В, а електричну міцність ізоляції – підвищеною напругою змінного струму промислової частоти 1000 В протягом однієї хвилини. Перевірку опору ізоляції і випробування її підвищеною напругою треба проводити на повністю підготовленому до роботи обладнанні. Ізоляцію, як правило, випробують одночасно на всій групі електрично зв'язаних апаратів зі з'єднувальними проводами. Опір ізоляції одного приєднання повинен бути не меншим ніж 1 МОм, у противному разі необхідно роз'єднати випробуване приєднання на більш дрібні групи для виявлення слабкого вузла.

Вторинні кола керування, захисту, вимірювання тощо, а також шини постійного струму і шини напруги на щиті керування (при від'єднаних колах) при здачі в експлуатацію повинні мати опір ізоляції не менший ніж 10 МОм. Опір ізоляції апаратів з номінальною напругою 24 і 48 В вимірюють мегомметром на напругу 250 В: опір ізоляції блоків з напівпровідниковими приладами перевіряють мегомметром на напругу 100 В.

При виявленні елементів апаратури зі зниженим опором ізоляції, наприклад, котушок контакторів, пускачів тощо, їх, як правило, замінюють. Якщо ізоляція зволожена, її сушать гарячим повітрям або струмом, який пропускають через котушку.

При вводі в експлуатацію нової апаратури вибірково вимірюють опір котушок апаратів постійному струмові. Порівнюють результати вимірювань опорів котушок однакових апаратів. Відхилення від номіналу не повинно перевищувати десять відсотків.

Перевірка автоматичних вимикачів. Установочні автомати, які випускаються промисловістю і знаходяться в експлуатації, за видами захисту діляться на:

- з електромагнітним розчіплювачем, призначені для захисту від коротких замикань;
- з тепловим розчіплювачем, призначені для захисту від перевантажень;
- з комбінованим (електромагнітним і тепловим розчіплювачем; з розчіплювачем мінімальної напруги).

Автомати з електромагнітним розчіплювачем характеризуються струмом уставки електромагнітного розчіплювача:

$$I_{уст} = (7-10)I_{нр}, \quad (14.1)$$

де $I_{нр}$ – номінальний струм розчіплювача.

Сила струму уставки електромагнітного розчіплювача при захисті електродвигунів з короткозамкненим ротором повинна мати від 1,5 до 1,8 значення пускового струму електродвигуна. Якщо від спільного автоматичного вимикача подається напруга на декілька двигунів, то струм уставки електромагнітного розчіплювача розраховується за формулою:

$$I_{уст} \geq (1,5-1,8) \left[\sum I_{н} + (I_{н'} - I_{н}) \right], \quad (14.2)$$

де $\sum I_{н}$ – сума номінальних струмів одночасно працюючих електродвигунів;

$I_{н'} - I_{н}$ – різниця між пусковим і номінальним струмами для електродвигуна, у якого вони мають найбільше значення.

Для автоматів з тепловими розчіплювачами струм уставки теплового розчіплювача $I_{уст}$ вибирають залежно від температури навколишнього середовища. Звичайно він дорівнює номінальному струму двигуна $I_{н}$ або менший за нього:

$$I_{уст} = \frac{I_{н}}{\alpha_1},$$

де $\alpha_1 = 1 + 0,006(35 - \vartheta)$.

При температурі навколишнього середовища $\vartheta = 25^{\circ}\text{C}$ $I_{уст} = 0,9I_n$, при $\vartheta = 0^{\circ}\text{C}$ $I_{уст} = 0,8I_n$. Цих вимог необхідно дотримуватись при виконанні налагоджувальних робіт і здачі автоматів в експлуатацію.

14.2. Перевірка автоматичних вимикачів

Автоматичні вимикачі серії А3700. За родом максимального захисту вони мають струмообмежувальне і селективне виконання.

Розчіплювачі струмового захисту виконують: для струмообмежувальних вимикачів – на напівпровідникових, біметалевих і електромагнітних елементах; для селективних вимикачів – на напівпровідникових елементах.

Крім того, вимикач може мати розчіплювач мінімальної напруги і незалежний вимикальний розчіплювач для дистанційного вимкнення вимикача.

При перевірці і настроюванні автоматичних вимикачів серії А3700 перевіряють відповідність за проєктивними даними таких параметрів:

- номінальна напруга і вид струму дистанційного приводу;
- уставки електромагнітних елементів.

Для вимикачів з напівпровідниковими розчіплювачами необхідно перевірити:

- номінальну напругу мережі;
- номінальний струм розчіплювача;
- кратність струму спрацювання в зоні к.з.;
- час спрацювання в зоні перевантаження;
- час спрацювання в зоні к.з. – для вимикачів селективного виконання;

• напруга живлення дистанційного розчіплювача і блока керування при живленні його від стороннього джерела.

Для перевірки працездатності вимикачів з напівпровідниковими розчіплювачами необхідно подати оперативну напругу, опробувати вручну і дистанційно вмикання і вимикання вимикача.

Теплові і електромагнітні розчіплювачі калібрують на заводі-виробнику, тому в процесі налагодження і експлуатації вони не підлягають регулюванню. При налагодженні проводиться перевірка їх працездатності. Працездатність теплових розчіплювачів перевіряють трикратним однофазним змінним номінальним струмом розчіплювача по полюсах. Час роботи теплового розчіплювача до вимкнення вимикача повинен відповідати оптимальному часу, який вказано в табл. 14.1.

Якщо за максимально допустимий час вимикач не вимкнувся, то він підлягає заміні або ремонту.

Таблиця 14.1

Характеристики теплових розчіплювачів серії А3700 при полюсній перевірці трикратним номінальним струмом

Тип вимикача	Номінальний струм теплового розчіплювача, А	Переріз кабелю, мм ²	Оптимальний час спрацювання, с, при температурі навколишнього середовища 40 ⁰ С	Максимально допустимий час протікання струму, с, не більше
А 3710	16	1,5	22-25	70
	20	2,5	44-51	100
	25	2,5	61-68	130
А 3710	32	4,0	50-58	130
	40	6,0	37-49	100
	50	10	49-54	100
	63	10	38-45	100
	80	16	31-38	70
	100	25	50-57	130
	125	35	32-39	70
	160	50	69-75	130
А 3720	160	50	50-57	130
	200	70	45-51	130
	250	95	55-73	130
А 3730, А 3740	250	95	23-28	100
	320	70	30-35	100
	400	95	50-55	100
	500	70	65-75	190
	630	95	65-75	190

Перевірку працездатності електромагнітних розчіплювачів проводять по полюсах змінним або постійним струмом (залежно від того, для якого струму призначений вимикач). Перевірку проводять таким чином: пристроєм регулювання швидко збільшують струм до значення, яке перевищує на 15 відсотків струм спрацювання електромагнітного

розчіплювача, при цьому вимикач повинен вимкнутися. Потім вимикають струм пристрою навантаження, вмикають вимикач і, не змінюючи положення ручок пристрою регулювання, вмикають поштовхом струм від пристрою навантаження; при цьому вимикач повинен вимкнутися. Не змінюючи значення струму, перевіряють працездатність електромагнітних розчіплювачів інших полюсів. Спрацювання електромагнітного розчіплювача кожного полюса і вимкнення вимикача повинно проходити при струмі уставки, вказаному на щитку, з допустимими відхиленнями ± 33 відсотки для нових вимикачів за час не більший ніж 0,04 с. Для вимикачів, які були тривалий час в експлуатації, відхилення струму спрацювання може досягати ± 30 відсотків.

Для настроювання напівпровідникових розчіплювачів вимикачів змінного струму збирають схему випробування (рис. 14.1). Резистор R у схемі підбирається так, щоб при його шунтуванні струм у вимикачі, який перевіряється, збільшився від значення $(0,7-1,0) I_{np}$ до значення, яке перевищує не менше ніж на 20 відсотків уставку струму спрацювання відсічки.

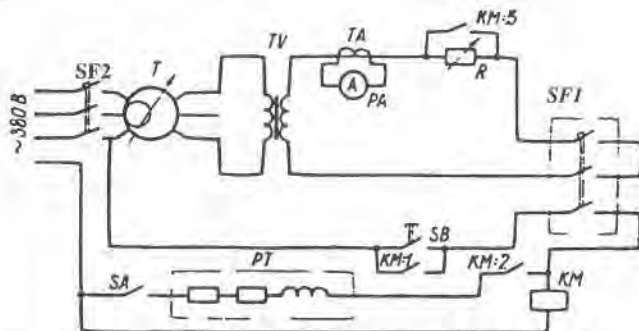


Рис. 14.1. Схема для перевірки вимикачів серії А3700 з напівпровідниковим розчіплювачем:

SF1 і SF2 – автоматичні вимикачі (випробувальний і для подачі живлення); Т – трифазний індукційний регулятор; TV і ТА – трансформатори напруги (навантажувальний) і струму; PT – секундомір; R – резистор; SA – ручний вимикач; SB – кнопка вимкнення; KM – контактор змінного струму

Уставку струму спрацювання в зоні перевантаження визначають за електронним осцилографом. При подачі на вимикач струму, який дорівнює $1,25 I_{np}$ на екрані осцилографа повинні з'явитися різнополярні

імпульси з частотою 50-150 Гц (рис. 14.2а). Повертаючи ручку "Номінальний струм" проти годинникової стрілки, добиваються зникнення різнополярних імпульсів на екрані осцилографа. Таке положення свідчить про те, що уставка відповідає потрібному струму в зоні перевантаження. Але при цьому на екрані осцилографа можуть з'являтися одиничні однополярні імпульси з інтервалом 8-15 с (рис. 14.2б). У випадку відсутності осцилографа перевірку проводять так. Обертанням ручки "Номінальний струм" у бік зменшення або збільшення номінального струму добиваються такого її положення, щоб при струмі $1,2 I_{np}$ вимикач не спрацював за час не менший ніж 800 с, а при струмі $1,3 I_{np}$ – спрацював за час не більший ніж 800 с.

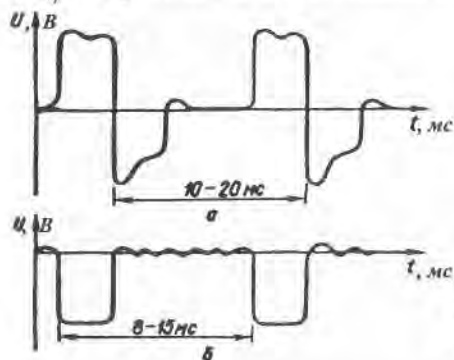


Рис. 14.2. Осцилограми, одержані при струмі уставки напівпровідникового розчіплювача:
 а – менший за заданий;
 б – рівний заданому в зоні перевантаження

Зняття характеристик витримки часу в зоні перевантаження проводять у такій послідовності: встановлюють ручку "Час спрац. перевантаження" $1,6 I_{np}$ у положення, яке відповідає потрібній уставці часу спрацювання, а ручку " I_{np} . Коротке замикання" – у граничне положення за годинниковою стрілкою; вмикають вимикач, який перевіряють, і пристроєм навантаження встановлюють струм, рівний $1,6 I_{np}$; вмикають пристрій навантаження і потім повторно вмикають вимикач разом із секундоміром.

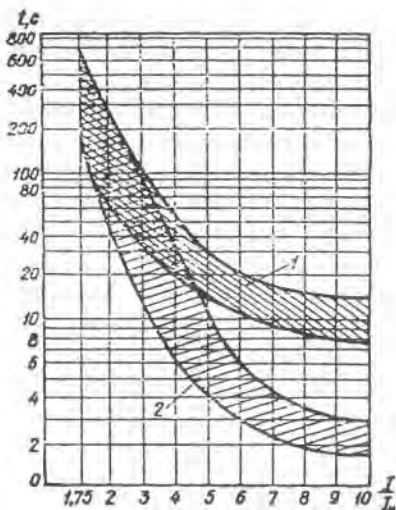


Рис. 14.3. Часо-струмові характеристики вимикачів серії А3700 з напівпровідниковим розчіплювачем:
 1,2 – відповідно до уставки за часом спрацювання 16 і 4 с при $I_{уст} = 6I_{н.р.}$

Час, який вимірюють від моменту подачі струму до моменту спрацювання вимикача, повинен бути в межах часо-струмової характеристики (рис. 14.3). Змінюючи кратності струму по відношенню до номінального, знімають повну характеристику часу спрацювання вимикача і встановлюють задану уставку за часом в зоні перевантаження.

Перевірку уставки струму спрацювання в зоні короткого замикання проводять таким чином. Встановлюють ручку " $I_{сп}$. Коротке замикання" на кратність спрацювання, близьку до заданої, і подають струм на головні контакти вимикача. Обертаючи її, добиваються вимкнення вимикача.

Цю операцію проводять дуже швидко, тому, що тримати вимикач під струмом, який дорівнює $5-6 I_n$, дозволяється не більше ніж 20 с з наступною перервою протягом 20 хвилин. Розкид уставки струму в зоні короткого замикання може знаходитися в межах 0,9-1,1 від заданого при перевірці одночасно двох полюсів вимикача і 0,8-1,2 – при перевірці одного або трьох полюсів (для змінного струму).

Перевірку уставки витримки часу спрацювання в зоні короткого замикання визначають методом послідовного наближення при подачі струму, який перевищує уставку струму в зоні короткого замикання на 20-25 відсотків.

Розкид часу спрацювання повинен бути не більшим ніж ± 10 відсотків заданого часу спрацювання вимикача при короткому замиканні.

При випробуванні дистанційного приводу перевіряють час вмикання і вимикання вимикача при номінальній напрузі в колі дистанційного приводу. Час вмикання і вимикання повинен бути не більшим ніж 0,3 с. Привід повинен забезпечувати надійну роботу при коливаннях напруги на затискачах його котушок від 0,85 до 1,1 номінальної.

Умовою правильної роботи розчіплювача мінімальної напруги є забезпечення надійного вимкнення вимикача без витримки часу при напрузі на котушці нижчій ніж 0,3 номінальної при змінному і нижчій ніж 0,2 номінальної при постійному струмі; вимикач не повинен вимикати при напрузі на котушці 0,55 номінальної і вищій; не повинен перешкоджати вмиканню при напрузі на котушці 0,85 номінальної і вищій.

Автоматичні вимикачі серії А3100. В обсяг робіт для цих автоматів входить перевірка теплових і електромагнітних розчіплювачів, а також випробування ізоляції вимикачів.

Уставки розчіплювачів автоматів серії А3100 регулюються. Після калібрування розчіплювача на заводі-виробнику їх кришки опечатають. На місці установки автоматів перевіряють відповідність фактичних уставок розчіплювачів їх номінальним даним для оцінки придатності автоматів в умовах експлуатації.

Струми спрацювання електромагнітного розчіплювача автоматів А3100 перевищують струми теплового розчіплювача в 9-11 разів.

Якщо автомат відкалібровано так, що при нормальній температурі повітря він спрацює за певний час, то при температурі, відмінній від цієї, він буде спрацювати за інший час або не спрацює зовсім.

Відносну зміну струму розчіплювача при різних значеннях температури середовища можна визначити так:

$$K_{(\vartheta)} = K_{(25)} \sqrt{\frac{\Theta + 25 - \vartheta_{\text{навк.}}}{\Theta}}, \quad (14.4)$$

звідки

$$K_{(\vartheta)} = \frac{I_{\text{роз}(\vartheta)}}{I_{\text{н.роз}}}; \quad K_{(25)} = \frac{I_{\text{роз}(25)}}{I_{\text{н.роз}}},$$

де $K_{(\vartheta)}$ – кратності струму розчіплювача при 25°C (беруться з таблиць);

$\vartheta_{\text{(навк.)}}$ – температура навколишнього середовища, $^{\circ}\text{C}$;

Θ – перевищення температури.

Якщо умовно прийняти за одиницю, то відносні зміни струму розчіплювача залежно від температури біметалевої пластинки і навколишнього середовища можна представити графічно (рис. 14.4). З рисунка бачимо, що при температурі навколишнього середовища 15⁰C автомати А3100 можуть заглублюватися до 38 відсотків. Отже, при настроюванні захисту необхідно враховувати як температурні залежності, так і характеристики апаратів.

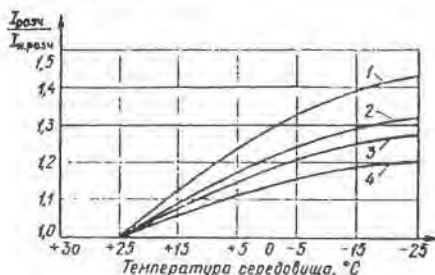


Рис. 14.4. Графік відносного збільшення струму розчіплювача залежно від температури біметалевої пластинки:

1 – $\vartheta = 50^{\circ}\text{C}$; 2 – $\vartheta = 70^{\circ}\text{C}$; 3 – $\vartheta = 90^{\circ}\text{C}$; 4 – $\vartheta = 120^{\circ}\text{C}$

Перевірку теплових елементів розчіплювачів автоматів рекомендується проводити в такій послідовності:

- перевіряють кожен тепловий елемент окремо на спрацювання при навантаженні дво- або трикратним номінальним струмом, залежно від типу вимикача;
- перевіряють характеристики теплових елементів при одночасному навантаженні всіх полюсів двократним струмом (для вимикачів А3160 і А3110) і трикратним (для вимикачів А3120, А3130 і А3140);
- перевіряють початковий струм спрацювання вимикачів, у яких час спрацювання не співпадає з даними заводської інструкції.

Перевірку електромагнітних елементів випробувальним струмом проводять для кожного автомата окремо. При перевірці електромагнітних розчіплювачів випробувальний струм від пристрою навантаження встановлюють на 30 відсотків нижчий за струм уставки автоматів А3110 і на 15 відсотків нижчий за струми уставки інших автоматів. При цьому струмі автомат не повинен вимикатися. Потім випробувальний струм підвищують до вимикання автомата. Струм спрацювання не повинен перевищувати струм уставки більше, ніж на 30 відсотків для автоматів А3110 і 15 відсотків – для інших автоматів.

Електромагнітні елементи комбінованих розчіплювачів відповідно до рекомендацій заводу-виробника перевіряють таким чином. До пристрою навантаження під'єднують еквівалентний опір, який дорівнює повному опору (сумарному опору теплового, електромагнітного розчіплювача і контактів комутації) одного полюса автомата, який випробовують; пристроєм регулювання встановлюють струм на 30 відсотків нижчий уставки для автоматів А3110 і на 15 відсотків нижчий – для інших автоматів. Не змінюючи значення встановленого випробувального струму від пристрою навантаження, вимикають еквівалентний опір. Замість нього один за одним вмикають всі полюси автомата, при цьому автомат не повинен вимикатися. Після цього еквівалентний опір знов приєднують до пристрою навантаження і встановлюють значення випробувального струму на 30 відсотків вище за струм уставки для автомата А3110 і на 15 відсотків – для інших автоматів. Потім, не змінюючи встановленого і випробувального струму, вимикають від пристрою навантаження еквівалентний опір і один за одним вмикають всі полюси автомата. У цьому випадку автомат вимикається під дією електромагнітних елементів. Щоб впевнитися в цьому, після кожного вимкнення необхідно (поки не остигли теплові елементи) спробувати ввімкнути автомат вручну. Якщо автомат вмикається нормально, це означає, що від був від'єднаний від електромагнітного елемента. При спрацюванні теплового елемента повторне вмикання автомата не відбувається. Схема випробування розчіплювачів автоматів наведена на рис. 14.5. Дистанційний розчіплювач автомата повинен чітко спрацювати при напрузі в межах від 0,75 до 1,05 номінальної.

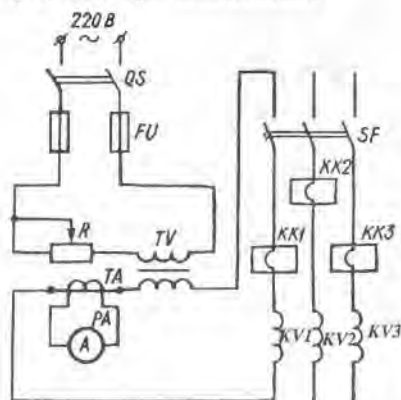


Рис. 14.5. Схема для перевірки теплових і електромагнітних розчіплювачів автоматів: QS – ручний вимикач; TA і TV – відповідно трансформатори струму і напруги (навантажувальний); SF – автоматичний вимикач, який випробовується; KK1...KK3 – теплові розчіплювачі; KV1...KV3 – електромагнітні розчіплювачі

При температурі навколишнього середовища $+40^{\circ}\text{C}$ і відносній вологості 60-80 відсотків опір ізоляції вимикача в холодному стані повинен бути не меншим ніж 10 МОм, а в прогрітому (номінальним струмом розчіплювача) – не меншим ніж 5 МОм.

Автоматичні вимикачі серії АЕ2000. Широке розповсюдження в сільському господарстві знайшли вимикачі серії АЕ2000. Вони виготовляються з тепловим, електромагнітним, комбінованим і незалежним розчіплювачем, з розчіплювачем мінімальної напруги, з регулюванням струму неспрацювання в умовах експлуатації, з температурною компенсацією.

Регулювання струму неспрацювання знаходяться в межах 0,9-1,15 номінального. Електромагнітні розчіплювачі максимального струму мають уставки струму в зоні короткого замикання, 12-кратні номінальному струму теплового розчіплювача.

Розчіплювач мінімальної напруги вимикає автомат при напрузі від 70 до 35 відсотків номінальної, дозволяє вмикання при напрузі розчіплювача не меншій ніж 85 відсотків і не дозволяє при 35 відсотках номінальної напруги розчіплювача. Незалежний розчіплювач повинен чітко спрацювати при напрузі від 70 до 120 відсотків номінальної.

Випробування вимикачів серії АЕ2000 аналогічне вимикачам серії АЗ100. Допустимий діапазон спрацювання вимикачів з комбінованими розчіплювачами повинен відповідати часо-струмовій характеристиці, наведеній на рис. 14.6, і даним табл. 14.2.

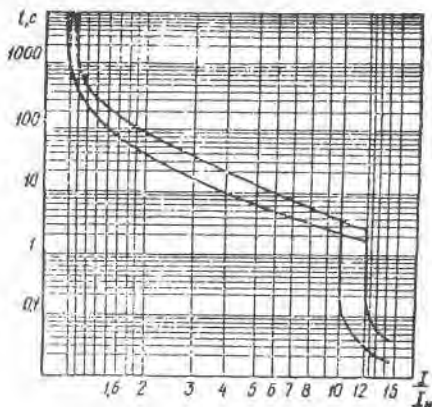


Рис. 14.6. Часо-струмова характеристика вимикачів серії АЕ2000 з комбінованими розчіплювачами

Електромагнітні розчіплювачі максимального струму перевіряють аналогічно вимикачам серії А3100, але випробувальний струм встановлюють на 20 відсотків нижчим за струм уставки – для перевірки неспрацювання вимикача і на 20 відсотків вищим за струм уставки – для фіксації чіткого спрацювання електромагнітного розчіплювача.

Таблиця 14.2

Технічні дані вимикачів АЕ-2000

Виконання вимикача	Номинальний струм вимикача, А	Номинальний струм розчіплювача, А	Усереднений час спрацювання вимикача при кратності струму, с					
			1,25	2	3	4	5	6
АЕ-2030	25	0,6-1,6; 2,0-6,0; 8,0-12,5; 16,0- 25,0	1200	40-90	20-40	12-20	8-16	6-10

Автоматичні вимикачі серії АП-50 і АП-50Б. Вимикачі випускають з тепловими, електромагнітними або комбінованими розчіплювачами. Є можливість регулювання уставок струму одночасно в усіх полюсах від 100 до 60 відсотків номінального значення. Фактична уставка може мати відхилення ± 25 відсотків. Вимикачі типу АП-50 і АП-50Б серії ВА та інші перевіряють аналогічно вимикачам серії А3100. Струми спрацювання електромагнітних розчіплювачів і межі регулювання номінального струму уставки розчіплювачів вимикачів наведено в табл. 14.3.

Допустимий діапазон струмів спрацювання максимальних розчіплювачів для вимикачів АП-50 із струмами відсічки $3,5 I_n$ повинен бути ± 15 відсотків, із струмами $8 I_n$ – ± 20 відсотків і з $11 I_n$ від 15 до 30 відсотків. Для вимикачів АП-50Б із струмами $3,5 I_n$ – ± 15 відсотків, з струмами $10 I_n$ – від 15 до 30 відсотків.

Розчіплювачі максимального струму, встановлені в нульовому проводі на номінальні струми 16, 25, 40, 50 і 63 А, повинні спрацювати з допусками від 20 до 40 відсотків номінального струму розчіплювача.

Теплові розчіплювачі не спрацьовують протягом однієї години при струмі навантаження, який становить 1,1 струму уставки, спрацьовують не більше ніж через 30 хв при струмі навантаження 1,35 струму уставки, і за 1...10 с, якщо струм навантаження в шість разів більший за струм уставки.

Теплові розчіплювачі в умовах налагодження повинні перевірятися аналогічно вимикачам серії АЗ100 трикратним струмом уставки теплового розчіплювача. Час спрацювання повинен знаходитися відповідно до часо-струмової характеристики, наведеної на рис. 14.7. Уставку автомата регулюють важелем на механізмі вільного розчіплення автомата.

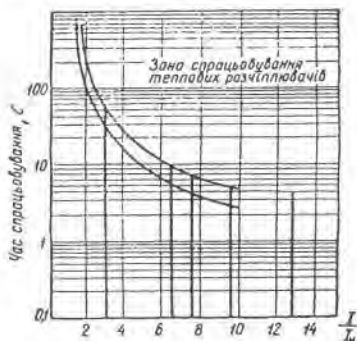


Рис. 14.7. Часо-струмова характеристика вимикачів серії АП-50 і АП-50Б

Час остигання теплового елемента після спрацювання не більший ніж дві хвилини. Опір ізоляції автомата в холодному стані при відносній вологості середовища 75 відсотків повинен бути не менший ніж 20 МОм, у прогрітому стані номінальним струмом – не менший ніж 6 МОм.

Таблиця 14.3

Технічні дані вимикачів АП-50 і АП-50Б

Номінальний струм уставки розчіплювача, А	Межа регулювання номінального струму уставки теплового розчіплювача, А	Струм миттєвого спрацювання, А	
		змінний при частоті 50 Гц	постійний
1	2	3	4
1,6	1,0-1,6	11,0	14

Продовження табл. 14.3

1	2	3	4
2,5	1,5-2,5	17,5	22
4,0	2,5-4,0	28	36
6,4	4,0-6,4	45	57
10	6,4-10	70	90
16	10-16	110	140
25	16-25	175	320
40	25-40	280	352
50	30-50	350	440

Таблиця 14.4

Технічні характеристики автоматичних вимикачів серії ВА

Тип вимикача	Кількість полюсів, шт.	I_n вимикача, А	I_n максимального розчіплювача, А	Тип розчіплювача	Кратн. струму $K_{отс}$ максим. розчіпл.	I_n , кА
1	2	3	4	5	6	7
ВА13-25-32	3	25	3,15/5/16/25	ЕМР	7	-
ВА13-29-22	2	63	0,6/0,8/1/1,25/1,6/2,0/2,5/3,15	ЕМР	3,12	12
ВА13-29-22	3	63	4/5/6,3/8/10	ЕМР	3,12	12
ВА13-29-23	2	63	12,5/16/20/25	ЕМРГ	12	12
ВА13-29-33	3	63	31,5/40/50/63 ТУ166-88 ИКЖШ. 641152.021ТУ	ЕМГР	12	12
			ТУ16-88 ИКЖШ. 641152.021ТУ			

1	2	3	4	5	6	7
BA14-266-14	1	32	6/8/10/16/20/25/32	КМБ	10	1,5
BA14-26-24	3	32	Те ж	КМБ	10	3,0
BA14-26-34	3	32	Те ж	КМБ	10	4,5
BA14-29-12	1	63	6/8/10/16/25/32/ 40/50/63 ТУ16.641.004-83	ЕМР	10	3,0
BA16-25-14	1	25	6,3/10/16/20/25	КМБ	15	1,0
BA16-26-12	1	31, 5	6,3/10/16/20/25/31,5	ЕМР	15	1,0
BA16-266-14	1	31, 5	Те ж	КМБ	15	1,0
			ТУ16.641.023-84			
BA51-25-34	3	25	0,3/0,4/0,5/0,6/0,8/ 1/1,25/1,6/2/2,5/ 3,15/4,5/6,3/8/10/ 12,5/16/20/25	КМБ	14	3,0
			ТУ16.641.002-83			
BA51Г-25-34	3	25	Те ж	КМБ	14	3,0
BA51-26-32	3	32	6,3/8/10/12,5/16/ 20/25/32	ЕМР	7,10	3,0
BA51-26-34	3	32	6,3/8/10/12,5/ 16/20/25/32	КМБ	7,10	2,0
BA51Г-26-34	3	32	0,3/0,4/0,5/0,8/1/ 1,25/1,6/2/2,5/3,15/4 /5/6,3/8/10/12,5/16/ 20/25/32	КМБ	14	15- 3,0
			ТУ16-89 ИГРФ.641253. 193ТУ			

Продовження табл. 14.4

1	2	3	4	5	6	7
BA51-29-14	1	63	6,3/8/10/12,5/16/20/ 25/31,5/40/50/63	КМБ	3,7,10	8
BA51-29-32	3	63	Те ж	ЕМР	3,7,10	8
BA51-31-14	1	100	6,3/8/10/12,5/16/20/ 25/31,5/40/50/63/80/ 100	КМБ	3,7,10	3,0
BA51-31-22	2	100	Те ж	ЕМР	3,7,10	7,0
BA51-31-24	2	100	Те ж	КМБ	3,7,10	7
BA51-31-32	3	100	Те ж	ЕМР	3,7,10	7
BA51-31-34	3	100	Те ж	КМБ	3,7,10	7
BA51Г-31-34	3	100	Те ж	КМБ	14	7,0
			ТУ16.641.002-84			
BA51-33-22	2	160	80/100/125/160	ЕМР	10	12,5
BA51-33-24	2	160	80-160	КМБ	10	12,5
BA51-33-32	3	160	80-160	ЕМР	10	12,5
BA15-33-34	3	160	80-160	КМБ	10	12,5
			ТУ16-641.002-83			
BA51-35-34	3	250	80/100/125/160/ 200/250	КМБ	12	15-18
BA52-35-34	3	250	80-250	КМБ	12	30-40
BA52-35-33	3	250	80-520	ЕМР	12	18
			ТУ16-641.020-84			

Продовження табл. 14.4

1	2	3	4	5	6	7
BA57-35-33	3	250	16/20/25/31,5/40/ 50/63	ЕМР	12	3,5- 15
BA57-35-34	3	250	80/100/125/160/ 200/250	КМБ	12	3,5- 25
			ТУ16-90 ИТПИ641453. 098ТУ			
BA51-37-33	3	400	250/320/400	ЕМР	10	35
BA51-39-33	3	630	400/500/630	ЕМР	10	35
BA51-39-34	3	630	Те ж	КМБ	10	35
BA52-39-33	3	630	250/320/400/500/ 630	ЕМР	10	40
BA52-39-34	3	630	250-630	КМБ	10	40
			ТУ16-641020-84			
BA53-41-33	3	100 0	630/800/1000	ППР	3,5,7	55
BA53-41-34	3	100 0	630-100	КМБ	3,5,7	55
BA55-41-33	3	100 0	630/800/1000	ППР	3,5,7	55
BA55-41-34	3	100 0	630-1000	КМБ	3,5,7	55
BA56-41-30	3	100 0	-	-	-	-
			ТУ16-522.154-82			

14.3. Налагодження і регулювання магнітних пускачів, теплових реле і пристроїв температурного захисту

Магнітні пускачі. Зараз в експлуатації знаходяться пускачі серій ПМЕ, ПАЕ, ПМА і ПМЛ. У подальшому пускачі ПМЕ, ПАЕ і ПМА намічено повністю замінити пускачами серії ПМЛ, однак налагоджувальні роботи для всіх типів пускачів аналогічні.

Обсяг робіт при налагодженні магнітних пускачів такий: зовнішній огляд; перевірка ізоляції струмопровідних частин; вимірювання опору

котушок постійному струму; регулювання механічної частини; перевірка і настроювання пускача під струмом.

При зовнішньому огляді перевіряють відповідність апарата і його котушок заводським даним, стан головних і блокувальних контактів та їх пружин, гнучких з'єднань та іскрогасильних камер тощо.

Опір ізоляції котушок і контактів доцільно вимірювати сумісно зі схемою керування в цілому. Вимірювання виконують мегомметром на напругу 500-1000 В. Опір ізоляції котушок пускачів згідно з ПУЭ повинен бути не нижчим ніж 0,5 МОм.

Опір котушок постійному струму достатньо вимірювати з похибкою до двох-трьох відсотків. Такі вимірювання можуть бути виконані омметром, мостом типу ММВ тощо. Магнітні пускачі, які поступили із заводу-виробника, як правило, повністю відповідають каталожним даним.

При пусконаладжувальних випробуваннях перевірка механічної частини звичайно зводиться до наступного: затягання болтів, підшипників кріплення, усунення затирання в підшипниках; перевірка вільної самоустановки і щільності прилягання якоря до ярма; затягання болтів, які кріплять силові контакти і виводи до них; регулювання розхилів та провалів головних контактів і одночасності їх замикання; перевірка на стискування контактів (у випадку необхідності), заміна контактних пружин; затягання болтів і гайок системи блок-контактів; перевірка центрування блок-контактів, регулювання їх зазорів, перевірка і (при необхідності) заміна пружин на пальцях блок-контактів; перевірка відсутності затирання між контактами і дугогасильними камерами; перевірка кріплення котушки; зачищення робочих поверхонь головних і блокувальних контактів.

При затиранні в підшипниках слід відпустити кріпильні болти пускачів і, знайшовши положення, яке відповідає вільному ходу вала, затягнути їх знову.

Щільне прилягання якоря до ярма дає можливість уникнути вібрації (гудіння) і зв'язаного з нею підвищеного зносу апарата. Перевірку здійснюють щупом завтовшки 0,05 мм.

При регулюванні розхилів і провалів впевнюються в одночасному замиканні контактів всіх трьох фаз і, головне, в наявності достатнього провалу. Зменшений провал контакту на одній з фаз може призвести до розриву кола, перегріву і навіть спалення обмотки двигуна, ввімкненого на дві фази.

Важливим параметром контактних з'єднань є перехідний опір, який залежить від струму, характеру навантаження, сили стискування контактів, матеріалу контактів тощо. На практиці для контролю

контактних з'єднань вимірюють спад напруги при проходженні через контакти постійного струму від джерела живлення з напругою 2-5 В. При вимірюванні опору випробувальний струм повинен дорівнювати номінальному.

Спад напруги на контактах магнітного пускача не повинен перевищувати при номінальному струмі 50 А – 70 мВ. Якщо при випробуванні величина струму менша за номінальне значення для пускача, то необхідно виміряти втрати напруги перерахувати за формулою:

$$\Delta U_n = \frac{\Delta U_a I_n}{I_a}, \quad (14.5)$$

де ΔU_n – втрата напруги, зведена до номінального струму апарата, мВ;

ΔU_a – виміряна втрата напруги, мВ;

I_n – номінальний струм апарата, А;

I_a – струм, при якому вимірювалась втрата напруги, А.

При перевірці і настроюванні апаратів під струмом вимірюють напругу втягування і відпадання. Мінімальна напруга на затискачах котушки, при якій пускач вмикається надійно, повинна бути не вища ніж 85 відсотків номінальної. Нагрівання котушок апаратів змінного струму майже не впливає на значення напруги втягування, бо активний опір котушок малий порівняно з індуктивним. Напруга відпадання не нормується, але її слід виміряти, оскільки вона характеризує стан деяких елементів апарата (залишковий немагнітний зазор, кінцеве натискування пружин, вільний хід якоря). Напругу відпадання вимірюють також для оцінки надійності утримання пускача при зниженні напруги в мережі живлення.

Під струмом пускачі випробують в першу чергу на гудіння і вібрацію. Причинами гудіння може бути погане прилягання якоря до ярма, підвищена жорсткість контактних пружин, пошкодження короткозамкнутих витків або їх неправильний підбір (при ревізії і складанні), невідповідність котушки каталожним даним, порушення шихтування магнітопроводу.

При поганому приляганні якоря до ярма проводять додаткове механічне регулювання, а при необхідності – притирання полюсів.

Слід мати на увазі, що в процесі вмикання апаратів змінного струму індуктивність котушки значно збільшується по мірі зменшення повітряного проміжку. Загальний опір котушки визначається в основному

її індуктивним опором, тому струм котушки в момент вмикання, коли індуктивний опір малий, може бути в 10-15 разів більший, ніж при підтягнутому якорі. Внаслідок цього перевірку пускачів на напругу втягування потрібно проводити дуже швидко для запобігання перегріванню котушок і регулюючих пристроїв струмом вмикання.

Під час випробування пускачів бажано виміряти струм, що протікає через котушку при втягнутому якорі і номінальній напрузі. При випробуваннях пускачів з перевантаженням перевіряється надійність гасіння дуги. Чіткість гасіння дуги оцінюють візуально – за характером спалаху при розмиканні контактів і станом пошкоджень контактів.

Заключним етапом налагодження апаратів (контакторів, автоматів, пускачів тощо) перед введенням в експлуатацію є перевірка роботи їх при зниженій і номінальній напрузі оперативного струму. Значення напруг і число операцій при випробуванні контакторів, автоматів і пускачів багаторазовими вмиканнями і вимиканнями наведено в табл. 14.5.

Таблиця 14.5

Напруга спрацювання і кількість операцій при випробуванні контакторів та автоматів багаторазовими вмиканнями і вимиканнями

Операція	Кількість операцій при випробуванні апаратів	Відхилення напруги на шинах оперативного струму від номінального, відсоток
Вмикання	5	90
Вмикання і вимикання	5	100
Вимикання	10	80

Теплові реле. У сільськогосподарських електроустановках найбільше розповсюдження мають однополюсні теплові реле серії ТРП, двополюсні серії РТН і триполюсні серії РТЛ, РТТ. Номінальні струму уставок реле ТРП відповідають температурі навколишнього повітря 40⁰С. При виборі уставок цих реле необхідно вводити температурну поправку. Реле серії РТН випускаються з температурною компенсацією, номінальні струму уставок цих реле відповідають температурі навколишнього повітря 20⁰С.

Промисловість випускає досконаліші триполюсні теплові реле з біметалевими елементами серії РТЛ, РТТ. Переваги цієї серії реле наступні: прискорене спрацювання при обриві однієї з фаз, температурна компенсація, регулювання струму неспрацювання, наявність контакту для розмикання кола котушки контактора і вмикання сигналізації. Технічні характеристики теплових реле наведено в таблицях 14.6...14.8.

Таблиця 14.6

Технічні дані теплових реле серій ТРН, ТРП

Тип реле	Макс. знач. I_n , А	Номинальний струм змінних нагрівальних елементів, А													
		0,32	0,4	0,5	0,63	0,8	1,0	1,25	1,6	2,0	2,5	3,2			
ТРН-10А	3,2	0,32	0,4	0,5	0,63	0,8	1,0	1,25	1,6	2,0	2,5	3,2			
ТРН-10	10	2,5	0,63	0,8	1,0	1,25	1,6	2,0	2,5	3,2	4,5	6,3	8,0	10	
ТРН-25	25	5,0	6,3	8,0	10	12,5	16	20	25						
ТРН-40	40	12,5	16	20	25	32	40								
ТРП-25	25	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0	5,0	8,0	10	12	15	20	25
ТРП-60	660	20	25	30	40	50	60								

Таблиця 14.7

Технічні дані теплових реле серії РТТ

Тип реле	Макс. знач. I_n , А	Діапазон регулювання	Номинальний струм змінних нагрівальних елементів, А												
			0,2	0,25	0,32	0,4	0,5	0,63	0,8	1,0	1,25	1,6	2,0	2,5	
РТТ-11	10	0,85-1,15	0,2	0,25	0,32	0,4	0,5	0,63	0,8	1,0	1,25	1,6	2,0	2,5	
			3,2	4,0	5,0	6,3	8,0	10							
РТТ-21	63	0,85-1,15	6,3	8,0	10	12,5	16	20	25	32	40	50	63		
РТТ-31	160	0,85-1,15	63	80	100	125	160								

Таблиця 14.8

Технічні дані теплових реле серії РТЛ

Тип реле	Макс. струм тривалого режиму, А, при $\vartheta_{окр.} = 40^{\circ}\text{C}$	Діапазон регулювання ном. струму неспрацювання, А
РТЛ-100104	0,17	0,1-0,17
РТЛ-100204	0,26	0,16-0,25
РТЛ-100304	0,4	0,24-0,4
РТЛ-100404	0,65	0,38-0,65
РТЛ-100504	1,0	0,61-1,0
РТЛ-100604	1,6	0,95-1,6
РТЛ-100704	2,6	1,5-2,6
РТЛ-100804	4,0	2,4-4,0
РТЛ-101004	6,0	3,8-6,0
РТЛ-101204	8,0	5,5-8,0
РТЛ-101404	10	7,0-10
РТЛ-101604	14	9,5-14
РТЛ-102104	19	13-19
РТЛ-102204	25	18-25
РТЛ-205304	30	23-32
РТЛ-205404	40	30-41
РТЛ-205704	50	38-52
РТЛ-205904	57	47-64
РТЛ-206104	66	54-74
РТЛ-206304	80	63-86
РТЛ-310504	105	75-105
РТЛ-312504	125	90-125
РТЛ-316004	160	115-160
РТЛ-320004	200	145-200

На відміну від реле типу ТРН і ТРП, реле серії РТЛ і РТТ не мають змінних нагрівальних елементів. Захисні характеристики реле РТЛ дещо кращі, ніж у реле типів ТРП і ТРН (рис. 14.8). Реле не спрацьовує при номінальному струмі і спрацьовує протягом 20 хв при перевантаженні $1,2I_n$. При струмі $6I_n$ час спрацювання реле буде 6...12 с при 0,2-63 А; 8-15 с при 63-160 А; 8-12 с при 100-630 А.

Регулювання теплових реле. Тільки правильно відрегульовані теплові реле можуть захищати електродвигуни від перевантажень.

Якщо теплові реле на заводі-виробнику правильно відрегульовані (на жаль, це не завжди буває), то для конкретного електродвигуна їх можна підрегулювати, використовуючи регулювальний важіль або гвинт.

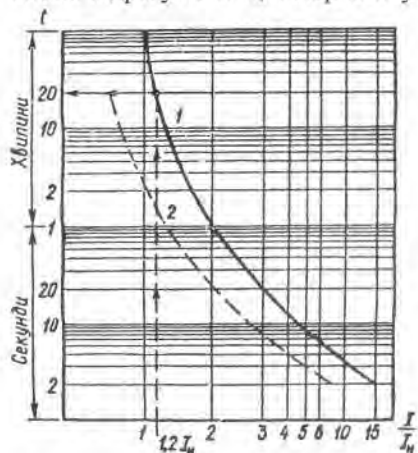


Рис. 14.8. Часо-струмова характеристика теплового реле РТЛ:
1 – при триполюсному замиканні;
2 – при двополюсному замиканні

Уставки регулювання можна визначити розрахунком:

1. Визначають уставку реле без температурної компенсації:

$$N_1 = \frac{(I_n - I_0)}{c \cdot I_0}, \quad (14.6)$$

де I_n – номінальний струм навантаження електродвигуна, А;

I_0 – номінальний струм нагрівального елемента теплового реле, А;

c – коефіцієнт поділки шкали ($c=0,05$).

2. Визначають поправку навколишнього середовища, $^{\circ}\text{C}$:

$$N_2 = \frac{(\vartheta_0 - 30)}{10}, \quad (14.7)$$

де ϑ_0 – температура навколишнього середовища, $^{\circ}\text{C}$.

Поправка необхідна в тих випадках, коли температура навколишнього середовища нижча за максимальну (40°C) більше, ніж на десять градусів. При значній зміні температури навколишнього середовища (взимку і влітку) теплове реле слід відрегулювати знову. Знаходять сумарну уставку реле:

$$N = N_1 + N_2, \quad (14.8)$$

яка може бути зі знаком "+" або "-". Потім на одержану поділку шкали встановлюють стрілку регулювального гвинта або важіль.

Щоб забезпечити точне спрацювання теплових реле, їх необхідно не тільки правильно вибрати, а й точно відрегулювати. Теплові реле треба перевіряти і при необхідності регулювати:

- під час першої їх установки; при заміні нагрівальних елементів;
- при нормальній експлуатації – один раз у два-три роки.

Перш ніж приступити до регулювання теплових реле, знімають їх характеристики:

- + струм спрацювання у функції витримки часу без попереднього підігрівання;
- + струм спрацювання у функції витримки часу після підігріву номінальним струмом.

Для цього використовують так званий метод фіктивних навантажень. Через нагрівальний елемент пропускають струм зниженої напруги, імітуючи таким чином реальне навантаження, і за секундоміром визначають час спрацювання. Змінюючи величину струму, можна одержати всю струмочасову захисну характеристику і співставити її з потрібною.

Однак на це витрачають багато часу, тому що для одержання всієї характеристики потрібно зняти декілька точок. Для виконання однакових режимних умов після кожного спрацювання захисту необхідно чекати охолодження нагрівальних елементів до температури навколишнього середовища або прогрівати їх тривалий час (не менш ніж 2 год) робочим струмом.

Практично чинять інакше. Із всієї характеристики вибирають точку і за нею перевіряють захист.

Принципову схему випробування реле струмом навантаження наведено на рис. 14.9.

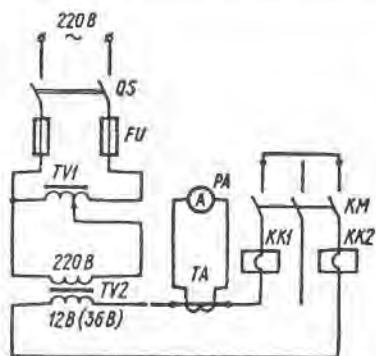


Рис. 14.9. Схема для випробування теплових реле:
 * QS – ручний вимикач; FU – запобіжник; TV1 – автотрансформатор; TV2 і TA – відповідно трансформатори напруги (навантажувальний) і струму; KM – контакти магнітного пускача; KK1, KK2 – нагрівальні елементи теплового реле

Перед подачею напруги на теплові елементи регульовальний важіль реле встановлюють у середнє (нульове) положення. Потім через реле пропускають струм номінального значення електропристрою, який захищають.

У зв'язку з тим, що теплові елементи на заводі-виробнику калібрують при температурі 35°C , при випробуванні даного реле необхідно скоректувати номінальний струм, який подається на реле, з урахуванням температури навколишнього середовища. Це коригування треба виконати відповідно до заводської інструкції. Теплові елементи знаходяться під струмом протягом двох годин; потім струм навантаження підіймають до 120 відсотків номінального. При цьому навантаженні реле повинно спрацювати за час не більший ніж 20 хвилин. Якщо за цей час воно не спрацювало, необхідно повільно переміщувати регульовальний важіль у бік початку шкали до моменту спрацювання реле. Потім знижують струм до номінального, дають реле вистигнути і знову повторюють дослід при струмі $1,2 I_n$.

Якщо при першій перевірці реле спрацює надто швидко (менше ніж за десять хвилин), струм слід знизити до номінального, збільшити уставку і після перевірки реле повторити дослід.

Теплові реле мають тепловий поворот, який здійснюється натисканням кнопки через одну-дві хвилини після спрацювання. Захисні характеристики теплових реле різних серій і типів (при нагріванні з холодного стану) наведено на рис. 14.10.

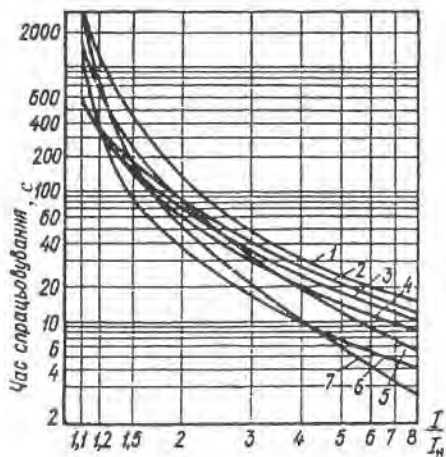


Рис. 14.10. Усереднені захисні характеристики теплових реле серій РТ і ТРН (при нагріванні від холодного стану):

- 1 – РТ; 2 – ТРН-10; 3 – ТРН-40;
4 – ТРН-4; 5 – ТРН – 25;
6 – ТРН-10А; 7 – ТРН-60

Захисні характеристики теплових розчіплювачів автоматів і теплових реле мають значний розкид. При цьому найбільший вплив на зсув характеристики чинить тепловий стан біметалевої пластинки. Тому при аналізі ефективності захисту електроустановки тепловими реле (розчіплювачами) необхідно урахувати режим її роботи до появи перевантаження. Із захисних характеристик видно, що при струмах, які на 10-20 відсотків перевищують струм уставки, через розкид характеристик гарантувати надійну роботу захисту практично неможливо. Однак за рахунок більш точного регулювання реле можна дещо звужити зону розкиду, але повністю усунути цей недолік теплових реле не вдається.

Настроювання і регулювання теплових реле (розчіплювачів) виконують при пусконаладжувальних роботах і періодично при поточних ремонтах пускозахисної апаратури, а також при заміні двигунів або зміні режиму їх роботи. Для цього промисловість випускає спеціальні стенди (універсальний випробувальний стенд сільського електрика УСХА, стенд МІІСП, стенд для обслуговування електрообладнання – 13 УН-1).

Вказані стенди призначені для перевірки, випробування і настроювання пускорегульовальної апаратури, а також контрольно-вимірювальних операцій, передбачених системою плацдово-попереджувальних ремонтів електрообладнання.

Можливості стендів різні. Так, наприклад, з допомогою стенда УСХА можна виконувати 23 перевірочні і контрольно-вимірювальні операції. Стенд складається з трьох блоків: живлення, контролю і

високовольтного блоку. Маса його перевищує 130 кг, тому використання цього стенда доцільне в стаціонарних умовах, тобто на пунктах технічного обслуговування. Стенди МИИСП і 13 УН-1 за кількістю і характером виконуваних операцій аналогічні, мають меншу масу, їх рекомендується використовувати як мобільні прилади безпосередньо на сільськогосподарських об'єктах.

Досвід експлуатації показує, що використання стендів для настроювання і регулювання теплових реле (розчіплювачів) дозволяє істотно підвищити працездатність теплового захисту.

Тепловий захист. Вмонтований тепловий захист реагує не на причину, а на наслідки аварійного режиму. Нині промисловість випускає ряд модифікацій пристроїв вмонтованого температурного захисту – УВТЗ-1, УВТЗ-1М, УВТЗ-4А, АЗП і УВТЗ-5.

Як показує практика, вмонтований температурний захист ефективно вимикає електродвигуни при тривалих перевантаженнях, підвищеній температурі навколишнього середовища, порушеннях у системі охолодження. Невеликі габарити дозволяють встановлювати їх практично в будь-який магнітний пускач вітчизняного виробництва (3 величини) замість застосовуваних теплових реле. Порівняно великий гарантійний строк служби і відносно мала вартість сприяє широкому використанню цих пристроїв у сільському господарстві.

Температурний захист складається з температурних датчиків і пристрою керування. Найбільше практичне використання в датчиках вмонтованого температурного захисту електродвигунів знаходять позистори з позитивним температурним коефіцієнтом опору. Характерна властивість позистора – висока чутливість у вузькому інтервалі температур (рис.14.11). Габаритні розміри позисторів достатньо малі, їх зручно встановлювати в статорні обмотки трифазних електродвигунів будь-якої потужності. Температуру спрацювання позисторів, при якій виникає різкий стрибок опору, звать класифікаційною, тому що вона узгоджена з допустимою температурою ізоляції відповідного класу.

У таблиці 14.9 наведено основні технічні дані вітчизняних позисторів, які використовуються для захисту електродвигунів.

Частина електродвигунів випускають із вмонтованими позисторами, у цьому випадку в позначення двигунів серії 4А додана літера Б, наприклад, електродвигун 4А132МАБУЗ.

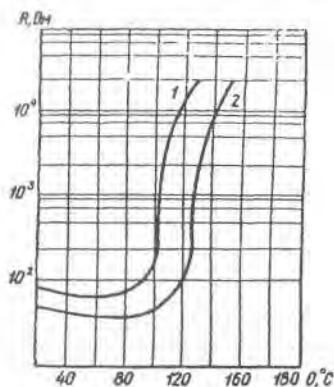


Рис. 14.11. Температурні характеристики позисторів: 1 – СТ 14-1Б; 2 – СТ 14-1А

Розглянемо деякі з модифікацій пристроїв вмонтованого температурного захисту.

На рис. 14.12 показано принципову схему пристрою захисту УВТЗ-1М.

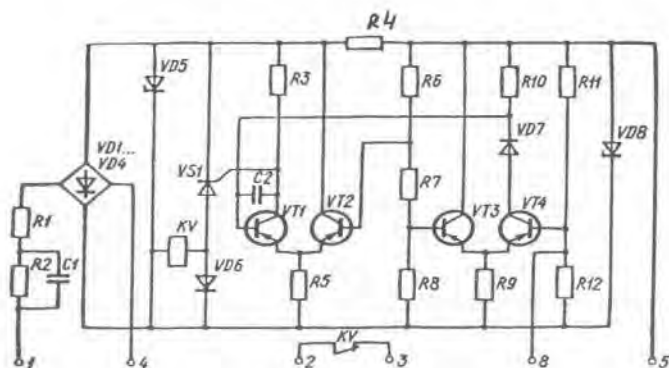


Рис. 14.12. Принципова схема пристрою захисту УВТЗ-1М:

VD1-VD4 – діодний міст; R1-R4 – обмежувальні резистори; VD5, VD8 – стабілітрони; VT-VT4 – транзистори; VS1 – тиристор; KV – вихідне реле; C1, C2 – конденсатори; R6, R7, R8 – резистори.

Основні параметри позисторів

Параметр	СТ14-1А	СТ14-1Б	СТ-14-2-115	СТ14-2-130	СТ14-2-145	СТ14-2-160
Класифікаційна температура ($T_{вкл}$), °С	130	105	115	130	145	160
Опір при +25°С	40-150*	40-150*	40-150**	40-150**	40-150**	40-150**
Опір при $T_{вкл}$ -5°С	50*	50	550**	550**	550**	550**
Опір при $T_{вкл}$ +5°С	1330*	1330*	1330**	1330**	1330*	1330**
Строк служби, год	13000	13000	20000	20000	20000	20000
Робоча температура, °С	-40...+145	-40...+120	-60...+145	-60...+145	-60...+160	-60...+175
Максимально допустима температура, °С	190	170	195	210	225	240

П р и м і т к а. * – при напрузі 0,2В;

** – при напрузі 2,5 В

Зі схеми бачимо, що пристрій захисту складається з вузла живлення, підсилювача і вихідного реле KV. Вузол живлення складається з діодного моста VD1-VD4, обмежувальних резисторів R1, R2 і R4, стабілітронів VD5 і VD8. Підсилювач виконаний на транзисторах VT1-VT4 і тиристорі VS1.

Схема УВТ3-1М працює так. Якщо температура обмотки електродвигуна нижча за гранично допустиме значення, то опір позисторів малий і напруга, яка поступає на транзистор VT4, буде більша за значення порогу спрацювання підсилювального каскаду VT3 і VT4 і визначатиметься подільниками R6, R7, R8. У цьому випадку транзистор VT4 буде відкритий, транзистор VT1 і тиристор VS1 закриті, а реле KV – без струму.

При підвищенні температури обмоток електродвигуна більше за гранично допустиме значення опір позисторів різко зростає, і сигнал, який поступає на транзистор VT4, зменшується. Тоді транзистор VT4

закривається, а VT1 відкривається. Тиристор VS1 і вихідне реле KV вмикаються; контакти реле KV розмикають коло живлення котушки магнітного пускача, який від'єднує електродвигун від мережі.

Пристрій УВТЗ-1М здійснює самоконтроль – вимикає електродвигун при виникненні несправності в колі датчиків позисторів.

Пристрої вмонтованого температурного захисту УВТЗ-1М не забезпечують надійного захисту електродвигунів із загальмованим ротором або, щоб вони не увімкнулись на двох фазах через температурну інерцію вмонтованих позисторів. Крім того, цей захист не забезпечує електробезпеки. Тому УВТЗ-1М було удосконалено – доповнено швидкодійним захистом від обриву фаз. Схему нового пристрою УВТЗ-5 показано на рис. 14.13. УВТЗ-5 складається з удосконаленої схеми температурного захисту, зібраної на транзисторах VT1-VT5, і схеми контролю напруги нульової послідовності (штучної зірки з трьох резисторів R1, R2 і R3). Трансформатор TV служить для розділення фази живлення і штучної зірки. Схема температурного захисту має значно вищу перешкодостійкість, ніж УВТЗ-1М.

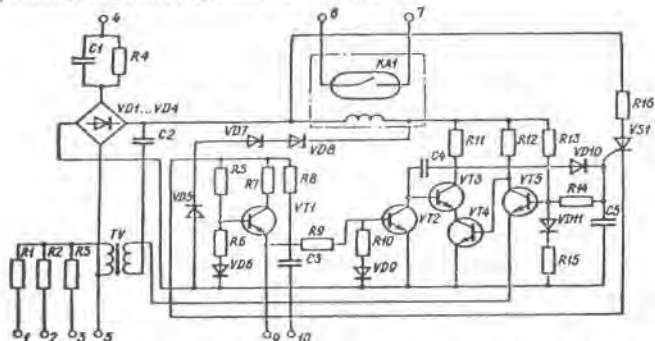


Рис. 14.13. Принципова схема пристрою захисту УВТЗ-5:

VD1-VD4 – діодний міст вузла живлення; R1-R3 – резистори для контролю напруги нульової послідовності; VD7, VD8 – стабілітрони; VT1-VT5 – транзистори; KA1 – герконове реле; TV – трансформатор напруги; C1-C5 – конденсатори; R6-R8 – резистори-подільники

Схема працює так. При температурі обмоток електродвигуна, що не перевищує допустиму, і при симетричній системі напруг трифазної мережі струм поступає на схему через котушку герконового реле KA1. При цьому транзистори VT1, VT2 і VT5 та тиристор VS1 закриті, а транзистори VT3 і VT4 відкриті, герконове реле KA1 ввімкнене.

При аварійному збільшенні температури обмоток спрацювують позистори (або один позистор). Транзистор VT2 відкривається, а VT4 закривається. Тиристор VS1 відкривається і шунтує котушку КА1. Контакт герконового реле розмикається, що призводить до вимкнення електродвигуна.

При виникненні обриву фази на первинній обмотці трансформатора TV з'являється напруга нульової послідовності, при цьому транзистор VT5 відкривається, а VT4 закривається, тиристор VS1 відкривається і шунтує котушку КА1. Це знову призводить до вимкнення електродвигуна. Таким чином, УВТЗ-5 моментально реагує на обрив фази, не допускаючи небезпечної роботи електродвигуна в неповнофазному режимі або його перегрівання при незапусканні на двох фазах.

Перевірка працездатності УВТЗ полягає в наступному:

- знімають залежність опору позисторів у функції температури;
- визначають опір спрацювання і коефіцієнт повернення при зміні напруги живлення в межах $0,7 \dots 1,1 U_n$;
- перевіряють чіткість спрацювання пристрою УВТЗ в робочій схемі при обриві і короткому замиканні в колі позисторів.

Залежність опору позисторів від температури визначають за допомогою моста типу УМВ або омметра типу Ф410 і ртутного термометра на 200°C , шляхом нагрівання позисторів у трансформаторному маслі. Дані вимірювань треба занести в табл. 14.10.

Таблиця 14.10

$V, ^{\circ}\text{C}$	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140
R, Ом													

Для визначення опору спрацювання і коефіцієнта повернення захисного пристрою можна використовувати схему, яка зібрана на стенді і наведена на рис. 14.14.

Уставку опору спрацювання УВТЗ перевіряють таким чином. До затискачів 5, 6 під'єднують магазин опорів МО і попередньо встановлюють на ньому величину опору не нижчу ніж 100 Ом. Автотрансформатором підіймають до необхідного рівня напругу ($0,7 \dots 1,1 U_n$). Потім кнопкою "пуск" SB1 вмикають пускач КМ, при цьому спалахує лампочка HLR.

Опір магазину МО збільшують до вимкнення пускача і погасання лампочки HLR. Опір спрацювання УВТЗ-1М повинен знаходитися в межах 2100 ± 200 Ом.

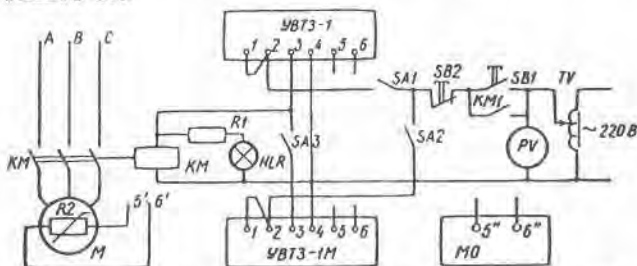


Рис. 14.14. Схема для випробування пристрою УВТЗ:

МО – магазин опорів; HLR – сигнальна лампа; SA1-SA3 – вимикачі ручні; KM – магнітний пускач; SB1 і SB2 – кнопки “пуск” і “стоп”; TV – регулятор напруги; R1 – резистор; R2 – позистор

При перевірці уставки опору повернення на МС встановлюють максимальний опір. Автотрансформатором TV підтримують необхідний рівень напруги. При натисканні кнопки SB1 повільно зменшують опір мостом МС до ввімкнення пускача KM і спрацювання лампочки HLR, при цьому фіксують величину опору на МО. Дані вимірювань треба занести в табл. 14.11.

Таблиця 14.11

$U_1 = 0,7U_n$			$U_2 = U_n$			$U_3 = 1,1U_n$		
$R_{спр}$	$R_{пов}$	$K_{пов}$	$R_{спр}$	$R_{пов}$	$K_{пов}$	$R_{спр}$	$R_{пов}$	$K_{пов}$

Коефіцієнт повернення визначають за виразом:

$$K_{пов} = \frac{R_{пов}}{R_{спр}}, \quad (14.19)$$

де $R_{спр}$ – опір спрацювання УВТЗ;

$R_{пов}$ – опір повернення УВТЗ.

За дослідними даними необхідно побудувати характеристику позистора і уточнити, при яких температурах виникає спрацювання та повернення пристрою захисту УВТЗ. Потім збирають робочу схему, тобто приєднують позистор R2 (затискачі 5, 6) до затискачів УВТЗ. При зібраній робочій схемі перевіряють самоконтроль пристрою захисту, тобто чіткість спрацювання при обриві або короткому замиканні в колі позистора R2.

14.4. Експлуатація розподільних пристроїв, пускової і захисної апаратури напругою до 1000 В

Загальні положення. Одним з основних завдань експлуатації розподільних пристроїв, пускової і захисної апаратури є безаварійність роботи, наслідком чого є відсутність простоїв виробничих механізмів. Через зношування окремих частин, старіння ізоляційних матеріалів і неправильний режим експлуатації пускові, захисні апарати або окремі їх деталі пошкоджуються, руйнуються чи повністю виходять з ладу. Тому для надійної і безаварійної роботи електрообладнання необхідно своєчасно виявляти ці несправності та усувати їх.

Своєчасний огляд розподільних пристроїв, кваліфіковане технічне обслуговування пускової і захисної апаратури забезпечує нормальну їх експлуатацію, сприяє збільшенню міжремонтного періоду.

При огляді розподільних пристроїв (РП) і апаратури до 1000 В чергової персонал перевіряє:

- стан приміщення, справність дверей і вікон, відсутність протікань даху, справність опалення, вентиляції, освітлення та мережі заземлення;
- наявність і справність засобів безпеки;
- стан контактів ошиновки і рубильників, автоматів, пускачів тощо;
- цілість пломб у лічильниках і реле захисту;
- стан ізоляції (запиленість, наявність тріщин, відколів тощо);
- роботу сигналізації тощо.

Всі несправності, виявлені при огляді, записують у журнал оглядів і ремонтів.

Періодичність технічних обслуговувань визначається в основному умовами, в яких працює обладнання, і його виконанням. При визначенні періодичності технічного обслуговування апаратури керування та захисту електроприводів враховують також число годин роботи на добу і коефіцієнт сезонності. Технічне обслуговування, як правило, виконують при від'єднанні обладнання від електричної мережі і в такому порядку:

1. Оглядають і чистять РП, щити, зборки (залежно від місцевих умов, але не рідше одного разу на 3 міс.).

2. Знявши кришку або кожух апарата, прибирають пил, бруд, кіптяву із зовнішніх і доступних внутрішніх частин, продувають їх стисненим сухим повітрям і очищають обтиральним матеріалом.

3. Послаблені гвинти і гайки кріплення апарата підтягують.

4. Перевіряють надійність заземлення металевих корпусів збірок, щитів, пускової і захисної апаратури. Послаблені контакти розбирають,

зачищають контактні поверхні, змащують технічним вазеліном і збирають.

5. Перевіряють стан контактів у місці приєднань проводів до апаратів. Послаблені контакти підтягують, а ті, що мають кольори мінливості, потемнілу або окислену поверхню, розбирають, зачищають і збирають.

6. Впевнюються у відсутності механічних пошкоджень, тріщин, відшарувань і обвуглених ділянок на ізоляції проводів, які підводять живлення до апаратів, та проводів кіл вторинної комутації. Відрізки проводів з незначними пошкодженнями ізолюють поліхлорвініловою стрічкою.

7. Впевнюються в справній дії апарата вмиканням його від руки при знятій напрузі, а потім і під напругою.

8. Перевіряють цілість ущільнень апарата.

9. Відновлюють написи, вказуючи приналежність пускової і захисної апаратури до електроприймача.

Особливості технічного обслуговування рубильників, пакетних вимикачів і запобіжників. При технічному обслуговуванні рубильників перевіряють:

- стан контактних ножів і губок. Підгорілі та покриті корозією місця, напливи і бризки металу зачищають; ізоляційну панель, яка має відшарування або вигорання, ремонтують або замінюють новою;

- входження ножів у губки нерухомих контактів. Ножі повинні входити одночасно, без перекосів і надмірних зусиль. Якщо ножі входять нецільно, то губки, які втратили пружність, замінюють. Послаблені контактні пружини ремонту не підлягають, їх слід замінити новими;

- контактні з'єднання між выводами рубильника і підвідними кабелями, роботу механізму привода. Рубильник повинен вмикатися і вимикатися без надмірних зусиль і заїдань. При великому люфті або заїданні механізму привода його необхідно відремонтувати під час найближчого поточного ремонту.

Якщо рубильник знаходиться у ввімкненому положенні тривалий час (декілька діб), то для усунення плівки окису, яка утворюється на ножах і губках, необхідно раз на добу зробити два-три вмикання і вимикання рубильника при знятому навантаженні.

При технічному обслуговуванні пакетних вимикачів необхідно:

- оглянути перемикаючу рукоятку, при виявленні дефектів замінити;

- впевнитися у відсутності тріщин або обвуглень кілець пакетів, дефектні замінити новими;

- декілька разів ввімкнути і вимкнути пакетний вимикач без струму або перемикач і впевнитися в чіткості роботи фіксаторів у всіх положеннях апарата. Рукоятка повинна обертатися без прикладення надмірних зусиль. Несправності фіксуючого механізму усунути.

Технічне обслуговування запобіжників передбачає:

- огляд патронів запобіжників. При цьому впевнюються у відсутності тріщин і сколів на корпусах патронів, а також відшарувань і прогорянь фібрових стінок. Якщо ці дефекти виявлено, запобіжник замінюють;

- перевірку стану плавких вставок та їх відповідність розрахунковим струмам.

Особливості технічного обслуговування магнітних пускачів і кнопок керування. При технічному обслуговуванні магнітних пускачів необхідно перевірити:

- стан контактної системи (відсутність перекосів), одночасність замикання контактів, відсутність корозії на пружинах головних і блокувальних контактів. Пружини, які мають дефекти, замінити новими заводського виготовлення. Кріплення магнітної системи, при послабленні гвинти підтягнути;

- стан котушки пускача. Зовнішнє ізоляційне покриття котушки повинно бути без темних плям, які свідчать про місцеві нагрівання. Котушка повинна бути щільно посаджена на осердя магнітопроводу;

- стан теплових реле. Нагрівальний елемент повинен відповідати потужності захищеного двигуна. При вигорянні металу або коробленні нагрівального елемента його слід замінити новим. При перевірці роботи важеля повернути його у вихідне положення під дією пружини. При необхідності відрегулювати струм спрацювання теплового реле регулятором струму уставки.

При технічному обслуговуванні магнітного пускача необхідно виконати декілька вмикань пускача вручну при від'єднаній мережі живлення. При цьому треба перевірити: одночасність замикання головних контактів і блок-контактів, відсутність перекосів контактної системи, легкість переміщення і відсутність зачеплень системи рухомих контактів за дугогасильні камери.

При технічному обслуговуванні кнопок керування пускачем необхідно зачистити підгорілі і покриті корозією контакти та деталі, впевнитися в легкості ходу і відсутності заїдань штовхачів кнопок, у цілості корпусу; якщо він металевий, перевірити його заземлення.

Особливості технічного обслуговування автоматичних вимикачів. При технічному обслуговуванні вимикачів необхідно:

- перевірити цілість корпусу і кришки;
- декілька разів ввімкнути автомат при відсутності напруги і впевнитися у вільному переміщенні контактів;
- зняти надфілем з дугогасильних камер і контактів бризки металу;
- перевірити стан контактів. При сильному обгорянні або зношуванні металокерамічних накладок контактів до товщини 0,5 мм вимикач підлягає заміні;
- встановити кришку і впевнитися у відсутності заїдань важелів або кнопок керування автоматів.

Технічне обслуговування електрощитів керування, розподільних пунктів, силових шаф і ящиків. При технічному обслуговуванні необхідно:

- очистити від пилу і бруду корпус та апаратуру;
- перевірити кріплення електрощита до основи. Послаблені гайки і болти підтягнути;
- перевірити цілість гумових ущільнень. На ущільнювальних прокладках не повинно бути глибоких тріщин і розривів. Місця вводу і виводу металевих рукавів, кабелів або труб повинні бути герметичними;
- перевірити справність запорів і щільність прилягання дверцят до корпусу. Виявлені дефекти усунути;
- перевірити справність сигнальної апаратури. Послаблені контакти приєднувальних проводів затиснути. Перегорілі сигнальні лампи замінити;
- перевірити стан контакту заземлення корпусу, усунути дефекти.

Технічне обслуговування контрольно-вимірювальних приладів і засобів автоматики. При технічному обслуговуванні необхідно:

- очистити прилади і засоби автоматики від пилу стиснутим повітрям; перевірити міцність присіднання проводів до клем приладів і контактів реле;
- перевірити стан контактів реле. У випадку зношування замінити контакти або реле;
- оглянути прилади і реле, впевнитися у відсутності механічних пошкоджень.

Працюючі в схемах безконтактних пристроїв автоматичного керування тиристорні пускачі, захисні пристрої УВТЗ-1М, ФУЗ-М, ЗОУП, РУД тощо являють собою електронні прилади, які обслуговують відповідно до вказівок з експлуатації пристроїв автоматики.

Часто керування і захист електродвигунів, а також технологічного обладнання здійснюють за допомогою розподільних пристроїв типу РУС (А), станцій керування ШАП, ЯАА, ША, САА, ШАІ, ШОА тощо, укомплектованих залежно від потужності і призначення приводу або установки, обсягу захистів і керування різними типами автоматичних вимикачів, магнітних пускачів та теплових реле. Налагодження, перевірку, випробування і експлуатацію цих елементів проводять згідно з вказівками, наведеними раніше.

14.5. Безпека праці при обслуговуванні розподільних пристроїв і апаратури напругою до 1000 В

Роботи на розподільних щитах, силових зборках на ділянці до запобіжника слід проводити при ввімкнених і заземлених шинах та обладнанні.

Ділянки, які підлягають технічному обслуговуванню, повинні бути огорожені і забезпечені необхідними плакатами.

Для роботи під напругою потрібно мати дозвіл від вищестоящего оперативного персоналу і проводити її повинні дві особи з тим, щоб при попаданні однієї під напругу, інша могла подати відповідну допомогу.

При вимиканні щита або лінії напругою 380, 220 і 110 В перед початком роботи необхідно повісити плакати, прокласти ізолюючий матеріал між ножами вимкненого рубильника і попередити старшого електрика або відповідальну особу про проведення робіт на даній ділянці.

Робота під напругою допускається лише в тому випадку, якщо не можна вимкнути установку за умовами технології. При цьому роботу доручають досвідченому електрику під наглядом інженера з обов'язковим дотриманням заходів безпеки (використання гумових килимків та інших ізолюючих матеріалів).

Огляди в розподільних щитах на напругу до 1000 В може проводити черговий електрик, що має кваліфікаційну групу не нижче третьої.

При огляді дозволяється замінювати лампи освітлення, плавкі вставки запобіжників при знятій напрузі, ремонтувати або замінити вимикачі, ремонтувати дверцята, замки.

Якщо напругу зняти не можна, то допускається замінювати плавкі вставки під напругою і під навантаженням, попередньо впевнившись у відсутності короткого замикання на лінії. При цьому працювати треба в запобіжних окулярах, діелектричних рукавицях або користуватися ізолюючими кліщами.

Чистити апаратуру розподільного щита слід при знятій напрузі. У тих випадках, коли зняття напруги пов'язано з вимкненням великого числа електроустановок, дозволяється чистити апаратуру під напругою при виконанні таких умов: працювати слід в діелектричних рукавицях, стоячи на ізолюючій основі з опушеними і застібнутими рукавами одяжі і в головному уборі; роботу повинні виконувати двоє monterів, один з яких має кваліфікаційну групу не нижче III.

Контрольні питання і завдання

1. Для чого проводять пусконаладжувальні випробування апаратури напругою до 1 кВ?
2. Який обсяг робіт з налагодження пускозахисної апаратури перед введенням в експлуатацію?
3. Особливості перевірки автоматичних вимикачів.
4. Характерні особливості налагодження автоматичних вимикачів серії А3100.
5. У чому полягає перевірка електромагнітних елементів автоматів серії А3100, а також АП-50, АП-50Б, АЕ2000 та інших?
6. Який обсяг і послідовність налагодження магнітних пускатів?
7. Основні типи теплових реле і вимоги, які ставляться до них.
8. У чому особливість настроювання теплових реле типів ТРП, ТРН, РТЛ і РТТ?
9. Назвіть типи випробувальних стендів, основні етапи перевірки і регулювання теплових реле (розчіплювачів) на них.
10. Розкажіть про пристрій вмонтованого температурного захисту (УВТЗ) і особливості його налагодження.
11. У чому полягає технічне обслуговування розподільних пристроїв напругою до 1 кВ?
12. Назвіть роботи, які виконуються при технічному обслуговуванні пускорегулювальної апаратури (ручних і автоматичних вимикачів, запобіжників, пускатів тощо).
13. Яка послідовність технічного обслуговування контрольно-вимірювальних приладів і засобів автоматизації?
14. Назвіть основні заходи безпеки при обслуговуванні розподільних пристроїв і апаратури напругою до 1кВ.

15. РЕМОНТ ПУСКОВОЇ, ЗАХИСНОЇ ТА РЕГУЛЮВАЛЬНОЇ АПАРАТУРИ І РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ НАПРУГОЮ ДО 1000 В

15.1. Несправності пускової та регулювальної апаратури.

У пусковій і регулювальній апаратурі найчастіше зустрічаються такі види несправностей: перегрівання котушок пускатів, контакторів і автоматів, міжвиткові замикання і замикання на корпус котушок,

перегрівання контактів та сильне їх зношення, незадовільна ізоляція, механічні несправності.

Перегрівання котушок змінного струму виникає внаслідок заклинання якоря електромагніту в його розімкненому положенні і низької напруги живлення котушок. У розімкненому положенні якоря котушка пускача споживає значно більший струм, ніж при втягнутому якорі, тому вона швидко перегрівається і згоряє.

Міжвиткові замикання виникають через погану намотку котушки. Особливо це проявляється, якщо витки, які прилягають до фланців каркаса котушки, зісковзують у нижні шари, внаслідок чого виникають відносно великі різниці напруг, які пошкоджують міжвиткову ізоляцію.

Міжвиткові замикання виникають переважно в котушці змінного струму, тому що в ній міжвиткові амплітудні напруги більші, ніж у котушці постійного струму. До того ж, котушки змінного струму знаходяться під посиленою вібрацією з боку сталевго осердя.

Замикання на корпус виникає у випадку нещільної посадки безкаркасної котушки на сталевому осерді. Вібрації в магнітній системі призводять до перетирання ізоляції котушки та її відгалужень, внаслідок чого може виникнути замикання на заземлений сталевий корпус апарата.

На нагрівання контактів впливає струмове навантаження, тиск на них, розміри і розхил контактів, а також умови охолодження та окислення їх поверхонь, механічні дефекти в контактній системі. При сильному нагріванні контактів підвищується температура сусідніх частин апарата і, як наслідок, руйнується ізоляційний матеріал.

При несприятливих умовах гасіння електричної дуги контакти окислюються. На поверхнях контактів, які стискаються, виникає шар з поганою провідністю. Цьому сприяє неправильно підібране мастило, яке містить окислюючі речовини, або занадто товстий шар мастила.

Використовувані в зовнішніх установках для змащування контактів консистентні мастила не повинні містити вапнистого (кальцієвого) мила, тому що в них на холоді появляються виділення, які зумовлюють заїдання та інші пошкодження.

Незалежно від розмірів поверхні, яка відводить тепло, тиск на контакти повинен становити 0,25-0,3 Н/мм².

Зношування контактів залежить від сили струму, напруги і тривалості горіння електричної дуги між ними, частоти і тривалості вмикань, якості і твердості матеріалу, контактів.

На ступінь обгорання впливає форма і розмір контактів. При дуже великій ширині контактів (більшій ніж 30 мм) бокова складова струму і

магнітне поле в контакті сильно збільшуються, електрична дуга "вторгається" в стінку дугогасильної камери і руйнує контакти.

Пошкодження ізоляції проявляється в утворенні на її поверхні шляхів для струмів витікання, тому необхідно захищати її від бруду і пилу. Значна частина пошкоджень спричиняється зволоженням ізоляції та її руйнуванням під час будівельно-монтажних робіт і транспортування.

Механічні несправності в апаратах виникають внаслідок корозії, пошкодження осей, пружин, підшипників та інших конструктивних елементів. Зношення деталей і явища втомлення зумовлюються поганим змащуванням рухомих частин, накопиченням вологи, використанням у конструкціях, які працюють на удар, дуже крихких або дуже м'яких матеріалів.

15.2. Ремонт пускової і захисної апаратури

Поточний ремонт рубильників і перемикачів. При ремонті рубильників і перемикачів виконують такі операції:

- * ретельно очищають напилком контактні поверхні ножів і губок від бруду, кіптяви і частинок оплавленого металу. При цьому намагаються зняти мінімальну кількість металу, щоб не зменшити переріз контактних частин ножів і губок. При сильному оплавленні ножів або губок їх замінюють новими відповідних профілів і розмірів;

- * підтягують всі деталі кріплення, звертаючи увагу на шарнірні з'єднання, які є частиною кола, по якому проходить електричний струм;

- * перевіряють стан пружин ножів і пружинних скоб контактних губок. Ослаблені пружини, які не створюють у контактах потрібного тиску, замінюють новими;

- * регулюють щільність входження ножів у губки. Ножі повинні входити в губки без ударів і перекосів, але з деяким зусиллям. Контактна поверхня губки повинна щільно прилягати до відповідної поверхні ножа. Щуп товщиною 0,05 мм не повинен входити в проміжок між губкою і ножем на глибину більшу ніж 6 мм;

- * регулюють глибину входження ножів у губки. У рубильниках з важільним приводом ножі в повністю ввімкненому положенні не повинні доходити до контактної площадки губок на 2-4 мм. У той же час ножі всією своєю контактною частиною повинні ввійти в губки. Глибину входження ножів у губки рубильників з важільним приводом регулюють збільшенням або зменшенням довжини тяги від ручки до рубильника. При регулюванні добиваються одночасного входження і виходу всіх

ножів з губок. При виході ножів з контактних губок розходження не повинно перевищувати 3 мм;

- * перевіряють міцність з'єднання рубильника з важелем тяги;
- * перевіряють стан пружин дугогасильних контактів; слабкі пружини замінюють новими.

Якість ремонту і регулювання рубильників і перемикачів перевіряють 10-15-кратним вмиканням і вимиканням.

Поточний ремонт пакетних вимикачів і пускових ящиків. При ремонті пакетних вимикачів обгорілі контакти та ослаблені пружини замінюють новими. Після тривалої роботи і частих вимикань вимикачем великих струмів сильно зношуються (вигоряють) його іскрогасильні шайби. При ремонті такі шайби слід замінювати, щоб уникнути різкого погіршення гасіння дуги.

При складанні після ремонту особливу увагу звертають на правильність взаємного розміщення рухомих і нерухомих контактів та щільність блоку його пакетів. Пружина повинна бути насаджена на чотиригранну частину осі так, щоб при повертанні ручки вона натягувалася, а потім з великою швидкістю замикала або розмикала контакти. Відремонтований і повністю складений пакетний вимикач перевіряють не менше ніж 10-кратним вмиканням і вимиканням.

В обсяг робіт з поточного ремонту пускових ящиків ЯРП, ЯВЗ, ЯБПВ тощо входять операції:

- * огляд контактних деталей і усунення наявних пошкоджень (обгоряння, оплавлення тощо);

* перевірка стану приводу і чіткості його роботи. Привід при вмиканні повинен повністю і без перекосів вводити ножі рубильника в контактні губки, а при вимиканні виводити ножі з них і створювати між ножами і губками розрив не менший ніж 30 мм по найкоротшій відстані;

* усунення люфтів, ослаблених кріплень рухомих деталей, пошкоджень ізоляційних частин тощо. Практика експлуатації і ремонту пускових ящиків показує, що найчастіше пошкоджуються деталі, що ізолюють траверсу від частин, які знаходяться під напругою. Пошкоджену ізоляцію відновлюють, використовуючи ізоляційні матеріали, які рівнозначні замінюваним;

* перезаряджання запобіжників і заміна плавких вставок. При перевірці стану ізоляції між струмопровідними і заземленими частинами використовують мегометр на 1000 В. Значення опору ізоляції повинно бути не нижчим ніж 10 МОм.

Поточний ремонт кнопок керування і запобіжників. При ремонті кнопок керування очищають поверхні контактів і містка від плівок

окисів, перевіряють стан пружин і затягання гвинтів. Ослаблені пружини замінюють новими заводського виготовлення. При складанні відремонтованої кнопки керування звертають увагу на правильність взаємного розміщення внутрішніх деталей та її контактних поверхонь, а також на відсутність заїдання при русі стержня і кнопки в корпусі.

При ремонті запобіжника зачищають контактні поверхні патрона і губок від кіптяви і частинок металу. У фібрових патронах перевіряють товщину стінок і відсутність тріщин, оскільки при частих спрацюваннях запобіжника стінки патрона вигоряють і міцність патрона знижується.

При перезаряджанні запобіжника плавку вставку перевіряють за струмом вимикання запобіжника і кола, яке захищають. У запобіжників з кварцевим наповнювачем повністю замінюють старий пісок новим, який повинен складатися з чистого сухого кварцу з розміром гранул 0,5-1 мм. Потім патрон встановлюють у губки запобіжника, куди він повинен входити без перекосу і з деяким зусиллям.

Поточний ремонт автоматичних вимикачів, контакторів і магнітних пускачів. Поточний ремонт пускової і захисної апаратури доцільно проводити без зняття з основи, а при виявленні несправностей, які не можна усунути на місці, апарат слід ремонтувати в майстерні господарства.

Поточному ремонту автоматичних вимикачів, контакторів і магнітних пускачів підлягають такі вузли: контакти; дугогасильні камери; магнітопроводи; котушки; механічні частини; ізоляційні деталі та корпуси.

При ремонті контактів перевіряють стан нерухомих контактних з'єднань. Підтягують ослаблені болти і гайки. З'єднання, які потемніли або мають колір мінливості, розбирають, зачищають контактні поверхні скляним папером або напилком, збирають з'єднання і затягують болти та гайки.

Болти, гайки, шайби та інші деталі, які вийшли з ладу, замінюють. Гвинтові з'єднання затягують до відказу зусиллям не більшим ніж 150 Н.

Ретельно перевіряють стан розмикаючих контактів. Контакти, виготовлені з міді, які мають напливи або бризки металу, раковини або підгорілі місця, зачищають напилком. Контакти, які вийшли з ладу, замінюють новими.

Після чищення або заміни контактів перевіряють ступінь торкання рознімних контактів щупом 0,05 мм. Щуп не повинен проходити більш ніж 1/3 площі контактної поверхні. Зсув контактних поверхонь по ширині повинен бути не більшим ніж 1 мм.

При ремонті дугогасильних камер оглядають камери, впевнюються у відсутності тріщин, прогоряння матеріалу камер. Очищають шабером внутрішні частини камер від кіптяви, нагару та бризок металу і протирають сухим обтиральним матеріалом. Видаляють з пластин деіонної решітки бризки і напливи металу за допомогою напилка або шабера. Місця пластин, що обгоріли, зачищають скляним або наждачним папером. Дугогасильні камери або сильно обгорілі пластини деіонної решітки, які вийшли з ладу, замінюють новими.

При ремонті магнітної системи видаляють скляним папером сліди корозії на сталі магнітопроводу. Очищене місце покривають лаком повітряного сушіння.

У місцях, де стикається рухома і нерухома частина магнітопроводу, сліди корозії і kleпання зчищають шабером вздовж листів магнітопроводу і після зачищення скляним папером або напилком змащують їх машинним маслом. Пошкоджений короткозамкнений виток замінюють новим.

Перевіряють легкість ходу рухомої частини магнітної системи, повертаючи її від руки. Виявлені несправності усувають.

Ремонт котушок. Котушка є однією з найбільш пошкоджуваних деталей магнітного пускача і контактора, яка при ввімкненому пускачі (контакторі) обтікається струмом. Тому, перш ніж приступити до ремонту котушки, її оглядають. Котушка повинна мати рівне, блискуче лакове покриття без підтікань і специфічного запаху горілої ізоляції. При незначних відшаруваннях або тріщинах на поверхні ізоляційного шару її знімають і просочують лаком повітряного сушіння. Значення опору ізоляції котушки відносно корпусу і струмопровідних частин повинно бути не менше ніж 0,5 МОм. Котушка з обвугленою і обсипаною ізоляцією підлягає заміні.

При відсутності котушок заводського виготовлення її намотують в електромайстерні.

Відновити котушку, якщо є паспорт, неважко. У цьому випадку намотують нову котушку, число витків якої і площа перерізу проводу повинні відповідати паспортним даним. Іноді доводиться перемотувати котушки електромагнітів апаратів на напругу, яка відрізняється від паспортної.

Перерахувати обмотувальні дані котушки з однієї напруги на іншу можна за допомогою таких формул:

$$w_1 = w_2 \frac{U_2}{U_1}, \quad (15.1)$$

$$d_2 = d_1 \sqrt{\frac{U_1}{U_2}} \quad (15.2)$$

де w_1 – початкове число витків при напрузі U_1 ;

w_2 – число витків після перемотування на напругу U_2 ;

d_1, d_2 – діаметр проводу, відповідно до і після перемотування.

У ремонтній практиці іноді потрібно розраховувати котушки заново або за відомими розмірами осердя відновлювати обмотувальні дані, тобто визначати число витків і діаметр проводу для заданої напруги мережі.

Обмотувальні дані котушки змінного струму з достатньою для практики точністю можна розрахувати за графіком, який наведено на рис. 15.1. На графіку по горизонтальній осі відкладено значення площі перерізу Q_{cm} стержня магнітопроводу, а по вертикальній осі – число витків w_0 , яке припадає на 1 В робочої напруги.

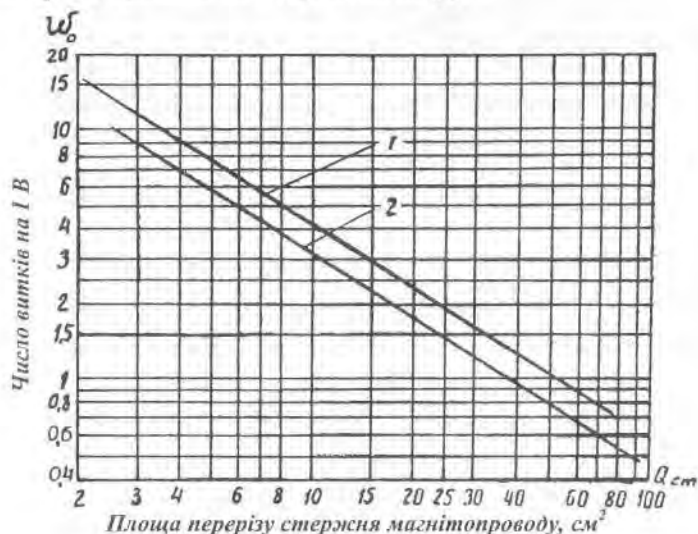


Рис. 15.1. Графіки для визначення числа витків котушки при тривалості вмикання (ТВ):

1 – ТВ = 100%; 2 – ТВ = 40%

Загальне число витків котушки знаходять за виразом:

$$w = w_0 U, \quad (15.3)$$

де U - напруга мережі, В.

Для визначення діаметра проводу необхідно враховувати коефіцієнт заповнення K_z , який є відношенням сумарної площі поперечного перерізу ізолюваних проводів до площі вікна магнітопроводу. Він залежить від типу ізоляції, форми та перерізу проводу і якості намотування. Коефіцієнт заповнення визначають за графіком, який наведено на рис. 15.2, у якому проміжна лінія є середнім значенням коефіцієнта заповнення.



Рис. 15.2. Графіки для визначення коефіцієнта заповнення вікна

Визначивши площу вікна магнітопроводу магнітної системи Q_0 і помноживши її на коефіцієнт заповнення K_z , отримаємо значення площі, яку займає обмотка:

$$S_{обм} = Q_0 K_z, \tag{15.4}$$

Знаючи площу $S_{обм}$, можна визначити площу поперечного перерізу q_n і діаметр d_n ізолюваного проводу:

$$q_n = \frac{S_{обм}}{w}, \tag{15.5}$$

$$d_n = 1,1\sqrt{q_n}. \tag{15.6}$$

Слід відзначити, що для контакторів і магнітних пускачів найчастіше використовують проводи з емалевою ізоляцією марок ПЭЛ, ПЭЛШО.

Встановивши за довідником двосторонню товщину $2b$ ізоляції проводу, віднімають її від d_n і одержують діаметр неізолюваного

проводу $d_{\text{нел}}$, а за ним вибирають найближчий менший за стандартом провід. Це і буде вихідний для намотування котушки провід:

$$d_{\text{нел}} = d_{\text{д}} - 2b \quad (15.7)$$

У котушок пускачів серії ПМЕ і ПА в пази каркаса встановлюють струмопровідні клеми і припаюють до них один залужений кінець обмотувального проводу. На струмопровідні клеми приклеюють прокладки із склакотканини типу ЛСЛ так, щоб вони повністю покривали клеми.

У котушок пускачів серії ПА і ПАЕ до кінців обмотувального проводу припаюють вивідний провід марки МГШВ, а замість паяння ізолюють склакотканиною.

Після цього перевіряють опір обмотки котушки постійному струму, який не повинен відрізнятись від каталожних значень більше ніж на десять відсотків.

Готову котушку занурюють у ванночку з лаком МЛ-92. Просочення вважається закінченим, коли на поверхні лаку припиниться виділення пухирців повітря. Котушку виймають з ванночки і підвішують на підвісці для стікання лаку. Сушать котушку в сушильній шафі при температурі $100-105^{\circ}\text{C}$ протягом чотирьох-п'яти годин.

Після сушіння котушку обмотують двома-трьома шарами конденсаторного паперу, прикладають табличку з паспортними даними і обмотують триацетатною плівкою.

При ремонті теплових реле від'єднують струмопровідні проводи і знімають реле. Розбирають, очищають від пилу і бруду, перевіряють стан контактів. Контакти, що потемніли, очищають від нагару обтиральним матеріалом, змоченим спиртом. Зношені контакти і пошкоджені нагрівники замінюють новими. Складають теплове реле, перевіряють тиск контактів і розхили, вимірюють опір ізоляції. Перевірку спрацювання теплового реле виконують на випробувальному стенді за методикою, яку наведено в розділі 14.

При ремонті механічної частини апаратів спочатку перевіряють її роботу. При цьому підтягують ослаблені гвинти і гайки. Усувають перекосення, заїдання або заклинення механічної частини. Замінюють зношені втулки, осі та пружини. Поверхні, що труться, змащують машинним маслом (шарніри механізму автоматичного вимикача змащують приладовим маслом марки МВП).

У реверсивних магнітних пускачах перевіряють надійність роботи механічного блокування. Блокування не повинно перешкоджати вільному вмиканню від руки одного з контакторів реверсивного пускача, однак при

спробі одночасного вмикання другого контактора між його контактами повинен залишатися зазор не менший ніж 3 мм.

При порушенні цих вимог необхідно усунути причину несправності блокування.

При ремонті електроізоляційних деталей і корпусу перевіряють стан ізоляції деталей. Невеликі тріщини і відшарування покривають лаком або клеєм БФ.

Ізоляційні деталі складної конфігурації, які мають значні пошкодження, замінюють новими або придатними деталями із старих апаратів. Заміні підлягають: основи, які мають підгорілі або обвуглені ділянки; панелі, з розхитаними шпильками або якщо вони відсутні.

Опір ізоляції між струмопровідними частинами вимірюють мегометром на 500 В. Опір ізоляції повинен бути не менший ніж 0,5 МОм, при менших значеннях опору апарат необхідно демонтувати і просушити ізоляцію.

При поточному ремонті перевіряють стан корпусів або захисних кожухів апаратів.

Ремонт реостатів. При поточному ремонті пускових і регулювальних реостатів очищають весь апарат від пилу і бруду, перевіряють кріплення реостатів, щільність всіх гвинтових з'єднань, рівень масла, стан рухомих контактних щіток і щільність їх прилягання, стан нерухомих контактів, елементів опору, захисного заземлення корпусу реостата, а також вимірюють опір ізоляції відносно корпусу. Виявлені недоліки усувають, зачищаючи обгорілі і замінюючи несправні контакти, а також регулюючи дію механічної частини реостата.

При капітальному ремонті реостат повністю розбирають, чистять всі деталі, зношені частини (контакти, елементи опору, пружини, болтові з'єднання, ізоляційні деталі тощо) ремонтують або замінюють новими.

Елементи згорілих опорів замінюють новими, виготовленими з того ж матеріалу (реотану, фехралю) і того ж перерізу. Для ізоляції елементів опору від корпусу застосовують фарфор, стеатит або міканіт, а виводи окремих ступенів реостата ізолюють фарфоровими бусинами або азбестовою панчохою. Якщо реостат змонтовано на рамі агрегата і знаходиться під дією вібрації, то на всіх з'єднаннях встановлюють пружинні шайби.

Нерухомі контакти пристрою регулювання очищають від окисів і оплавлень. Їх встановлюють на одному рівні, щоб запобігти підгорянню контактів і заїданню контактних щіток. Після ремонту реостат складають, регулюють, відновлюють всі написи на його кришці і кожусі. У масляних

реостатів промивають бачок і заповнюють його свіжим трансформаторним маслом до рівня, який позначено рискою на одній з його вертикальних стінок.

Після ремонту реостат перевіряють на відсутність обриву його опорів і плавність ходу рухомого контакту.

15.3. Ремонт розподільних пристроїв напругою до 1000 В

Ремонт розподільних пристроїв зводиться до ремонту апаратури і обладнання (в основному ошинування).

Капітальний ремонт апаратів і електрообладнання розподільних пристроїв напругою до 1000 В проводять у строки, які встановлені відповідальним за електрогосподарство підприємства, але не рідше одного разу на три роки.

Поточний ремонт розподільних пристроїв проводять між капітальними ремонтами в строки, які встановлено графіком, узгодженим відповідальним за електрогосподарство, але не рідше одного разу на рік.

При визначенні обсягу поточного ремонту РП напругою до 1000 В перевіряють стан:

- контактних з'єднань збірних шин, наявність місцевих нагрівань. При цьому підтягують усі болтові з'єднання;
- спусків від шин і апаратів, губок рубильників, запобіжників, місць приєднання кабелів та проводів;
- розробок кабелів та їх закріплень;
- трансформаторів струму і вторинних кіл;
- захисних заземлень і сітчастих обгороджень.

Під час капітального ремонту розподільного пристрою виконують усі операції поточного ремонту. При капітальному ремонті РП особливу увагу звертають на стан болтових контактних з'єднань. При цьому перевіряють якість затягання болтів і розкривають два-три відсотки з'єднань; цілість ізоляторів, надійність кріплення шин на ізоляторах; відсутність вигинів шин, стан їх фарбування і наявність зачищених місць для накладання переносних заземлень. Відповідно до прийнятих позначень, фази шин трифазного змінного струму позначають літерами А, В, С, цим літерам відповідають номери 1, 2, 3. Шини фарбують у такі кольори: жовтий – фаза А, зелений – фаза В і червоний – фаза С.

У процесі ремонту ошинування РП якість прилягання плоских поверхонь у контактах перевіряють за допомогою шупа на 0,02-0,03 мм. У місцях з'єднань шуп не повинен проходити в глибину більше ніж на 5 мм від краю.

Тиск болтових контактів перевіряють, виконуючи контрольне підгискання звичайним ключем з динамометром або ключем з регульованим обертаючим моментом зі змінними головками.

Під час ремонту розподільного пристрою фарбують панелі у світлі тони, відновлюють написи на панелях, ремонтують контур заземлення, замки захисних сітчастих огорожень, дверцята РП, освітлення тощо.

Післяремонтні випробування. Перед здаванням розподільного пристрою в експлуатацію вимірюють опір ізоляції РП і його елементів, а також випробують його підвищеною напругою 1000 В промислової частоти протягом однієї хвилини. Опір ізоляції кожної секції РП вимірюють мегомметром на напругу 1000 В. Він повинен бути не менший ніж 0,5 МОм.

Випробування ізоляції РП проводять одночасно з випробуваннями електропроводок силових і освітлювальних мереж, приєднаних до цих розподільних пристроїв.

При ремонті і реконструкції низьковольтних електричних апаратів, а також установленні їх у розподільні пристрої після ремонту повинні бути дотримані допустимі електричні зазори (за повітрям) і відстані витікання (по поверхні ізоляції) між частинами, які знаходяться під напругою або між ними і заземленими частинами.

Відремонтовані електричні апарати напругою до 1000 В перед введенням в експлуатацію повинні бути випробувані відповідно до вимог прийнятно-здавальних випробувань, які наведено в розд. 14.

Охорона праці. Стосовно заходів безпеки роботи поділяються на три категорії: при повному знятті напруги з установки; при частковому знятті напруги; без зняття напруги.

При роботі з повним або частковим зняттям напруги переносні заземлення слід накласти з усіх боків, а якщо це неможливо, вжити заходів, які перешкоджають помилковій подачі напруги до місця роботи (механічне запирання приводів, рубильників, автоматів, використання ізоляційних прокладок тощо).

На всіх рубильниках і автоматах, якими можна подати напругу на обладнання, що вимкнено для проведення робіт, необхідно вивісити плакати: "Не вмикати, працюють люди!".

При роботі без зняття напруги поблизу струмопровідних частин, що знаходяться під напругою, повинні бути вжиті заходи, які перешкоджають наближенню працюючих до цих струмопровідних частин. До таких заходів належать:

- безпечне розміщення працюючих по відношенню до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою;
- організація безперервного нагляду за працюючими;
- використання основних і додаткових ізолюючих захисних засобів.

Після ремонту роблять прибирання, і відповідальний за ремонт, оглянувши місце роботи, дозволяє зняти всі запобіжні заземлення, прокладки і плакати. Про закінчення робіт він доповідає оперативному черговому і робить запис у наряді та журналі.

- організація безперервного нагляду за працюючими;
- використання основних і додаткових ізолюючих захисних засобів.

Після ремонту роблять прибирання, і відповідальний за ремонт, оглянувши місце роботи, дозволяє зняти всі запобіжні заземлення, прокладки і плакати. Про закінчення робіт він доповідає оперативному черговому і робить запис у наряді та журналі.

Контрольні питання і завдання

1. Назвіть види і причини характерних пошкоджень пускової та захисної апаратури напругою до 1 кВ.
2. У чому полягає організація ремонту такої апаратури?
3. Назвіть основні пошкодження рубильників і перемикачів, а також обсяг роботи, який виконується при поточному ремонті.
4. Назвіть особливості ремонту пакетних вимикачів і пускових ящиків контакторів, магнітних пускачів та автоматичних вимикачів.
5. Які основні операції виконують при ремонті магнітних пускачів?
6. Які особливості ремонту котушок контакторів і пускачів?
7. Яка технологія ремонту пускових і регулювальних реостатів?
8. Які особливості ремонту і обсяг випробувань розподільних пристроїв напругою до 1 кВ?
9. З якою метою проводять післяремонтні випробування апаратури РП?
10. Які заходи безпеки при виконанні поточного ремонту в розподільних пристроях?

16. ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЗАСОБІВ АВТОМАТИЗАЦІЇ

16.1. Призначення засобів автоматизації

Організація обслуговування і ремонту. У сільськогосподарському виробництві все ширше застосовують засоби автоматизації, які встановлюють у різних технологічних лініях (наприклад, для приготування кормів, роздавання кормів, прибирання гною, доїння, первинної обробки молока, очищення зерна, у системах вентиляції, водопостачання, холодильних пристроях, тепличному господарстві, парниках тощо).

За призначенням засоби автоматизації поділяють на декілька груп. Це засоби вимірювання, контролю і регулювання температури; тиску, розрідження і перепаду тиску; витрати і кількості рідин та газів; рівня рідин; для визначення складу і властивостей газів, рідин, твердих і сипких речовин; для вимірювання і дозування мас.

У кожній з груп можна використовувати типові або спеціальні вимірювальні перетворювачі-датчики, підсилювачі і регулятори, виконавчі механізми та регулювальні органи, вторинні прилади, сигналізатори, датчики-реле тощо.

Елементна база засобів автоматизації різноманітна. Це реле, радіолампи, діоди і тріоди, мікросхеми і мікропроцесори, елементи пневмоавтоматики та гідравліки. Для їх експлуатації і ремонту необхідні різні прилади та пристрої, орієнтовний склад яких може бути визначений відповідно до рекомендацій у розд. 2.

Технічне обслуговування засобів автоматизації проводять на місці їх встановлення, поточний ремонт – на місці або в майстерні, капітальний – тільки в майстерні з ремонту КВПіА. Засоби автоматизації обслуговують спеціально підготовлені слюсарі з КВПіА. Після поточного і капітального ремонту обов'язкові контрольні та типові випробування.

Технічне обслуговування і поточний ремонт виконують відповідно до планів-графіків ППР, які складають на рік, квартал, місяць. При технічному обслуговуванні, залежно від умов експлуатації, конструктивних особливостей апаратури і характеру відмов можуть бути використані три принципи: **календарний, напрацювання і змішаний** (комбінований).

Календарний принцип полягає в тому, що обслуговування планують і проводять після певного календарного терміну незалежно від інтенсивності роботи засобів автоматизації та їх напрацювання. Це відноситься до засобів автоматизації, які застосовуються не постійно (наприклад, для вимкнення освітлення), тобто ті, які знаходяться на тривалому зберіганні або в резерві. У цьому випадку можна чітко і централізовано планувати обслуговування засобів автоматизації на тривалій період.

Принцип напрацювання полягає в тому, що строки обслуговування встановлюють при досягненні апаратурою певного напрацювання (воно може бути виражено в годинах роботи, числі вмикань, циклах тощо). Цей принцип використовують у тих випадках, коли відмови зумовлені зносом деталей, апаратура працює в поганих умовах, в агресивних середовищах (свиноферми, комплекси крупної рогатої худоби тощо) або тривалий час без перерви.

Змішаний принцип застосовують для засобів автоматизації, у яких відмови виникають у результаті зношування або старіння.

При організації обслуговування засобів автоматизації можна виділити такі етапи: підготовчий, основний, налагодження і заключний.

На підготовчому етапі планують роботи, ставлять завдання перед виконавцями і навчають обслуговуючий персонал (знайомлять з інструкціями, технічними описами, правилами і заходами безпеки, відпрацьовують практичні навички на тренажерах); готують пристрої до обслуговування, а також контрольно-вимірювальні прилади, інструменти і матеріали; проводять організаційні заходи (контролюють знання обслуговуючого персоналу, перевіряють стан приладів тощо).

На основному етапі відповідно до плану (сітьового графіка, технологічних карт тощо) проводять всі роботи з даного виду обслуговування і контролюють його завершеність та якість.

На етапі налагодження регулюють параметри засобів автоматизації відповідно до заданих режимів роботи. Спочатку налагоджують окремі пристрої, а потім систему в цілому. Якщо пристрій монтують вперше, то попередньо проводять контрольні випробування (передмонтажну перевірку).

На заключному етапі запускають налагоджений пристрій (систему) і контролюють його роботу; складають акт про налагодження; вносять у документацію обліку записи про виконані роботи, виявлені несправності і параметри, які виміряні при випробуваннях і налагодженні; прибирають приміщення, збирають і укладають на місця контрольно-вимірювальні прилади та інструменти; підбивають підсумки обслуговування.

Важливий фактор, який впливає на якість обслуговування – чітке планування, при якому керівник може ефективно керувати процесом, а виконавець детально вивчити операції, які виконуються, та їх взаємозв'язок з іншими роботами.

Основні завдання планування: визначити строки, тривалість і склад робіт при технічному обслуговуванні та поточному ремонті; встановити послідовність проведення робіт та їх взаємозв'язок.

Для розв'язання першого завдання використовують план-графік ІІІР електрообладнання і засобів автоматизації, а для розв'язання другого розробляють лінійні (стрічкові) або сітьові графіки. Періодичність, трудомісткість і склад робіт визначають згідно з системою ІІІРЭсх. Строки проведення обслуговування і поточного ремонту залежать від умов експлуатації пристроїв (табл. 16.1).

Таблиця 16.1

Строки технічного обслуговування і поточних ремонтів засобів автоматизації залежно від умов

Місце установки	Періодичність, міс.	
	технічне обслуговування	поточний ремонт
Сухі і вологі приміщення	3	12
Сухі і запилені приміщення	2	9
Приміщення особливо сирі з хімічно агресивним середовищем	1	6
На відкритому повітрі і під навісом	1	6

16.2. Технологія обслуговування і ремонту. Технічна документація

Залежно від оснащення господарств засобами автоматизації та контрольно-вимірювальними приладами обслуговування і ремонт виконують або на спеціальній дільниці підприємства, або за договором з іншими організаціями.

У першому випадку на підприємствах створюють лабораторії з обслуговування і ремонту електричних, теплових, вторинних приладів, регуляторів тощо. Дільницею керує інженер з КВПіА, а лабораторіями – майстри. Штатний розклад складають, враховуючи номенклатуру засобів автоматизації, які експлуатуються, і обсяг робіт.

Основна мета роботи на даній дільниці – забезпечити справність і працездатність КВПіА, своєчасно виконувати обслуговування і ремонт засобів автоматизації, перевіряти їх, проводити атестацію і представляти прилади і засоби у встановлені строки в органи державної перевірки.

Зміст робіт з обслуговування, ремонту і зберігання залежить від виду засобів автоматизації і визначається згідно з інструкцією з експлуатації і системою ППРЭСх.

При типових роботах з технічного обслуговування необхідно оглянути пристрій і елементи його монтажу; очистити корпус і з'єднання від пилу та бруду; усунути дрібні несправності, перевірити і очистити контакти, проконтролювати герметичність з'єднань, підтягнути деталі кріплення або замінити їх новими; змастити з'єднання кінематичних

вузлів; перевірити працездатність пристроїв і відрегулювати їх параметри.

При типових роботах з поточного ремонту слід виконати всі операції технічного обслуговування, а також:

- зняти апарат або пристрій, розібрати його і усунути пил та бруд, які накопичилися на внутрішніх елементах; замінити пошкодженні неосновні деталі; змастити рухомі з'єднання або замінити змащувальний матеріал; вибрати пристрій і, якщо треба, пофарбувати його; перевірити працездатність і налагодити пристрій.

Перед монтажем і після ремонту проводять контрольні та типові випробування. Встановивши засоби автоматизації на об'єкті, виконують їх налагодження з урахування властивостей об'єкта керування (вибирають оптимальні параметри настроювання систем керування і налагоджують їх; контролюють і регулюють прилади залежно від параметрів об'єкта керування; перевіряють, як функціонує система в цілому).

У процесі налагодження засобів і системи автоматизації при введенні їх в експлуатацію необхідно:

- ознайомитися з проектом автоматизації процесу;
- перевірити правильність і якість виконання монтажу кіл, оглянути апарати;
- виміряти опір ізоляції апаратів та проводок і випробувати її підвищеною напругою;
- перевірити, чи правильно вибрана апаратура захисту і керування (запобіжники, автоматичні вимикачі, теплові реле, перемикачі, магнітні пускачі тощо); вибрати і відрегулювати параметри засобів та систем автоматизації;
- випробувати визначені засоби автоматизації (виконавчі механізми і регульовальні органи, реле, регулятори);
- перевірити взаємодію всіх елементів керування і роботу апаратури захисту та керування;
- провести комплексне налагодження засобів і систем автоматизації, перевірити їх працездатність протягом 72 год.

Роботи, проведені спеціалізованою налагоджувальною організацією, приймає персонал, який обслуговує дані пристрої.

При здаванні об'єкта в експлуатацію повинна бути представлена така документація: проектна, скоригована при монтажі і налагодженні (креслення, пояснювальні записки, кабельний журнал тощо); протоколи налагодження і випробувань засобів автоматизації, пристроїв захисту та керування.

Крім того, на об'єкті для кожного засобу автоматизації, який знаходиться в експлуатації, повинні бути представлені: паспорт-протокол; інструкція з експлуатації і програма з налагодження та перевірки; карти або таблиці уставок і характеристик апаратури захисту.

Паспорт-протокол – основний документ обліку стану кожного пристрою релейного захисту, електроавтоматики, телемеханіки. Його складають на основі даних налагодження і приймальних випробувань, а потім у нього записують результати планових та післяаварійних експлуатаційних перевірок.

За вищезазначеними документами можна перевірити, чи допустимий той або інший режим роботи технологічного обладнання та ліній електроживлення після налагодження засобів автоматизації і підстроювання їх параметрів у процесі експлуатації.

16.3. Експлуатація основних типових елементів засобів автоматизації

Вимірювальні перетворювачі температури. До них відносять перш за все термопари і термометри опору: мідні типу ТСМ, рідше платинові типу ТСП. Застосовують також напівпровідникові термометри опору: термістори в регуляторах типу ПТР і позистори в універсальних пристроях захисту типу УВТЗ.

При експлуатації перетворювачів можуть виникнути такі несправності: обрив чутливих елементів, замикання їх на корпус, міжвиткове замикання термометрів опору, зниження опору ізоляції, пошкодження захисної гільзи. Щоб виявити несправності, у процесі технічного обслуговування і поточного ремонту використовують комбіновані прилади для грубої оцінки параметрів термодатчиків; мегомметри, розраховані на напругу 500 В, для вимірювання опору ізоляції; мости МО-62 для визначення опору чутливих елементів.

При обривах і міжвиткових замиканнях чутливі елементи замінюють новими з тією ж градуальною характеристикою, а якщо нових нема, ремонтують пошкоджені.

Манометричні вимірювальні перетворювачі. До них відносять вимірювальні перетворювачі тиску і розрідження – мембранні, сільфонні і пружинні (з трубкою Бурдона), а також температури – манометричні термометри. Мембранні перетворювачі використовують у напоромірах, тягомірах і тягонапоромірах; сільфонні – у самописних манометрах і вторинних приладах типів МС, ДМПК, РЛ, ДРД; пружинні – у манометрах і вакуумметрах. До манометричних термометрів відносять вимірювальні перетворювачі ТС-100, ТПК-СК тощо.

Багато манометричних вимірювальних перетворювачів призначені не тільки для вимірювання фізичних величин, а й для реєстрації, а також сигналізації про їх зміну. З метою реєстрації застосовують вузол запису і діаграмний пристрій (як правило, з приводом від синхронного електродвигуна або годинникового механізму).

Характерні несправності манометричних вимірювальних перетворювачів: порушення герметичності системи (чутливий елемент – капіляр – вимірювальний пристрій); деформація первинних перетворювачів (мембрани, сільфона, пружини); засмічення отворів, що підводять тиск до чутливих елементів.

Розгерметизацію вимірювальних пристроїв тиску і розрідження визначають при зміні тиску в системі; манометричних термометрів – при зміні температури чутливого елемента. На місця можливої розгерметизації, (з'єднувальні трубопроводи, чутливі елементи і з'єднання приладів) наносять мильний розчин і за допомогою піни, що утворилася, знаходять дефект.

При негерметичності запірних вентилів підтягують сальники; негерметичні з'єднувальні трубопроводи заміняють, чутливі елементи ремонтують або заміняють.

Якщо при перевірці місце розгерметизації не визначено, то можливе засмічення трубопроводів або отворів, які підводять тиск до чутливих елементів. Цю несправність усувають, розбираючи прилад і продуваючи стисненим повітрям з'єднувальні трубопроводи, запірні вентиля та отвори.

Несправності в кінематичних елементах показуючих і реєструючих пристроїв манометричних перетворювачів визначають і усувають так само, як і у вимірювальних та реєструючих приладах.

Вимірювальні прилади. До них відносять прилади: пневматичні, манометричні, електричні для вимірювання струму, напруги, потужності, опору, ємності, індуктивності та інших величин. Це амперметри, вольтметри, омметри, фазометри, комбіновані та цифрові прилади.

Вимірювальні прилади можуть бути показуючими, самописними (реєструючими) і підсумовуючими (інтегруючими). У процесі їх експлуатації виникають перш за все несправності в кінематичних елементах, що призводить до збільшення похибки показів або їх відсутності.

При відсутності показів електричних приладів необхідно перевірити, чи нема обриву струмопроводів обмоток рамок, шунтів і резисторів; пневмо- і манометричних приладів – обриву з'єднувальних трубопроводів або їх засмічення.

Несправності в кінематичних елементах приладів виникають при збільшенні тертя, забрудненні та корозії; неякісному з'єднанні ланок; деформації вимірювальних перетворювачів і стрілок; зношенні кернів і осей. Щоб знайти ці несправності, прилад розбирають і ретельно оглядають кінематичні елементи. При підвищеному терті та забрудненні деталі механізму очищають і промивають у бензині. Якщо виявлено деформацію або обрив елементів, а також короткі замикання в котушках, то їх ремонтують або замінюють.

У складних вимірювальних приладах збільшення похибки і відсутність показів можуть бути викликані порушенням режимів роботи підсилювача, а також виходом з ладу діодів, резисторів мостів. Так, наприклад, якщо прилад не фіксує постійний струм на всіх межах, але працює на межах змінного струму, це означає, що з ладу вийшов випрямний блок.

Щоб знайти несправності в складних вимірювальних пристроях, за допомогою приладів діагностики перевіряють параметри окремих елементів відповідно до принципових схем.

Методи і засоби визначення несправностей у схемах будуть розглянуті в наступному параграфі.

Релейні елементи автоматики. В автоматичі найбільш широко розповсюджені електричні реле, які використовують як підсилювачі і вихідні елементи багатьох приладів (сигналізаторів, регуляторів, датчиків-реле). У схемах контролю, сигналізації і регулювання використовують проміжні реле, реле часу, фотореле тощо. Електричні реле складаються з магнітопроводу, котушок з обмотками і контактної системи. Основні несправності реле — підгоряння контактів, обриви і замикання в обмотках котушок.

При підгорянні контакти очищають напилком, дрібнозернистою шліфувальною шкуркою, щіточкою, змоченою бензином або спиртом. Щоб уникнути пошкоджень, не можна зачищати контакти шліфувальною шкуркою на скляній основі. Контакти з накладками із срібла або металокераміки не зачищають, а тільки знімають з них бризки металу. Обгорілі і спрацьовані контакти з глибокими раковинами (товщина контактних накладок менша ніж 0,5 мм) замінюють.

Потім контактні пари регулюють за допомогою пінцетів: піднімаючи або опускаючи тримачі, добиваються правильного положення контактів у момент спрацювання і відпускання реле при натискуванні рукою на його якір. Далі перевіряють працездатність реле, подаючи на нього робочу напругу.

Обрив обмотки або міжвиткове замикання знаходять, контролюючи цілість кіл тестером і вимірюючи опір обмотки мостами постійного струму.

Похибку спрацювання і відпускання реле часу визначають електросекундоміром. У даних реле може бути несправний привід годинникового механізму або годинникового двигуна.

Характерна несправність датчиків-реле температури, тиску, рівня та інших – невідповідність параметрів спрацювання заданим параметрам. Для усунення цього недоліку змінюють положення контактів, встановлюючи або виймаючи прокладки.

При експлуатації диференційних реле тиску типу РДС, реле швидкості потоку повітря типу РПВ, поплавцевих реле рівня РП-40, СУ-І, а також переривника типу СИП-І може бути пошкоджений ртутний перемикач. Прилади з такими перемикачами демонтують у лабораторіях; у витяжних шафах ретельно видаляють залишки ртуті, а потім замінюють розбиті перемикачі новими. Зібрану ртуть слід зберігати в закритій металевій або скляній посудині.

16.4. Контроль за станом засобів і систем автоматизації

Стан засобів автоматизації контролюють при технічному обслуговуванні та поточному ремонті: оглядають, очищають, перевіряють параметри (проводять тестування), усувають виявлені несправності.

Висновок про технічний стан засобів автоматизації роблять за результатами вимірювання і контролю сукупності параметрів, які визначають працездатність пристроїв автоматики та системи в цілому. Розрізняють контроль працездатності, діагностичний тощо.

Контроль працездатності проводять при підготовці пристроїв автоматики і системи в цілому до експлуатації, при технічному обслуговуванні та ремонті, а також періодично в процесі зберігання. Основне завдання – оцінити стан системи автоматики в цілому. У процесі контролю налагоджують і регулюють пристрої.

Діагностичний контроль виконують, щоб знайти несправність і усунути причину її виникнення. Необхідно вибрати таку методику (програму) пошуку, при якій потрібен мінімальний час для визначення пошкодженого елемента. Найширше розповсюдження одержали методи послідовних поелементних, послідовних групових і комбінованих перевірок.

Метод послідовних поелементних перевірок полягає в тому, що пошук несправностей ведуть, перевіряючи елементи системи по одному.

у певному раніше встановленому порядку. Виявивши несправність, припиняють пошук, замінюють елемент, а потім перевіряють працездатність всієї системи. Якщо комплексна перевірка показала, що працездатність не відновлена, продовжують пошук наступної несправності. Визначивши другий несправний елемент, знову перевіряють систему. Ці операції повторюють до відновлення працездатності автоматизованого пристрою.

Цей метод використовують для будь-яких функціональних схем апаратури і варіантів її конструкції. Його недолік – порівняно велике число перевірок, що в свою чергу призводить до значних затрат часу на пошук навіть при оптимальних програмах. Метод зручний при малому числі елементів в автоматизованій системі.

Метод послідовних групових перевірок полягає в наступному. Систему ділять на окремі групи елементів, пристроїв, блоків тощо. Потім вимірюють один або декілька параметрів, виділяючи групу елементів, у якій є несправність. Далі послідовно розбивають цю групу на підгрупи і звужують зону пошуку доти, поки не буде виявлено несправний елемент.

Основне завдання при розробці програми пошуку – визначити, з якої точки слід починати перевірку груп і намітити послідовність дій після аналізу результатів контролю з тим, щоб витратити мінімальний час на виявлення несправності. У практиці експлуатації використовують три способи поділу структурної схеми автоматизованої установки на групи елементів: середньої точки, половинної ймовірності, половинного часу.

Найбільш розповсюджений **спосіб середньої точки**. Він полягає в тому, що схему ділять на дві приблизно рівні частини і проводять вимірювання в середній точці. Визначивши групу з несправним елементом, знову її розбивають приблизно на рівні частини і т.д. Операції повторюють доти, поки не знайдуть елемент, який вийшов з ладу. Цей метод дає оптимальний результат у тому випадку, якщо елементи рівнонадійні і середній час перевірок груп приблизно однаковий (тригерні чарунки). В інших випадках мінімізується тільки число перевірок, необхідних для знаходження елемента, який вийшов з ладу.

Комбінований метод використовують для складних систем. Він полягає в тому, що при пошуку несправностей вимірюють незначну сукупність параметрів і за результатами роблять підсумок про елемент, який вийшов з ладу. Після контролю всієї сукупності аналізують стан системи і приймають рішення. Послідовність перевірок значення не має.

Для реалізації комбінованого методу складають спеціальну таблицю (табл. 16.2), у якій вказують, при якому сполученні нормального (+) і

ненормального (-) стану параметрів П несправний той чи інший елемент Е.

Таблиця 16.2

Стан параметрів системи

П1	П2	П3	П4	П5	Несправний елемент
+	-	+	+	-	Е1
-	+	-	-	+	Е2

Цей метод використовують також, якщо потрібно знайти одночасно дві або більше відмови.

Для складних автоматичних установок кращі результати вдалося отримати при комплексному використанні методів: комбінованим методом визначають несправний пристрій (блок, тракт); методом групових перевірок знаходять несправний вузол (каскад); методом поелементних перевірок відшукують несправний елемент (деталь).

Після вибору і оптимізації програми пошуку встановлюють спосіб перевірки несправності конкретного елемента: зовнішній огляд, заміну, проміжні вимірювання, контроль за характерною ознакою.

При зовнішньому огляді апаратури перевіряють: чи нема пошкоджень ізоляції, обривів, замикань, пробоїв; стан поверхонь деталей (резисторів, конденсаторів, напівпровідникових елементів тощо); наявність запобіжників, їх справність і відповідність номінальним даним; чи нема іскріння, ступінь нагрівання елементів тощо. Даний спосіб найширше розповсюджений і ефективний, якщо є зовнішні ознаки відмов.

При заміні блоків та приборів, у яких передбачаються відмови, справними можна швидко перевірити працездатність системи. Недоліки – необхідність великої кількості запасних блоків та елементів і можливість виходу з ладу знову встановлених пристроїв через неусунення відмови.

Проміжні вимірювання напруг, струмів та інших величин виконують у різних точках за допомогою контрольно-вимірювальної апаратури. Результати вимірювань порівнюють з даними, які наведено в експлуатаційній документації, і роблять висновок про стан елемента.

При перевірці пристрою за характерною ознакою на вхід подають сигнал з раніше заданими параметрами. За характерною ознакою вихідного сигналу роблять висновок про місце пошкодження.

16.5. Ремонт засобів автоматизації

Ремонт мідних термометрів опору. При виході з ладу чутливого елемента мідного термометра опору (ТС) виготовляють новий. На старий або знову підготовлений каркас намотують з рівномірним кроком мідний провід марки ПЕШО або ПЕС діаметром 0,1 мм: кожний шар обмотки покривають бакелітовим лаком. Після сушіння для одержання стабільних характеристик ТС піддають штучному старінню (процес ведуть при температурі 150°C протягом шести годин). Після охолодження перевіряють номінальний опір термометра. При збиранні ТС виводи припаюють до затискачів припоєм ПОС-60.

Правильність градування ТС перевіряють за схемою, вказаною на рис. 16.1. Температуру вимірюють термостатом ТС-24, підігрівачи масло або воду в посудині при ретельному перемішуванні або по чергово розташовуючи датчик у льоду (0°C) і воді, що кипить (100°C). Вимірюють температуру зразковим термометром типу ТЛ. Опір термометра визначають мостом МО-62.

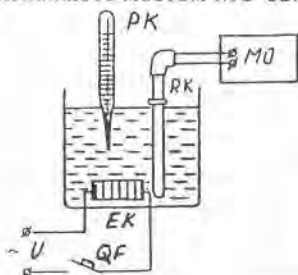


Рис. 16.1. Схема для перевірки працездатності мідних термометрів опору: РК – зразковий (контрольний) термометр; РК – термометр опору; МО – зразковий (контрольний) міст; ЕК – нагрівальний елемент; QF – автоматичний вимикач

Ремонт платинових термометрів опору. ТС розбирають, відокремлюючи чутливий елемент від слюдяної оболонки, стяжок і каркаса. У випадку обриву платиновий дріт зварюють у розчині кухонної солі, використовуючи змінний струм при напрузі 20-24 В. Якщо виникло міжвиткове замикання, то витки розсувають і кріплять у відповідних пазах слюдяної пластини. Пошкоджену пластину замінюють новою. Працездатність платинових термометрів та їх відповідність потрібному класу точності перевіряють аналогічно мідним; зразкова вимірювальна апаратура повинна бути більш високого класу точності.

Ремонт термопар. У місцях обриву термопари зварюють електричною дугою, яка утворилася між графітовими електродами (відстань 6-8 мм). Попередньо кінці обірваних провідників скручують і ведуть зварювання до утворення на них розплавленої кульки. Проводи

термопар типу ХА і ХК можна зварювати, використовуючи як флюс буру, яку потім видаляють при різкому охолодженні термопари в воді.

Працездатність термопар та їх відповідність потрібному класу точності перевіряють аналогічно термопарам опору; але замість моста використовують контрольний потенціометр.

Ремонт манометричних термометрів. Щоб визначити можливу негерметичність, у термосистему через капіляр подають азот, повільно підвищуючи його тиск від 0 до 3 МПа, а термобалон з капіляром і вимірювальною пружиною поміщають у резервуар з гасом. Пухирці азоту в рідині – це і є місце розгерметизації.

Пошкодження в термобалоні усувають паянням; непридатні ділянки капіляра видаляють, встановлюють вставки з мідної трубки діаметром 2-3 мм і припаюють припоєм ПСр-45.

Несправні пружини чутливих елементів можна припаювати, але частіше їх замінюють. Пружинний елемент випаюють із тримача за допомогою газового пальника, зачищають гніздо і встановлюють нову пружину. Застосовують припої ПОС-40 або ПОС-60 та розчин каніфолі або ацетону.

Після ремонту термосистему заповнюють газом або рідиною (згідно з паспортом) до заданого тиску, який контролюють за допомогою манометра. Потім капіляр розклепують і припаюють.

Працездатність термометрів та їх відповідність потрібному класу точності перевіряють за контрольним термометром.

Ремонт вимірювальних перетворювачів тиску, розрідження, різниці тисків, манометричних приладів. Герметичність цих приладів перевіряємо аналогічно манометричним термометрам. Як правило, місце розгерметизації – це чутливий елемент приладу.

У мембранних приладів паяють тільки місця стикання мембрани з корпусом, в інших випадках її замінюють. У сифонних приладів чутливі елементи не ремонтують, а тільки замінюють. Пружинні елементи манометрів ремонтують аналогічно пружинним термометрам.

Для перевірки працездатності перетворювачів тиску та їх відповідності потрібному класу точності використовують вантажно-поршневі манометри МП2,5; МП-60; МП-600. Вантажно-поршневий манометр (рис. 16.2) складається з циліндра 1 і поршня 2. Тиск у системі можна змінювати, переміщуючи поршень, а також навантажуючи ґвалонними гирями 4 платформу 5. Манометричний перетворювач тиску 4 і зразковий манометр 6 кріплять за допомогою штуцерів і з'єднують з порожниною системи голчастими клапанами 7.

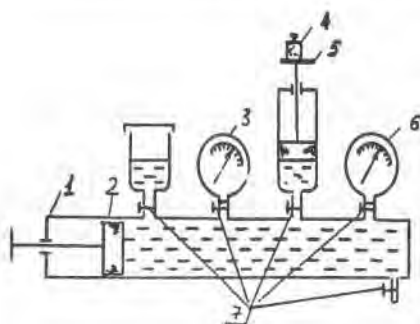


Рис. 16.2. Пристрій вантажно-поршневого манометра типу МІ: 1 – циліндр; 2 – поршень; 3 – манометричний перетворювач; 4 – еталонна ги́ря; 5 – платформа; 6 – зразковий (контрольний) манометр; 7 – голчасті клапани

При перевірці перетворювача тиску типу МЭД (рис. 16.3), який складається з пружинного елемента і диференціального трансформаторного датчика ДТД2, використовують, крім контрольного манометра, еталонний вимірювач індуктивностей. З цією метою використовують магазин індуктивностей Р5017 (рис. 16.4). Живлення підводять від мережі змінного струму через автотрансформатор TV1 і роздільний – TV2. Для контролю сили струму використовують міліамперметр PA1, балансу схеми – гальванометр PA2 марки М501.

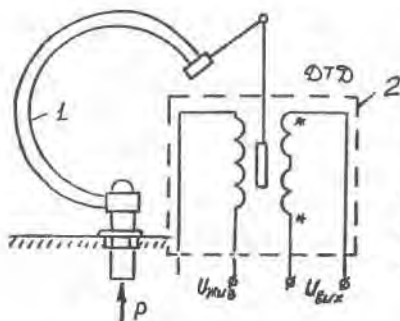


Рис. 16.3. Перетворювач тиску типу МЭД: 1 – пружинний елемент; 2 – диференціально-трансформаторний датчик

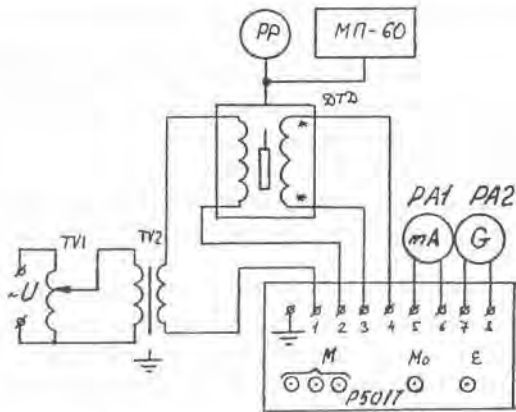


Рис. 16.4. Схема для перевірки працездатності перетворювачів тиску типу МЭД:

TV1 і TV2 – відповідно авто- і розподільний трансформатор; PP – зразковий контрольний манометр; МП-60 – вантажно-поршневий манометр; ДТД – диференціальний трансформаторний датчик; PA1 – міліамперметр; PA2 – гальванометр; P5017 – магазин індуктивностей

Перевірку проводять так. При нульовому тиску, який визначається контрольним манометром PP, за допомогою автотрансформатора TV1 встановлюють струм 125 мА, контролюючи його міліамперметром PA1. Ручкою M_0 магазину, використовуючи гальванометр, балансують схему і визначають залишкову індуктивність датчиком ДТД, який входить до складу МЭД. Якщо її значення перевищує 0,1 мГн, датчик розбирають і встановлюють симетричне положення обмоток відносно плунжера.

Змінюючи тиск у вантажно-поршневому манометрі в межах діапазону вимірювання перевантажувача тиску, визначають його індуктивність за допомогою магазину P5017. Порівнюючи одержані значення з паспортними, встановлюють придатність перетворювача до експлуатації. Крім індуктивності датчика ДТД, визначають його тангенс діелектричних втрат.

Перетворювач вважається справним, якщо похибки в точках, які перевіряють, не перевищують основної похибки, а тангенс α кута діелектричних втрат не перевищує меж, встановлених технічними умовами.

Працездатність інших типів перетворювачів тиску, розрідження, різниці тисків, манометричних рівнемірів перевіряють аналогічно МЭД. При цьому необхідно застосовувати відповідну вимірювальну апаратуру.

Ремонт електровимірювальних приладів. Основна причина збільшення похибки вимірювальних приладів – тертя в опорах підвіски. Для його усунення необхідно перевірити керни. Конус керна повинен мати кут 50-55°. Правку виконують кругами з яшми або алмазу, полірування – полірувальними кругами зі шкіри або фетру та пастою ГОИ.

При обриві або вигині спіралі струмопровідні пружини випадають. Незначний вигин або скручування усувають за допомогою двох пінцетів. Сильно деформовані пружини замінюють, намотуючи на спеціальні оправки. Пружини встановлюють і припаюють після ретельного коригування їх розмірів.

Основні несправності в обмотках – обрив і міжвиткові замикання; в обох випадках їх замінюють новими, виготовленими згідно з технічним паспортом. Довжину проводу визначають залежно від опору обмотки. У процесі намотування на рамку обмотку просочують бакелітовим лаком. Після цього виконують сушіння: природне – протягом шести-восьми годин, а потім при температурі 100-120°C протягом восьми годин. Далі зачищають рамку, контролюють опір, підбирають за допомогою додаткових резисторів, які вмикаються послідовно-паралельно обмотці і використовуються для температурної компенсації та встановлення границі вимірювання приладу.

При погіршенні магнітних властивостей і стабільності характеристик магніти ремонтують. Для цього їх спочатку піддають штучному старінню, витримуючи в термопечі при температурі 100-120°C протягом шести-восьми годин з наступним природним охолодженням.

Для намагнічування магніту (рис. 16.5) використовують змінний струм, який підводять через трансформатор ТА. Магніт ПМ встановлюють на короткозамкнутій мідній шині Ш трансформатора. При розмиканні автоматичного вимикача QF у шині повинен індукуватись намагнічуючий імпульс струму до 25 кА.

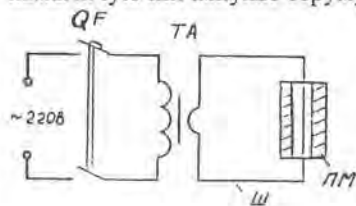


Рис. 16.5. Схема для намагнічування постійних магнітів:
QF – автоматичний вимикач; ТА – трансформатор струму; Ш – шина; ПМ – постійний магніт

Після ремонту вимірювальний прилад складають і балансують його рухоми частину за допомогою вантажів-противаг та їх тримачів. Противаги фіксують припоєм або лаком. При зміні положення приладу стрілки не повинні відхилятися від позначки шкали.

Працездатність вимірювальних приладів перевіряють за допомогою відповідних контрольних. На установках У309, У1313 і подібних можна перевіряти вольтметри, амперметри, омметри та інші прилади.

Ремонт реле полягає в усуненні несправностей контактної системи і виготовленні нових обмоток згідно з паспортними даними. При ремонті реле всіх типів виконують такі операції:

- очищають реле від пилу і бруду;
- викручують підп'ятники й оглядають їх через лупу. Підп'ятники без дефектів (внутрішніх тріщин, подряпин) промивають спиртом, а несправні елементи замінюють;
- перевіряють стан рухомих осей. Вони повинні бути без глибоких подряпин, вибоїн і залишкових деформацій. Погнуті осі виправляють, а подряпини і вибоїни усувають шліфуванням або поліруванням;
- контролюють поздовжні і поперечні зазори, які забезпечують вільне обертання осей у підп'ятниках; регулюють поздовжній зазор, змінюючи положення підп'ятників;
- перевіряють стан і регулювання контактів. Забруднені та окислені контакти зачищають і промивають спиртом, а спрацьовані замінюють. При необхідності регулюють відстані між рухомими і нерухомими контактами (хід рухомих контактів і кути між площинами, що стикаються);
- оглядають обмотки і визначають відсутність на них слідів кіптяви, вм'ятин або інших пошкоджень. Обмотки повинні бути надійно закріплені на магнітопроводах, а виводи міцно з'єднані з відповідними контактними елементами або колами оперативного струму. Дефектні обмотки ремонтують або замінюють;
- перевіряють цілість додаткових і шунтуючих резисторів;
- перевіряють справність ізоляції струмопровідних частин, пошкоджену – відновлюють.

Під час технічного огляду перевіряють міцність кріплення всіх реле та електромагнітів, правильність їх розміщення і справність; ослаблені кріплення підтягують. Потім контролюють взаємодію механізмів приводу з реле й електромагнітами, чіткість і безвідмовність спрацювання реле від імпульсу струму.

Пошкоджені важелі, пружини, контакти та інші деталі реле й електромагнітів замінюють. Якщо реле типів РТВ, РНВ виконані з

годинниковим механізмом витримки часу, то перевіряють його справність і відсутність заїдання рухомих частин. Для цього приводять у дію вручну рухоми частини реле й електромагнітів, регулюють механізм приводу (хід осердя і зусилля, які забезпечують спрацювання защіпки запірного механізму).

Працездатність релейних елементів перевіряють за допомогою стендів УСХА, МИИСП або схеми з джерелом регульованої напруги (рис. 16.6).

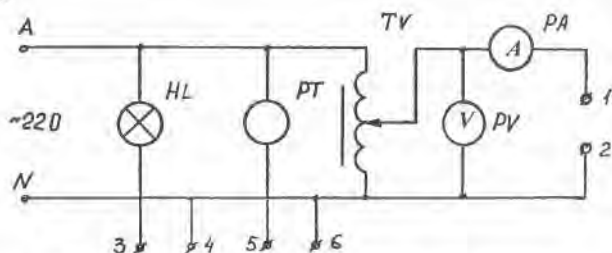


Рис. 16.6. Схема для перевірки працездатності релейних елементів автоматики:

HL – сигнальна лампа; PT – електросекундомір; TV – автотрансформатор; PA – амперметр; PV – вольтметр

Обмотку реле під'єднують до виводів 1 і 2, контакти реле – до виводів 3 і 4 сигнальної лампи HL; при перевірці реле часу використовують виводи 5 і 6 електросекундоміра PT. Змінюючи напругу автотрансформатором, визначають силу струму і напругу при спрацюванні й відпусканні реле. Наприклад, напруга спрацювання електромагніту, який вмикає, повинна становити 30-60 відсотків, а який вмикає і контакторів – не більше ніж 80 відсотків від номінальної напруги. Для перевірки відремонтовані і відрегульовані реле вмикають не менше ніж 15 разів.

Ремонт вторинних приладів і регуляторів. Несправності усувають, випаюючи пошкодженні діоди, тріоди і резистори й замінюючи їх.

Після ремонту контролюють працездатність приладів. Контрольні прилади вибирають з урахуванням вимірюваних параметрів і класу точності того, який перевіряють. Схему для перевірки приладу типу КСДЗ, розрахованого на роботу з датчиком ДТД, наведено на рис. 16.7. Замість датчика до виводів приладу під'єднують магазин індуктивностей P5017 і встановлюють на ньому індуктивності, які дорівнюють істинним значенням величин, що порівнюють з паспортними даними приладу; за

шкалою приладу обчислюють фактичне значення. Визначають похибку, з'ясовують її відповідність класу точності приладу, а також придатність цього приладу для експлуатації.

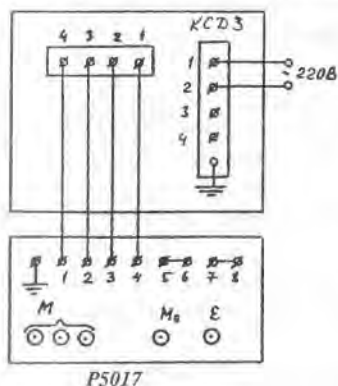


Рис. 16.7. Схема для перевірки працездатності приладу типу КСДЗ з диференціально-трансформаторним датчиком

У приладів з пристроєм реєстрації після ремонту перевіряють його працездатність, точність та якість запису. Якщо є відхідні кола для керування виконавчими механізмами або сигнальними елементами, то за допомогою відповідних приладів й апаратури визначають чіткість їх спрацювання при вимірюванні параметра.

Контрольні питання і завдання

1. Які є основні засоби автоматизації?
2. У яких документах наведено періодичність технічного обслуговування і поточного ремонту засобів автоматизації?
3. Які роботи виконуються при технічному обслуговуванні і поточному ремонті засобів автоматизації?
4. Які є методи і способи виявлення несправностей засобів автоматизації?
5. У чому полягає ремонт електровимірювальних приладів, реле, вторинних приладів тощо?
6. Які випробування проводять після ремонтних робіт?
7. У чому полягає методика випробувань засобів автоматизації після ремонту?
8. Як вибирають контрольні прилади для перевірки працездатності приладів?
9. На якій підставі роблять висновок про придатність або непридатність приладу до експлуатації?

17. ОРГАНІЗАЦІЯ РАЦІОНАЛЬНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

17.1. Якість електроенергії і надійність електропостачання сільськогосподарських споживачів

Вимоги до якості електроенергії. Під терміном “якість електричної енергії” розуміється відповідність основних параметрів електричної енергії установленим нормам при її виробництві, передачі та розподілі. Ці параметри визначають сукупність споживчих властивостей електричної енергії, її придатність задовольняти визначені потреби електроприймачів відповідно до їхнього призначення.

Якість електроенергії в її приймачів нормується ГОСТ 13109-67 та ДСТУ і стосується частоти, напруги, несиметрії напруг і несинусоїдності форми кривої напруги.

Частота змінного струму в нормальних режимах повинна знаходитися в межах $50 \pm 0,1$ Гц. Допускається тимчасова робота енергосистеми з відхиленням частоти $\pm 0,2$ Гц від допустимих значень.

Якість електроенергії за напругою оцінюється відхиленнями і коливаннями напруги.

Відхилення напруги – це зміни напруги зі швидкістю менше ніж один відсоток у секунду, що викликана змінами втрат напруги у зв'язку зі змінами навантаження. ГОСТ та ДСТУ допускає такі відхилення напруги на затискачах електроприймачів:

- приладів робочого освітлення, встановлених у виробничих приміщеннях і громадських будівлях, у межах від $-2,5$ до $+5$ відсотків номінальної;

- електродвигунів і апаратів для їхнього пуску та керування в межах від -5 до $+10$ відсотків номінальної;

- інших електроприймачів у межах $+5$ відсотків номінальної;

- у післяаварійних режимах, а також при планово-попереджувальних ремонтах при їхній тривалості не більше доби допускається додаткове зниження напруги на p 'ять відсотків.

Для споживачів, приєднаних до мереж сільськогосподарських районів, і мереж, що живляться від шин тягових підстанцій, допускаються такі відхилення напруги:

- електродвигунів і апаратів для їхнього пуску та керування в межах від $-7,5$ до $+10$ відсотків номінальної;

- на затисках інших приймачів від $-7,5$ до $+7,5$ відсотка номінальної.

При зазначених відхиленнях не менше 50 відсотків електроенергії, переданої з шин живильних підстанцій 35-110/6-10 кВ, буде споживатися протягом року з відхиленнями напруги в межах ± 5 відсотків.

Коливання напруги – це зміни напруги зі швидкістю не менше ніж один відсоток у секунду. Такі коливання виникають при вмиканнях і вимиканнях великих електроприймачів. Розмір допустимих коливань напруги $U_{\%}$ понад допустимі залежно від частоти їхнього повторення визначається за формулою:

$$U_{\%} = 1 + \frac{\Delta t}{n} = 1 + \frac{\Delta t}{10}, \quad (17.1)$$

де n – число коливань у годину;

Δt – середній за годину інтервал між наступними коливаннями, хв.

При коливаннях, що не перевищують 1,5 відсотка, частота коливань не обмежується, при коливаннях від 1,5 до 4 відсотків – не більше ніж десять разів у годину, при коливаннях вище чотирьох відсотків – не більше ніж один раз у годину.

Пуск електродвигуна потужністю до 30 кВт від шин трансформаторної підстанції супроводжується зниженням напруги на затискачах на 10-20 відсотків, при цьому час запуску не перевищує тричотири секунди.

При під'єднанні до мережі напругою до 1000 В великих електродвигунів необхідно перевіряти можливість їхнього запуску при зниженій напрузі.

Несиметрія напруг характеризується значеннями напруг зворотної і нульової послідовності. Напруга зворотної послідовності не повинна перевищувати два відсотки номінальної. Напруга нульової послідовності ГОСТом не нормована, але в усіх випадках діюче значення напруги в електроприймачів не повинно виходити за допустимі межі.

Якість напруги забезпечується зустрічним регулюванням напруги, що здійснюється на підстанціях 35 кВ і вище. У години найбільших навантажень на шинах вторинної напруги цих підстанцій підтримується напруга, підвищена на п'ять відсотків і більше, у години спаду навантажень – номінальна напруга.

Для контролю за якістю напруги в електричних мережах треба вимірювати напругу в режимах найбільших і найменших навантажень не менше ніж два рази на рік. У найближчих до трансформаторів і найбільш віддалених характерних точках мережі виміри треба також робити на вимогу споживачів електроенергії.

Результати вимірювань використовуються для перевірки правильності робочого положення регулювальних відгалужень

трансформаторів, заданих значень напруги на шинах живильних підстанцій 35-110 кВ і уставок пристроїв автоматичного регулювання напруги.

Процес зміни навантажень і напруг у мережі є випадковим. Тому однієї реєстрації факту відхилення напруги недостатньо для прийняття рішення про конкретні заходи. Необхідно з'ясувати причини відхилення і встановити, наскільки таке відхилення стійке в часі.

Несинусоїдність форми кривої напруги – це відношення діючого значення напруги усіх вищих гармонік до діючого значення напруги основної гармоніки, воно не повинно перевищувати 0,05.

Вплив якості електроенергії на роботу електрообладнання. Розглянемо вплив окремих показників якості електроенергії на роботу електроприймачів (ЕП) і апаратів.

Частота змінного струму в електричній системі визначається швидкістю обертання генераторів електростанцій. Номінальне значення частоти, рівне 50 Гц, в електричній системі може бути забезпечене за умови наявності резерву активної потужності. У кожний момент часу в електричній системі повинна забезпечуватись рівність між потужністю генераторів електростанцій і потужністю, споживаною навантаженням, з урахуванням втрат потужності в електричних мережах. У випадку збільшення навантаження вона повинна покриватися за рахунок наявного резерву потужності. При вичерпанні резерву активної потужності частота в електричній системі буде менша за номінальну.

Зниження частоти в системі веде до зменшення частоти обертання усіх ввімкнених електродвигунів. При цьому знижується продуктивність з'єднаних з ними механізмів, що в багатьох випадках погіршує економічні показники їхньої роботи. При значному підвищенні частоти, що може мати місце, наприклад, у випадку різкого зменшення навантаження, можливо пошкодження устаткування.

Відхилення напруги. При аналізі режимів напруги в електричних мережах звичайно мають справу з відхиленнями фактичних значень від номінальної напруги.

Робота електроприймачів при значеннях напруги, відмінної від номінальної, характеризується зміною техніко-економічних показників.

Розглянемо деякі приклади. У ламп розжарювання при відхиленні напруги $\Delta U = +10$ відсотків світловий потік, а, отже, і освітленість робочої поверхні зростає приблизно на 30 відсотків. Однак при цьому термін служби лампи скорочується в три рази. При відхиленні $\Delta U = -10$ відсотків термін служби зростає приблизно в два рази, але зате світловий потік знижується в середньому на 30 відсотків. У результаті різко

знижується освітленість робочої поверхні, а отже, і продуктивність праці робітників.

Обертаючий момент і ковзання асинхронних двигунів залежать також від відхилення напруги на затискачах. При зниженні напруги хоча б на десять відсотків у порівнянні з номінальним значенням може понизитися продуктивність робочої машини. При значному зниженні напруги двигуни можуть зупинитися.

Підвищення напруги на затискачах двигуна призводить до збільшення споживаної ним реактивної потужності. У середньому на кожний відсоток підвищення напруги реактивна потужність збільшується на три відсотки і більше.

У випадку зниження напруги на затискачах двигуна при тій же споживаній потужності збільшується його струм. При цьому відбувається більш інтенсивне нагрівання ізоляції двигуна і, відповідно, знижується термін її служби. Розрахунки показують, що при тривалій роботі цілком навантаженого двигуна з відхиленням напруги на затискачах $\Delta U = -10$ відсотків термін його служби скорочується приблизно вдвічі.

Для електричних апаратів, що приєднані до електричної мережі, значення напруги обмежуються умовами роботи ізоляції, а також нагріванням сталі знижувальних трансформаторів. Для трансформаторів розмір допустимого перевищення напруги визначається більш складно. Як орієнтовний показник можна вважати, що допустимим є перевищення магнітної індукції в сталі на п'ять відсотків понад значення, одержане в режимі холостого ходу при номінальній напрузі даного регулювального відгалуження трансформатора. Трансформатори при виготовленні розраховуються на роботу з максимальною індукцією в сталі 1,4-1,7 Тл. Це значення відповідає точці 1 насичення на характеристиці (рис. 17.1). При незначному збільшенні ΔU , а, отже, і ΔB , різко збільшується струм і втрати холостого ходу трансформатора (точка 2).

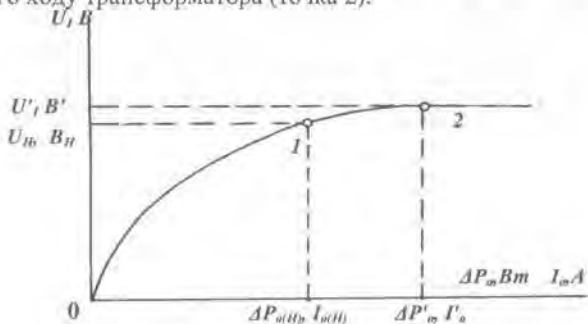


Рис. 17.1. Залежність втрат (P_0) в осерді трансформатора від напруги

Для генераторів і синхронних компенсаторів допускається робота з номінальною потужністю при відхиленнях від номінальної напруги в межах $-5... +5$ відсотків. При цьому варто мати на увазі, що номінальні напруги генераторів на 5 відсотків вищі, ніж для електричних мереж.

Електронагрівальні установки також чутливі до відхилень напруги. Їхня потужність зв'язана з напругою квадратичною залежністю. Негативні відхилення сильно знижують продуктивність, а позитивні – термін служби. Вибір оптимального режиму робиться регулюванням потужності електронагрівника.

Реактивні опори в елементах сучасних електричних мереж і трансформаторів переважно більші за активні. Тому режим напруг в електричних мережах в основному визначається значеннями реактивної потужності. Крім того, необхідний режим напруг може бути забезпечений тільки за умов наявності резерву балансу реактивної потужності. Це означає, що у всіх основних вузлах системи наявна потужність джерел повинна бути більша за сумарну реактивну потужність навантаження споживачів з урахуванням втрат її в елементах мережі.

Несиметрія напруг характеризується збільшенням напруг зворотної і нульової послідовності, у результаті чого збільшується сумарне відхилення від номінальної напруги і, отже, погіршується режим напруг в ЕП. Дуже несприятливо впливає напруга зворотної послідовності навіть невеликого значення на роботу обертових електричних машин. У них струми зворотної послідовності стають значними. При цьому виникає обертове магнітне поле зворотної послідовності, ЕРС, струми подвійної частоти в колах роторів, що призводить до додаткового нагрівання відповідних частин машини. При несиметрії напруг, коли $U_1 \gg U_2$ двигун обертається відповідно до чергування векторів прямої послідовності, а зворотна робить на нього гальмуючу дію. Відомо, що опір двигунів залежить від ковзання ротора відносно статора s і виражається залежністю, показаною на рис. 17.2. При нормальній роботі асинхронного двигуна ковзання мале ($s \ll 1$), а для

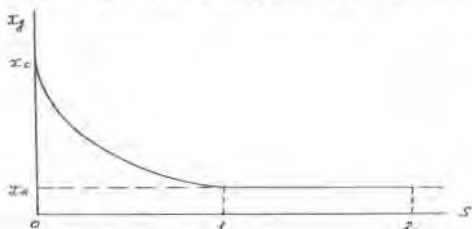


Рис. 17.2. Залежність опору двигуна від ковзання

синхронного $s = 0$, тому опір двигуна x_d близький або дорівнює x_c . Для загальмованого двигуна $s=1$ і опір різко падає до x_k . Відношення x_c / x_k визначає кратність пускового струму (звичайно k_t береться 4-7). При збільшенні ковзання до $s=2$ (поле статора обертається в один бік, а ротора в інший), що має місце для струмів зворотної послідовності, значення x_d практично не змінюється в порівнянні з $s=1$, тому можна приймати опір зворотної послідовності двигуна $x_2=x_k$. А це значить, що для струмів зворотної послідовності опір двигуна в k_t разів менший, ніж для прямої. Наприклад, при виникненні на введенні двигуна з $k_t=7$ напруги зворотної послідовності $U_2 \approx 5$ відсотків, струм зворотної послідовності в його обмотках становитиме 35 відсотків струму прямої послідовності, що викличе їх додаткове нагрівання. Тому для дотримання нормованого перегріву при п'яти відсотках несиметрії рекомендується знижувати навантаження електродвигуна на п'ять-десять відсотків проти номінального. Якщо несиметрія досягає десяти відсотків, то зниження навантаження повинно бути на 25-30 відсотків.

Найчастішою причиною несиметрії напруг на практиці є нерівність струмових навантажень фаз. При цьому розрізняють два види несиметрії: **систематичну та імовірнісну**. Характерною ознакою **систематичної несиметрії** є постійне перевантаження однієї з фаз. У цьому випадку вирівнюють навантаження фаз перемиканням частини навантаження з перевантаженої на недовантажену фазу. **Імовірнісна несиметрія** характеризується мінливістю навантажень фаз і, як правило, змінним навантаженням то однієї, то іншої фази (переміжна несиметрія). У цьому випадку необхідно застосовувати автоматичні симетруючі пристрої.

У сільських мережах 0,38 кВ несиметрія напруг в основному зумовлена тим, що до них під'єднуються однофазні електроприймачі. При наявності струмів зворотної та нульової послідовності збільшуються сумарні струми в окремих фазах елементів мережі, що призводить до збільшення втрат потужності й енергії. Це недопустимо з огляду на нагрівання. Струми нульової послідовності постійно протікають через заземлювачі. При цьому додатково висушується ґрунт і збільшується опір заземлюючого контура.

Для запобігання появи зазначених негативних явищ ГОСТом та ДСТУ для усіх ЕП допускається напруга зворотної послідовності до двох відсотків номінальної.

Для зниження або усунення несиметрії напруг чи струмів на якійсь ділянці мережі застосовують спеціальні симетруючі пристрої.

Несинусоїдність напруг характеризується наявністю, крім гармоніки основної частоти U , складових гармонік U_y інших вищих частот.

У цілому несинусоїдним режимам властиві ті ж недоліки, що й несиметричним. Однак через вищі частоти несинусоїдні струми призводять до додаткового нагрівання обертових машин, а також до нагрівання і збільшення діелектричних втрат у конденсаторах. Можливе також виникнення резонансних явищ у мережах на вищих частотах. При цьому різко зростають значення струмів та напруг на окремих ділянках мережі. Для зниження або усунення вищих гармонік застосовують спеціальні фільтри, що створюють замкнуті кола для відповідних гармонік. При цьому виключається їх поширення в іншій частині мережі.

Основні заходи щодо поліпшення якості електричної енергії. Як зазначалося вище, відхилення параметрів електричної енергії від установлених стандартів погіршують умови експлуатації електроустаткування системи та споживачів і можуть призвести до народногосподарських збитків. Економічний ефект заходів щодо поліпшення якості електроенергії визначається за виразом:

$$E_{ef} = \sum_{i=1}^m y_i - \sum_{i=1}^m z_{nki}, \quad (17.2)$$

де $i = 1, 2, 3 \dots m$ – кількість розглянутих показників якості електроенергії;

$\sum_{i=1}^m y_i$ – сума збитку від порушення стандартної якості електроенергії

за всіма показниками від i до m ;

$\sum_{i=1}^m z_{nki}$ – сума зведених витрат на заходи щодо поліпшення якості електроенергії за всіма показниками.

При значенні $E_{ef} = 0$ заходи щодо поліпшення якості електроенергії неефективні.

Для забезпечення показників якості електроенергії за частотою і напругою необхідно виконати такі умови:

по-перше, наявна активна потужність повинна бути достатньою для покриття всього активного навантаження споживачів і втрат активної потужності в мережах при номінальній напрузі та частоті;

по-друге, наявна реактивна потужність генераторів, СК та інших компенсуючих засобів енергосистеми і споживачів повинна бути достатньою для покриття реактивного навантаження енергосистеми і

втрат реактивної потужності в мережах при нормальній напрузі та частоті;

по-третє, розподіл наявної реактивної потужності генераторів, СК та інших компенсуючих засобів в енергосистемі повинен бути таким, щоб реактивне навантаження всіх споживачів разом із втратами реактивної потужності в мережах в основному було покрите.

Недотримання цих умов веде до зниження частоти і напруги в мережах енергосистеми.

Для організації контролю якості електроенергії необхідно: визначити методи і способи вимірювання, що дозволять одержати необхідну інформацію про якість електроенергії; визначити допустимі значення або допустимі діапазони зміни контрольованого показника якості у вибраному пункті контролю; визначити тривалість і періодичність контрольних вимірів.

На вибір методу і, відповідно, способів вимірювань у першу чергу впливає характер зміни контрольованого параметра, що в свою чергу в основному визначається характером зміни навантаження. Зміна всіх показників, установлених стандартом, носить переважно імовірнісний характер і, отже, вимагає використання статистичних методів контролю і, відповідно, статистичних або реєструючих приладів. Пристрої для підвищення якості електроенергії можуть впливати як на один із її показників, так і на декілька. В останньому випадку вони називаються багатофункціональними. Пристрої можуть змінювати свої параметри в процесі роботи під впливом керуючого сигналу (регульовані пристрої), а можуть зберігати їх незмінними незалежно від режиму роботи мережі (нерегульовані пристрої).

Регулювання може бути плавним або ступінчастим. Вмикання і вимикання окремих частин пристрою може здійснюватися за допомогою контакторів або безконтактним способом – перемиканням кіл тиристором у момент переходу струму через нуль.

Регулювання напруги здійснюють за допомогою трансформаторів із РПН і регульованих К.У. Останні більш ефективні для цього в мережах 0,38 кВ, де їхній регульовальний ефект найбільш суттєвий. Існують дослідні розробки трансформаторів з безконтактним перемиканням РПН (ВИЭСХ) і секцій НУ (МЭИ). Обидва пристрої розроблені в двох варіантах – з плавним і ступінчастим регулюванням.

Зниження коливань напруги можна здійснити за рахунок споживання реактивної потужності, зміни параметрів зовнішньої мережі, усунення взаємних впливів спокійних і різко змінних навантажень. Для зниження коливань напруги доцільно застосовувати автоматичне

регулювання збудження синхронних двигунів із $\cos\phi$, що випереджає (для зменшення накидів реактивної потужності), обмежувати струми пуску і самозапуску двигунів. Вибір того чи іншого способу зниження коливання напруги повинен визначатися техніко-економічним розрахунком.

Зменшення впливу вищих гармонік досягається за допомогою фільтрів вищих гармонік, що являють собою послідовно з'єднані реактор і БК. Параметри реактора з БК підбираються таким чином, щоб їхній результуючий опір був рівним нулю. У загальному випадку на кожну гармоніку потрібен свій фільтр.

Фільтри вищих гармонік різного типу були розроблені Жданівським металургійним інститутом. Усть-Каменогорським заводом у 1982 р. випущені дослідні установки фільтрів 5, 7, 11 і 13-ї гармонік.

Зниження несиметрії напруг можна досягнути двома способами: зниженням опору мережі струмам зворотної та нульової послідовності; зниженням значень самих струмів.

Опір струмам нульової послідовності може бути знижений за рахунок застосування трансформаторів 10/0,4 кВ із схемою з'єднання обмоток "трикутник-зірка з нулем" або "зірка-зигзаг" – замість схеми "зірка-зірка з нулем", що застосовується зараз. У діючих трансформаторах опір нульової послідовності можна зменшити, установивши шунтовий пристрій, що симетрує, розроблений в Інституті електродинаміки АН України.

Зниження систематичної несиметрії в мережах 0,38 кВ здійснюють перерозподілом навантажень між фазами, а імовірнісної – за допомогою пристроїв автоматичного перерозподілу навантажень, розроблених також у цьому ж інституті.

Підсумовуючи вищевикладене, для контролю якості електроенергії можна рекомендувати такі прилади: для вимірювання відхилення частоти – частотомір Ф-205; несиметрії напруги – АНЕС (аналізатор несиметрії), з'єднаний із самописцем, а також реєструючі вольтметри несинусоїдності – АН (аналізатор несинусоїдності), з'єднаний із самописцем С5-3 або СМ-44; коливань напруги – осцилографічну апаратуру.

Підвищення надійності електропостачання. Особливу увагу необхідно приділяти електропостачанню сільськогосподарських споживачів першої категорії – тваринницьких комплексів, птахофабрик, великих тепличних комбінатів та інших об'єктів, відключення яких призводить до хвороб і навіть загибелі тварин, птиці, рослин і великого матеріального збитку. Досвід показує, що навіть подвійне живлення об'єктів від різних підстанцій не забезпечує необхідної надійності

постачання. Тому такі об'єкти повинні мати невеликі дизельні резервні електростанції (бажано з автоматичним пуском), від яких можна живити найбільш відповідальні електроприймачі, щоб у такий спосіб звести до мінімуму збиток від вимикання основного живлення. Забезпечення високої надійності електропостачання може бути досягнуте шляхом удосконалення експлуатації розподільних електричних мереж, поліпшення їхнього технічного стану при одночасному підвищенні продуктивності праці обслуговуючого персоналу.

Радикальне рішення проблеми надійності сільських електричних мереж – заміна повітряних ліній електропередачі підземними кабельними. Ці лінії приблизно при тій же вартості на порядок надійніші, прокладання їх цілком механізоване, не потребує деревини або залізобетону на опори і, крім того, вони не заважають виконанню сільськогосподарських робіт на полях. На жаль, потреба в кабелі для тих цілей настільки велика, що в найближчі роки промисловість задовольнити її не зможе навіть для районів із складними кліматичними умовами.

В останні роки енергозабезпечувальними організаціями здійснюються такі організаційно-технічні заходи щодо підвищення надійності електропостачання сільських споживачів:

- підвищення надійності ПЛ шляхом скорочення протяжності ліній 10 кВ, збільшення кількості відхідних від ТП 35-110 кВ ліній до п'яти-шести, будівництва ПЛ 6-20 кВ для здійснення резервного живлення споживачів;

- підвищення надійності трансформаторних підстанцій шляхом забезпечення резервним живленням, створення двотрансформаторних підстанцій, заміна перевантажених трансформаторів на підстанціях 35-110 і 6-20/0,4 кВ;

- впровадження автоматизації і телемеханізації розподільних мереж – секціонування ліній 6-20 кВ масляними вимикачами і автоматичними віддільниками й оснащення їх пристроями АПВ і АВР;

- впровадження диспетчеризації – створення й устаткування диспетчерських пунктів РЕМ, обслуговування електромереж шляхом створення бригад централізованого ремонту (ЦР), оперативно-експлуатаційних бригад (ОЕБ) і оперативно-візних бригад (ОВБ).

Здійснення цих заходів, спрямованих на підвищення надійності електропостачання сільського господарства, дозволить істотно знизити аварійність і кількість пошкоджень у розподільних мережах, підвищити рівень технічного стану мереж, зменшити збиток від перерв в електропостачанні.

17.2. Раціональне використання електроенергії. Шляхи зниження її втрат

Постановка питання. У процесі інтенсифікації сільськогосподарського виробництва різко зростає споживання електроенергії. Отже, ставляться і нові завдання з підвищення раціонального її використання. Подальше збільшення споживання електроенергії на сільськогосподарських підприємствах необхідно здійснювати так, щоб знизити її витрату в розрахунку на одиницю виробленої продукції. Для цього треба не тільки правильно вибирати потужність застосовуваного електроустаткування, але й домагатися оптимального режиму його роботи.

Електроенергія в господарствах агропромислового комплексу в основному витрачається на виробничі потреби (~80%) і, у зв'язку з її подорожчанням, істотно впливає на собівартість продукції, що випускається.

З метою підвищення рентабельності виробництва й економії електроенергії необхідно сприяти максимальному використанню виробничих потужностей технологічного устаткування, що нерозривно пов'язане і з поліпшенням використання енергетичного устаткування (асинхронних двигунів, трансформаторів тощо). Для цього розробляють і здійснюють організаційно-технічні заходи щодо економії всіх енергоресурсів.

Зниження втрат потужності й енергії шляхом поліпшення режиму роботи електроприймачів. Максимальної економії енергетичних ресурсів можна домогтися, знижуючи втрати електроенергії в мережах і підвищуючи її якість у електроприймачів.

Найбільш ефективні способи зниження втрат – зменшення споживання реактивної потужності в електроустановках сільськогосподарських споживачів і підвищення коефіцієнта потужності $\cos \varphi$. Досягається це насамперед завдяки поліпшенню використання електроприймачів, а також застосуванню компенсуючих пристроїв (КП).

Споживання реактивної потужності електроприймачами сільськогосподарського виробництва становить: асинхронними двигунами – близько 60 відсотків; трансформаторами – 20...25 відсотків, повітряними електричними мережами й іншими – близько 20 відсотків. У цілому реактивне навантаження сільськогосподарських підприємств не тільки порівнянне з активним, але й нерідко перевищує його.

І в асинхронних двигунах, і в трансформаторах основну частину в балансі реактивної потужності складає потужність холостого ходу, що

залежить від номінальної потужності і конструктивних особливостей пристрою. Для асинхронних двигунів (АД) єдиної серії реактивна потужність холостого ходу коливається від 60 до 80 відсотків реактивної потужності двигуна при 100-процентному навантаженні, для трансформаторів – до 80 відсотків.

У загальному виді реактивна потужність, споживана асинхронним двигуном при заданому навантаженні, може бути визначена за виразом:

$$Q_{\Delta} = Q_0 + \Delta Q = Q_0 + \beta^2 (Q_n - Q_0) = Q_0 + \beta^2 \Delta Q_n \quad (17.3)$$

де Q_0 – реактивна потужність електродвигуна на холостому ході, квар;

ΔQ – приріст споживання реактивної потужності при даному навантаженні двигуна, квар;

Q_n – реактивна потужність двигуна при номінальному навантаженні, квар:

$$Q_n = \frac{P_n}{\eta_n} \cdot \operatorname{tg} \varphi_n,$$

ΔQ_n – приріст споживання реактивної потужності при номінальному навантаженні двигуна, квар;

β – коефіцієнт навантаження двигуна;

$\operatorname{tg} \varphi_n$ – тангенс відповідно до коефіцієнта $\cos \varphi_n$ двигуна при номінальному навантаженні;

η – КПД двигуна при P_n .

Реактивна потужність, споживана трансформатором при заданому навантаженні, може бути подана виразом:

$$Q_m = Q_0 + \Delta Q = Q_0 + \beta^2 \Delta Q_n \quad (17.4)$$

де Q_0 – реактивна потужність холостого ходу трансформатора, квар;

$$Q_0 = \frac{i_0 S_{\text{ном}}}{100},$$

де ΔQ – приріст реактивної потужності трансформатора при заданому навантаженні, квар;

ΔQ_n – приріст реактивної потужності трансформатора при номінальному навантаженні, квар:

$$\Delta Q_n = \frac{u_k \cdot S_{\text{ном}}}{100},$$

$S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВ·А;

i_0 – струм холостого ходу трансформатора, відсоток;

β – коефіцієнт навантаження трансформатора;

u_k – напруга короткого замикання, відсоток.

Реактивна потужність, споживана повітряною трифазною лінією:

$$Q_r = 3I^2\omega L \cdot 10^{-3} = \left(\frac{P}{U \cos \varphi}\right) \cdot x_L \cdot 10^{-3}, \quad (17.5)$$

де P , U , $\cos \varphi$ – параметри для лінії навантаження;

L , x_L – індуктивність і реактивний опір лінії відповідно; $\omega = 2\pi f$.

Реактивні навантаження сільськогосподарських споживачів безперервно змінюються залежно від складу електроприймачів, ступеня їх завантаження, тривалості вмикання, умов експлуатації та інших чинників. Все це істотно впливає на втрати електричної енергії.

Сільськогосподарські споживачі повинні добиватися свідомого зниження своїх реактивних навантажень приблизно на 20-30 відсотків без застосування компенсуючих пристроїв, тобто шляхом поліпшення режимів роботи устаткування.

Аналіз дослідних даних у сільськогосподарській галузі показує, що для основних споживачів реактивної потужності (асинхронні двигуни, трансформатори 10/0,4 кВ тощо) фактичні питомі реактивні навантаження часто досягають розмірів порядку 1,4-1,6 квар/кВт, що майже вдвічі перевищує їх номінальні питомі реактивні навантаження, обумовлені співвідношенням споживання реактивної й активної енергії при 100-процентному навантаженні двигунів, трансформаторів і при номінальній напрузі в мережі.

Досвід, накопичений енергетичними службами агропромислового комплексу у справі підвищення коефіцієнта потужності, показує, що помітного зниження реактивних навантажень можна добитися шляхом:

- вибору раціонального технологічного процесу, що дозволить установити найбільш сприятливий енергетичний режим устаткування і зменшити розрахунковий максимум реактивного навантаження;
- поліпшення завантаження електродвигунів і силових трансформаторів, обмеження холостих ходів асинхронних двигунів, зварювальних трансформаторів та інших електроприймачів за допомогою відповідних пристроїв;
- заміни або вимикання в період малих навантажень трансформаторів, завантажених менше ніж на 30 відсотків їх номінальної потужності, якщо це допустимо за умовами роботи мережі та електроприймачів;
- заміни асинхронних двигунів, завантажених менше ніж на 60 відсотків, двигунами меншої потужності, якщо це обґрунтовано техніко-економічним розрахунком;

- заміни асинхронних двигунів синхронними при відповідному техніко-економічному обґрунтуванні;
- зниження напруги в малозавантажених двигунів напругою до 1 кВ (перемикання статорної обмотки з трикутника на зірку, секціонування цієї обмотки, перемикання відгалужень знижувальних трансформаторів);
- поліпшення якості ремонту електродвигунів, зварювальних трансформаторів та інших електроприймачів, що споживають реактивну потужність.

Застосування компенсуючих пристроїв для зниження споживання реактивної потужності повинно бути підтверджено техніко-економічним розрахунком. З цією метою розроблено директивні документи, у яких визначено нормативи компенсації реактивної потужності залежно від схеми електропостачання споживача, умови приєднання компенсуючих пристроїв (КП) і режими їхньої роботи, система розрахунків з реактивної потужності тощо.

За показник ступеня компенсації реактивної потужності прийнято реактивну потужність у години максимуму енергосистеми (режим найбільших навантажень). Ця потужність задається енергосистемою кожному споживачу як оптимальна для компенсації, що оправдується техніко-економічною ефективністю в мережах споживачів і енергосистемі. У даний час електропостачальні організації ввели додаткову плату за перетікання реактивної потужності для всіх споживачів електроенергії (крім населення), що споживають за місяць не менше ніж 5000 кВт·год.

Втрати енергії в лініях. Питання про пропускну спроможність існуючих сільських мереж і зниження в них втрат з урахуванням росту навантажень вирішується окремо в кожному конкретному випадку.

Для зменшення втрат у лініях широко практикують передачу електроенергії при підвищеній напрузі. З цією метою в більшості випадків діючі лінії електропередачі напругою 6 кВ переводять на напругу 10-20 кВ.

У районах, де проходять системні лінії напругою 110 і 150 кВ, для постачання електроенергії в прилеглі населені пункти доцільно трансформувати напругу безпосередньо з боку 110, 150 кВ. Застосовують також підстанції глибокого вводу з трансформаторами напругою 35/0,4 кВ без проміжних мереж напругою 6-10 кВ. При таких схемах зменшуються витрати проводів і втрати потужності.

З метою зниження втрат електроенергії й економії матеріалу (проводів) радіус дії лінії електропередачі напругою 10 кВ повинен знаходитися в межах 10-15 км, густина навантаження – 200-600 Вт/га при

щорічному прирості до семи відсотків. Число ліній розподільних мереж у цьому випадку збільшують до шести; їхня сумарна потужність не більша ніж 2500-3000 кВ·А.

Для зменшення втрат електроенергії в мережах низької напруги силові трансформатори розміщують у центрі електричних навантажень.

Напругу в сільській мережі доцільно регулювати централізованим способом за допомогою генераторів невеликих станцій; регульованих під навантаженням знижувальних трансформаторів районних підстанцій, що живлять сільські мережі; лінійних регуляторів (автотрансформаторів), що вмикаються в коло окремих ліній з неоднорідним навантаженням.

Встановлені безпосередньо у споживачів розподільні трансформатори напругою 10/04 кВ завантажені протягом доби нерівномірно. У нічний час, а іноді й удень вони працюють майже вхолосту. У вечірній час (особливо взимку) спостерігаються піки навантажень, що перевищують номінальну потужність трансформаторів. При нерівномірному графіку навантажень знижується коефіцієнт корисної дії, збільшуються втрати і зменшується коефіцієнт потужності. Втрати електроенергії в трансформаторах неминучі, але їх можна знизити до мінімуму правильним вибором потужності, числа трансформаторів і раціонального режиму їх роботи.

Як зазначалося вище, передача електроенергії по провадах супроводжується втратами активної потужності й енергії, що обумовлені нагріванням проводів при проходженні по них струму навантаження, витіканням струму через ізолятори і втратами потужності на корону.

Втрати активної потужності в трифазній лінії електропередачі визначають, кВт:

$$\begin{aligned} \Delta P_a &= 3I^2 R \cdot 10^{-3} \cong 3(I_a^2 + I_p^2)R \cdot 10^{-3} = \\ &= 3(I^2 \cos^2 \varphi + I^2 \sin^2 \varphi)R \cdot 10^{-3} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R \cdot 10^{-3}, \end{aligned} \quad (17.6)$$

де I_a, I_p, I – активний, реактивний і повний струм у лінії, А;

P, Q – активна і реактивна потужність навантаження, кВт, квар;

U – лінійна напруга, кВ;

R – активний опір однієї фази лінії, Ом.

Втрати реактивної потужності в трифазній лінії розраховуються, квар:

$$\Delta Q = 3I^2 \cdot x_L \cdot 10^{-3} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot x_L \cdot 10^{-3}, \quad (17.7)$$

де x_L – індуктивний опір однієї фази лінії, Ом.

При використанні формул (17.6) і (17.7) потужність і напруга повинні бути взяті для однієї і тієї ж точки лінії.

При розрахунку втрат потужності в лінії з декількома навантаженнями або в розгалуженій лінії, для кожної ділянки лінії потрібно визначити лінійні потужності, що, починаючи з останньої ділянки, знаходиться шляхом підсумовування потужності навантаження і втрат потужності на попередній ділянці. Так, для лінії, показаної на рис. 17.3

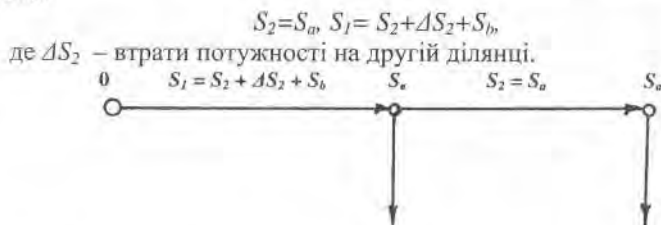


Рис. 17.3. Схема електричної лінії з кількома навантаженнями

Повні втрати потужності в лінії рівні сумі втрат потужності на всіх ділянках: $\Delta S = \Delta S_1 + \Delta S_2$.

У практичних розрахунках втрати потужності у проводах не враховуються. Тоді для мережі, зображеної на рис. 17.3:

$$\Delta P = \left(\frac{S_a}{U_n} \right)^2 R_2 + \left(\frac{S_a + S_b}{U_n} \right)^2 R_1. \quad (17.8)$$

Втрати потужності в лінії з рівномірно розподіленим навантаженням будуть у три рази менші, ніж при тому ж навантаженні, прикладеному на кінці лінії, тобто:

$$\Delta P = I^2 R \cdot 10^{-3} = \frac{S^2}{3U_n^2} R \cdot 10^{-3}; \quad (17.9)$$

$$\Delta Q = I^2 x_L \cdot 10^{-3} = \frac{S^2}{3U_n^2} x_L \cdot 10^{-3}. \quad (17.10)$$

Втрати енергії в лінії визначаються шляхом множення втрат потужності на час їхньої дії. Оскільки навантаження і пов'язані з ним втрати потужності з часом безперервно змінюються, то при визначенні втрат енергії ΔW максимальні втрати потужності ΔP_{max} множаться на час найбільших втрат τ , що знаходиться за кривими рис. 17.4, залежно від часу використання максимуму навантаження T і $\cos \varphi$. Таким чином:

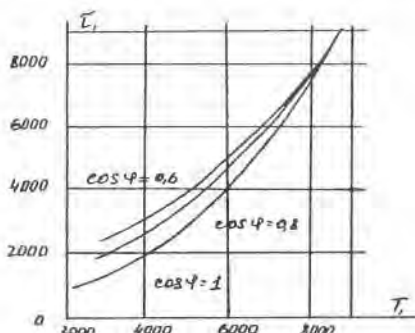


Рис. 17.4. Залежність часу найбільших втрат (τ) від часу використання максимуму навантаження (T) і $\cos \varphi$

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \cdot \tau, \text{ Вт} \cdot \text{ год.} \quad (17.11)$$

Приклад I. Визначити втрати потужності й електроенергії в мережі 10 кВ, схема якої показана на рис. 17.5. Потужність, споживана навантаженнями (кВ·А), довжини ділянок (км) і марки проводів показано на схемі.

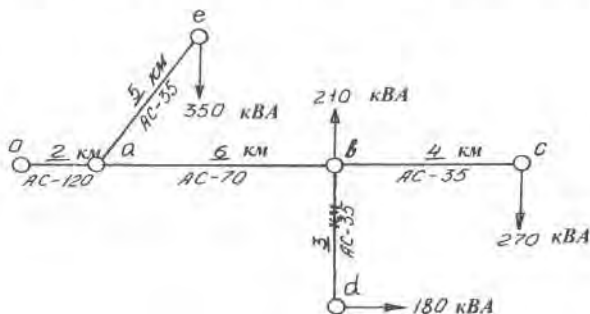


Рис. 17.5. Розрахункова схема (для прикладів I і 2)

Розв'язання

З таблиці знаходимо опори проводів (Ом/км)

AC-35 – $R=0,92$, $x=0,37$;

AC-70 – $R=0,46$, $x=0,34$;

AC-120 – $R=0,27$, $x=0,35$.

Визначимо лінійні потужності на ділянках без урахування втрат:

$S_{nc}=270$ кВ·А; $S_{db}=180$ кВ·А; $S_{ac}=350$ кВ·А;

$S_{va}=S_{nc}+S_{db}+S_b=270+180+210=660$ кВ·А;

$S_{oa}=S_{va}+S_{ca}=660+350=1010$ кВ·А.

Втрати потужності в мережі:

$$\Delta P = \left[\left(\frac{S_{ac}}{U_n} \right)^2 R_{sc} + \left(\frac{S_{ac}}{U_n} \right)^2 R_{av} + \left(\frac{S_{da}}{U_n} \right)^2 R_{da} + \left(\frac{S_{sa}}{U_n} \right)^2 R_{sa} + \left(\frac{S_{oa}}{U_n} \right)^2 R_{oa} \right] \cdot 10^{-3};$$

$$\Delta P = \left[\left(\frac{270}{10} \right)^2 0,92 \cdot 4 + \left(\frac{180}{10} \right)^2 0,92 \cdot 3 + \left(\frac{660}{10} \right)^2 0,46 \cdot 6 + \left(\frac{350}{10} \right)^2 0,92 \cdot 5 + \left(\frac{1010}{10} \right)^2 0,27 \cdot 2 \right] \cdot 10^{-3} = 26,74 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q = \left[\left(\frac{S_{ac}}{U_n} \right)^2 x_{sc} + \left(\frac{S_{ac}}{U_n} \right)^2 x_{ac} + \left(\frac{S_{da}}{U_n} \right)^2 x_{da} + \left(\frac{S_{sa}}{U_n} \right)^2 x_{sa} + \left(\frac{S_{oa}}{U_n} \right)^2 x_{oa} \right] \cdot 10^{-3};$$

$$\Delta Q = \left[\left(\frac{270}{10} \right)^2 0,37 \cdot 4 + \left(\frac{180}{10} \right)^2 0,37 \cdot 3 + \left(\frac{660}{10} \right)^2 0,34 \cdot 6 + \left(\frac{350}{10} \right)^2 0,37 \cdot 5 + \left(\frac{1010}{10} \right)^2 0,35 \cdot 2 \right] \cdot 10^{-3} = 19,3 \text{ квар.}$$

З графіка (рис. 17.4) знаходимо час найбільших втрат $\tau = 3200$ год, $T=4500$ год. Отже, річні втрати активної енергії в лінії, що живить, будуть:

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \tau = 26,74 \cdot 3200 = 87568 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Втрати потужності та електроенергії в трансформаторах, їх економічне навантаження. Передача потужності через трансформатор супроводжується втратами потужності в активному і реактивному опорі обмоток, а також втратами, пов'язаними з намагнічуванням сталі. Втрати в обмотках залежать від струму, що протікає по них, утрати на намагнічування визначаються прикладеною напругою й у першому наближенні можуть бути прийняті незмінними і рівними втратам потужності холостого ходу. Сумарні втрати потужності в трансформаторі можуть бути обчислені (кВт, квар):

$$\Delta P_T = 3I^2 R_m + \Delta P_o = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R_m + \Delta P_o; \quad (17.12)$$

$$\Delta Q_T = 3I^2 x_m + \Delta Q_o = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot x_m + \Delta Q_o. \quad (17.13)$$

Розрахунок втрат потужності в трансформаторі зручніше проводити за параметрами, наведеними в каталогах:

$$\Delta P_m = \left[\Delta P_{к.з.} \cdot \left(\frac{S}{S_n} \right)^2 + \Delta P_o \right], \quad (17.14)$$

$$\Delta Q_m = \left[\frac{u_k \cdot S^2}{100 \cdot S_n} + \Delta Q_o \right], \quad (17.15)$$

де S – навантаження трансформатора, кВ·А;

S_n – номінальна потужність трансформатора, кВ·А;

ΔP_o – активні втрати холостого ходу трансформатора, кВт;

ΔQ_o – реактивна потужність холостого ходу трансформатора, квар.

При паралельній роботі n однакових трансформаторів їхній еквівалентний опір зменшується в n разів, тоді як втрати на намагнічування в стільки ж разів збільшуються. При цьому:

$$\Delta P_m = \left[\frac{\Delta P_{к.з.}}{n} \cdot \left(\frac{S}{S_n} \right)^2 + n \cdot \Delta P_o \right], \quad (17.16)$$

$$\Delta Q_m = \left[\frac{u_k S^2}{n \cdot 100 \cdot S_n} + n \cdot \Delta Q_o \right], \quad (17.17)$$

Визначаючи найбільше економічне число працюючих трансформаторів, треба враховувати втрати активної потужності не тільки в самих трансформаторах, але й у системі електропостачання. Сумарні зведені втрати потужності (кВт).

$$\sum \Delta P_m' = \Delta P_o' + \beta^2 \Delta P_{кз}' \quad (17.18)$$

де $\Delta P_o'$ – зведені втрати потужності холостого ходу трансформатора, кВт:

$$\Delta P_o' = \Delta P_o + k_e \cdot \Delta Q_o;$$

$\Delta P_{кз}'$ – зведені втрати потужності к.з. трансформатора, кВт:

$$\Delta P_{кз}' = \Delta P_{кз.} + k_e \cdot \Delta Q_{кз.},$$

де k_e – економічний еквівалент реактивної потужності, кВт/квар;

ΔQ_o – реактивна потужність холостого ходу трансформатора, квар:

$$\Delta Q_o = 0,01 \cdot i_o \cdot S_n;$$

$\Delta Q_{кз.}$ – реактивна потужність к.з. трансформатора при номінальному навантаженні, квар (тут i_o – струм холостого

ходу, відсоток; $u_{к.з.}$ – напруга к.з., відсоток).

Щоб пояснити суть економічного еквівалента (k_e), визначаємо втрати активної потужності в окремій радіальній лінії, що живить трансформаторну підстанцію, реактивне навантаження якої знижується на ΔQ .

Активні втрати потужності в лінії від реактивного навантаження (до її зниження), кВт:

$$\Delta P = \frac{Q^2}{U^2} \cdot R \cdot 10^{-3}, \quad (17.19)$$

де Q – реактивне навантаження лінії від трансформатора, квар;

R – активний опір лінії, Ом;

U – середня напруга на шинах підстанції, кВ.

Активні втрати потужності в лінії, обумовлені реактивним навантаженням трансформаторів, кВт:

$$\Delta P' = \frac{(Q - \Delta Q)^2 \cdot R \cdot 10^{-3}}{U^2}, \quad (17.20)$$

Активні втрати потужності $\Delta P''$, кВт, у результаті зниження реактивного навантаження на ΔQ :

$$\Delta P'' = \frac{2Q \cdot \Delta Q \cdot R \cdot 10^{-3}}{U^2} - \frac{\Delta Q^2 \cdot R \cdot 10^{-3}}{U^2}. \quad (17.21)$$

Економічний еквівалент:

$$k_e = \frac{\Delta P''}{\Delta Q} = \frac{2Q \cdot R \cdot 10^{-3}}{U^2} - \frac{\Delta Q \cdot R \cdot 10^{-3}}{U^2}. \quad (17.22)$$

Залежно від розташування трансформаторної підстанції та найвищої напруги k_e у середньому дорівнює 0,06...0,08 для трансформаторів напругою 35-110 кВ у районних мережах; 0,12 – для трансформаторів напругою 6...10 кВ підстанцій напругою 10/0,4.

Найменші втрати потужності, кВт, для двотрансформаторної підстанції будуть за умови:

$$\begin{aligned} & 2(\Delta P_{\sigma} + k_e \Delta Q_{\sigma}) + 2(\Delta P_{к.з.} + k_e \Delta Q_{к.з.}) \cdot \left(\frac{S_e}{2S_n} \right)^2 = \\ & = (\Delta P_{\sigma} + k_e \Delta Q_{\sigma}) + (\Delta P_{к.з.} + k_e \Delta Q_{к.з.}) \cdot \left(\frac{S_e}{S_n} \right), \end{aligned} \quad (17.23)$$

де S_e – економічна потужність (навантаження), кВ·А;

S_n – номінальна потужність трансформатора, кВ·А.

Розв'язавши рівняння (17.23) відносно S_e і зробивши необхідні скорочення, одержимо:

$$S_e = S_n \sqrt{(n \pm 1) \cdot n \frac{\Delta P_0 + k_e \Delta Q_0}{\Delta P_{кз} + k_e \Delta Q_{кз}}} \quad (17.24)$$

де $(n+1)$ – додатково вмикають трансформатор;

$(n-1)$ – від'єднання одного трансформатора.

Вибираючи число різномісних трансформаторів, користуються кривими зведених втрат. Їх будують на одній координатній площині для кожного трансформатора і декількох одночасно ввімкнених.

Припустимо, що на підстанції встановлено трансформатори Т1 і Т2 (рис. 17.6), причому номінальна потужність S_{n2} другого більша за номінальну потужність S_{n1} першого.

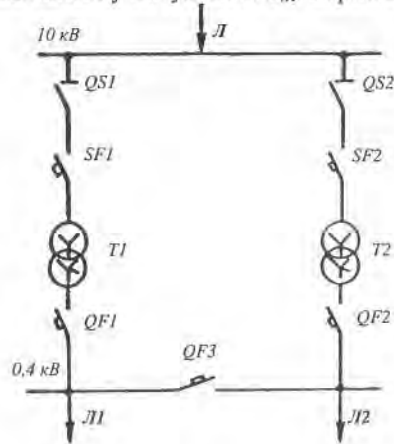


Рис. 17.6. Однолінійна схема з'єднань підстанції напругою 10/0,4 кВ:

QS1, QS2 – роз'єднувачі; SF1-SF2, QF1-QF3 – автоматичні вимикачі; Т1, Т2 – силові трансформатори; Л, Л1, Л2 – лінії електропередачі

Для кожного з них крива зведених втрат (17.7) одержана, виходячи з виразу:

$$\Delta P' = (\Delta P_0 + k_e \Delta Q_0) + (\Delta P_{кз} + k_e \Delta Q_{кз}) \cdot \frac{S^2}{S_n^2} \quad (17.25)$$

де S – завантаження трансформатора, кВ·А.

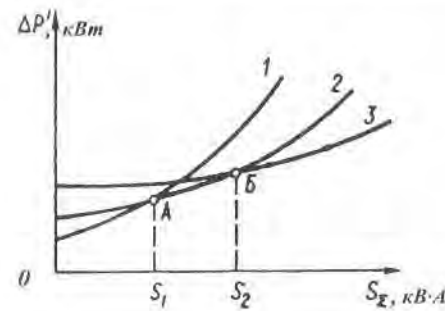


Рис. 17.7. Криві зведених втрат трансформаторів: 1 – Т1; 2 – Т2; 3 – Т1 і Т2; А-Б – зона економічної роботи трансформаторів, яка визначається навантаженнями S_1 і S_2 на шинях; S_Σ – сумарне навантаження на шинях

Знаючи зведені втрати потужності в трансформаторах, можна визначити повні втрати енергії, кВт·год: в одному трансформаторі

$$\Delta W = (\Delta P_0 + k_e \Delta Q_0) \cdot t + (\Delta P_{кз} + k_e \Delta Q_{кз}) \cdot \left(\frac{S_{max}}{S_n} \right)^2 \tau \quad (17.26)$$

де t – час роботи трансформатора, год;

τ – час максимальних втрат, год.

При паралельній роботі n трансформаторів:

$$\Delta W = (\Delta P_0 + k_e \Delta Q_0) \cdot t \cdot n + (\Delta P_{кз} + k_e \Delta Q_{кз}) \cdot \left(\frac{S_{max}}{S_n} \right)^2 \frac{\tau}{n} \quad (17.27)$$

Приклад 2. Ремонтний завод забезпечується електроенергією від районної мережі 10 кВ. На підстанції 10/0,4 кВ встановлено трансформатор ТМ-250 з параметрами: $S_n=250$ кВ·А; $U_n=10$ кВ; $\Delta P_{кз}=3700$ Вт; $\Delta P_0=660$ Вт; $u_{к\%}=4,5$; $i_{0\%}=2,3$. Максимальна потужність, споживана заводом, дорівнює 200 кВ·А, коефіцієнт потужності $\cos \phi'=0,8$; час використання максимального навантаження $T=4500$ год, $t=8760$ год. Визначити зведені втрати активної і реактивної потужності, а також втрату активної енергії за рік.

Розв'язання

Зведені втрати активної потужності в трансформаторі визначаються за виразом:

$$\Delta P'_T = \left[(\Delta P_0 + k_e \cdot \Delta Q_0) + (\Delta P_{кз} + k_e \cdot \Delta Q_{кз}) \frac{S^2}{S_n^2} \right]$$

$$\Delta P'_T = \left[(0,66 + 0,12 \cdot 0,01 \cdot 2,3 \cdot 250) + (3,7 + 0,12 \cdot 0,01 \cdot 4,5 \cdot 250) \frac{200^2}{250^2} \right] = 4,58 \text{ кВт.}$$

Втрати реактивної потужності:

$$\Delta Q = \left[\frac{U_{\kappa} \cdot S^2}{100 \cdot S_n} + \Delta Q_a \right],$$

$$\Delta Q = \left[\frac{4,5 \cdot 200^2}{100 \cdot 250} + 5,75 \right] = 12,95 \text{ квар.}$$

З графіка рис. 17.4 знаходимо час найбільших втрат $\tau = 3000$ год.
Зведені активні втрати енергії за рік:

$$\Delta W' = \left[(\Delta P_{\kappa.з.} + k_e \Delta Q_{\kappa}) \left(\frac{S_{\max}}{S_n} \right)^2 \tau + (\Delta P_n + k_e \Delta Q_n) t \right]$$

$$\Delta W' = \left[(3,7 + 0,12 \cdot 0,01 \cdot 4,5 \cdot 250) \left(\frac{200}{250} \right)^2 3000 + (0,66 + 0,12 \cdot 0,01 \cdot 2,3 \cdot 250) \cdot 8760 \right] =$$

$$= 11826 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Втрати потужності й електроенергії в електродвигунах. За умови нормального технічного стану електроприводу рентабельність його режиму роботи росте по мірі наближення середнього коефіцієнта навантаження β_{cp} двигуна до найвигіднішого значення. При цьому зі зменшенням питомої витрати електроенергії на одиницю продукції зростає коефіцієнт використання і продуктивність робочої машини. Отже, в інтересах підвищення рентабельності виробництва й економії електроенергії необхідно сприяти максимальному використанню виробничих потужностей технологічного устаткування, що нерозривно пов'язано з поліпшенням використання енергетичного устаткування.

Режими роботи асинхронних двигунів мають істотний вплив на загальну реактивну потужність, а, отже, на значення $\cos \varphi$ і ККД, що характеризують технічний рівень асинхронного двигуна.

Причини підвищеного споживання реактивної потужності (РП) асинхронними двигунами можуть бути як об'єктивними, так і суб'єктивними. Перші залежать від конструктивних особливостей двигунів, інші цілком залежать від обслуговуючого і ремонтного персоналу, тобто від технічного стану електродвигуна.

Для аналізу причин цього явища розглянемо схему, подану на рис. 17.8.



Рис. 17.8. Причини підвищеного споживання реактивної потужності асинхронними двигунами

Конструктивне виконання двигуна таке, що чим менша його номінальна потужність, тим більший відносний розмір повітряного проміжку, а, отже, і підвищене споживання реактивної потужності та нижче значення $\cos\phi$. З огляду на те, що в умовах сільськогосподарського виробництва експлуатується велика кількість малопотужних асинхронних двигунів, то і витрати на компенсацію реактивної потужності ростуть.

Асинхронні двигуни з низькими частотами обертання виконуються з великим числом полюсів у порівнянні з двигунами, що мають вищі частоти обертання. У результаті збільшується габарит і споживання реактивної потужності, нижчий коефіцієнт $\cos\phi$.

Асинхронні двигуни закритого виконання у порівнянні з двигунами захищеного виконання працюють з меншою активною і підвищеною реактивною потужністю.

Підвищене споживання реактивної потужності мають також високочастотні АД, оскільки їх реактивна потужність (Q) залежить не

тільки від конструктивного виконання, але й від частоти мережі, що їх живить.

Крім того, підвищене споживання реактивної потужності мають асинхронні двигуни з фазним ротором і кранові через великий повітряний проміжок, а також високовольні АД через більш потужну ізоляцію і нижчий коефіцієнт використання паза.

Недовантаження асинхронного двигуна і як його крайня межа – робота на холостому ходу – визначаються цілим рядом причин, воно призводить до помітного росту реактивної потужності, споживаної двигунами. Причини недовантаження мають різний характер. Одна з них обумовлюється конструктивним виконанням і залежить від кроку в шкалі номінальних потужностей АД. Трифазні асинхронні двигуни загальнопромислового призначення номінальною потужністю від 0,6 до 100 кВт залежно від серії мають різноманітне число типорозмірів. Наприклад, перша серія А і АО – 14 ступенів потужностей, друга серія А2 і АО2 – 18, а четверта серія 4А – 20 ступенів потужностей. Розрив потужності між окремими ступенями шкали порівняно високий, а оскільки при виборі номінальної потужності двигуна за шкалою береться найближче більше значення відносно розрахункового, то такий двигун буде працювати з недовантаженням, тобто зі зниженим $\cos \varphi$.

Завищена потужність АД ряду машин і механізмів обумовлена важкими умовами їхнього пуску: пуск під навантаженням, затяжні пуски, часті пуски. Тому для забезпечення надійного пуску таких АД їх вибирають, як правило, з більшою на ступінь номінальною потужністю.

На різних об'єктах сільського господарства електропривід машин працює в неоднакових умовах, обумовлених специфікою виробництва, особливостями технологічних процесів, впливом параметрів навколишнього середовища тощо. В одних випадках така специфіка призводить до установки АД явно завищеної потужності, в інших – до вимушеної тривалої роботи на холостому ходу. У багатьох випадках немає можливості усунути надлишкову потужність АД за умовами технологічного процесу їхньої роботи.

Як відзначалося вище, енергетичні показники АД ($\cos \varphi$ і ККД) залежать від якості їхнього ремонту. Зустрічаються випадки, коли низька якість ремонту призводить до зниження $\cos \varphi$.

Одним з таких випадків є збільшення при ремонті повітряного проміжку АД з тим, щоб уникнути зачіпання ротора за сталь статора. Тому для кожного типорозміру і серії АД необхідно мати оптимальне значення розміру повітряного проміжку.

При виборі АД середньої потужності в даний час основну увагу приділяють його економічним показникам: $\cos \varphi$ і ККД. Така проблема вирішується не тільки застосуванням поліпшених видів електротехнічних сталей із зменшеною товщиною листів, зменшенням активного опору обмотки статора і збільшенням його активної довжини (пакетів сталі, сердечника статора і ротора) або зміною форми паза, але і зменшенням повітряного проміжку.

У АД серії 4А й АИР повітряний проміжок встановлено заводом-виготовлювачем рівним 0,25 мм.

При ремонті АД необхідно не тільки додержуватися допустимого значення ексцентриситету і нормативного розміру повітряного проміжку, але й забезпечити його рівномірність між ротором і статором. Рівномірність повітряного проміжку найчастіше порушується через деформацію сталі, зсуви підшипникових щитів, вигин вала і ряд інших причин. Такі порушення призводять до виникнення гармонічних полів, внаслідок чого виникають додаткові магнітні втрати в сталі й електричні втрати в міді АД, що знижує їх $\cos \varphi$ і ККД.

Зменшення при ремонті електродвигуна числа витків на десять відсотків веде до різкого підвищення густини магнітного потоку в сталі ротора. А при цьому струм холостого ходу збільшується приблизно на 25 відсотків, зменшується на 0,05-0,06, також знижується ККД.

Отже, недооцінка електроремонтної справи часто призводить до зниження техніко-економічних показників, властивих конструкціям електродвигунів.

Оцінка рентабельності заміни ненавантажених асинхронних двигунів. Умови рентабельності потребують, щоб заміна ненавантаженого асинхронного двигуна іншим, меншої потужності, вела до зменшення втрат активної потужності в електродвигуні й електромережах.

Інакше кажучи, якщо при заміні ненавантаженого двигуна зведені втрати активної потужності не збільшуються, а реактивне навантаження зменшується, то така заміна рентабельна.

Якщо середнє навантаження асинхронних двигунів не перевищує 45 відсотків їхньої номінальної потужності, то вони підлягають заміні двигунами меншої потужності і перевірка рентабельності непотрібна. При середніх навантаженнях вищих за 70 відсотків номінальної потужності заміна на меншу потужність двигуна, як правило, не задовольняє умови рентабельності. Якщо ж середнє навантаження асинхронного двигуна знаходиться в межах 45-70 відсотків їхньої

номінальної потужності, то розв'язування питання про заміну таких двигунів потребує розрахункової перевірки за умовою рентабельності.

При визначенні втрат активної потужності в двигуні необхідно врахувати активні втрати в мережі від реактивного навантаження двигуна. Отже, сумарні зведені активні втрати $\Delta P'$ у функції коефіцієнта навантаження β мають вигляд:

$$\Delta P' = [Q_o(1 - \beta^2) + \beta^2 Q_n] \cdot k_e + \Delta P_o + \beta^2 \Delta P_n, \quad (17.28)$$

де $Q_o = \sqrt{3} U_o I_o$ – реактивна потужність холостого ходу, квар;

I_o – струм холостого ходу, А;

U_n – номінальна напруга, В;

$\beta = \frac{P_{cp}}{P_n}$ – коефіцієнт використання активної потужності;

P_{cp} – середнє навантаження електродвигуна, кВт;

P_n – номінальна потужність двигуна, кВт;

$Q_n = \frac{P_n}{\eta_o} \cdot \text{tg} \varphi$ – реактивна потужність при номінальному

навантаженні, квар;

η_o – номінальний ККД електродвигуна;

$\text{tg} \varphi$ – похідна від номінального коефіцієнта потужності;

k_e – еквівалент реактивної потужності, кВт/квар;

$\Delta P_o = P_n \left(\frac{1 - \eta_o}{\eta_o} \right) \left(\frac{\gamma}{1 - \gamma} \right)$ – втрати активної потужності при холостому ходу, кВт;

$\Delta P_n = P_n \left(\frac{1 - \eta_o}{\eta_o} \right) \left(\frac{\gamma}{1 + \gamma} \right)$ – втрати активної потужності при

100-процентному навантаженні, кВт;

$\gamma = \frac{\Delta P_o}{\Delta P_n}$ – розрахунковий коефіцієнт, що залежить від конструкції

двигуна, його визначають за виразом:

$$\gamma = \frac{\Delta P_o \%}{(100 - \eta_o \%) - \Delta P_o \%}$$

Оптимальне значення коефіцієнта навантаження асинхронного двигуна можна визначити за рівнянням:

$$\beta_{opt} = \sqrt{\frac{\Delta P_o + k_e Q_o}{\delta P_n + k_e (Q_n - Q_o)}} \quad (17.29)$$

Примітка. У загальному випадку при виборі двигуна меншої потужності, крім умов рентабельності, повинні бути дотримані й такі умови:

- допустимий нагрів двигуна (з урахуванням конкретного навантажувального графіка);
- допустима тривалість розгону (або достатність пускового моменту двигуна, що заміняється);
- стійка робота, обумовлена співвідношенням між максимальним обертаючим моментом двигуна, що заміняється, і максимумом моменту опору, що утворюється робочою машиною на валу приводного двигуна.

17.3. Вибір і розрахунок компенсуючих пристроїв

Загальні вимоги до КП. Як компенсуючі пристрої застосовують: синхронні компенсатори, батареї конденсаторів, статичні компенсатори, джерела реактивної потужності.

Для сільськогосподарських електроустановок, що приєднуються до діючих мереж 6-10 кВ, економічно оправданою є повна компенсація реактивної потужності за допомогою батарей конденсаторів. Керівні вказівки з цього питання вимагають, щоб частина конденсаторних батарей була обладнана засобами автоматичного регулювання з метою виведення їх повністю або частково з роботи в періоди найменших навантажень у мережі, щоб таким чином усунути перекомпенсацію. Регулювання може здійснюватися за значеннями напруги, часу доби, реактивного або повного струму або реактивної потужності і $\cos \varphi$. Сумарна потужність нерегульованих КП, як правило, не повинна перевищувати значення найменшого реактивного навантаження мережі. Число регульованих секцій батарей конденсаторів повинно бути невеликим (три-чотири секції, максимум п'ять-шість), тому що це ускладнює й збільшує вартість установки КП.

У даний час випускають комплектні регульовані конденсаторні установки на напругу 380 В потужністю 150-750 квар (одна-п'ять секцій по 150 квар) і нерегульовані на напругу 6-10 кВ потужністю 300-1125 квар з інтервалом 150 квар.

Конденсатори в порівнянні з іншими джерелами реактивної потужності характеризуються малими втратами активної потужності (0,0025-0,005 кВт/квар), простотою експлуатації, простотою виконання монтажних робіт, можливістю використання для установки конденсаторів будь-якого сухого приміщення. До недоліків конденсаторів відносять: залежність реактивної потужності, що генерується, від напруги,

чутливість до викривлення напруги живлення; недостатня міцність, особливо при к.з. і перенапругах.

Вибір і розміщення компенсуючих пристроїв. Система сільського електропостачання являє собою єдине ціле і від правильного вибору засобів компенсації, розміщення джерел реактивної потужності в мережі, розрахунку їхньої потужності залежить ефективність використання енергетичних ресурсів і електроустаткування.

Відповідно до чинних директивних вказівок компенсацію реактивної потужності роблять, виходячи з балансу реактивної потужності в даному вузлі електромережі. Під балансом реактивної потужності розуміють рівність потужності, що генерується, і споживаної потужності при допустимих відхиленнях напруги біля приймачів електроенергії.

Найбільше значення реактивної потужності, яка може додатково споживатися в даному вузлі при допустимих відхиленнях напруги, називається **резервом реактивної потужності**. Найменше значення реактивної потужності, яка повинна бути компенсована у вузлі, щоб режим напруги ввійшов у допустимі межі, називають її **дефіцитом**. У загальному випадку умова балансу реактивної потужності в даному вузлі електромережі виражається:

$$Q_c + Q_{kv} \geq Q_n + \Delta Q + Q_s + Q_{рез}, \quad (17.30)$$

де Q_c – реактивна потужність, яку можна отримати в даному вузлі з мережі;

Q_{kv} – реактивна потужність компенсуючого пристрою в даному вузлі;

Q_n – реактивна потужність, споживана навантаженнями даного вузла;

ΔQ – втрати реактивної потужності в елементах електромережі даного вузла;

Q_s – реактивна потужність, що генерується ємністю протяжних ліній (кабельних, повітряних), які відносяться до даного вузла;

$Q_{рез}$ – резерв реактивної потужності в даному вузлі.

Для сільських ліній електропередачі звичайно беруть $Q_s=0$, а необхідний резерв – приблизно десять відсотків, тобто $Q_{рез}=0,1Q_n$; тоді:

$$Q_{kv} = 1,1Q_n - (Q_c - \Delta Q). \quad (17.31)$$

Значення $(Q_c - \Delta Q) = Q_e$ визначається енергосистемою і видається споживачу.

Таким чином, потужність компенсуючих пристроїв споживача на межі поділу мереж енергопостачальної організації і споживача знаходиться з виразу

$$Q_{кв} \geq 1,1Q_n - Q_e. \quad (17.32)$$

Як було відзначено вище, для найбільш економічного використання компенсуючих пристроїв в експлуатації деяка їхня частина повинна обладнуватись пристроями регулювання потужності, що генерується, відповідно до завдань регулювання напруги мережі і змін її реактивних навантажень. Сумарна потужність нерегульованих батарей, як правило, не повинна перевищувати значення найменшого реактивного навантаження. Таким чином, загальна потужність компенсуючого пристрою $Q_{кв}$ повинна складатися з потужностей нерегульованої $Q_{н,кв}$ і регульованої $Q_{р,кв}$ частини.

Нерегульована потужність батарей конденсаторів визначається з умови раціональної компенсації реактивної потужності в часи мінімальних навантажень у розподільних мережах.

Необхідна реактивна потужність, споживана з мережі електроприймачем, визначається:

$$Q_c = Q_n - Q_{кв} = Q_n - (Q_{р,кв} + Q_{н,кв}), \quad (17.33)$$

де $Q_n = P \cdot \operatorname{tg} \varphi_1$ – реактивне навантаження електроприймачів при існуючому $\operatorname{tg} \varphi_1$;

$Q_{н,кв} = P_{\min} \operatorname{tg} \varphi_2$ – необхідна підприємству реактивна потужність у час мінімуму навантажень, що відповідає компенсованому значенню $\operatorname{tg} \varphi_2$.

Регульована потужність КП буде дорівнювати, квар:

$$Q_{р,кв} = P [\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2 (1 + \alpha)], \quad (17.34)$$

$$Q_{р,кв} = \frac{W_a}{T} [\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2 (1 + \alpha)], \quad (17.35)$$

де P – активна потужність, передана мережею до споживача;

α – коефіцієнт, що враховує значення активного навантаження підприємства в часи мінімальних навантажень, $0 < \alpha < 1$;

W_a – витрата активної електроенергії за розрахунковий період T , кВт·год.

Таким чином, у часи мінімальних навантажень підприємству необхідно мати постійно ввімкнений нерегульований компенсуючий

пристрій, реактивна потужність якого повинна відповідати заданій енергосистемою, а також виразу, квар:

$$Q_{p,ky} = \frac{\alpha W_a}{T} \cdot \operatorname{tg} \varphi_2 \quad (17.36)$$

Потужність регульованої частини батареї конденсаторів визначається за графіком реактивної потужності підприємства з умови завдання енергосистеми, що передбачає недопустимість перекомпенсації або значної недокомпенсації реактивних навантажень. З цією метою у формули (17.34) і (17.35) варто ввести коефіцієнт β , що характеризує ступінь регулювання реактивної потужності компенсуючого пристрою, квар, тобто:

$$Q_{p,ky} = \frac{W_a}{T} \beta [\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2 (1 + \alpha)], \quad (17.37)$$

де β повинна бути в межах $0 < \beta \leq 1$.

Значення $\beta = 1$ відповідає повній компенсації реактивної потужності.

Економічне обґрунтування вибору КП. У сільськогосподарських установках компенсуючі пристрої можуть бути приєднані:

- до шин 6-10 кВ;
- одночасно до шин 6-10 кВ і 0,4 кВ;
- до шин 0,4 кВ.

Найбільш раціональний варіант розподілу компенсуючої потужності визначається техніко-економічним порівнянням.

Якщо на споживчій підстанції встановлено один або два трансформатори 10/0,4 кВ, то в цьому випадку враховують, що питомі витрати на установку конденсаторних батарей на боці 10 кВ нижчі, ніж на боці 0,4 кВ, але додаються витрати на установлення осередку 10 кВ для під'єднання конденсаторної батареї. При цьому враховують, що потужність Q_{ky} з боку 10 кВ повинна бути передана через трансформатори на бік 0,4 кВ. Якщо трансформатори завантажені цілком ($\beta=1$), то постає питання про заміну на трансформатори більшої потужності.

Установлення батарей конденсаторів пов'язане з витратами коштів на придбання, доставлення, монтаж і обслуговування як самих БК, так і додаткового устаткування. Ці витрати приблизно можуть бути подані у вигляді лінійної залежності від потужності БК:

$$Z_k \cong Z_k Q_k,$$

де Z_k – питомі витрати на БК, грн./кВт на рік.

Втрати потужності й енергії в мережі при установці БК знижуються в квадратичній залежності. Витрати на втрати виражаються формулою:

$$Z_k = C_0 \Delta P = C_0 (\Delta P + \Delta P_0) = Z_{n(P)} + Z_{n(Q)}, \quad (17.38)$$

де C_0 – питома вартість втрат, грн./кВт на рік;

$Z_{n(P)}$, $Z_{n(Q)}$ – витрати на втрати, обумовлені потоками активної і реактивної потужності, грн./рік.

Через те, що основну частину витрат на БК роблять одноразово (витрати на придбання, доставляння і монтаж устаткування), а зниження втрат відбувається протягом усього терміну служби БК, одноразові витрати зводять до річних, множачи на коефіцієнт нормативної ефективності капіталовкладень $p_n=0,12$. Через те, крім одночасних витрат на БК, необхідно робити щорічні витрати на їхнє обслуговування, ремонт, відрахування на амортизацію, а також враховувати втрати активної потужності в самих БК; річні питомі зведені витрати на БК визначають за формулою, грн./квар на рік:

$$Z_k = (p_n + p_0 + p_a)(K_k + K_a) + C_k, \quad (17.39)$$

де p_0 – нормативи відрахувань на обслуговування і ремонт;

p_a – те ж на амортизацію;

K_k , K_a – одночасні витрати на придбання БК і впровадження їх у дію (придбання додаткового устаткування, його доставляння і монтаж), грн.·квар;

C_k – вартість втрат у БК, грн.·квар на рік.

Відповідно до чинних нормативів $p_0+p_a=0,1$, тому формула набуває вигляду:

$$Z_k = 0,22(K_k + K_a) + C_k = Z_{kk} + Z_a + C_k, \quad (17.40)$$

де Z_{kk} – складова витрат, обумовлена вартістю БК;

Z_a – складова витрат, обумовлена вартістю монтажних робіт і додаткового устаткування та його доставкою до місця призначення.

Чим більша потужність БК, тим більші витрати на їхню установку і тим менші витрати на втрати в мережі. Метою оптимізаційного завдання є визначення такої потужності БК, при якій сумарні витрати $Z=Z_k+Z_n$ досягають найменшого можливого значення.

Розміщення КП. На практиці КП мають різну вартість, а схеми сільського електропостачання не є радіальними лініями із зосередженим на кінці навантаженням. Тому розрахунок рекомендується виконувати таким чином:

1. Оцінюють кількість КП, які можна розмістити в мережі 0,38 кВ, виходячи з їхньої сумарної потужності $Q_{к.д.}$ і типу; їх підбирають

відповідно до потужності трансформаторів 6-10/0,4 кВ. Намічають місця їх установки.

2. Якщо від районної знижувальної підстанції відходить декілька ліній 6-10 кВ, розраховують втрати потужності від проходження реактивних струмів у кожній лінії окремо, сумуючи втрати на всіх ділянках, на яких вони будуть змінюватися при установці батареї конденсаторів:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_{Q_i} = \sum_{i=1}^n \frac{Q_i^2 \cdot R_i}{U_{n,i}^2}, \quad (17.41)$$

де R_i – опір i -ї ділянки;
 $U_{n,i}$ – її номінальна напруга.

У число ділянок n включаються ділянки мережі 6-10 кВ і 0,38 кВ.

3. Визначають еквівалентний опір кожної лінії:

$$R_{екв} = \frac{\Delta P \cdot U_n^2}{Q_{гол}^2}, \quad (17.42)$$

де $Q_{гол}$ – навантаження на головній ділянці лінії.

Щоб одержати $R_{екв}$ в омах, необхідно підставляти ΔP_0 у мегаватах, а $Q_{гол}$ – у мегаварах.

4. Визначають еквівалентний опір усіх m ліній:

$$R_{екв} = \frac{1}{\sum_{j=1}^m \frac{1}{R_{екв,j}}}, \quad (17.43)$$

5. Роблять розрахунок КП, що вигідно переміститься з мережі 10 кВ у мережу 0,38 кВ:

$$Q_{кв} = Q_{ни} - \frac{(3_{кв} - 3_{кв}) \cdot U^2}{2R_{екв,\Sigma} \cdot C_0}, \quad (17.44)$$

де $3_{кв}$, $3_{кв}$ – питомі витрати на КП на напрузі 0,38 кВ і 6-10 кВ відповідно;

$Q_{ни}$ – сумарне реактивне навантаження на напрузі 0,38 кВ.

Якщо $Q_{кв} > Q_{к.д.}$, то всю потужність КП необхідно встановлювати в мережі 0,38 кВ.

Якщо $Q_{кв} < Q_{к.д.}$, то іншу потужність установлюють на напрузі 6-10 кВ:

$$Q_{к.в.} = Q_{к.д.} - Q_{к.н.}, \quad (17.45)$$

Якщо $Q_{к.в.}$ виявляється достатньо малою, то приймають рішення про установку всієї потужності КП в мережі 0,38 кВ.

6. Потужність КП, що підлягає установці в мережі 0,38 кВ j -ї лінії, визначають за формулою:

$$Q_{к.н.j} = Q_{гол.j} - \frac{Q_{гол,\Sigma} - Q_{к.н.\Sigma}}{R_{екв.j}} \cdot R_{екв,\Sigma} = Q_{гол,\Sigma} - \frac{q}{R_{екв.j}}, \quad (17.46)$$

де $q = (Q_{гол,\Sigma} - Q_{к.н.\Sigma}) \cdot R_{екв,\Sigma}$ – коефіцієнт, однаковий для всіх ліній;

$Q_{к.н.\Sigma}$ – сумарна потужність КП, що підлягає розподілу між лініями;

$Q_{гол,\Sigma}$ – сумарне навантаження лінії.

Якщо $Q_{к.н.j}$ для однієї або декількох ліній утворюється негативним, розрахунок за формулами (17.43-17.46) повторюють, крім параметрів цих ліній із $R_{екв,\Sigma}$ і $Q_{гол,\Sigma}$.

Отриманий результат розглядають як перше наближення до оптимального розв'язку.

Схеми вмикання конденсаторних батарей. Принципові схеми вмикання конденсаторних батарей 380 В і 6-10 кВ показано на рис. 17.9.

Як видно зі схеми, для повного використання компенсаційної потужності конденсатори батареї, як правило, з'єднують у трикутник і вмикають на лінійну напругу. У схемі передбачено контроль за рівністю струмів у фазах.

Розрядні опори приєднані до конденсаторів постійно. У конденсаторів на 380 В для цього звичайно використовують лампи розжарювання на 220 В, з'єднані послідовно. Для зменшення втрат потужності схема часто будується так, щоб лампи автоматично приєднувалися до конденсаторів тільки після їх вимикання від мережі. Для установок 6-10 кВ як розрядний опір звичайно застосовується трансформатор напруги, глухо приєднаний до конденсаторних шинок. Захист конденсаторів на напругу до 1000 В виконується автоматами або запобіжниками. Всі секції конденсаторів, крім того, мають індивідуальні запобіжники.

Автоматичне регулювання потужності конденсаторних установок. Одним із найбільш поширених пристроїв для багатоступінчастого регулювання потужності КП за одним або декількома параметрами є пристрій типу АРКОН. У ньому передбачено можливість регулювання або тільки за напругою, або за напругою з корекцією по струму навантаження і куту між ними. У першому випадку контроль здійснюється за однією з фазних або лінійних напруг, а в другому – за однією з фазних або лінійних напруг і струмом вільної фази.

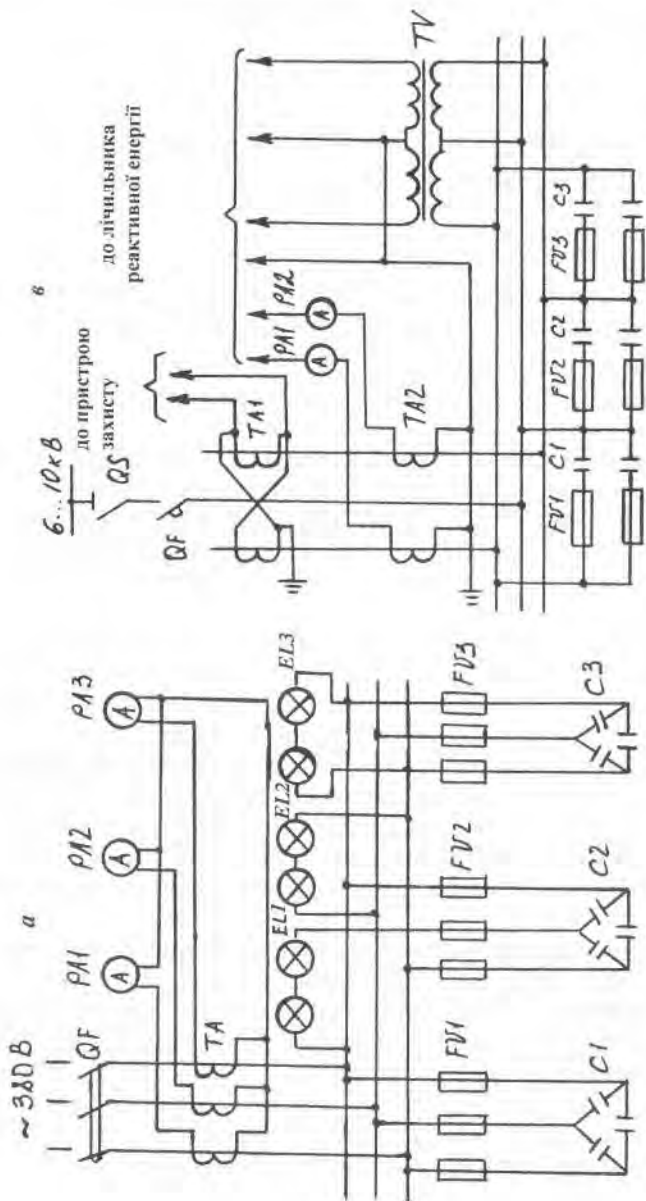


Рис. 17.9. Принципові схеми вмикання конденсаторних батарей:
а – на розподільному щиті напруги 380 В; б – на шинах напругою 6-10 кВ

Номінальні вхідні напруги регулятора типу АРКОН – 100, 200 і 380 В, що дозволяє застосовувати його для регулювання потужності батареї напругою до 1000 В і вищою.

Регулятор складається з двох частин: командного блоку (БК) і програмного блоку з набором приставок (ПП). Командний блок залежно від величини вхідного сигналу видає програмному блоку команди вмикання або вимкнення. Програмний блок здійснює послідовне вмикання або вимкнення окремих секцій БК і являє собою набір ідентичних приставок, число яких дорівнює числу секцій БК, що під'єднуються. На рис. 17.10 подано структурну схему АРКОН з трьох приставок.

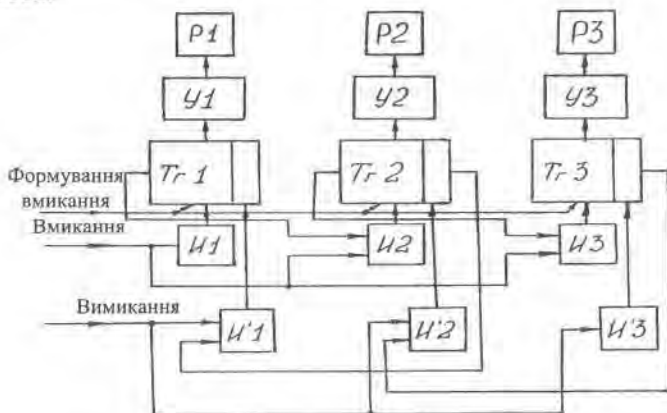


Рис. 17.10. Структурна схема пристрою АРКОН з трьох приставок

Принцип роботи пристрою такий. У вихідному положенні ліві частини тригерів Tr1, Tr2, Tr3 відкриті, а праві – закриті. Команда "Вмикання" надходить з командного блоку або від кнопки ручного керування на один із входів логічних елементів И1, И2, И3 кожної приставки. На інший вхід логічного елемента надходить сигнал заборони з тригера попередньої приставки. Перший імпульс команди вмикання надходить тільки на тригер Tr1 першої приставки, перемикаючи його. Тригер Tr1 видає команду на вмикання секцій БК, а також дозвіл на логічний елемент И2 другої приставки. Другий імпульс команди "Вмикання" залишає без змін тригер Tr1 першої приставки і перемикає тригер Tr2 другої приставки, що дає команду на вмикання другої секції БК, а також дозвіл на логічний елемент И3 третьої приставки. Третій

імпульс перемикає тригер Тг3 третьої приставки, у результаті чого вмикається третя секція БК.

Вимикання секції БК відбувається при надходженні від командного блока сигналу "Вимикання" або ж кнопкою ручного керування. Пристрій спрацьовує аналогічно команді "Вмикання", але у зворотному порядку. Спочатку перемикається тригер Тг3 третьої приставки, що дає дозвіл на елемент И2 другої приставки і вимикання третьої секції БК. Другим імпульсом "Вимикання" перемикається тригер Тг2 другої приставки, що дає дозвіл на елемент И1 першої приставки і вимикання другої секції БК. Третім імпульсом перемикається тригер Тг1 першої приставки, який вимикає першу секцію БК.

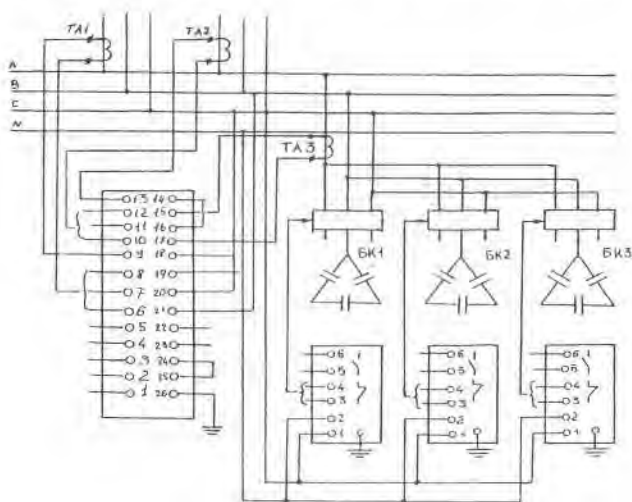


Рис. 17.11. Схема вмикання до мережі пристрою АРКОН з трьома приставками

На рис. 17.11 наведено схему під'єднання пристрою АРКОН з трьома приставками до мережі 0,38 кВ.

Як видно з рисунка, командний блок має 26 затискачів, до яких підводиться вхідна напруга – затискачі 21, 22, струм навантаження першого вводу (затискачі 6 і 9 – струм 2,5 А; затискачі 7 і 9 – струм 3,75 А; затискачі 8 і 9 – струм 5 А); струм навантаження другого запровадження (затискачі 10 і 13 – струм 2,5 А; затискачі 11 і 13 – струм 3,75 А; затискачі 12 і 13 – струм 5 А); струм конденсатора установки (затискачі 14 і 17 – струм 2,5 А; затискачі 15 і 17 – струм 3,75 А; затискачі

16 і 17 – струм 5 А); затискачі 9, 13 і 17 під'єднуються до початків обмоток трансформаторів струму.

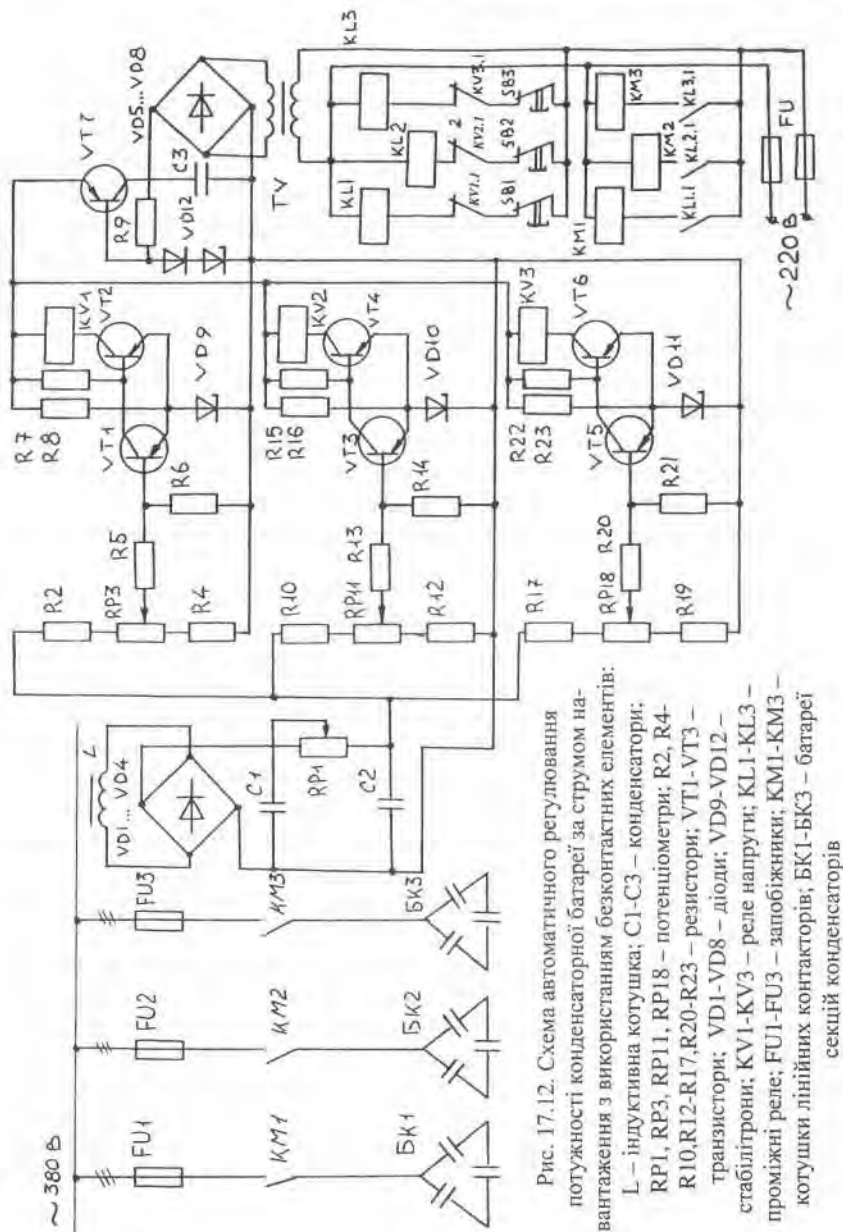
В умовах сільського електропостачання з різко змінними навантаженнями протягом доби і малих реактивних потужностях на об'єктах часто необхідно компенсуючі установки комплектувати з окремих конденсаторів напругою до 1000 В. У цьому випадку використання пристроїв типу АРКОН економічно невиправдане. Ефективніше застосовувати схему керування реактивною потужністю КР з релейно-контактною апаратурою або з використанням безконтактної техніки. Ці схеми можуть працювати у функціях: $\cos\phi$, струмових навантажень, характеру реактивного навантаження (індуктивне чи ємнісне), напруги мережі, часу доби тощо.

Розглянемо найбільш надійну і просту в обслуговуванні схему керування реактивною потужністю у функції струму навантаження із застосуванням безконтактних елементів (рис. 17.12).

У цій схемі датчиком є індуктивна котушка L з проводу діаметром 0,11 мм, намотаного на сердечник з пластин розміром 5x7 мм. Котушка розташована в безпосередній близькості від шин. Схема працює таким чином.

При проходженні струму навантаження по шинах у котушці наводиться ЕРС. Змінна напруга, випрямлена мостом, що складається з чотирьох діодів VD1...VD4, подається на конденсатор C1, який служить фільтром, і конденсатор C2 заряджається через потенціометр RP1, яким регулюють час заряджання. Напруга з конденсатора C2 подається на подільники напруги R2, R4, R10, R12, R17, R19, число яких відповідає кількості регульованих секцій БК, тобто для даної схеми – трьом. Подільник напруги складається з двох резисторів R2, R4 і одного потенціометра RP3 (для лівої секції БК), яким регулюється напруга, подавана на базу кожного з транзисторів VT1, VT3, VT5.

Якщо струм навантаження невеликий, то напруга на конденсаторі C2 теж незначна. У цьому випадку транзистори VT1, VT3, VT5 закриті, тому що напруга на стабілітроні VD9 буде прикладена до баз цих транзисторів через резистор R5 і подільники R2, R4. При цьому транзистори VT2, VT4, VT6 будуть відкриті і якорі реле KV1, KV2, KV3 будуть притягнуті. При зростанні струму навантаження напруга на конденсаторі C2 також буде зростати із затримкою в часі, обумовленою постійною часу τ контуру (RP1, C2). При досягненні визначеного значення напруги на C2 напруга, подавана з відповідного подільника на бази транзисторів VT1, VT3 і VT5, стає достатньою для їх відкриття; VT2,



VT4, VT6 при цьому закриваються, котушки реле KV1, KV2 і KV3 обезструмлюються і своїми розмикаючими контактами вмикають котушки проміжних реле KL1, KL2 та KL3, контакти яких вмикають лінійні контактори KM1, KM2, KM3 секції БК.

Обсяг і норми прийнятно-здавальних випробувань при введенні в експлуатацію установок для підвищення коефіцієнта потужності. Правилами улаштування електроустановок передбачаються прийнятно-здавальні випробування конденсаторів у такому обсязі.

- Вимірювання опору ізоляції мегомметром на 2500 В. Визначення опору ізоляції між выводами і відносно корпусу та відношення R_{60}/R_{15} не нормуються.

- Вимірювання ємності, що не повинна відрізнятися від паспортної на десять відсотків для конденсаторів на робочу напругу до 1 кВ і на +10 відсотків та -5 відсотків – для конденсаторів на напругу вищу ніж 1кВ.

Ємності окремих фаз конденсаторів не повинні відрізнятися між собою більше ніж на п'ять відсотків. Зменшення ємності понад нормовані значення свідчить про обрив струмоведучих частин конденсатора, а збільшення – про частковий пробій секції. Вимірювання виконують при температурі 15-35⁰С.

- Випробування підвищеною напругою промислової частоти. Випробувані напруги конденсаторів наведено в табл. 17.1.

Таблиця 17.1

Випробувальні напруги промислової частоти для конденсаторів

Випробувальна ізоляція	Випробувальна напруга, кВ, для конденсаторів з робочою напругою, кВ						
	0,22	0,38	0,50	0,66	3,15	6,30	0,5
Між обкладками	0,42	0,72	0,95	1,25	5,9	11,8	20
Відносно корпусу	2,1	2,1	2,1	5,1	5,1	15,3	21,3

Примітка. Тривалість прикладання напруги 1 хв.

Якщо немає джерела напруги достатньої потужності, випробування змінним струмом можна замінити випробуванням випрямленим струмом подвоєного значення.

Ізоляцію фарфорової підставки випробують напругою 70 кВ промислової частоти.

Випробування батареї силових конденсаторів триразовим вмиканням. Проводиться вмиканням на номінальну напругу з контролем значень струмів у кожній фазі. Різниця струмів у фазах не повинна перевищувати п'ять відсотків. Перед випробуванням перевіряють цілість фарфору, переконуються, що всі болтові з'єднання надійні, немає підтікання олії, спучування банок тощо.

Експлуатація конденсаторних батарей. Батареї статичних конденсаторних для підвищення коефіцієнта потужності обслуговує черговий персонал підстанції, до якої приєднана батарея. Не рідше одного разу на місяць установки оглядають без вимикання. При оглядах перевіряють справність кола розряджання, переконуються у відсутності спучування стінок банок конденсаторів і тріщин на ізоляторах, у цілості плавких вставок-запобіжників тощо.

Черговий персонал повинний від'єднати конденсаторну установку від мережі за таких обставин:

- при напрузі на шинах, до яких приєднані конденсатори, що перевищує 110 відсотків номінальної напруги конденсаторів;
- при температурі навколишнього повітря, що перевищує найвищу або найнижчу температуру, допустиму для конденсаторів даного типу;
- при спучуванні стінок конденсаторів;
- при нерівномірності навантаження фаз конденсаторної установки більше ніж на десять відсотків;
- при збільшенні струму батареї більше ніж на 30 відсотків номінального значення.

Відсутність замикання між корпусом і затискачами конденсаторів перевіряють мегомметром на 1000 і 2500 В роздільно для кожного конденсатора або для всієї установки одночасно. Мегомметр вмикають між закороченими затискачами конденсаторів і заземленого корпусу. Опір ізоляції не нормується. Незначне всмоктування масла з ізолятора працюючого конденсатора небезпечно; вимикати конденсатор при цьому непотрібно. Брати проби масла і доливати його в банки при експлуатації конденсаторів не дозволяється.

Огляд і поточний ремонт конденсаторів, приєднаних безпосередньо до затискачів трансформаторів або електродвигунів, проводять одночасно з оглядом і ремонтом цих трансформаторів або електродвигунів.

Огляд без вимикання при потужності установки до 500 квар проводять не рідше одного разу на місяць, понад 500 квар – не рідше одного разу на декаду.

Поточний ремонт установок на всі напруги з обов'язковим вимиканням виконують не рідше одного разу на рік.

Контрольні питання і завдання

1. Що розуміється під якістю електроенергії, як вона впливає на роботу електроустаткування?

2. Назвіть основні заходи щодо поліпшення якості електроенергії. 3. Що таке надійність електропостачальних установок, які способи її підвищення? 4. Назвіть основні шляхи зниження втрат електроенергії. Від яких чинників вони залежать?

5. Як визначити втрати потужності й електроенергії в лініях електропередач? Як можна знизити втрати енергії при її розподілі?

6. Від яких чинників залежать втрати електроенергії в електродвигунах, як їх можна зменшити?

7. Від яких чинників залежать втрати електроенергії в силових трансформаторах, які шляхи їх зниження?

8. Яку роль у системі електропостачання відіграють реактивні навантаження, від яких чинників вони залежать?

9. Поясніть, як впливає відхилення напруги на величину активної і реактивної потужності споживачів.

10. У чому полягає особливість обґрунтування доцільності заміни електродвигунів на меншу потужність?

11. Які заходи застосовують для підвищення ефективності використання електроенергії в сільськогосподарському виробництві?

12. У чому полягають причини і які наслідки низького значення $\cos\varphi$ електроприймачів?

13. Назвіть природні шляхи зниження реактивної потужності електроприймачів і підвищення значення $\cos\varphi$.

14. Назвіть загальні вимоги, які ставляться до КП.

15. Як визначають потужність КП?

16. Розкажіть про вибір і розміщення КП.

17. Назвіть особливості розміщення конденсаторних батарей у мережах напругою до 1 кВ.

18. Які схеми вмикання конденсаторних установок застосовують у сільському електропостачанні?

19. У чому полягають особливості приймально-здавальних випробувань КП?

20. Назвіть особливості експлуатації КП.

Коефіцієнти переведення в УОЕ для теплотехнічного обладнання

Котельне обладнання

ЗК-1МА	15
КМ-1300	20,3/25,3
КМ-1600	25,3/35
МКЗ-2Г, КБ-300МГ, КВ-300У, КМ-2500	27,9/35
Енергія-6, ММЗ-08/9, КТ-500	37,7/5,5
Універсал-6, Д-721А, А-1/9М	42,7/53
КЖ-1500, КГ-1500	52,8
ДКВР-2,5-13	75,4/95,8
ДКВР-4-13	95,8/20,8
ДКВР-6,5-13, ТВГ-4	111,6/141,3
ДКВР-10-13, ТВГ-8	128,3/154,5
ДКВР-20-13	171,9/205,1
ПТВМ-30, ТВГВ-30, КВ-ТВС	293,7/341,6
ПТВМ-50	409,8/475,5

Котельно-допоміжне обладнання

Механічні топки	23,3
Напівмеханічні топки	6,4
Механічні решітки	15,8
Молоткові млини для вугілля	16,9
Дробарки	8,5
Механізовані системи шлаковидалення	5,4
Системи подачі мазуту	13,9
Система механічної водоочистки	7,2
Циклони	2,4
Бойлери	3,8
Пиловугільні пальники	1,7
Деаератори в комплекті	8,8

Інше обладнання і теплові мережі

Теплові пункти в комплекті	6,2
Водопроводи холодної та гарячої води, паропроводи (на 1000 м довжини) з арматурою	3,2

Продовження дод. А

Повітроводи (на 1000 м довжини)	1
Теплогенератори	7,6
Вентилятори	0,7
Вентилятори з калориферами	1,5
Компресори	7
Насоси	4,8

Холодильні машини

OT-10 (УВ-10)	6,7
МХУ-8С, МВТ-144-1-0, OT-20 (МВТ-20-1,0), OT-30 (АВ-30)	12,9
ХМ-АУ-45, ХМ-АВ-22, ХМ-АУУ-90	27,9

Примітка 1. У розділі “Котельне обладнання” в чисельнику подано коефіцієнти при роботі котлів на рідкому і газоподібному паливі, у знаменнику – на твердому.

2. В умовних одиницях відображено ті операції, які виконує ремонтна служба господарства, або спеціалізованих підприємств. Щоденні роботи, які входять до обов'язків операторів (кочегарів, які входять, як правило, до штату ферм) різних виробничих підрозділів, повинні бути враховані при формуванні їх структури і штатів.

Додаток В

Таблиця В.1

Коефіцієнти переведення електротехнічного обладнання в УОЕ

Електротехнічне обладнання і споруда	Од. вим.	Число	Примітка
1	2	3	4
1. Повітряні лінії електропередачі, кВ: до 1 вище ніж 1	1000 м	3,93 3,00	
2. Кабельні лінії, кВ: до 1 вище ніж 1	—	1,29 1,90	

1	2	3	4
3. Дизельні електростанції, кВт: менше 100 100...300 вище ніж 300	Агрегат	10,0 20,0 30,0	Для агрегатів у холодному стані трудомісткість множиться на коефіцієнт 0,15
4. Трансформаторні підстанції (відкриті та закриті): з одним трансформатором з двома трансформаторами	Одна п/ст	2,50 3,50	
5. Електроприводи з асинхронними ЕД з електропроводкою і апаратурою керування, контролю та захисту, кВт	Один ЕД		Вказана трудомісткість наведена для роботи двигунів протягом шести- десяти годин на добу. При роботі менше ніж шість годин на добу УОЕ множиться на коефіцієнт 0,85, а при роботі більше ніж десять годин на добу – на 1,2
5.1. У сухих і вологих приміщеннях: до 1,0 1,1...10 10,1...40 більше ніж 40	--	0,44 0,61 0,72 0,92	
5.2. У сирих та запилених приміщеннях: до 1,0 1,1...10 10,1...40 вище ніж 40	--	0,67 0,92 1,13 1,38	

1	2	3	4
5.3. В особливо вологих і з хімічно-активним середовищем приміщеннях: до 1,0 1,1...10 10,1...40 вище ніж 40	Один ЕД	0,88 1,28 1,55 1,80	
5.4. У відкритих установках: до 1,0 1,1...10 10,1...40 вище ніж 40	--	1,07 1,52 1,84 2,24	
6. Елетротермічні установки з електропроводкою і апаратурою керування, контролю і захисту	Одна установка		Вказане число УОЕ відноситься тільки до електрообладнання
6.1. Електродні електроводонагрівники, кВт: до 100 101...160 вище ніж 160	--	3,22 4,12 5,52	
6.2. Електродні парові котли, кВт: до 160 більш ніж 160	--	5,54 6,23	
6.3. Електропроводонагрівники з трубчастими нагрівальними елементами, л: до 200 201...400 401...800 більш ніж 800	--	1,09 1,66 2,64 3,49	
6.4. Побутові електроводонагрівники місткістю, л: 6...100	--	0,98	

1	2	3	4
6.5. Стационарні підлогові електроплити типу "Льсьва", "Томь" (на одну плиту з електропроводкою і апаратурою керування, контролю та захисту)	Одна плита	0,25	
6.6. Стационарні електроплити інших типів	Одна, 1 кВт встан. потуж.	0,25 0,05	
6.7. Електрокалорифери з повітрянагрівником, електроприводом вентилятора, кВт:	Одна установка		Трудомісткість обслуговування вентилятора і повітропроводу враховується додатково
до 40		3,16	
41...60		3,38	
вище ніж 60		3,78	
6.8. Електровулканізатори (з електропроводкою і апаратурою керування, контролю та захисту)	"-"	0,29	
6.9. Сушильні шафи електричні	"-"	0,59	
6.10. Дистилятори електричні	"-"	0,90	
6.11. Електрообігрівні килимки з електропроводкою і апаратурою керування, контролю та захисту	1 шт. (панель, килим)	0,15	
6.12. Пристрій для обігріву підлоги в тваринницьких приміщеннях	100 м ² приміщ.	0,73	УОЕ враховує нагрівальні проводи, вирівнювання потенціалів, ел. проводку, апаратуру керування, контролю і захисту

1	2	3	4
7. Зварювальні установки з електропроводкою і апаратурою керування, контролю і захисту	Одна установка		
7.1. Генератори зварювальні, А: до 300 більше ніж 300	-"-	2,88 3,26	
7.2. Трансформатори зварювальні, А: до 300 більше ніж 300	-"-	0,99 1,24	
7.3. Перетворювачі зварювальні, А: до 300 більше ніж 300	-"-	1,90 2,41	
8. Випрямлячі зарядні (з проводкою і апаратурою керування, контролю та захисту)	-"-		
8.1. Без автоматичної стабілізації режиму заряджання	-"-	0,53	
8.2. З автоматичною стабілізацією режиму заряджання	-"-	1,80	
9. Конденсаторні батареї компенсації реактивної потужності	-"-	1,84	
10. Електроосвітлювальні установки і світильники (з проводкою і апаратурою керування, контролю та захисту)	10 світ.		
10.1. У сухих і вологих приміщеннях: з однією-двома лампами розжарювання з трьома-шістьма лампами розжарювання	-"-	0,65 0,99	

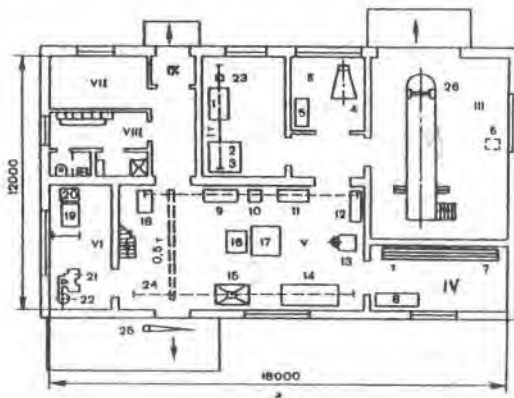
1	2	3	4
з однією-двома люмінесцентними лампами	10 світ.	0,86	
з трьома-шістьма люмінесцентними лампами		1,41	
10.2. У вологих і пильних приміщеннях:	-"		
з лампами розжарювання		0,91	
з люмінесцентними лампами		1,74	
з дуговими лампами високого тиску		1,03	
10.3. У приміщеннях особливо вологих і з хімічно активним середовищем:	-"		
з лампами розжарювання		1,40	
з люмінесцентними лампами		2,07	
з дуговими лампами високого тиску		1,61	
10.4. Зовнішнє освітлення:	-"		
з лампами розжарювання		1,35	
з дуговими лампами високого тиску		1,56	
11. Опромінювальні установки	На 10 опр.		З електропроводкою і апаратурою керування, контролю та захисту
11.1. Інфрачервоне випромінювання	-"	0,97	
11.2. Ультрафіолетове випромінювання	-"	1,65	
11.3. Комбіноване	-"	2,43	
12. Щити автоматики з числом реле (контакторів) більш ніж п'ять шт., транзисторів (тиристорів) більш ніж десять штук на одне випромінювання	Комплект приладів		
12.1. Реле і контактори	-"	0,04	
12.2. Мікросхеми	-"	0,01	
12.3. Транзистори, тиристори	-"	0,04	
12.4. Електронні лампи	-"	0,02	
12.5. Потенціометри, мости електронні самозаписуючі	-"	1,10	

1	2	3	4
13. Електрозагородження з електропроводкою і апаратурою керування, контролю та захисту	Комплект приладів	0,50	
14. Ящики обліку електроенергії з електропроводкою і апаратурою керування	Один ящик	0,30	
15. Електропроводки житлових будинків:			До числа УОЕ включено ввідні щити, квартирну проводку
15.1. Багатоквартирні	1 кв.	0,10	
15.2. Садибного типу	1 буд.	0,15	
16. Роботи, що виконуються силами експлуатаційного персоналу:			
16.1. З монтажу нових електроустановок	На 10 т.р.	170	
16.2. З капітального ремонту	На 5 т.р.	100	
17. Дрібномонтажні роботи	На 100 УОЕ	15	

П р и м і т к а. 1. При використанні електрообладнання протягом року менше чотирьох місяців слід застосувати коефіцієнт 0,7.

2. При визначенні ІТР при розосередженні електрообладнання сумарні втрати слід помножити на коефіцієнт 1,15.

Додаток С



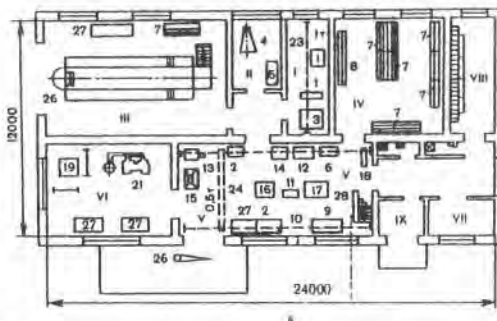


Рис. С.1. План пункту технічного обслуговування і ремонту електрообладнання з виробничою програмою 2100 (а) і 4200 (б) умовних ремонтів на рік

Таблиця С.1

Експлікація приміщень на рис. С.1

Назва	Площа, м ²
I Дільниця просочування і сушіння	12,9/14,0
II Дільниця фарбування	10,5
III Бокс для стоянки спецавтомобіля	50,6/49,4
IV Витратний склад	14,7/32,3
V Ремонтно-монтажна дільниця	46,8/61,7
VI Дільниця заготовки конструкцій	16,6/34,8
VII Кабінет майстра	18,2/9,1
VIII Побутові приміщення	10,1/39,5
IX Тамбур	10,6

Примітка. У чисельнику для ПТО на 2100 у.о.р., у знаменнику – 4200 у.о.р.

Таблиця С.2

Експлікація обладнання (рис. С.1)

Найменування і марка	Кількість, шт.
1	2
1. Шафа сушильна ЦЄП-282, ПЛІ-18-12, СНОЛІ-3,5	1
2. Установка мийна ОМ-1316, ОРГ-4590	1
3. Шафа витяжна ШВ.00.000	1
4. Шафа для матеріалів і приладів ПН-215, ОРГ-1468-0,7-40, НО-106-1019-704-00	1
5. Камера для фарбування КО-00.000, 4КП-М-0000	1

1	2
6. Компресор ТП-0,15/10 або СО-7А	1
7. Стелаж 5152-000-5154 або ОРГ-1468-050320А	10
8. Шафа для приладів, інструменту і монтажних знарядь 5126-000, НО-101, ОРГ-1468-07-040 або 1019-554-000	2
9. Стенд для ремонту електродвигунів 336Н.000 або КИ-968	1
10. Силовий щит стенда для ремонту електродвигунів	1
11. Стенд для випробування пароводозапірної арматури і автонапувалок ТО-7890-22-1400	1
12. Стенд перевірки і ремонту опромінювальних та освітлювальних установок 337Н-000 або Пг-1Э6Н-000	1
13. Установка для випробування занурювальних електронасосів КИ-6301	1
14. Стенд для ремонту і налагодження пускорегулювальної апаратури 339.Н.000, П1/35Н.030 або 8Э28-01.00-000	1
15. Шафовий схов ШГУ.00.000.	1
16. Стіл монтажний ОРГ.1468.01.080А	1
17. Стенд для перевірки, заряджання і регулювання холодильних машин ОР08726М	1
18. Ванна для розігрівання деталей ОКС-1513, П-10Б-01 або ТЛ-00.000.	1
19. Стіл для електрозварювальних робіт ОКС-7523	1
20. Щит для електрозварювальних робіт 5157.000	1
21. Верстат шліфувальний ЗБ.634, С-475	1
22. Установка пилоуловлювальна ЗИЛ-900М	1
23. Таль черв'ячний ГОСТ-1106-74 або електричний ТЭ-5-133П	1
24. Кран підвісний 1.0.5.1-4.5-6	1
25. Кран консольно-поворотний ОПТ-1153	1
26. Підйомник гідравлічний П-113	1
27. Верстак слюсарний 5101.000, ОРГ-1468-01-070 з поворотними лещатами	5
28. Підставка під обладнання ОРГ01468 або 1019-413-00	1