

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ПОГОДЖЕНО

Декан факультету (Директор ІНІ)

(назва факультету (ІНІ))

(підпис)

(ПІБ)

“ ” 2022 р.

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ

Завідувач кафедри

електротехніки, електромеханіки та електротехнологій

(назва кафедри)

(підпис)

(ПІБ)

“ ” 2022 р.

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему «Технічні передумови та практичні заходи діагностування силового електрообладнання на ВАТ «Завод Ніжинсьільмаш» Чернігівської області»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка»

(код і назва)

Освітня програма Енергетичний менеджмент і аудит

(назва)

Орієнтація освітньої програми

освітньо-професійна

(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Гарант освітньої програми

д.т.н. професор

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Заблодський М.М.

(ПІБ)

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи

к.т.н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Радько І.П.

(ПІБ)

Виконав

(підпис)

Петрук М.В.

(ПІБ студента)

КИЇВ – 2022

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри _____

(науковий ступінь, вчене звання) (підпис) (ПІБ)
_____ 20____ року

ЗАВДАННЯ

ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ

Петруку Максим Віталійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

Спеціальність - 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка»

(код і назва)

Освітня програма - Енергетичний менеджмент і аудит

(назва)

Орієнтація освітньої програми - освітньо-професійна

(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи «Технічні передумови та практичні заходи
діагностування силового електрообладнання на ВЛТ Завод Ніжинсьільмаш Чернігівської
області»

затверджена наказом ректора НУБіП України від "____" _____ 20____ р. № _____

Термін подання завершеної роботи на кафедру _____

(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської кваліфікаційної роботи _____

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

1. Аналіз існуючих способів, методик та нормативних документів для діагностування електрообладнання _____
2. Методи, прилади і схеми для діагностування електрообладнання (сереж) _____
3. Перевірка захисних апаратів на спрацювання при струмах короткого замикання за гранично-вимикаючою здатністю _____
4. Прогнозування технічного стану електрообладнання _____
5. Експлуатація електрообладнання із застосуванням методів і засобів _____

діагностування _____

Перелік графічного матеріалу (за потреби) _____

Дата видачі завдання "____" _____ 20____ р.

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи _____

(підпис)

Радько І. П.

(прізвище та ініціали)

Завдання прийняв до виконання _____

(підпис)

Петрук М.В.

(прізвище та ініціали студента)

АНОТАЦІЯ

НУБІП України

В дипломному проекті на тему: «Технічні передумови та практичні заходи діагностування силового електрообладнання на ВАТ «Завод Ніжинськмапш» Чернігівської області» розроблені питання удосконалення методів та засобів діагностування електрообладнання, проведений аналіз існуючих способів та методик діагностування, прогнозування технічного стану, а також розглянуто питання встановлення у занурені електродвигуни датчика контролю технічного стану та монтаж додаткового виводу від міжкоутушкового сполучення обмотки статора асинхронних електродвигунів.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

ЗМІСТ

ВСТУП

9

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ СПОСОБІВ, МЕТОДИК ТА
НОРМАТИВНИХ ДОКУМЕНТІВ ДЛЯ ДІАГНОСТУВАННЯ

ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

10

1.1. Існуючі системи технічного обслуговування електрообладнання

10

1.2. Роль та місце діагностування у системі ПЗР і ТО електрообладнання

12

1.3. Фізичні основи технічного діагностування

13

1.4. Класифікація причин відмов електричних апаратів та

16

електродвигунів

1.5. Оцінювання якості електрообладнання під час діагностування

20

1.6. Оцінювання якості електродвигунів під час діагностування

23

РОЗДІЛ 2. МЕТОДИ, ПРИБАДИ І СХЕМИ ДЛЯ ДІАГНОСТУВАННЯ

ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

28

2.1. Вимірювання опорів

28

2.2. Вимірювання опору ізоляції

32

2.3. Діагностування корпусної і міжфазної ізоляції обмоток електричних
машин

34

2.4. Діагностування міжвиткової ізоляції обмоток електричних машин

36

2.5. Випробування ізоляції підвищеною напругою

38

2.6. Визначення температурного режиму обмоток

40

2.7. Діагностування короткозамкнених обмоток роторів без розбирання

41

електродвигунів

2.8. Діагностування підшипників електричних машин

45

2.8.1. Діагностування підшипників без розбирання електричних машин

45

2.8.2. Визначення технічного стану підшипників без знімання з валів
електричних машин

48

2.8.3. Визначення технічного стану підшипників, знятих з валів

49

електричних машин

РОЗДІЛ 3. ПЕРЕВІРКА ЗАХИСНИХ АПАРАТІВ НА СПРАЦЮВАННЯ
ПРИСТРУМАХ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ЗА ГРАНИЧНО-
ВИМИКАЮЧОЮ ЗДАТНІСТЮ

51

РОЗДІЛ 4. ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ
ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

59

4.1. Фізичні основи прогнозування технічного стану
електрообладнання

59

4.2. Основні способи вирішення завдань прогнозування

61

4.3. Застосування інженерних методів прогнозування при експлуатації

62

електрообладнання

4.3.1. Метод лінійного прогнозування

62

4.3.2. Метод багатоступеневого лінійного прогнозування

63

4.3.3. Метод прогнозування за середньою статистичною зміною

65

параметра

4.3.4. Метод прогнозування за реалізацією зміни параметра

67

РОЗДІЛ 5. ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ІЗ
ЗАСТОСУВАННЯМ МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ ДІАГНОСТУВАННЯ

72

5.1. Етапи розвитку форм організації експлуатації електрообладнання

72

5.2. Керування технічним станом електрообладнання за допомогою
діагностування

73

5.3. Організація робіт з діагностування електрообладнання

74

5.4. Модернізація електрообладнання для підвищення пристосованості

85

для діагностування

5.4.1. Монтаж додаткового виводу від міжкатушкового сполучення
обмотки статора асинхронних електродвигунів

85

5.4.2. Встановлення у занурені електродвигуни давача контролю

87

технічного стану

ВИСНОВКИ

90

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

91

ВСТУП

Ефективність роботи сільськогосподарських підприємств визначається насамперед безвідмовною роботою енергетичних об'єктів.

Тому необхідний постійний контроль і підтримка техніко-енергетичних показників, що визначається правильною організацією технічного обслуговування і ремонту машин і апаратів.

На практиці в основному використовують систему планово-профілактичних оглядів і оглядів (ПЗР і ТО), яка передбачає проведення періодичних оглядів і ремонтів через задані, заздалегідь обумовлені терміни.

Недоліком системи ПЗР є відносно висока трудомісткість обслуговування та ремонту електрообладнання, оскільки багато робіт є регламентованими

(наприклад, демонтаж електрообладнання для визначення технічного стану

тощо). Крім того, реальні умови експлуатації електричних пристроїв

(мінливість характеру навантаження, нерівномірність використання протягом доби або року, мінливість навколишнього середовища з різними змінами температури, вологості, шкідливих речовин тощо) і збільшення кількості

частин та електромагнітні навантаження на активні матеріали ускладнюють

використання системи ПЗР, оскільки обсяг робіт. Під час реконструкції, обслуговування технічного обслуговування та ремонту залежить від кількості годин роботи пристрою.

Для продовження терміну служби обладнання доцільно і економічно вигідно проводити діагностику, технічне обслуговування і своєчасну заміну вузлів і окремих деталей, які можуть вийти з ладу в подальшій експлуатації.

Найефективнішою системою є планово-попереджувальна. Як показує досвід, у господарствах із налагодженою системою профілактичних та ремонтних робіт техніка працює безперервно та надійно протягом тривалого

часу. Провідну роль у вирішенні цієї проблеми відіграє обслуговуючий і ремонтний персонал.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ СПОСОБІВ, МЕТОДИК ТА НОРМАТИВНИХ ДОКУМЕНТІВ ДЛЯ ДІАГНОСТУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

1.1. Існуючі системи технічного обслуговування електрообладнання

В результаті багатолітнього використання системи ППР у ряді провідних галузей промисловості різко знижуються витрати на утримання електроустаткування, скорочується число аварій електродвигунів, трансформаторів і комутаційних апаратів, підвищується тривалість роботи електроустаткування, збільшується тривалість міжремонтного циклу, зростає культура ремонтного обслуговування електроустаткування.

На технічні і економічні показники ремонту електроустаткування великий вплив робить вибрана система організації планово-попереджувального ремонту.

Існують три основні системи організації ППР електроустаткування на підприємстві: централізована, децентралізована і змішана.

При централізованій системі ремонт електроустаткування виконує одна або декілька ремонтних служб, спеціалізованих по видах устаткування або роду робіт. Ці служби підпорядковані головному енергетику підприємства.

Експлуатаційний персонал, обслуговуючий електроустаткування цеху, підстанції, виконує при цій системі лише роботи по нагляду, догляду і дрібному поточному ремонту.

Децентралізована система характерна відсутністю спеціалізованих ремонтних служб; всі електроремонтні роботи виконує персонал, зосереджений в електроремонтних майстернях або бригадах, що знаходяться в адміністративному підпорядкуванні начальника відповідного виробничого підрозділу, наприклад цеху або прольоту, а в оперативному - головного енергетика підприємства.

Зміцнена система організації ремонту електроустаткування відрізняється від інших систем тим, що у виробничих підрозділах є не лише свої електроремонтні майстерні і бригади, виконуючі невеликі за об'ємом і складністю ремонтні роботи, але і спеціалізовані ремонтні служби, що виконують складні і великі за об'ємом роботи, пов'язані з ремонтом електроустаткування. Для крупних промислових підприємств з потужним електрогосподарством найбільш прийнятною, прогресивною і економічно вигідною є централізована система ППР електроустаткування.

На ВАТ «Завод Ніжинсільмаш» службу технічного обслуговування та ремонту електрообладнання очолює Головний енергетик фабрики. В структурі фабрики є електроцех, в якому виконується ремонт різноманітного електроустаткування. Електроцех очолює начальник цеху, який підпорядковується Головному енергетику. Начальнику електроцеха підпорядковуються майстри змін, які відповідають за ремонт та технічне обслуговування електроустаткування фабрики як в цеху, так і на виробництві і, які здійснюють керівництво електромонтерами з ремонту та обслуговування електроустаткування. Також Головному енергетику підпорядковується електромонтажна служба на чолі з бригадиром або майстром, яка здійснює монтаж та підключення нового електроустаткування. На ВАТ «Завод Ніжинсільмаш» діє децентралізована система організації ППР.

1.2. Роль та місце діагностування у системі ПЗР і ТО електрообладнання

Система ПЗР і ТО електрообладнання сільськогосподарських підприємств передбачає технічне обслуговування з періодичним контролем, за якого контроль технічного стану здійснюється із встановленими періодичністю й обсягом, а обсяг інших операцій визначається технічним

станом виробу в момент початку технічного обслуговування. Контроль у складі технічного обслуговування чи як окрема операція передбачає прогнозування технічного стану електрообладнання до наступного обслуговування й перевірку його працездатності. Плановий поточний ремонт за системою ПЗР і ТО базується на контролі технічного стану

електрообладнання з періодичністю та в обсязі нею встановленими, а обсяг і момент початку ремонту визначається технічним станом виробу.

Необхідні матеріальні й трудові затрати на проведення діагностування окупаються за рахунок зменшення трудомісткості та затрат на проведення технічного обслуговування, поточного й капітального ремонтів.

Вихідними даними для планування робіт з технічного обслуговування й діагностування є інвентаризаційні документи – відомості, енергетичний паспорт підприємства, карта експлуатації тощо, а також річний план проведення цих заходів.

Технічне діагностування електрообладнання залежно від його кількості та умов підприємства може здійснюватися за такими варіантами:

- діагностування проводить окрема діагностична ланка чи бригада;
- діагностування проводить ремонтно-діагностична ланка чи бригада.

Виконавцями робіт з діагностування можуть бути інженери, бакалаври, молодші спеціалісти та досвідчені електромонтери, добре обізнані з правилами безпечної експлуатації електрообладнання. Керівник ланки чи бригади повинен мати кваліфікаційну групу з електробезпеки не нижче 4-ї, а інший персонал – не нижче 3-ї.

Результати вимірювань під час діагностування заносять до журналу, у якому кожній одиниці обладнання відводиться кілька сторінок з тим, щоб можна було аналізувати його стан та прогнозувати залишковий ресурс роботи.

Діагностування електрообладнання проводять з використанням переносних приладів та пристроїв. Для контролю технічного стану важкодоступного обладнання доцільно застосовувати автоматизовані діагностичні пристрої, зокрема для діагностування занурювальних електронасосних агрегатів.

1.3. Фізичні основи технічного діагностування

Суть технічного діагностування складають оцінка й прогноз технічного стану об'єкта за результатами прямих або непрямих вимірювань параметрів стану (діагностичних параметрів). Слід зазначити, що одне лише значення діагностичного параметра не дає змогу оцінити технічний стан об'єкта. При цьому необхідно знати не лише фактичні, але й відповідні їм еталонні значення параметрів. Різниця між фактичним ($A_{\text{факт}}$) та еталонним ($A_{\text{етал}}$) значеннями діагностичних параметрів називається діагностичним симптомом (Δ):

$$\Delta = A_{\text{факт}} - A_{\text{етал}} \quad (1.1)$$

Таким чином, оцінка технічного стану об'єкта визначається відхиленням фактичних значень його параметрів від їх еталонних значень.

Будь-яка система технічного діагностування працює за принципом відхилень (принцип Солсбері). Ступінь достовірності та якості діагнозу визначається похибкою, з якою оцінюється величина діагностичного симптому. Узагальнений алгоритм технічного діагностування наведений на рис. 1.5.

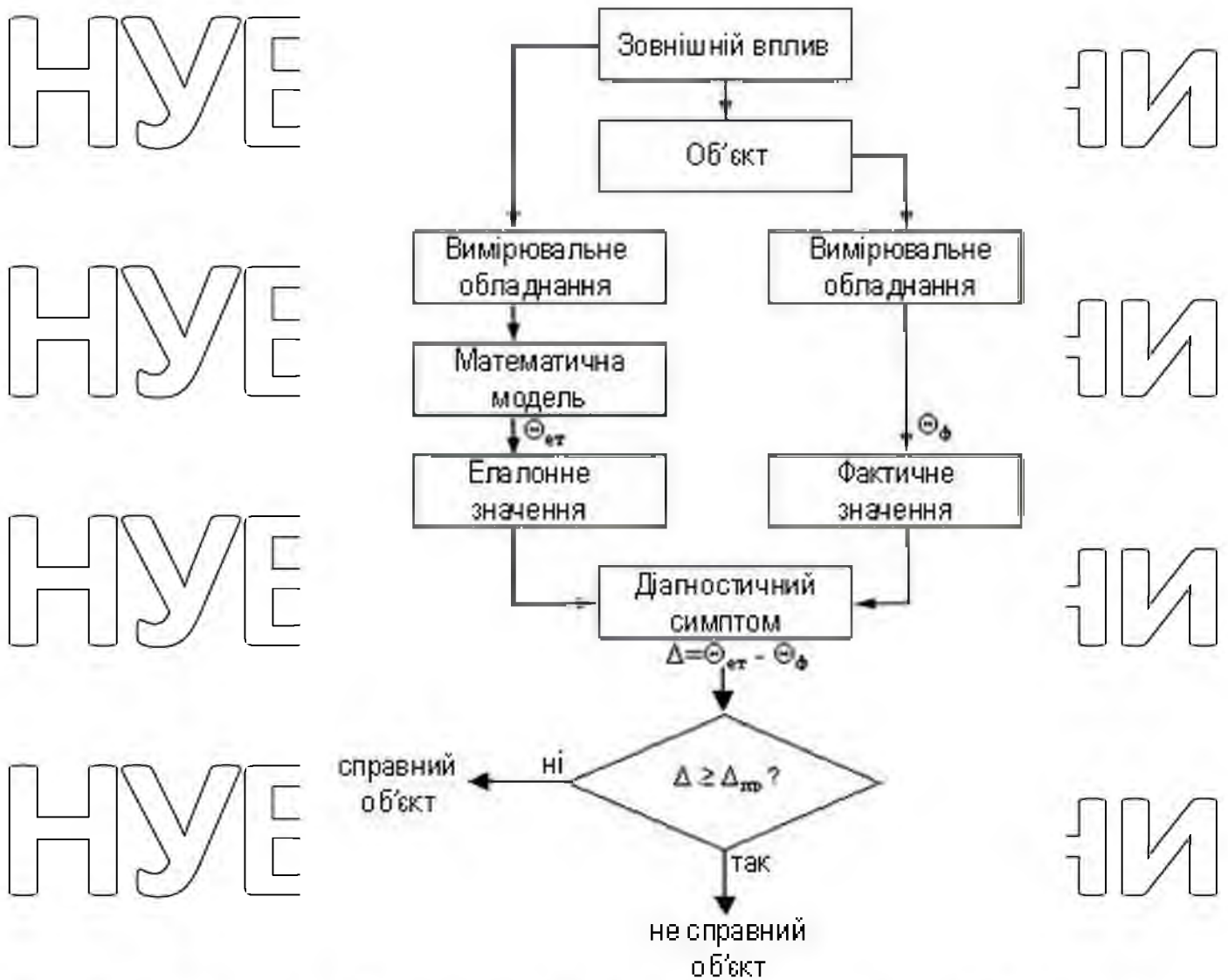


Рис. 1.5. Узагальнений алгоритм технічного діагностування

Еталонне значення діагностичного параметра вказує, яку величину матиме справний, добре відрегульований технічний об'єкт, що працює за такого ж навантаження й за таких же зовнішніх умов. Зображена на рис. 1.5 математична модель об'єкта діагностування являє набір формул, за якими розраховуються еталонні значення всіх діагностичних параметрів. Кожна формула повинна враховувати умови навантаження об'єкта й найбільш істотні параметри зовнішнього середовища. Засоби вимірювальної техніки в більшості випадків використовуються не лише для вимірювання діагностичного сигналу, але й для оцінювання зовнішніх дій. Застосування

методів і засобів технічного діагностування дозволяє вирішити ряд економічних і соціальних завдань у виробничій діяльності людини, а саме:

НУБІП України

- знизити експлуатаційні витрати за рахунок зменшення трудомісткості й тривалості ремонту устаткування;

- запобігти виникненню аварій завдяки своєчасному виявленню

НУБІП України

- дефектів;
- підвищити довговічність технічних об'єктів (систем) шляхом усунення дефектів на ранніх стадіях їх появи;

- зменшити кількість обслуговуючого персоналу;

НУБІП України

- підвищити продуктивність праці;
- оптимізувати кількість запасних частин за рахунок прогнозування

ВІДМОВ.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

1.4. Класифікація причин відмов електричних апаратів та електродвигунів

Статистику відмов асинхронних електродвигунів розглядають як з точки зору часу й місця їх виникнення, так і за безпосередніми причинами.

Наводяться такі дані у відсотках до загального числа відмов:

1) відмови, пов'язані із неправильним застосуванням електродвигунів (15–35 %);

2) відмови, пов'язані із недоліками та порушеннями технології виробництва електродвигунів (30–35 %);

3) експлуатаційні відмови, викликані головним чином незадовільним захистом електродвигунів (35–50 %);

4) відмови внаслідок природного старіння і зношування (10–12 %).

Що ж до причин відмов, то їх своєрідний рейтинг є таким:

1) міжвиткові замикання типові для всіхних обмоток – близько 93 %;

2) пробій пазової (корпусної) ізоляції – близько 2 %;

3) пробій міжфазової ізоляції – близького 5 %;

4) дефекти підшипникових вузлів – орієнтовно 5–8 %.

Незначний відсоток відмов приходить на порушення контактних з'єднань у лобових частинах обмоток, у коробці виводів, а також обриви стержнів ротора та прокручування валу.

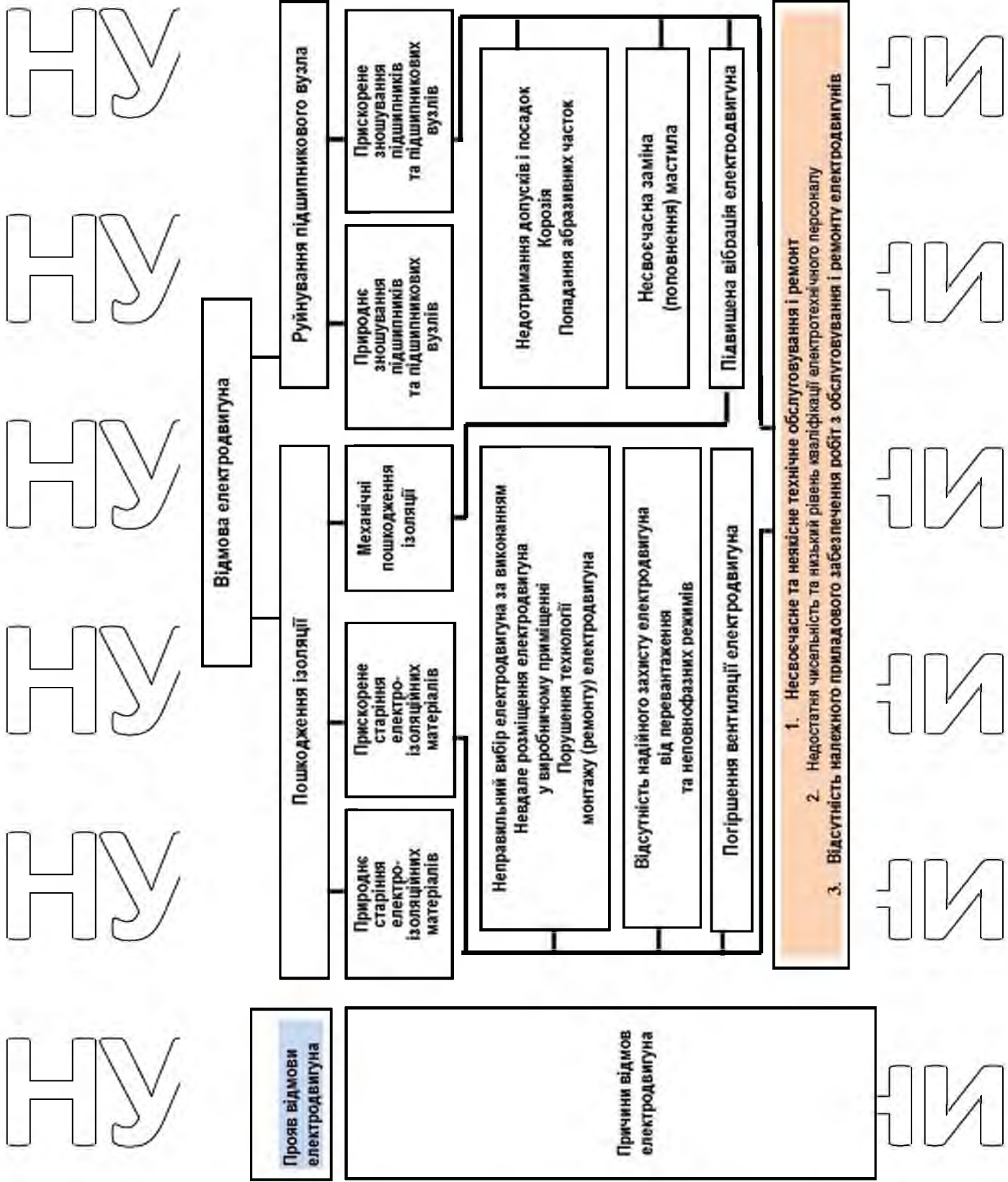


Рис. 1.6. Класифікація причин відмов електродвигунів в умовах експлуатації

Під час експлуатації силових трансформаторів трансформаторне масло не лише виконує функції діелектрика й охолоджувального середовища, але і є діагностичним середовищем. Шляхом своєчасного контролю стану трансформаторного масла можуть бути виявлені більшість дефектів трансформатора, що розвиваються, зокрема:

- локальні перегріву,
- розряди в маслі та іскріння;
- забруднення і зволоження ізоляції;
- попадання до масла повітря;
- окислення та старіння масла й твердої ізоляції.

За таких обставин вдосконалення методів оцінювання різних показників трансформаторного масла безумовно є актуальним завданням. Значна частина існуючих методів оцінювання стану трансформаторного масла базується на контролі його фізико-хімічних показників. Частина методів дозволяє оцінювати стан ізоляції трансформаторів у процесі їх експлуатації.

Відповідно до чинних вимог у процесі експлуатації силових трансформаторів передбачене вимірювання таких показників трансформаторного масла:

- пробивна напруга;
- вміст у маслі механічних домішок;
- тангенс кута діелектричних втрат масла;
- температура спалаху масла в закритому тиглі;
- кислотне число;
- вміст водорозчинних кислот і лугів;
- вологовміст;
- вміст антиокислювальної присадки;
- газовміст масла;
- хроматографічний аналіз розчинених газів;
- вміст фуранових похідних.

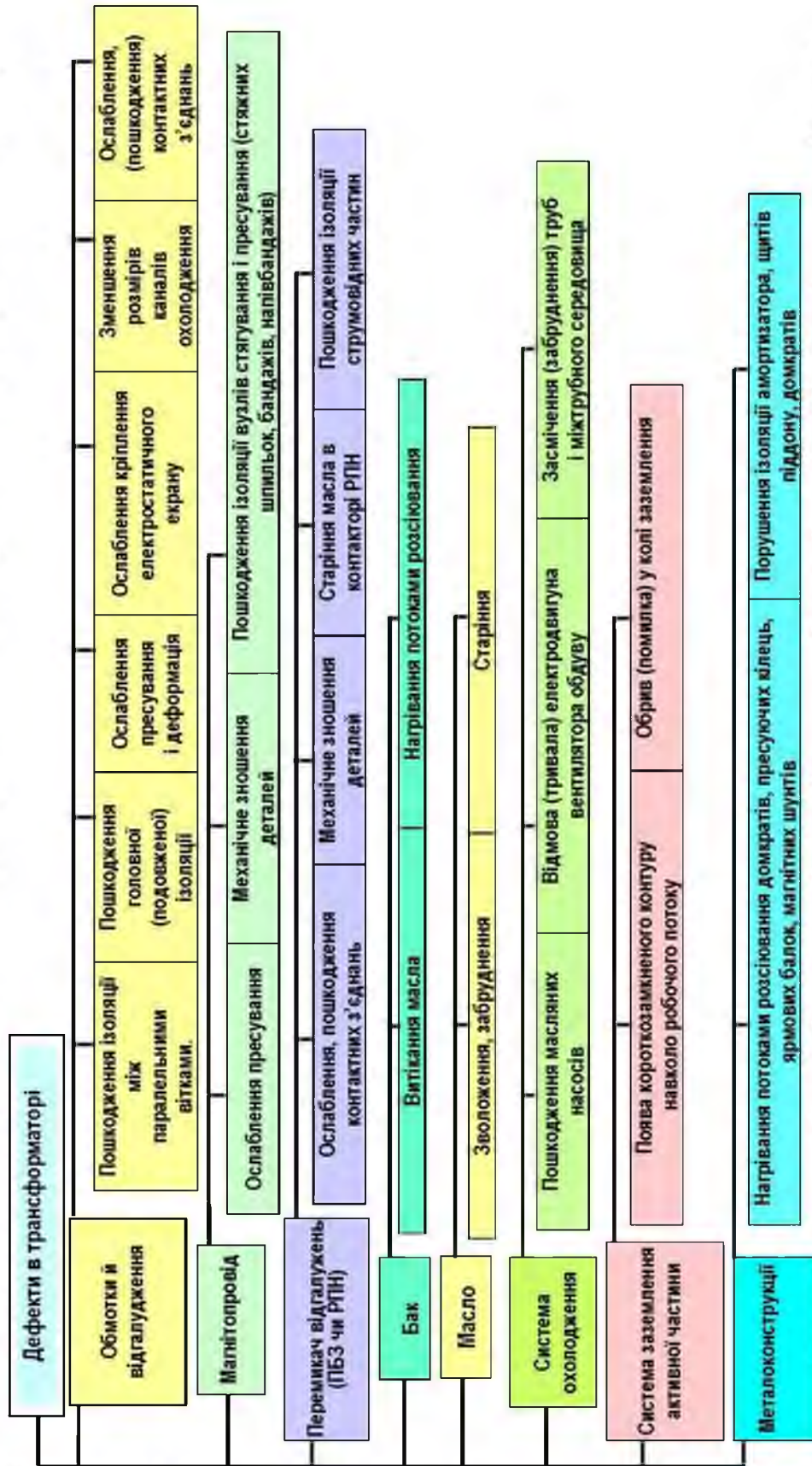


Рис. 1.7. Класифікація дефектів в силових трансформаторах

1.5. Оцінювання якості електрообладнання під час діагностування

Питання технічного діагностування силових трансформаторів, як і електрообладнання загалом, на сьогодні є надзвичайно актуальним, оскільки в експлуатації перебуває 152 значна кількість устаткування, яке виробило свій ресурс. При цьому слід зазначити, що в найближчі роки його масова заміна не може бути здійснена з цілого ряду причин. За таких обставин перехід на систему обслуговування електрообладнання за технічним станом, основою якої є оцінка його технічного стану шляхом діагностування, видається абсолютно очевидним.

Діагностуванню силових трансформаторів має надаватися особлива увага, що обумовлюється високою вартістю трансформатора, його значущістю в забезпеченні надійності електропостачання споживачів, а також складністю визначення пошкоджень і дефектів (рис. 1.1) на ранній стадії їх розвитку.

Склад робіт з технічного діагностування силових трансформаторів є таким:

- 1) діагностування силового трансформатора перед ремонтом:
 - візуальний огляд;
 - вимірювання втрат неробочого ходу (визначення стану сталі магнітопроводу, виявлення виткових замикань в обмотках);
 - вимірювання опору ізоляції обмоток ВН, СН, НН;
 - проведення досліду короткого замикання (визначення стану обмоток) під час введення трансформатора в експлуатацію; вимірювання коефіцієнта трансформації;
 - вимірювання омичного опору обмоток ВН, СН, НН;
 - вимірювання опору ізоляції, тангенса кута діелектричних втрат $\tan \delta$, ємності C вводів (для силових трансформаторів напругою 35 кВ і вище);
 - вимірювання ємності C обмоток (для силових трансформаторів напругою 35 кВ і вище);

- оформлення технічного звіту за результатами вимірювань і випробувань; перевірка правильності роботи РПН (для силових трансформаторів напругою 35кВ і вище);

2) аналіз трансформаторного масла:

- аналіз трансформаторного масла з бака трансформатора;

- аналіз трансформаторного масла з бака РПН;

- видача протоколів аналізу трансформаторного масла.

Залежно від технічного стану, режимів і термінів міжремонтної експлуатації силових трансформаторів розділяють такі види робіт з їх обслуговування й ремонту:

- технічне обслуговування трансформаторів (проведення електричних вимірювань параметрів трансформатора, відбирання проб і проведення фізико-хімічного аналізу трансформаторного масла, огляд трансформатора з метою виявлення протікань масла, забруднення ізоляторів, перевірка рівня масла за маслопоказчиком, усунення виявлених несправностей);

- поточний ремонт трансформаторів (діагностування поточного стану трансформатора, відбирання проб і проведення фізико-хімічного аналізу трансформаторного масла, складання та узгодження із замовником

кошторисів на проведення необхідного обсягу робіт. Виконання ремонту трансформатора. Після ремонтні випробування та оформлення технічного звіту про допуск трансформатора до експлуатації); Як правило, виконується на

місці встановлення трансформатора й пов'язаний з тимчасовим відключенням трансформатора, частковим розбиранням, заміною гумових ущільнень, заміною сорбенту в термосифонних фільтрах, доведення параметрів трансформаторного масла до експлуатаційних, перевіркою контрольно-вимірювальних приладів і засобів автоматики;

- ремонт трансформаторів виведених з експлуатації через аварійний стан (діагностування поточного стану трансформатора, відбирання проб і проведення фізико-хімічного аналізу трансформаторного масла, складання та узгодження із замовником кошторисів на проведення необхідного обсягу

робіт. Виконання ремонту трансформатора. Після ремонтні випробування та оформлення технічного звіту про допуск трансформатора до експлуатації). Як правило, ці роботи вимагають ремонту в заводських умовах і пов'язані з повним розбиранням трансформатора, вийманням і подальшим сушінням активної частини, сушінням і регенерацією або повною заміною трансформаторного масла, відновленням або заміною вводів, заміною гумових ущільнень, заміною сорбенту в термосифонних фільтрах, ревізією або заміною перемикальних пристроїв, ремонтом баків і замочної арматури, заміною або перевіркою контрольно-вимірювальних приладів і засобів автоматики;

- капітальний ремонт трансформаторів пов'язаний із заміною однієї або декількох обмоток. Цей вид ремонту виконується лише в заводських умовах і передбачає повне розбирання трансформатора з розбиранням магнітопроводу, зніманням обмоток, виготовленням нових обмоток відповідних за електричними параметрами тим, що вийшли з ладу, а також повну заміну трансформаторного масла. За результатами дефектації обмоток трансформатора складається та узгоджується із замовником кошторис на виробництво робіт. Після закінчення ремонту проводяться післяремонтні випробування трансформатора й оформлення технічного звіту про допуск до експлуатації.

Потреба в надійних методах контролю й діагностування обумовила прагнення провідних експертів у цій області до впровадження нових технологій, які дозволяють значно підвищити надійність та оптимізувати роботу кожного з елементів мережі.

До параметрів та обладнання силових трансформаторів споживчих ТП, що підлягають перевірці та аналізу під час технічного діагностування відповідно до Порядку проведення експертизи електроустановок споживачів віднесені:

- опір та електрична міцність ізоляції (обмотка, балки відносно активної сталі, стяжні шпильки, вводи з паперово-масляною ізоляцією, вбудовані трансформатори струму);

- параметри трансформаторного масла;
- опір заземлювальних пристроїв;
- рівень освітлення;
- послідовність роботи контактів РПН.

За наявності на підстанції комплектних конденсаторних установок перевірки підлягають такі параметри силових конденсаторів:

- габарити;
- опір та електрична міцність ізоляції (між виводом і корпусом конденсатора);

- ємність кожного конденсатора;
- захист конденсаторів від короткого замикання в мережі напругою до 1000 В із заземленою нейтраллю;
- опір заземлювальних пристроїв;
- рівень освітлення.

1.6. Оцінювання якості електродвигунів під час діагностування

Обсяг технічного діагностування асинхронних електродвигунів визначається кількістю операцій з вимірювання (контролю) діагностичних параметрів (рис. 1.8), перелік яких можна скласти за концепцією діагностування електрообладнання у складі системи планово-запобіжного ремонту й технічного обслуговування.

До параметрів електродвигунів змінного струму, що підлягають перевірці під час технічного діагностування відповідно до Порядку проведення експертизи електроустановок споживачів віднесені:

- 1) опір та електрична міцність ізоляції обмоток;
- 2) опір обмоток постійному струму.

З урахуванням інформації про стан електродвигуна, отриманої під час його діагностування, має проводитися заміна зношених вузлів і деталей, а також визначаються терміни ремонтів та оцінюється залишковий ресурс до

ремонту. До способів діагностування технічного стану асинхронних електродвигунів висувається ряд вимог (рис. 1/8).

Широке коло питань технічного діагностування асинхронних електродвигунів протягом багатьох років активно вивчали науковці

Всесоюзного науково-дослідного інституту відновлення зношених деталей (інститут технічного сервісу УААН). Лабораторія експлуатації і ремонту

силового електрообладнання, яку до 1986 року очолював к. т. н. Таран В. П., нагромадила значну кількість розробок із технічного діагностування, зокрема

щодо забезпечення цих робіт приладами. Запропоновані технології

діагностування конкретних видів електрообладнання, зокрема двигунів (рис.

2.5), якими передбачаються його зовнішній огляд та вимірювання окремих діагностичних параметрів.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

Н	Вид діагностування	Цільове призначення діагностування	Діагностичний параметр
НУБі	1. Діагностування під час технічного обслуговування	<ul style="list-style-type: none"> – визначення необхідності заміни вузлів (деталей) електродвигуна – визначення необхідності заміни чи поповнення мастила – встановлення необхідності та визначення термінів ремонтів 	<ul style="list-style-type: none"> 1.1. Опір ізоляції обмотки статора. 1.2. Амплітуда вібрації корпусу та підшипникових щитів у зоні розміщення підшипників. 1.3. Струми фаз обмотки статора.
НУБі	2. Планове діагностування	<ul style="list-style-type: none"> – визначення залишкового ресурсу роботи окремих вузлів і деталей – визначення термінів заміни зношених вузлів і деталей – визначення необхідності і термінів проведення поточного(ПР) та капітального(КР) ремонтів 	<ul style="list-style-type: none"> 2.1. Струм витікання (спливу) корпусної та міжфазової ізоляції обмотки статора: <ul style="list-style-type: none"> – абсолютна величина за напруги 1200 і 1500 В; – відносний приріст за підвищеної напруги від 1200 до 1800 В; – величина несиметрії у фазах обмотки статора; – стабільність за підвищеної напруги до 1800 В (відсутність коливань та кидків). 2.2. Рівень електричної міцності міжвиткової ізоляції обмотки статора під час подавання напруги високої частоти (до 1500 В) 2.3. Величина зазору в розмірному ланцюзі “вал–корпус” за затягнутих та відпущених болтах кріплення підшипникових щитів. 2.4. Величина відносної зміни струму у фазі обмотки статора під час прокручування ротора (визначення технічного стану обмотки ротора) $\gamma = \frac{I_{\max} - I_{\min}}{I_{\max}} \cdot 100\%$.
НУБі	3. Діагностування під час поточного ремонту	<ul style="list-style-type: none"> – визначення обсягу ремонту та деталей, що підлягають заміні або відновленню – забезпечення міжопераційного контролю під час ремонту – проведення післяремонтних випробувань – установа необхідності та визначення терміну КР 	<ul style="list-style-type: none"> 3.1. Струм витікання (спливу) корпусної та міжфазової ізоляції обмотки статора: <ul style="list-style-type: none"> – абсолютна величина за напруги 1200 і 1500 В; – відносний приріст за підвищеної напруги від 1200 до 1800 В; – величина несиметрії у фазах обмотки статора; – стабільність за підвищеної напруги до 1800 В (відсутність коливань та кидків) 3.2. Рівень електричної міцності ізоляції під час подачі напруги високої частоти (до 1500 В) 3.3. Радіальний зазор у підшипниках 3.4. Величина паралельного та кутового зміщення валу

Рис. 1.8. Діагностичні параметри асинхронних електродвигунів з короткозамкненим ротор

Серед параметрів, що підлягають вимірюванню і наступному аналізу є такі:

1) опір обмотки стагора постійному струму дозволяє виявити обриви, дефекти в з'єднаннях тощо; вимірювання проводиться омметром (для попередньої оцінки), методом амперметра-вольтметра та одинарними й подвійними мостами (якщо опір обмотки становить менше 1 Ом); у разі необхідності результати вимірювання можна привести до заданої температури за формулою:

(1.1)

$$R_{\text{зад}} = \frac{R_{\text{вим}}}{1 + \alpha \cdot (\theta_{\text{вим}} - \theta_{\text{зад}})},$$

де $R_{\text{зад}}$ – опір обмотки за заданої температури приведення, Ом; $R_{\text{вим}}$ – вимірний опір, Ом; $\theta_{\text{вим}}$ і $\theta_{\text{зад}}$ – відповідно температура обмотки під час вимірювання і та, до якої треба привести результати, оС; α – температурний коефіцієнт опору) провідникового матеріалу (мідь – 0,004 1/град; алюміній – 0,00385 1/град);

2) опір ізоляції – дозволяє визначити стан ізоляції, що значно погіршується за її пошкодження, забруднення або зволоження; приведення результатів вимірювання до заданої температури проводиться за формулою:

(1.2)

$$R = R_{\theta_{\text{вим}}} \cdot 10^{\frac{(\theta_{\text{вим}} - \theta_{\text{зад}})}{K}},$$

де $R_{\theta_{\text{вим}}}$ – опір ізоляції за температури вимірювання, МОм, $\theta_{\text{вим}}$ і $\theta_{\text{зад}}$ – температура під час вимірювання і та, до якої треба привести результати, оС; K – температурний коефіцієнт; для класу нагрівостійкості А – $K = 40$; класу В – $K = 60$.

Мінімально допустиме значення опору ізоляції за температури $\theta < \theta_{роб}$ можна визначити за формулою:

$$R_{\min\theta} = R_{\min\theta_{роб}} \cdot 2^{\frac{(\theta_{\text{ним}} - \theta_{\text{рад}})}{20}} \quad (1.3)$$

де $\theta_{роб}$ – температура, що відповідає класу нагрівостійкості ізоляції електродвигуна. $\frac{(\theta_{\text{ним}} - \theta_{\text{рад}})}{20}$ з округленням до більшого цілого числа.

(1.4)

$$R_{\min\theta_{роб}} = \frac{U_{\text{л}}}{1000 + 0,01 \cdot P_{\text{ном}}} \geq 0,5 \text{ МОм}$$

Опір ізоляції обмоток асинхронних електродвигунів потужністю до 400 кВт має бути не меншим:

- 10 МОм – у практично холодному стані (температура окремих частин машини відрізняється від температури навколишнього середовища не більш ніж на 3 К);

- 3 МОм – за температури обмоток, близькій до робочої

- 0,5 МОм – за верхнього значення вологості повітря;

Зустріч витікання (спливу) – дозволяє виявити зволоження ізоляції, тріщини, зсув, електричний пробій. Важливою передумовою ефективного діагностування електродвигунів, як і технічних об'єктів загалом, є правильний вибір діагностичних параметрів та відповідних методів діагностування.

НУБІП України

НУБІП України

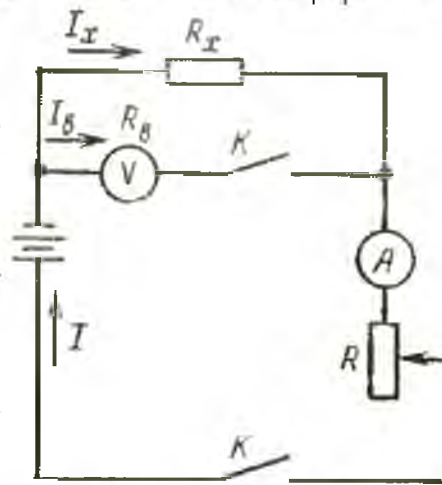
РОЗДІЛ 2

МЕТОДИ, ПРИЛАДИ І СХЕМИ ДЛЯ ДІАГНОСТУВАННЯ
ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ**2.1. Вимірювання опорів**

При вимірі опору обмоток при постійному струмі мають значення абсолютна величина опору і відповідність її розрахункової, а й симетричність опорів окремих фаз. Однакове, але значно відрізняється від розрахункового значення опору кожної фази може бути викликано помилкою в числі витків котушки, застосуванням дроту, що відрізняється перетином від розрахункового, або відмінністю середньої довжини витка від розрахункової. Різні значення опорів окремих фаз можуть бути наслідком багатьох причин - помилок у схемі з'єднання котушок та котушкових груп, виткових замикань та поганої якості пайок. Допустиме відхилення фактичного значення опору від розрахункового можна прийняти рівним $\pm 2\%$, а допустиме значення розбіжності опору окремих фаз - не більше 2% середнього значення опору фаз.

Вимір опору обмоток при постійному струмі проводять за методом амперметра - вольтметра, а також електричними мостами. Вимірюють обмотки при практично холодному стані (температура будь-якої частини електродвигуна відрізняється від температури навколишнього середовища не більше ніж на 3°C). Температуру навколишнього повітря вимірюють щонайменше ніж у трьох місцях з відривом 1—2 м від електродвигуна. Термометри потрібно розташовувати лише на рівні осі електродвигуна у місцях, захищених від потоків повітря, створюваних іншими електродвигунами, вентиляторами чи випадковими причинами. За розрахункову температуру приймають середню показання термометрів. Схема підключення вимірюваного опору, джерела живлення та приладів наведена на рис. 1. Як джерело живлення може бути застосована акумуляторна батарея, що створює в обмотці струм до 20%

номінального. Час увімкнення струму при кожному вимірі не повинен перевищувати 1 хв.



Фиг. 2.1. Метод амперметра – вольтметра

I_x – струм у вимірюваному опорі; I_b – струм у гілці вольтметра; I – струм по амперметру; R_x – вимірюваний опір; R_b – опір вольтметра; K – рубильник; R – додатковий регульований опір.

Щоб уникнути пошкодження вольтметра імпульсами е.р.с. при різкій зміні струму в ланцюзі вимірювання необхідно спочатку включити нижній рубильник (акумуляторна батарея) при відключеному верхньому рубильнику (у вольтметра); цей рубильник включають тільки тоді, коли струм у вимірюваному опорі встановиться. Регулювання здійснюють за допомогою додаткового опору.

Шукане значення R_x визначається так:

(2.1)

$$I_x = \frac{U}{R_x}; \quad I_b = \frac{U}{R_b}$$

де U – виміряна напруга, В; R_b – внутрішній опір вольтметра, Ом; I_x – струм, що проходить через опір R_x , А; I_b – струм, що проходить через вольтметр,

А.

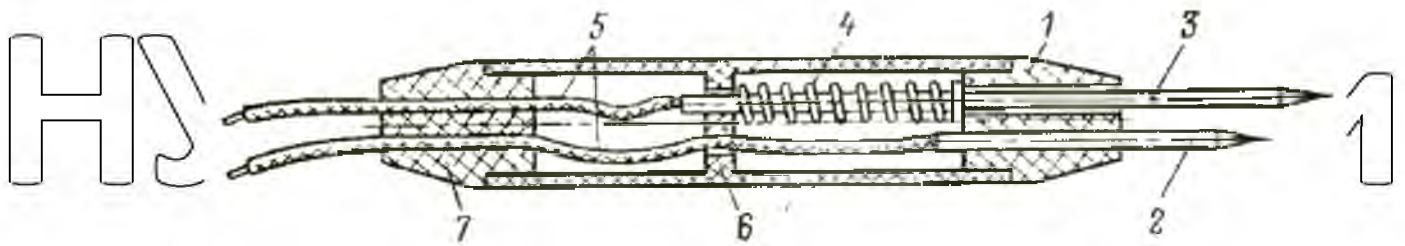


Рис. 2.2 Здвоєний щуп для вимірювання опорів. Струм акумуляторної батареї

Перетворюючи останній вираз, знаходимо:

$$R_x = \frac{U}{I - \frac{U}{R_v}} \quad (2.2)$$

Коли опір вольтметра перевищує вимірюваний опір більш ніж у 100 разів, відношення U/R_v мало порівняно з I можна з достатньою точністю прийняти, що $R_x = U/I$

При збиранні схеми слід звернути особливу увагу на надійність контактних з'єднань самої схеми. Зокрема, щоб унеможливити вплив перехідного опору контактів, при вимірюванні опору обмотки ротора ланцюг вольтметра слід підключати не до повідців постійно змонтованих шіток, а безпосередньо до контактних кільців через спеціальні шітки.

Для роздільного підключення до випробуваного опору ланцюгів вольтметра і амперметра іноді застосовують спеціальні щупи здвоєні (рис. 2.2.). Щупи мають по дві голки - нерухому 2, загвинчену або запресовану в текстолитовий наконечник 1, і рухому 3, вільно проходить через наконечник віджимається пружиною 4. Голка 3 з'єднана за допомогою провідника 5 з амперметром, а голка 2 - з вольт. Щуп укладено у втулку 6, закриту ізолятором 7.

При приєднанні щупів (рис. 3) спочатку з вимірюваним опором стикаються рухомі голки, а потім при подальшому натисканні на щупи - нерухомі. При знятті

щупів спочатку розривається ланцюг вольтметра, потім ланцюг струму. Тим самим вольтметр оберігається від пошкоджень е. д. е., що виникають при розмиканні струму.

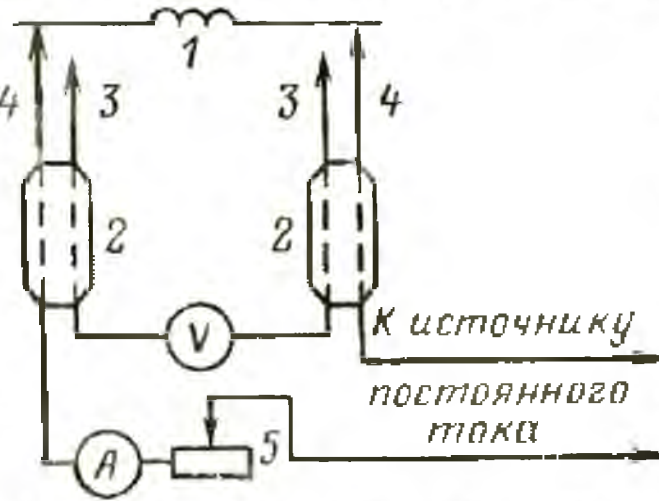


Рис. 2.3. Підключення здвоєних щупів.

1 – опір, що вимірюється; 2 – здвоєні щупи; 3 – нерухомі голки щупа; 4 – рухливі голки щупа; 5 – реостат.

Виміри опору обмоток проводять при значеннях струму 10, 15 та 20% номінального. За розрахункове приймають середнє із трьох вимірів. Виміряні опори різних фаз обмоток статора і ротора не повинні відрізнитися один від одного більш ніж на $\pm 2\%$ середнього значення, а від виміряних раніше або від заводських даних – більш ніж на 2%.

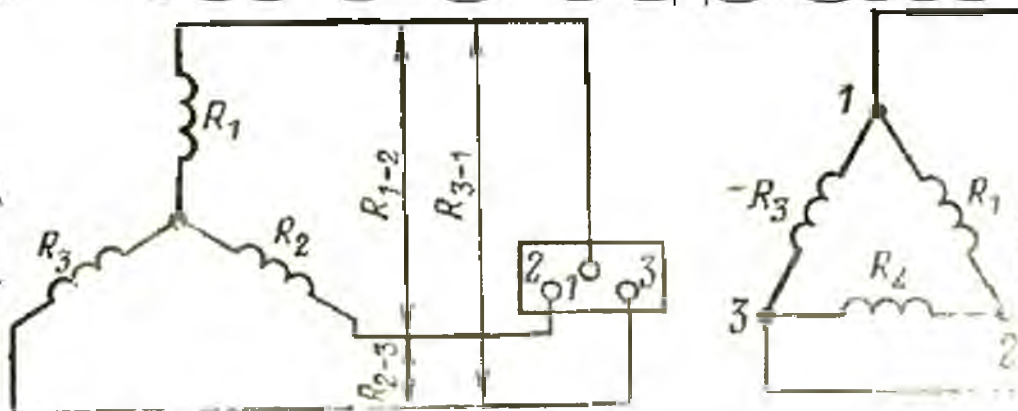


Рис. 2.4. Вимір опору обмотки при з'єднанні фаз у трикутник і зірку

2.2. Вимірювання опорів ізоляції

Матеріали, що застосовуються при ізоляції обмоток електродвигунів, не є ідеальними діелектриками і в залежності від своїх фізико-хімічних властивостей є більшою чи меншою мірою струмопровідними. Опір ізоляції обмоток крім конструкції самої ізоляції та застосованих матеріалів значною мірою залежить також від вологості ізоляції, механічних пошкоджень та забруднення поверхні.

Про опір ізоляції судять за значенням струму, що проходить через неї при додатку постійної напруги. Опір ізоляції вимірюють мегаомметром з ручним або електричним приводом або мережевим мегаомметром, а також методом вольтметра.

Як відомо, опір ізоляції вимірюється в омах, але так як в обмотках двигунів воно зазвичай 20 дуже велике, то прийнято його виражати в мільйонах (мегаомах), звідки і походить назва приладу. Мегаомметр (рис.2.5) являє собою генератор постійного струму, до виводів якого приєднується опір, що вимірюється. Мегаомметр по суті фіксує струм, що проходить через опір, що вимірюється, але для зручності користування шкала його вимірювального приладу відградуєвана безпосередньо в мегаомах.

В якості вимірювального приладу в мегаометрі застосовується логометр, в якому взаємодіють дві обмотки - обмотка 1, послідовно з'єднана з вимірюваним опором, і обмотка 2, підключена паралельно висновкам генератора. Перед виміром проводиться спрощена перевірка мегаомметра: при обертанні ручки і замкнутих коротко затискачах мегаомметра показання приладу має дорівнювати нулю, при розімкнених - нескінченності. Обмотку перед вимірюванням опору її ізоляції на 1+2 хв заземлюють для того, щоб залишки заряди, що можуть бути в її ізоляції, склі в землю і не вплинули на результати випробування.

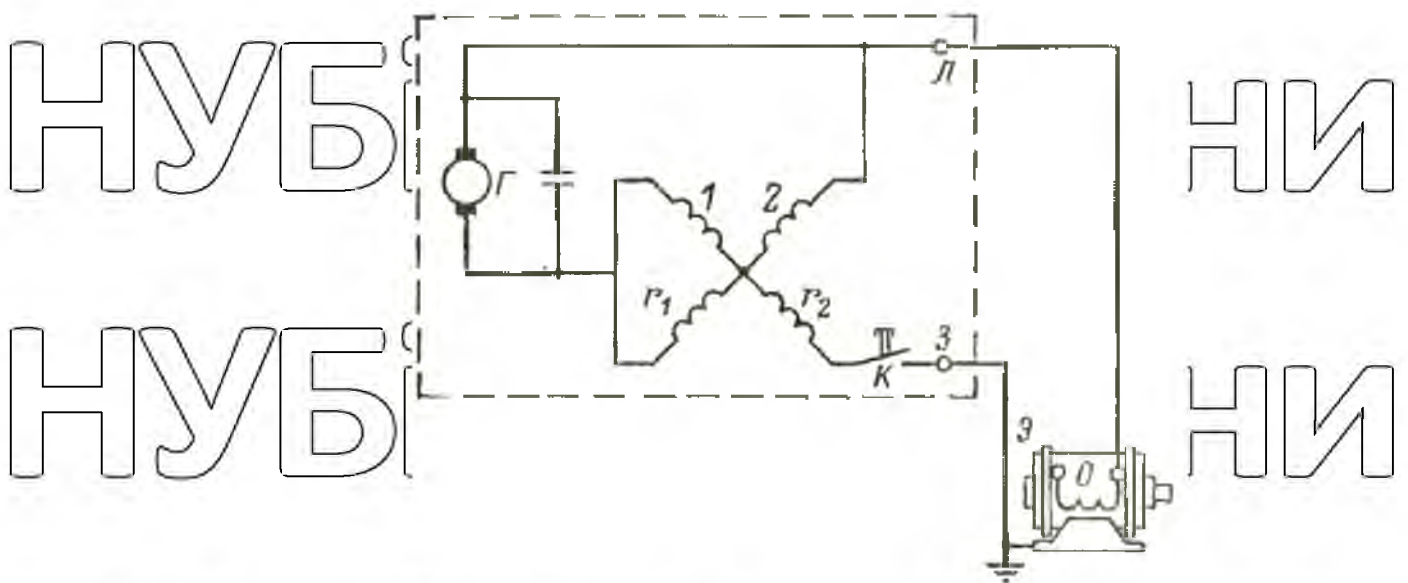


Рис. 2.3.. Принципова схема мегаомметра

Г – генератор постійного струму; 1 – послідовна обмотка мегаомметра; 2 – паралельна обмотка мегаомметра; r_1 , r_2 – обмежувачі опору; Л – лійний затискач; 3 – затискач для приєднання заземлення; К – кнопка включення; Е – корпус електродвигуна; О – обмотка електродвигуна.

Проводи, що з'єднують мегаомметр з обмоткою, а також з корпусом електродвигуна, повинні мати посилену і надійну ізоляцію. Ручку мегаомметра слід обертати по можливості рівномірно, частота обертання має бути близько 150 об/хв. Після розвороту ручки мегаомметра до зазначеної частоти обертання включають кнопку. До і тим самим обмотка, яка випробовується, підключається до генератора мегаомметра. У мегаомметрах, у яких немає кнопки, після розвороту ручки провід від затиску Л підключають до обмотки електродвигуна щупом (сталева гострозаточена голка з ізолюваною ручкою з текстоліту або ебоніту).

На початку вимір в стрілку приладу робить кидок до початку шкали, потім показ приладу повільно починає збільшуватися і через деякий час (15-60 с) стрілка встановлюється в деякому положенні. Початковий кидок стрілки, що відповідає підвищеному струму генератора мегаомметра, викликається зарядним струмом, що визначається ємністю ізоляції, якій швидко згасає.

2.3. Діагностування корпусної і міжфазної ізоляції обмоток електричних машин

Для ізоляції обмоток від корпусу в електричних машинах тепер застосовують склолакотканину ЛСБ (клас В) і ЛСП (клас F), плівкоелектрокартон (електрокартон марки ЕТВ завтовшки 0,2 мм з поліетилентерефталатною плівкою ПЕТФ завтовшки 0,05 мм) (клас E), електрокартон ЭВ (клас А), гнучкий слодевіт Г2СП (клас В), гнучкий скломіканіт Г2ФГП (клас F) і інші матеріали. Для міжфазної ізоляції та ізоляції двох лобових частин застосовують плівкоелектрокартон, склолакотканину ЛСБ і ЛСП, лакоскляодопласт ГИТ-ТЛСБ (клас В) і ГИП-ГЛСП (клас F), мікастрічну ПФС-ТТ [20].

Для діагностування пазової і міжфазної ізоляції електричних машин найдоцільніше застосовувати метод, що базується на вимірюванні залежностей струмів втрат від прикладеної напруги, бо метод оцінки технічного стану на підставі даних вимірювання частоти, середнього і амплітудного значень напруги часткових розрядів мають (в значному діапазоні напруг) зону "нечутливості". При наявності механічних і електричних пошкоджень струми втрат через ізоляцію з електрокартону збільшуються при підвищенні напруги на всьому діапазоні її зростання. При збільшенні зволоженості ізоляції струмами (витікання) втрач через місце дефекту різко зростають.

Технічний стан ізоляції обмоток електричних машин відносно корпусу і між фазами рекомендується визначати з урахуванням таких характеристик втрат (витікання) струмів: абсолютного значення; стабільності при підвищенні напруги (відсутність коливань і кидків); величини приросту при збільшенні напруги; величини асиметрії в фазах.

Результати проведених досліджень показують, що під час діагностування короткозамкнених електродвигунів абсолютне значення струмів втрат (витікання) необхідно вимірювати при напрузі 1800 В. При цьому необхідно слідкувати за стабільністю струмів втрат (витікання) при підвищенні напруги в діапазоні 600-1800 В і визначати приріст струмів втрат (витікання) при

підвищенні напруги від 1200 до 1800 В. Значення асиметрії рекомендується враховувати для струмів втрат (витікання) фаз при напрузі 1800 В.

Стрибки і коливання струмів втрат (витікання) свідчать про короткочасне виникнення в ізоляції пробивання або провідних містків, які руйнуються, тобто про наявність в ізоляції дефектів.

Прилади для вимірювання струмів втрат (витікання) прості за будовою, мають невеликі габарити і невисоку вартість. Струми втрат (витікання) через ізоляцію обмоток електродвигунів і інших електричних машин вимірюють за допомогою приладів, якими плавно регулюють напругу постійного струму в

межах від 200 до 2500 В. Для вимірювання струмів втрат (витікання) можна застосовувати прилади типу ВС-23, ИВН-1 і Б1-3.

Різниця в значеннях струмів втрат (витікання) різних фаз в 1,5-2 і більше разів вказує на наявність місцевих дефектів в ізоляції фази з найбільшою величиною струму втрат. Щоб визначити, яка саме ізоляція має дефект (відносно корпусу чи міжфазна), спочатку вимірюють струми втрат (витікання) ізоляції обмотки фази з дефектом відносно корпусу при незаземлених обмотках інших фаз, а потім струм втрат при прикладенні напруги між фазою з дефектною ізоляцією і з'єднаними між собою, але незаземленими обмотками інших фаз.

Якщо струм втрат у першому випадку значно більший, ніж у другому, то це свідчить про пошкодження ізоляції фази обмотки відносно корпусу, якщо навпаки, то пошкоджена міжфазна ізоляція обмотки. Отже, асиметрія струмів

(витікання) втрат фаз обмоток є одним з важливих критеріїв оцінки технічного стану ізоляції обмоток багатофазних електричних машин.

Отже, при діагностуванні ізоляції обмоток електричних машин відносно корпусу і між фазами одним з основних параметрів оцінки технічного стану є струм втрат (витікання).

2.4. Діагностування міжвиткової ізоляції обмоток

Пошкодження міжвиткової ізоляції обмоток є однією з найрозповсюдженіших причин виходу з ладу асинхронних електродвигунів та трансформаторів. Для деяких типів електродвигунів в перший період роботи (до 1000 год.) міжвиткові замикання становлять до 60 % всіх відмов. Звичайно міжвиткова напруга в найпоширеніших у народному господарстві асинхронних електродвигунах з короткозамкненим ротором не перевищує 10-15 В.

Пошкодження міжвиткової ізоляції обмоток електричних машин у початковій стадії визначити досить важко, бо між витками навіть за повної відсутності в місці дефекту на поверхні провідників емалевої плівки є повітряний проміжок зі значною пробивною напругою. Крім цього, звичайно стан міжвиткової ізоляції обмоток визначають при вимкненні з мережі електричної машини.

Для виключення ймовірності пробиття корпусної ізоляції під час діагностування міжвиткової ізоляції до обмоток електричних машин напругою 380 В можна прикладати напругу не вище 2,5-3 кВ, у зв'язку з чим під час діагностування реально можна виявити дефекти в міжвитковій ізоляції на певній стадії їх розвитку.

Визначення завершених (повних) міжвиткових замикань розібраних електродвигунів не викликає труднощів. Для цієї мети можна використати апарат і прилади ВЧФ-5-3, СМ, ЕЛ-15 і ін.

Апаратами серії СМ (СМ-1, СМ-2, СМ-4, ЕЛ-15) можна виявити міжвиткові замикання; встановити, в яких пазах електричної машини розміщені котушки, які мають міжвиткові замикання; перевірити правильність сполучення схеми обмоток; визначити початки і кінці обмоток фаз, а також випробувати на електричну міцність міжвиткову ізоляцію обмоток. Принцип дії апаратів цієї серії заснований на порівнянні імпульсних характеристик, які спостерігаються на екрані електронно-променевої трубки. Під час контролю до затискачів апарата під'єднують дві обмотки електричної машини і по черзі подають в них імпульси високої частоти. Якщо обмотки не мають асиметрії, яка вноситься короткозамкненими витками, то криві імпульсів струмів, що проходять по

обмотках, на екрані електронно-променевої трубки зливаються в одну криву. Якщо в одній з обмоток є дефект (короткозамкнені витки, неправильно сполучена обмотка тощо), то імпульси струмів, які проходять по обмотках, неоднакові і на екрані трубки спостерігаються дві криві. За формою кривих з певним ступенем точності визначають вид дефекту.

Апарати ВЧФ-5-3, призначені для випробувань міжвиткової ізоляції обмоток електричних машин і котушок апаратів. Крім цього, апаратом ВЧФ-5-3 можна випробовувати на електричну міцність корпусну і міжфазну ізоляцію обмоток електричних машин, перевіряти правильність схеми сполучення і

маркування вивідних кінців обмоток. Апарат ВЧФ-5-3 містить генератор високочастотних коливань, який використовують для отримання високочастотної високої напруги під час випробування міжвиткової ізоляції обмоток мостовим або індукційним методом. Під час випробувань мостовим методом у випадках пробивання міжвиткової ізоляції обмотки в діагоналі моста, утвореного двома резисторами і двома фазами обмотки, на індикатор надходить напруга і він сигналізує про наявність пробивання.

Для визначення пазів, в яких розміщена обмотка з пошкодженою ізоляцією, індуктор і давач переміщують по колу по всіх пазах статора доти, поки індикатор не покаже на наявність дефекту. При зволоженні ізоляції обмоток електродвигунів, які мають дефекти в міжвитковій ізоляції, опір ізоляції знижується в декілька десятків разів, різко збільшуються струми втрат

і, як наслідок, знижується напруга виявлення дефектів апаратом ВЧФ-5-3.

Прилади для виявлення дефектів міжвиткової ізоляції мають недостатню чутливість на самому початку їх розвитку. Дефекти з перехідним опором 0,7-0,8 Ом і більше виявити досить складно.

Розроблена також методика діагностування міжвиткової ізоляції обмоток зібраних асинхронних електродвигунів, яка дозволяє використовувати апарати для вимірювання магнітної асиметрії обмоток і виключити магнітну асиметрію, що вноситься ротором і зумовлена нерівномірністю зазору і положенням етрижнів ротора відносно пазів статора. Згідно з цією методикою в дві фази

двигуна подається високочастотна напруга, наприклад, від апарата ВЧФ-5-3. Під час контролю повільно обертають ротор або повертають його на кути не більш $5-10^\circ$ важелем з ізоляційного матеріалу (враховуючи умови техніки безпеки) і спостерігають за показами індикатора приладу, ввімкненого на вимірювання різниці спадів напруг у випробуваних фазах. За наявності міжвиткових замикань або при їх виникненні внаслідок дії на ізоляцію підвищеної напруги під час діагностування, покази індикатора при будь-якому положенні ротора будуть відрізнятися від нульового значення. За відсутності міжвиткового замикання при деяких положеннях ротора напруга на індикаторі буде дорівнювати нулю.

Визначення технічного стану міжвиткової ізоляції електродвигунів напругою 380 В рекомендується здійснювати при подачі в обмотку високочастотної напруги 1500-1600 В, яка не впливає на електричну міцність ізоляції без дефектів, бо середня імпульсна міцність міжвиткової ізоляції становить 8,6 кВ, а мінімальна - 5 кВ.

2.5. Випробування ізоляції підвищеною напругою

Ізоляція підлягає випробуванням підвищеною напругою промислової частоти (50 Гц) перед введенням в експлуатацію, а також під час поточних і капітальних ремонтів. Основним завданням випробування ізоляції підвищеною напругою є визначення "слабких" місць ізоляції, тобто місцевих дефектів на різних стадіях розвитку. Якщо при випробуваннях пробивання ізоляції не відбулося, то це свідчить, що ізоляція має певний запас електричної міцності. Основним недоліком таких випробувань є загроза пробивання ізоляції, тобто такий метод є руйнівним.

Для випробування ізоляції з номінальною напругою до 600 В випускаються апарати УПУ-1М, ВЧФ-5-3 та ін. За відсутності апаратів випробування підвищеною напругою можна здійснювати за допомогою простих схем, одна з яких показана на рис.2.6. [20].

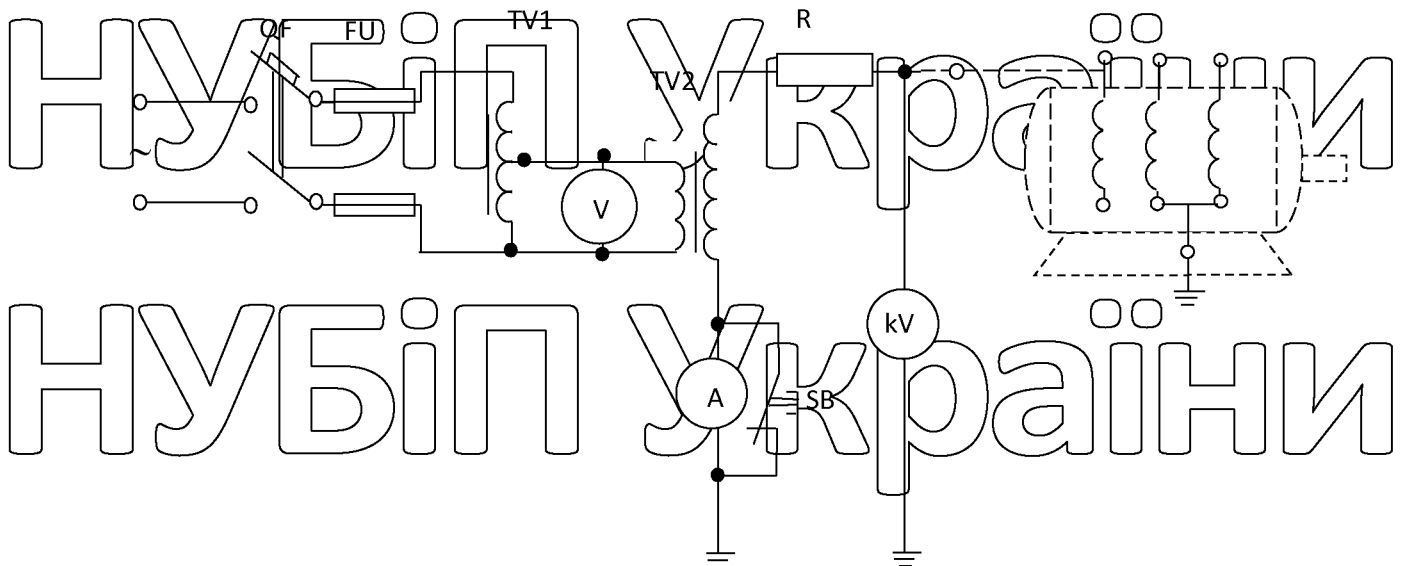


Рис. 2.6 — Схема для випробовувань електричних машин підвищеною напругою

Підвищеною напругою випробовують ізоляцію обмотки кожної фази відносно корпусу електричної машини при заземлених обмотках двох інших фаз. Обмотки електричних машин повинні витримувати випробування підвищеною напругою протягом однієї хвилини.

При випробуваннях ізоляції обмоток напруга плавно підвищується зі швидкістю 1-2 % від випробувальної напруги в секунду до значення, вказаного в табл.2.1, потім витримується 1 хв. і плавно знижується. Напругу дозволяється вимикати, якщо вона становить не більше 30 % від випробувальної. Якщо під час випробувань ізоляції не спостерігались її пробивання, часткові розряди, поява диму або газів, різких коливань напруги і збільшення струму через ізоляцію, то вважають, що вона витримала випробування.

Значення напруги під час випробувань ізоляції електричних машин після порочного ремонту

Назва електрообладнання	Значення випробувальної напруги, В
1 Електродвигуни змінного струму асинхронні з короткозамкненими фазними роторами напругою до 500 В	2 $2U_H + 1000 - 70n^*$
Генератори змінного струму синхронні з напругою до 500 В	Для обмоток змінного струму: $2U_H + 1000 - 50n$ Для обмоток збудження: 1500 - 50n
Генератори постійного струму багатоамперні низьковольтні, збудники синхронних генераторів	Для обмоток генераторів постійного струму: $2U_H + 1000 - 50n$ Для обмоток збудників синхронних генераторів: 1500 - 50n
Трансформатори зварювальні	Для трансформаторів з первинною напругою 220В: 1500 - 50n, 380В: 2000 - 50n

Примітка n^* - порядковий номер поточного ремонту.

2.6. Визначення температурного режиму обмоток

Перенагрівання окремих місць станини електричних машин змінного струму свідчить про наявність міжвиткового замикання обмоток, а в електричних машинах постійного струму – про замикання обмоток на корпус у двох місцях. Загальне перегрівання обмоток електричних машин може свідчити про перевантаження, неправильне їх сполучення, про міжвиткові замикання.

несправності вентиляційних систем (пошкодження вентиляторів, забруднення вентиляційних каналів) тощо [20].

Середню температуру нагрітих мідних обмоток електричних машин і апаратів підраховують за формулою:

(2.3)

$$\theta = \frac{R_H - R_X}{R_X} (235 + \theta_X) + \theta_X$$

де R_H, R_X – опір обмотки відповідно в нагрітому і холодному станах, Ом;

θ_X – температура обмотки в холодному стані, °С. Якщо обмотка виготовлена з алюмінію то в формулі число 235 замінюється на 245.

Гранично допустимі значення перевищення температури обмоток, деталей і вузлів електричних машин нормуються залежно від класу нагривостійкості ізоляційних матеріалів.

2.7. Діагностування короткозамкнених обмоток роторів без розбирання електродвигунів

Зовнішніми ознаками наявності обривів стрижнів обмотки ротора електродвигунів є підвищена вібрація і шум під час роботи, які зростають із навантаженням і періодично змінюються з частотою, вдвічі більшою, ніж частота ковзання. Стрілки амперметрів, увімкнених у коло живлення електродвигунів з обривами стрижнів короткозамкнених обмоток роторів, також періодично коливаються внаслідок періодичних змін ефективних значень струмів у фазах.

На практиці застосовують декілька способів визначення технічного стану короткозамкнених обмоток роторів.

Спосіб зміни струму в обмотках статора під час провертання ротора рукою дозволяє визначити наявність обривів стрижнів у короткозамкнених обмотках асинхронних електродвигунів. Згідно з цим способом одну або дві фази обмотки статора електродвигуна вмикають на напругу змінного струму, яка дорівнює 10-

15% від номінальної, і при повільному прокручуванні ротора рукою вимірюють струм у колі живлення (рис.2.7). Зміна струму залежить від кількості пошкоджених стрижнів і їх взаємного розташування, тому визначити кількість обірваних стрижнів за відхиленням стрілки амперметра важко. Необхідно відзначити, що більша чутливість до обривів стрижнів є при подачі напруги на одну фазу обмотки статора, ніж при подачі напруги на дві фази.

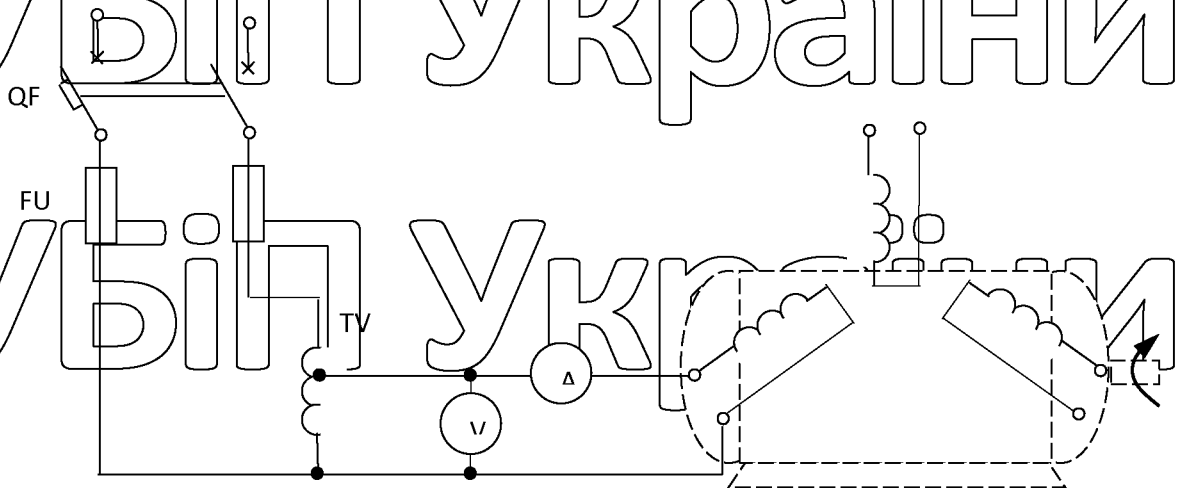


Рисунок 2.7. Схеми для визначення обривів стрижнів короткозамкнених обмоток роторів електродвигунів

Спосіб контролю стрижнів короткозамкнених обмоток роторів, заснований на використанні залежності ковзання електродвигунів від кількості обірваних стрижнів. Для визначення кількості обірваних стрижнів вимірюють ковзання електродвигуна при заданому навантаженні і температурі і отриману величину порівнюють з контрольною, виміряною на електродвигуні з ротором без обривів. Для використання цього способу необхідно мати еталонні криві залежностей ковзання від навантаження для конкретних типів електродвигунів, що обмежує застосування способу під час експлуатації електрообладнання.

Спосіб визначення технічного стану короткозамкнених обмоток роторів електродвигунів, доступ до валів яких утруднений або неможливий, дозволяє визначати кількість пошкоджених стрижнів незалежно від їх взаємного розташування. Спосіб не вимагає зупинення електродвигуна. Він заснований на виникненні модуляції струмів в обмотці статора при наявності пошкоджень

стрижнів обмотки ротора під час його обертання, що зумовлено періодичною зміною магнітної опору фаз. Глибина модуляції струмів залежить від кількості пошкоджених стрижнів і від їх взаємного розташування, а частота модуляції визначається тільки значенням ковзання. Значення ковзання електродвигунів залежить від навантаження і стану короткозамкнених обмоток роторів (кількості стрижнів з обривами і ослабленнями). Ковзання електродвигунів збільшується зі збільшенням кількості пошкоджених стрижнів. Осцилограми струмів статора при відсутності пошкоджень і під час обриву стрижнів зображені на рис. 2.8.

Для визначення технічного стану короткозамкнених обмоток роторів останнім способом вимірюють при живленні двигуна M від мережі споживану потужність P ватметром W і частоту модуляції струму приладом H_z (рис 2.9). За результатами вимірювань визначають точку на площині залежності ковзання від споживаної потужності (рис.2.10), де наведені криві для різної кількості обірваних стрижнів, і судять про технічний стан короткозамкненої обмотки ротора. Якщо точка розміщена у заштрихованій зоні, двигун можна залишити в робочому стані. Інакше двигун підлягає ремонту.

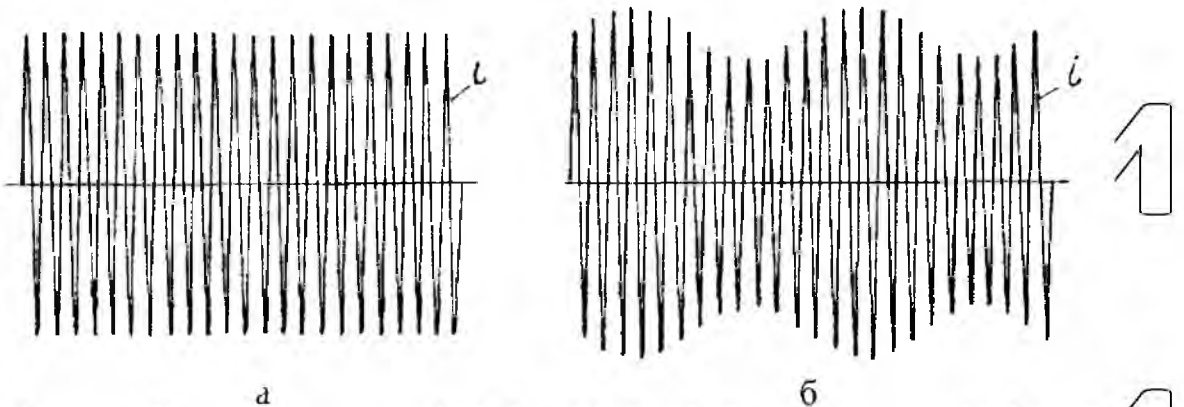


Рис. 2.8— Осцилограми струмів статора (i) при відсутності обривів стрижнів ротора (а) і при наявності обривів стрижнів (б)

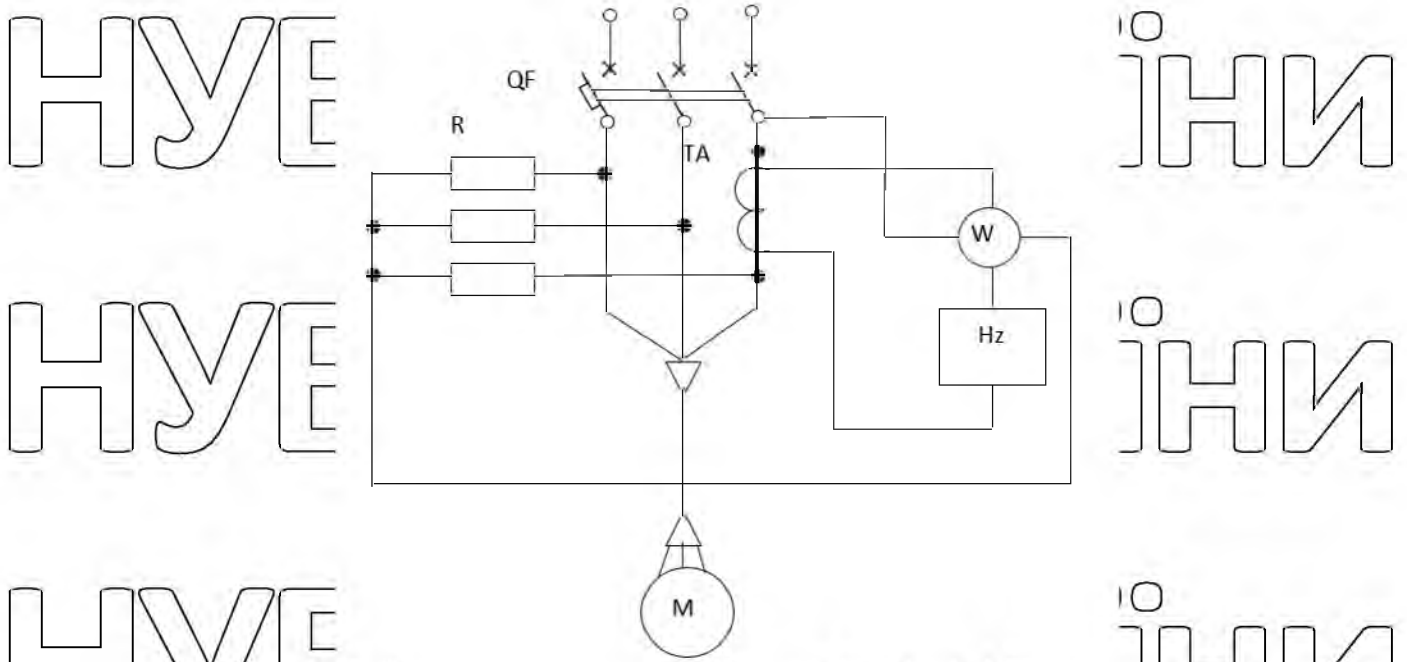


Рис. 2.9 – Схема для визначення технічного стану короткозамкнених обмоток роторів

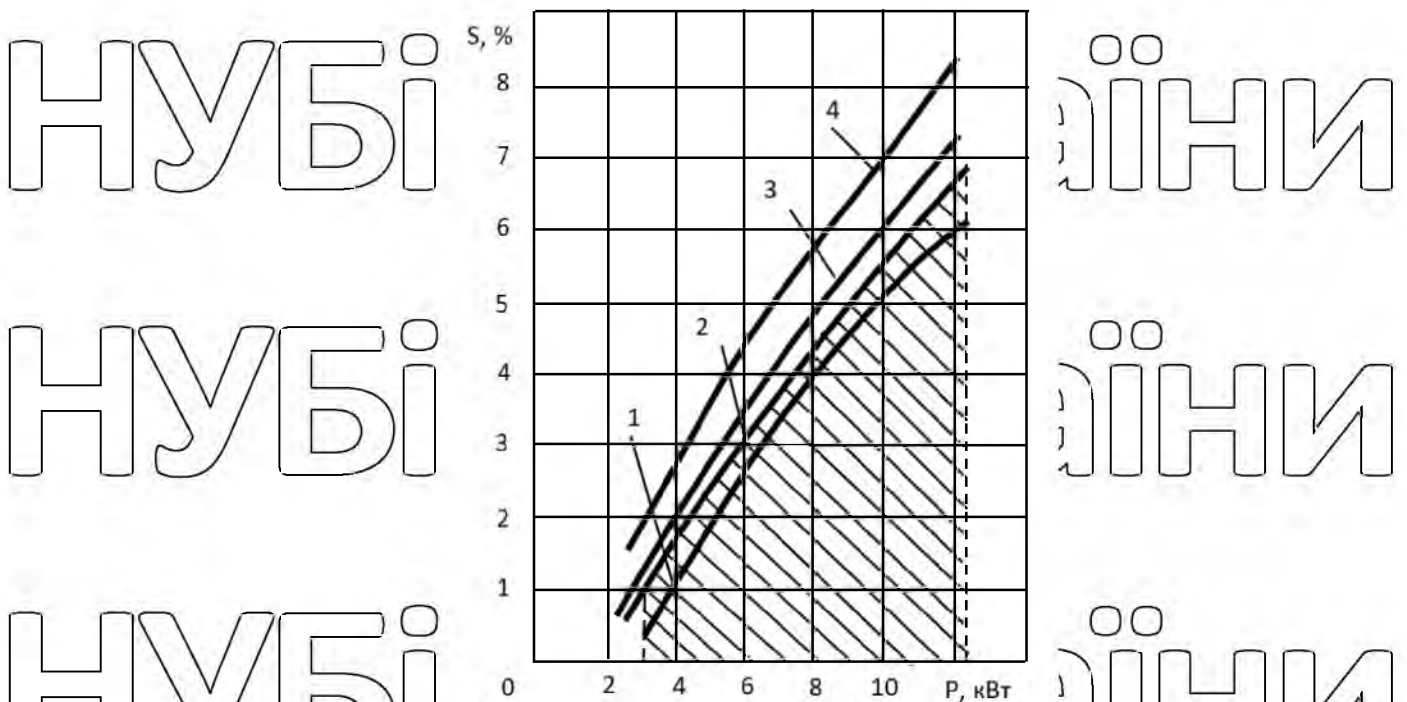


Рис. 2.10 – Залежність ковзання електродвигунів ПЕДВ-8-140 від споживаної потужності і стану стрижнів короткозамкненої обмотки ротора: 1 - обриви стрижнів відсутні; 2 - при обриві двох стрижнів; 3 - при обриві чотирьох стрижнів; 4 - при обриві шести стрижнів

2.8. Діагностування підшипників електричних машин

Зношування підшипників негативно впливає на робочі та енергетичні характеристики електричних машин. Під час зношування підшипників збільшується нерівномірність повітряного проміжку, що призводить до збільшення вібрації, часу розгону електродвигунів; збільшення ковзання електродвигунів; втрат у сталі і додаткових втрат; збільшення нагрівання в зоні найменшого зазору, а основне – до збільшення одностороннього магнітного притягання, яке, в свою чергу, призводить до додаткового навантаження і прискорення зношення підшипників. Своєчасною заміною підшипників можна значно зменшити кількість відмов і продовжити доремонтний і міжремонтний строки служби електричних машин.

2.8.1. Діагностування підшипників без розбирання електричних машин

Акустичний контроль технічного стану підшипників широко застосовують для масової перевірки підшипників на заводах-виробниках.

Методи контролю технічного стану підшипників, засновані на вимірюванні параметрів вібрації, надзвичайно важко застосовувати при безрозбірному діагностуванні електричних машин у зв'язку з тим, що вібрація в підшипникових вузлах зумовлена не тільки технічним станом підшипників (зазором, наявністю мастила тощо), а в основному – незрівноваженістю обертових частин, вібрацією фундаменту або робочого механізму, з яким сполучена електрична машина.

Методи, засновані на вимірюванні структурного шуму, визначенні закону розподілу амплітуди шуму і кореляційної функції, також важко застосувати, бо вони не забезпечують необхідної точності через те, що амплітудні значення спектра шуму завод у виробничих приміщеннях значно перевищують амплітудні значення спектра шуму підшипників електродвигунів.

Пристрій для контролю наявності мастила в підшипниках, заснований на вимірюванні електричного опору шару мастила в підшипниках. Пристрій складається з електричного кола, в якому послідовно ввімкнені омметр, джерело живлення і контрольований підшипник. При недостатній кількості мастила в підшипниках зменшується опір між тілами кочення і кільцями підшипника і омметр вказує на порушення режиму змащування підшипників. Недоліком цього методу є необхідність від'єднання електродвигуна від робочої машини, щоб вилучити з вимірного кола підшипники і інші частини робочої машини або механізму. Крім цього, цей метод не дозволяє здійснювати індивідуальний контроль кожного підшипника окремо, бо на валу електричної машини встановлені два підшипники.

Спосіб визначення радіальних зазорів в підшипниках без розбирання електродвигунів [21] забезпечує точне вимірювання зазорів у кожному підшипнику без від'єднання електродвигуна від робочої машини або механізму. Необхідно відзначити, що радіальний зазор в підшипниках є основним параметром, який характеризує їх технічний стан. Спосіб базується на використанні ділянок статора з обмоткою як електромагніту, який притягує ротор у певних радіальних напрямках, і вимірюванні переміщення вала ротора безпосередньо біля підшипників. Пропускаючи постійний або змінний струм за чергою по котушкових групах, розміщених в нижній і верхній частинах статора, переміщують ротор з валом відповідно вниз і вгору паралельно розточці статора, вимірюють переміщення вала ротора за допомогою давачів лінійного переміщення або індикаторів годинникового типу і визначають сумарний радіальний зазор в підшипниках у вертикальному напрямі. Давачі або індикатори вимірними стрижнями встановлюють на валу електродвигуна і кріплять на корпусі за допомогою електромагнітного або механічного пристрою, який швидко знімається. Радіальні зазори підшипників електродвигунів не повинні перевищувати допустимих значень, які наводяться в довідковій таблиці залежно від номера підшипника, типу електродвигуна і синхронної частоти обертання. У цій таблиці наведені також граничні значення радіальних зазорів у підшипниках.

Номинальні радіальні зазори підшипників електродвигунів залежать від номера підшипника, типу електродвигуна, частоти його обертання і знаходяться для кулькопідшипників у межах 0,003-0,036 мм, а для роликопідшипників – 0,020-0,080 мм. Відповідно допустимі при діагностуванні значення цих зазорів знаходяться в межах 0,03-0,14 мм для кулькопідшипників і 0,07-0,14 мм для роликопідшипників. Граничні значення радіальних зазорів в підшипниках знаходяться в межах 0,04-0,15 мм для кулькопідшипників і 0,08-0,15 мм для роликопідшипників. Допустимі і граничні значення радіальних зазорів у підшипниках необхідні для визначення залишкового ресурсу їх роботи.

Для діагностування підшипників без розбирання електродвигунів використовують переносний прилад КИ-6411. В основу конструкції приладу покладений спосіб визначення радіальних зазорів в підшипниках за допомогою вимірювання переміщення вала електродвигуна під час притягання ротора до статора під дією електромагнітних сил. Для вимірювання переміщення вала використовуються індикатори годинникового типу 05205 і прилад моделі 217 з індукційними давачами. Комплект приладу містить тримачі індикаторів і давачів. За допомогою тримачів встановлюють вимірні стрижні індикаторів або давачів переміщення на валу електродвигуна або, якщо необхідно, на півмуфті для сполучення електродвигуна з робочою машиною. Прилад укомплектований видовжувачем важільного типу для проведення вимірювань зазорів у підшипниках, якщо короткі кінці валів електродвигунів не виступають за підшипниковий щит. На тримачі кріплять індикатори або давачі переміщень так, щоб їх вимірні стрижні торкались поверхні обох кінців вала (поверхні довгого кінця вала і видовжувача валів), а поздовжня вісь збігалася з напрямом переміщення ротора. Подаючи струм в котушку фази статора, розміщену в нижній частині електродвигуна, встановлюють шкалу індикатора або стрілку вимірного приладу в нульове положення, а потім після подачі струму в верхні котушки за шкалою індикатора або приладу відраховують значення зазору в підшипнику. Значення зазору в другому підшипнику визначають аналогічно.

2.8.2. Визначення технічного стану підшипників без знімання з валів електричних машин

При поточних ремонтах електричних машин для визначення доцільності подальшої експлуатації або заміни підшипників обов'язково заміряють значення їх радіальних зазорів [21]. Основним діагностичним параметром, за яким відбраковують підшипники, є радіальний зазор. Для вимірювання радіального зазору в підшипниках електродвигунів без знімання з валів розроблений пристрій КИ-6178 (рис.2.11). Для вимірювання зазорів в підшипниках короткозамкнених роторів пристрій кріплять на краю бочки ротора, а у фазних роторів електродвигунів, роторів синхронних і якорів зварювальних генераторів, перетворювачів та інших електричних машин - на їх валах. Під час вимірювання переміщують рукою зовнішнє кільце підшипника вгору і вниз і за різницею показів індикатора визначають радіальний зазор у підшипнику. Придатні до подальшої експлуатації підшипники не повинні мати на кільцях і тілах кочення викривлення металу і тріщин, ямок, виїмок, кольорів мінливості, які свідчать про перегрівання, глибокої корозії, розшарувань металу, рисок і забоїв на бігових доріжках. Сепаратори підшипників не повинні мати наскрізних тріщин, відломів, ослаблених заклепок, забоїв і вм'ятин, які є заводою для вільного і плавного обертання кілець підшипників.

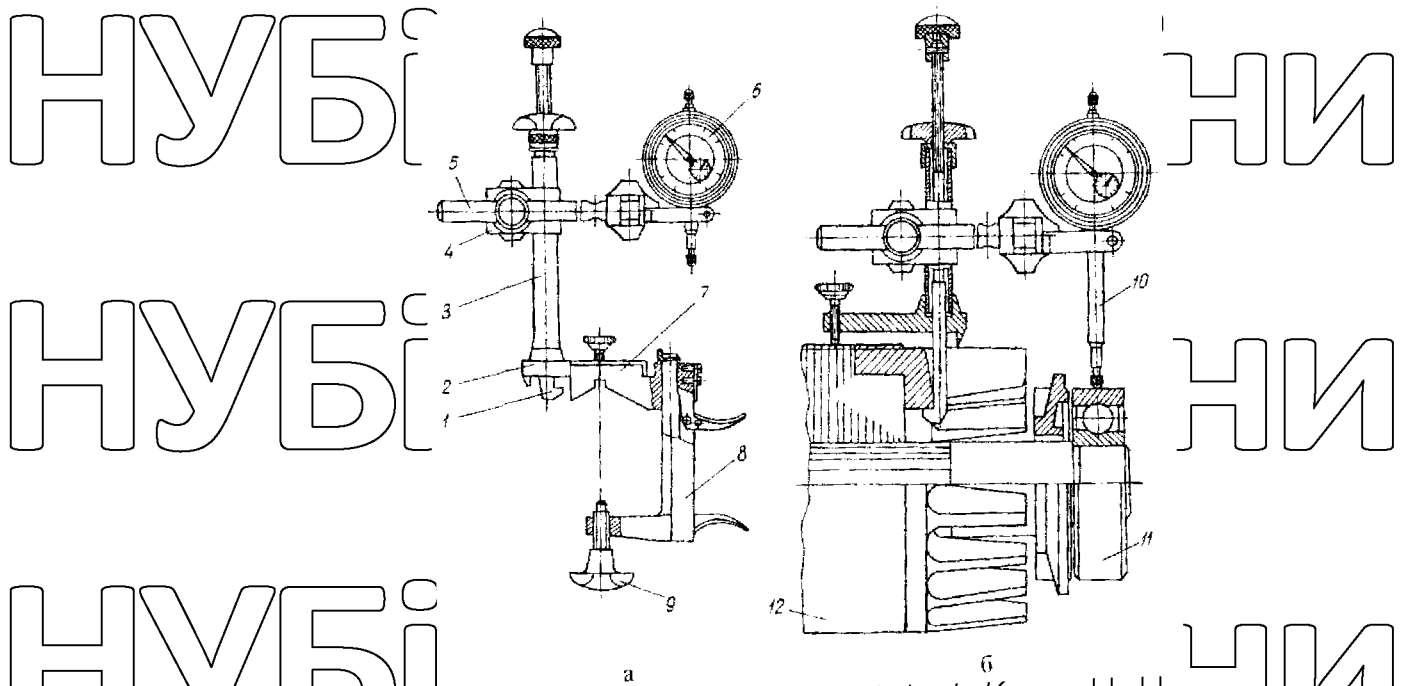


Рисунок 2.11 – Пристрій КІ-6178 для вимірювання радіального зазору в підшипниках електродвигунів без знімання з вала (а) і його кріплення на роторі електродвигуна (б):

1 - захоплювач; 2 - основа; 3 - вертикальний стовп; 4 - повзун;
5 - горизонтальний стовп; 6 - індикатор; 7 - призма; 8 - затискач;
9 - гвинт; 10 - ніжка індикатора; 11 - підшипник; 12 - ротор

2.8.3. Визначення технічного стану підшипників, знятих з валів електричних машин

Технічний стан підшипників, знятих з валів електричних машин, визначають зовнішнім оглядом і вимірюванням радіального зазору [21]. Для вимірювання радіальних зазорів як у нових, так і у знятих з валів електричних машин підшипників використовують прилади КІ-1223 і Г-0942 (рис. 2.12).

Радіальний зазор у підшипниках вимірюють так. Спочатку вибирають залежно від розмірів підшипника відповідну пару-конус і конічну шайбу. Конус встановлюють в посадковому отворі в корпусі приладу, потім встановлюють підшипник, конічну шайбу і, затягуючи гайку на стрижні, закріплюють внутрішню обойму підшипника. Кронштейн закріплюють на вертикальному

стрижні стояка з основою так, щоб ніжка індикатора годинникового типу спиралась на поверхню зовнішнього кільця підшипника. Рухому шкалу індикатора повертають так, щоб її нульове значення розмістилось проти великої стрілки. Потім натискають на зовнішню обойму підшипника вниз і ввєрх і за різницею показів індикатора визначають зазор в підшипнику.

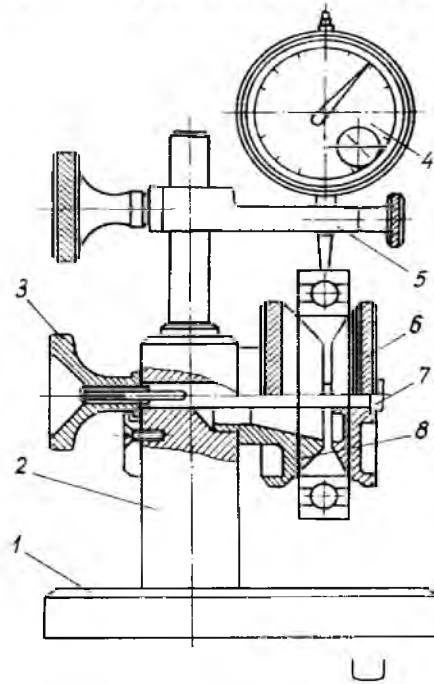


Рисунок 2.12 – Прилад 1-0942 для вимірювання радіального зазору у підшипниках:

1 - основа; 2 - стоєк зі стрижнем; 3 - фасонна гайка; 4 - індикатор годинникового типу; 5 - руховий горизонтальний кронштейн; 6 - конічна шайба; 7 - стрижень; 8 - змінний конус.

РОЗДІЛ 3

ПЕРЕВІРКА ЗАХИСНИХ АПАРАТІВ НА СПРАЦЮВАННЯ ПРИСТРУМАХ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ЗА ГРАНИЧНО-ВИМИКАЮЧОЮ ЗДАТНІСТЮ

В мережах напругою 0,38 кВ з глухозаземленою нейтраллю можуть виникати струми однофазного, двофазного і трифазного короткого замикання.

Захисні апарати перевіряють за найбільшим та найменшим значенням струмів трифазного і однофазного короткого замикання.

При захисті кіл автоматичними вимикачами, які мають лише електромагнітний розчіплювач, є необхідним виконання такої умови [16]

$$I_k \geq k_z \cdot k_p \cdot I_{\text{відс.}}$$

де I_k – струм короткого замикання, А;
 k_z – коефіцієнт запасу, $k_z = 1,1$;
 k_p – коефіцієнт розкиду струму спрацювання відсічки, для автоматів з $I_n \leq 100 \text{ А}$ – $k_p = 1,4$, з $I_n \geq 100 \text{ А}$ – $k_p = 1,25$;

$I_{\text{відс.}}$ – струм відсічки електромагнітного розчіплювача, А.

Проведемо перевірку чутливості захисту автоматичного вимикача найвіддаленішого струмоприймача при струмі однофазного короткого замикання.

Струмоприймач захищений від короткого замикання автоматичним вимикачем АЕ1031-1У4 з такими параметрами:

$$I_n = 25 \text{ А};$$

$$I_{\text{нр.}} = 10 \text{ А};$$

$$I_{\text{відс.}} = 14 \cdot I_{\text{нр.}};$$

$$I_{\text{гр.ком.}} = 2 \text{ кА};$$

Згідно з ПУЕ, струм однофазного короткого замикання визначимо за наближеною формулою:

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{3 \cdot (Z_{\text{т.к}} + Z_{\text{п}})} \quad (3.2)$$

де $Z_{\text{т.к}}$ – повний опір трансформатора струмові замикання на корпус, Ом;

$Z_{\text{п}}$ – опір петлі фазний провід - нульовий провід, Ом.

Повний опір трансформатора струмові замикання на корпус:

$$Z_{\text{т.к}} \approx \frac{26}{3 \cdot S_{\text{н}}} \quad (3.3)$$

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

$$\frac{Z_{\text{т.к}}}{3} \approx \frac{26}{400} = 0,065 \text{ Ом.}$$

Струм однофазного короткого замикання визначають в найбільш віддаленій точці мережі.

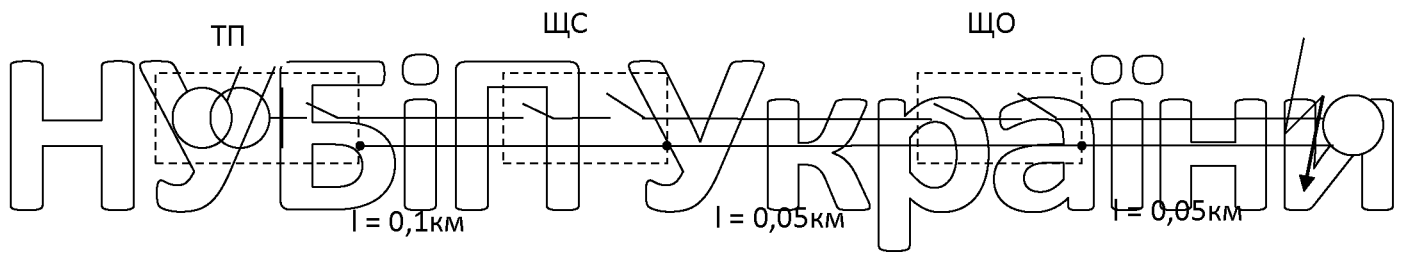


Рисунок 3.1 – Електрична схема для розрахунку струму короткого замикання.

Опір петлі фазний провід - нульовий провід:

$$Z_{\text{п}} = \sqrt{(\sum R_{\text{п}})^2 + (\sum X_{\text{п}})^2} \quad (3.4)$$

де $\sum R_{\text{п}}$ - сума активних опорів окремих елементів петлі, Ом;

$\sum X_{\text{п}}$ - сума реактивних опорів окремих елементів петлі, Ом;

В нашому випадку:

$$\sum R_{\text{п}} = R_{\phi} + R_{\text{п}} + R_{\text{конт}} \quad (3.5)$$

$$\sum X_{\text{п}} = 2 \cdot X_{\phi, \text{н}}' - X_{\phi, \text{ф}}' - X_{\text{н}, \text{н}}' + X_{\phi, \text{ф}}'' + X_{\text{н}, \text{н}}'' \quad (3.6)$$

де R_{ϕ} , $R_{\text{н}}$ - відповідно активні опори фазного та нульового проводів (для даного випадку $R_{\phi} = R_{\text{н}}$), Ом;

$R_{\text{конт}}$ - активний опір контактів, $R_{\text{конт}} = 0,075$ Ом;

$x'_{\phi\text{н}}$ - зовнішній опір одиночного проводу, обумовлений взаємоіндукцією між фазним і нульовим проводами, Ом;

$x'_{\phi\phi}$, $x'_{\text{нн}}$ - зовнішні індуктивні опори самоіндукції, які залежать від геометричних розмірів фазного і нульового проводів (для даного випадку $x'_{\phi\phi} = x'_{\text{нн}} = 0$ Ом);

x''_{ϕ} і $x''_{\text{н}}$ - внутрішні індуктивні опори, які залежать від ступеня проявлення поверхневого ефекту в металі, Ом.

Активний опір проводів для внутрішніх провідок при температурі 200°C

визначаємо за формулою:

$$R_{20} = \rho \cdot \frac{l}{s}, \quad (3.7)$$

де ρ - питомий опір металу при постійному струмі і температурі 200 C,

$\rho = 29,94$ Ом·мм²/км для алюмінієвих проводів;

l - довжина проводу, $l = 0,05$ км;

s - площа поперечного перерізу провідка, $s = 2,5$ мм².

$$R_{20} = 29,94 \cdot \frac{0,05}{2,5} = 0,6 \text{ Ом.}$$

Активний опір проводів внутрішніх провідок приведемо до розрахункової (максимально допустимої) температури:

$$R_t = R_{20} \cdot k_t = R_{20} \cdot \left[1 + \frac{\alpha}{\rho} \cdot (t - t_{20}) \right], \quad (3.8)$$

де α - температурний коефіцієнт електричного опору, $\alpha = 0,004$;

ρ – коефіцієнт, що враховує залежність між проявленням поверхневого ефекту і температурою, $\rho = 1$,

t – розрахункова температура металу, $t = 650 \text{ C}$;

t_{20} – початкова температура, $t_{20} = 200 \text{ C}$.

$$R_r = 0,6 \cdot \left[1 + \frac{0,004}{1} \cdot (65 - 20) \right] = 0,7 \text{ Ом.}$$

Таким же чином проводимо розрахунок для ділянок з іншим перерізом проводу.

Зовнішній індуктивний опір проводів:

$$x'_{\phi.n} = 0,145 \cdot \lg l_{\phi.n}, \quad (3.9)$$

де $l_{\phi.n}$ – відстань між нульовим та фазним проводом, $l = 2 \text{ мм}$;

$$x'_{\phi.n} = 0,145 \cdot \lg 2 = 0,044 \text{ Ом.}$$

Внутрішній індуктивний опір проводів:

$$x'' = \pi \cdot f \cdot \mu \cdot 1 \cdot 10^{-4}, \quad (3.10)$$

де μ – магнітна проникність металу (для кольорових металів $\mu = 1 \text{ Г/км}$);

f – частота змінного струму, $f = 50 \text{ Гц}$.

$$X'' = 3,14 \cdot 50 \cdot 1 \cdot 10^{-4} = 0,0157 \text{ Ом / км,}$$

$$x'' = 0,0157 \cdot 0,2 = 0,00314 \text{ Ом.}$$

Опір петлі фазний провід – нульовий провід:

$$z_{\pi} = \sqrt{(1,845 + 0,075)^2 + (2 \cdot 0,015 + 0,0055)^2} = 1,9 \text{ Ом.}$$

Визначимо струм короткого замикання:

$$I_k^{(1)} = \frac{220}{0,065 + 1,9} = 131 \text{ А.}$$

$$131 \leq 1,1 \cdot 1,4 \cdot 14 \cdot 10 = 215,6 \text{ А.}$$

Умова не виконується. Тому для захисту краще вибрати автоматичний вимикач серії ВА47-100 з кратністю відсічки 5. Тоді

$$I_{31} \geq 1,1 \cdot 1,4 \cdot 5 \cdot 10 = 77 \text{ A.}$$

Умова виконується.

Перевіримо автоматичний вимикач типу АЕ2046М-10000У4 за гранично вимикаючою здатністю, виходячи із умови:

$$I_{\text{гр.вим.}} \geq I_{\text{к}}^{(3)}, \quad (3.11)$$

де $I_{\text{гр.вим.}}$ - граничний струм, який здатний вимкнути автоматичний вимикач, А;

$I_{\text{к}}^{(3)}$ - струм трифазного короткого замикання, А.

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(\sum R_{\text{к}})^2 + (\sum x_{\text{к}})^2}}, \quad (3.12)$$

де $U_{\text{л}}$ - лінійна напруга (при розрахунках приймають рівною 380 В);

$\sum R_{\text{к}}, \sum x_{\text{к}}$ - відповідно суми активних та реактивних складових опору кола трифазного короткого замикання, Ом.

$$\begin{aligned} \sum R_{\text{к}} &= R_{\text{т}} + R_{\text{ф}}, \\ \sum x_{\text{к}} &= x_{\text{т}} + x_{\text{ф}} \end{aligned} \quad (3.13)$$

де $R_{\text{т}}$ і $x_{\text{т}}$ - відповідно активна та реактивна складові повного опору зт трансформатора при трифазному короткому замиканні, Ом;

$R_{\text{ф}}$ і $x_{\text{ф}}$ - відповідно активний та реактивний опори проводів доточки короткого замикання, $R_{\text{ф}} = 0,193 \text{ Ом}$, $x_{\text{ф}} = 0,09 \text{ Ом}$.

Значення параметрів $z_{\text{т}}$, $R_{\text{т}}$, $x_{\text{т}}$ визначаємо за формулами:

$$z_{\text{т}} = \frac{u_{\text{к}} \% \cdot U_{\text{л}}^2}{100 \cdot S_{\text{н}}}, \quad (3.14)$$

$$R_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{л}}^2}{S_{\text{н}}^2}, \quad (3.15)$$

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - R_T^2} \tag{3.16}$$

де S_n – номінальна потужність трансформатора, В·А;
 u_k % - напруга короткого замикання трансформатора, u_k % = 4,5 %;

$\Delta P_{кз}$ – втрати короткого замикання трансформатора, $\Delta P_{кз} = 4200$ Вт.

$$z_T = \frac{4,5 \cdot 380^2}{100 \cdot 400000} = 0,016 \text{ Ом};$$

$$R_T = \frac{4200 \cdot 380^2}{400000^2} = 0,0038 \text{ Ом};$$

$$x_T = \sqrt{0,026^2 - 0,01^2} = 0,016 \text{ Ом}$$

$$I_k^{(3)} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,0197^2 + 0,106^2}} = 982 \text{ А.}$$

Умова виконується

$$2000 \text{ А} > 982 \text{ А.}$$

Автоматичні вимикачі вибрані вірно

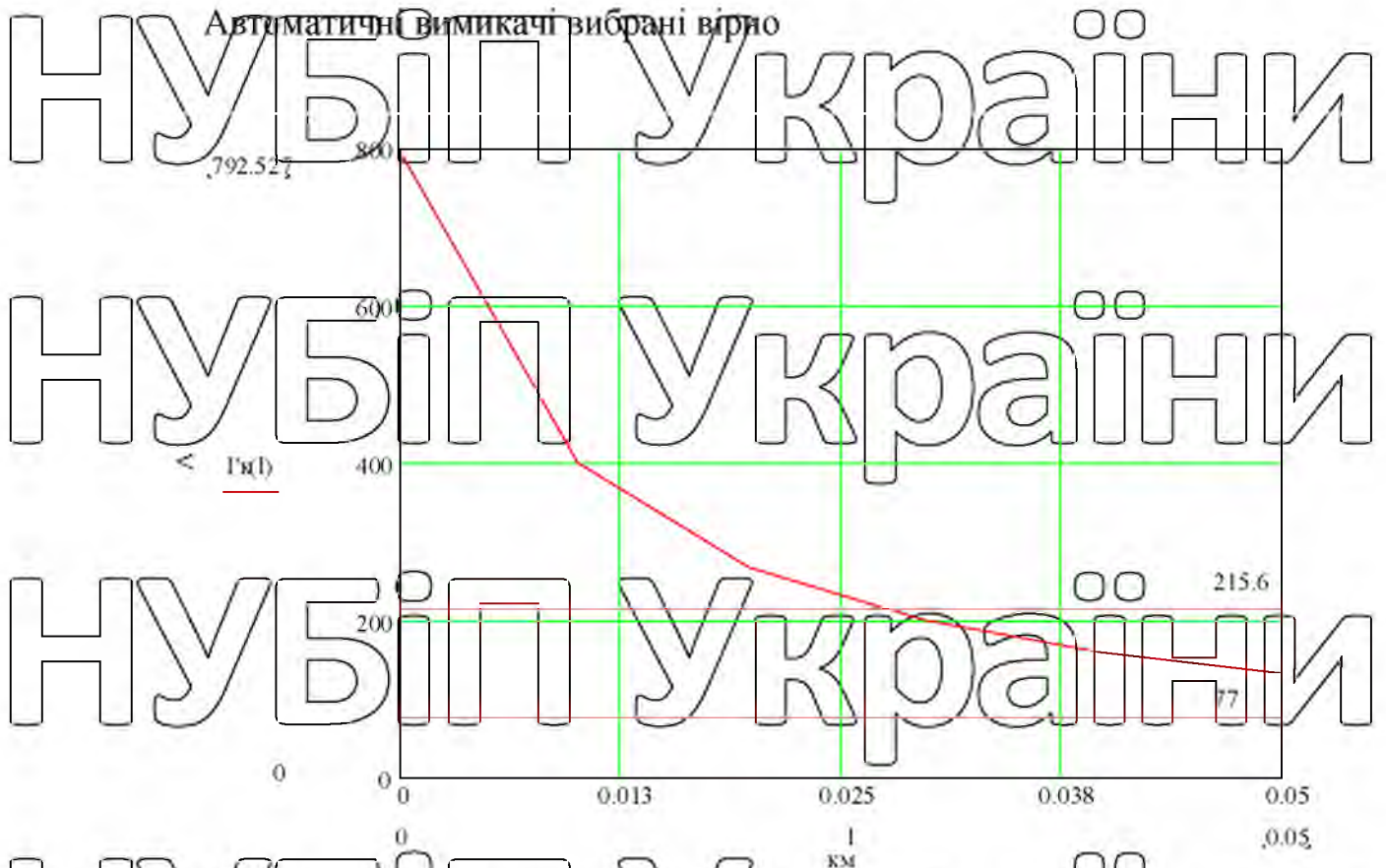


Рисунок 3.2 – Залежність однофазного короткого замикання від віддалі до точки К.З.



Рисунок 3.3 – Залежність струму короткого замикання від опорів контактних з'єднань при сталій довжині лінії

Маючи математичну модель розрахунку струму однофазного короткого замикання (додаток Б), ми можемо порівняти розрахунковий струм і вимірний в таблиці 3.1 приведений фрагмент протоколу №22 від 2 жовтня 2003 р перевірки повного опору петлі фаза-нуль.

НУБІП України

НУБІП України

Таблиця 3.1. Порівняння розрахованої сили струму однофазного короткого замикання з витримуваним струмом захисного апарату

№ п/п	Найменування захищеного об'єкту	Спосіб або засіб захисту	Розрахункова сила струму однофазного короткого замикання, А	Динамічна стрійкість, кА
ГРЩ-0,4 кВ				
1	Компресори	АЕ1031-УХЛ4	139	16 кА
2	Конвеєр	АЕ1031-УХЛ4	116	16 кА
3	Насоси	БДС 6320-73	111	16 кА
4	Калорифер обігріву	АЕ1031-УХЛ4	136	16 кА
5	Насоси водяні	АЕ1031-УХЛ4	126	16 кА
6	Вентилятори	АЕ1031-УХЛ4	130	16 кА
7	Вагова	БДС 6320-73	122	16 кА
8	Транспортер	АЕ1031-УХЛ4	111	16 кА
9	елеваторний Сепаратор	БДС 6320-73	116	16 кА
10	Зварочні роботи	БДС 6320-73	142	16 кА
11	Станок токарний	БДС 6320-73	126	16 кА
12	Станок сверлильний	БДС 6320-73	116	16 кА

РОЗДІЛ 4

ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ
ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ4.1. Фізичні основи прогнозування технічного стану
електрообладнання

Фізико-хімічні процеси зміни властивостей і розмірів деталей і вузлів механічних частин машин і електричних апаратів підпорядковуються певним закономірностям, і їх технічний стан можна з певною точністю передбачити. Прогнозування технічного стану електротехнічних пристроїв, тобто процес передбачення зміни параметрів у майбутньому, є досить складною технічною задачею.

Відповідно до умов технології виробництва деталі і вузли машин, електроапаратів та інших технічних пристроїв виготовляють з певними допусками розмірів, хімічних і конструктивних властивостей матеріалів. Це також впливає на інтенсивність зносу або старіння деталей і вузлів. Крім того, суттєвий вплив на інтенсивність зношування деталей і вузлів електрообладнання має організація і періодичність поточних оглядів і ремонтів. Якщо технічне обслуговування та ремонти проводяться нерегулярно або взагалі не проводяться, знос вузлів і деталей значно зростає, і знос швидко досягає межі. Як наслідок, усі перераховані фактори впливають на ймовірність прогнозування роботи електротехнічних пристроїв [21].

Існуючі методи прогнозування не передбачають раптових відмов, що характеризуються раптовою зміною параметрів стану, деталі або вузла електрообладнання до граничного значення. З певною точністю можна передбачити поступові відмови, які характеризуються поступовою зміною параметрів технічного стану і зумовлені зносом або старінням матеріалу деталей або вузлів електротехнічних пристроїв. Процеси зношування і старіння деталей і вузлів в основному містять детерміновані (визначальні) і випадкові

компоненти, кожна з яких може мати домінуючий вплив у кожному конкретному випадку, що відображається в характері процесів зношування або старіння.

Основним завданням прогнозування є визначення залишкового ресурсу елементів машин і електроапаратів. Завдання прогнозування в процесі експлуатації електроустаткування зі зниженням трудомісткості і трудомісткості

при поточних ремонтах, оскільки вони проводяться тільки в міру необхідності, тобто при повному вичерпанні ресурсів деталей і вузлів, визначення графіка регульовальні та ремонтні роботи, а при повному відпрацюванні ресурсу - графік

заміни устаткування електричного; визначення необхідної кількості запчастин;

скорочення часу ремонту електрообладнання, оскільки будуть відомі вузли і агрегати для ремонту або заміни, терміни (періодичність), діагностика, перевірка якості налагоджувальних і ремонтних робіт. Під ресурсом розуміється час

експлуатації об'єкта з моменту початку його експлуатації або відновлення після

ремонту до настання граничного стану, коли подальша експлуатація повинна бути припинена з урахуванням вимог і застережень або економічних міркувань.

У машинобудуванні найпоширенішими термінами при визначенні ресурсу є: початковий ремонт, оновлення, залишковий ресурс і використаний ресурс.

Доремонтний період характеризується напрацюванням нової електричної

машини або апарату від початку експлуатації до першого ремонту, а міжремонтний період характеризується міжремонтним часом роботи. При прогнозуванні зазвичай визначають залишковий ресурс, тобто використаний

ресурс характеризується напрацюванням електрообладнання після виготовлення або ремонту до моменту діагностики (контролю).

Для орієнтовного порівняння технічного стану компонентів діагностованої машини або пристрою, що характеризуються різними діагностичними параметрами, можна використовувати поняття коефіцієнта технічного ресурсу,

який оцінює залишковий ресурс деталі, інтерфейсу або вузла. Для параметрів,

абсолютні значення яких підвищуються в процесі експлуатації електрообладнання, коефіцієнт технічного ресурсу визначається за формулою.

$$K_p = (\Pi_r - \Pi_B) / (\Pi_r - \Pi_H) \quad (4.1)$$

де Π_r - граничне значення параметра;

Π_H - номінальне значення параметра;

Π_B - вимірне значення параметра.

Якщо під час експлуатації значення параметра зменшується, то коефіцієнт залишкового ресурсу визначається виразом

$$K_p = (\Pi_B - \Pi_r) \times (\Pi_H - \Pi_r) \quad (4.2)$$

Для новою елемента вузла або машини $K_p = 1$, а при повному вичерпанні ресурсу $K_p = 0$.

Відмова або загроза відмови звичайно настає з вини однієї-двох деталей або вузла, що пов'язано з нерівномірністю і з різною зносостійкістю деталей або вузлів електрообладнання. Конструкцією електрообладнання звичайно

передбачається нескладна заміна частини деталей, які швидко зношуються

(піток електричних машин). Після заміни або ремонту деталей, які вичерпали ресурс роботи, електрична машина знову стає працездатною і отримує певний запас часу роботи до наступної загрози втрати працездатності.

4.2. Основні способи вирішення завдань прогнозування

Розрізняють такі основні способи отримання результатів прогнозу, що об'єднують групи методів прогнозування: коли результат прогнозу визначається

в одному вимірі з контрольованими параметрами, тобто метою прогнозування

зміни технічного стану об'єкта є отримання значення контрольованого

параметра, що характеризує перебіг процесу в часі; результат прогнозу

визначається ймовірністю того, що характеристики контрольованих параметрів

вийдуть або не перевищать задані межі; В результаті прогнозу обстежуваний

об'єкт відносить до того чи іншого класу технічного стану, який визначається

поза критерієм функціональності або довговічності. Відповідно розрізняють три

методи прогнозування: аналітичний, ймовірнісний і статистичної класифікації

Аналітичний метод прогнозування використовується для завдань, де зміна контрольованого параметра є інерційною з часом і всі зміни поступово накопичуються. Тоді завдання прогнозування полягає в тому, щоб за відомими значеннями функції контрольованого параметра $P(t)$ в минулому і теперішньому часі визначити значення функції в майбутньому, а також визначити момент часу, коли параметр досягає прийнятного значення P_d .

Метод імовірнісного прогнозування використовується для завдань, де необхідно визначити ймовірність виходу або виходу контрольованого діагностичного параметра P за встановлені межі.

При вирішенні задач прогнозування методами статистичної класифікації (розпізнавання образів) відомі значення параметра в певні моменти часу відносять до одного з класів, тобто до якогось еталона (образу), а потім з урахуванням закономірності зміни параметрів цього класу, визначити, як цей параметр буде змінюватися в майбутньому. При цьому розподіл значень параметрів на класи може бути тимчасовим (за часом або виробництвом) або параметричним (за значенням контрольованих параметрів).

4.3. Застосування інженерних методів прогнозування при експлуатації електрообладнання

4.3.1. Метод лінійного прогнозування

Лінійний метод передбачення найпростіший. Він заснований на припущенні, що під час роботи зовнішні дії на діагностований елемент, вузол, машину або апарат залишаються незмінними, а залежність зміни значення діагностичного параметра з часом є лінійною. Для реалізації методу необхідно мати дані про напрацювання об'єкта від початку його експлуатації до моменту діагностування, а також граничне і номінальне значення параметра.

Час роботи об'єкта діагностування до появи граничного стану визначається за формулою:

НУБІП України (4.3)

де t – час роботи від початку експлуатації до моменту діагностики, год;

K_p – коефіцієнт залишкового ресурсу, визначений на основі виразів (4.1) або

(4.2).
НУБІП України
Цей метод зазвичай використовується для приблизного визначення залишкового терміну служби деталей і вузлів.

4.3.2. Метод багатоступеневого лінійного прогнозування

НУБІП України
Метод базується на результатах вимірювань, які проводяться під час систематичної діагностики в будь-які інтервали часу, тобто враховує фактичний

хід зносу або старіння діагностованого об'єкта в конкретних умовах експлуатації.

НУБІП України
Визначення терміну безвідмовної роботи елементів або вузлів, що діагностуються цим методом, призводить до наступної діагностики. Ресурс безвідмовної роботи визначається максимально можливою середньою інтенсивністю зміни параметрів у період між двома останніми діагностиками.

НУБІП України
Після чергової діагностики знову встановлюється гарантований ресурс безвідмовної роботи. Діагностика проводиться до повного вичерпання ресурсу об'єкта.

Гарантований ресурс безвідмовної роботи деталей, вузлів і сполучень, технічний стан яких характеризується параметрами з лінійною або криволінійною залежністю від часу роботи, задається виразом

$$t_{\Gamma} = (\Pi_{\Gamma} - \Pi_{B-1}) t_0 \cdot K_0 \cdot K_C \quad (4.4)$$

де Π_{Γ} - граничне значення параметра;

Π_{B-1} – виміряна величина параметра відповідно при даному і попередньому діагностуваннях;

НУБІП України
 t_0 – період між даним і попереднім діагностуванням, од. напруження;
 K_0 - коректуючий коефіцієнт.

В результаті лінійної апроксимації та екстраполяції змін параметрів на заданому інтервалі часу значення безвідмовної роботи завжди менше реального, тобто завжди зберігається певний запас достовірності результатів прогнозу.

Коефіцієнт корекції K_0 враховує, що діагностичні параметри для різних деталей, вузлів і типів електротехнічних пристроїв можуть змінюватися як із зменшенням, так і з підвищенням інтенсивності. При зменшенні інтенсивності зміни діагностичного параметра значення поправочного коефіцієнта дорівнює одиниці. Якщо діагностичний параметр змінюється відповідно до зростаючої криволінійної залежності зі збільшенням інтенсивності, то $K_0 = P_{V-1} / P_V$. У

випадках, коли параметр зменшується в процесі роботи об'єкта діагностики зі збільшенням інтенсивності $K = (\Pi_{П} + \Pi - \Pi_{В-1}) / \Pi_{П}$, де $\Pi_{П}$ - вихідне значення параметра. Якщо загальна правильність параметрів невідома, то гарантований ресурс безвідмовної роботи розраховується за формулою (4.4) з поправочним коефіцієнтом, що відповідає зростаючій інтенсивності зміни параметра. У цьому випадку гарантований трудовий ресурс буде скоригований у бік зменшення до наступної діагностики.

На рис. 4.1 наведено приклад багатоетапного лінійного прогнозу зміни параметра технічного стану. Якщо діагностика була проведена в моменти часу 1 і 2, B_1 і B_2 значення параметра були отримані відповідно. P_1, P_2, P_3 , середня інтенсивність зміни параметра в інтервалі часу між 1 і 2, 2 і 3 в діагностиці складе:

$$t_{c12} = (\Pi_2 - \Pi_1) / (t_2 - t_1)$$

$$t_{c23} = (\Pi_3 - \Pi_2) / (t_3 - t_2)$$

(4.5)

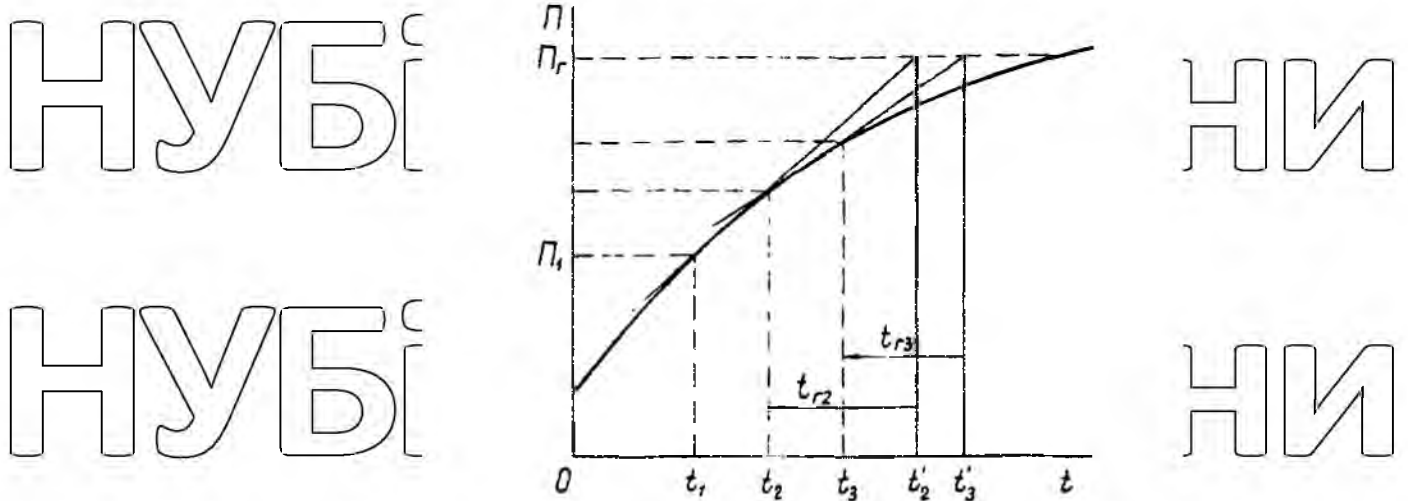


Рис. 4.1 Приклад багатоступеневого лінійного прогнозування гарантованого ресурсу при спадній інтенсивності зміни параметра діагностування

Тому після кожної діагностики результат прогнозу коригується з урахуванням середньої інтенсивності зміни параметра в часі між останньою та початковою діагностикою. Потім після другої діагностики гарантована наявність становив $t_{A2} = t'_2 - t_2$, а після третього діагностування $t_{A3} = t'_3 - t_3$.

4.3.3. Метод прогнозування за середньою статистичною зміною параметра

Метод використовується при відсутності інформації про час роботи компонента до діагностики. Результатом його використання є функція середньої зміни параметра та стандартного відхилення. Для цього необхідно провести багато спостережень за однойменними елементами в різних умовах експлуатації. Математична обробка зібраних даних дозволяє визначити закономірність зміни параметра в залежності від часу роботи та середньої тривалості об'єкта діагностики до досягнення параметром граничного значення. Цей спосіб прогнозування є наближеним, оскільки середньостатистичне прогнозування не враховує робочі характеристики кожного конкретного елемента електричної

машини чи апарату. Дисперсія значень параметра характеризується такими показниками, як коефіцієнт варіації, стандартне відхилення, дисперсія, стандартне відхилення та ін.

Дослідження показали, що зміна параметрів деталей і вузлів машин і механізмів в залежності від робочого часу може бути представлена функцією:

$$U(t) = Ct^\alpha \quad (4.6)$$

де $U(t)$ – зміна параметра;

C – коефіцієнт, що характеризує швидкість зміни параметра технічного стану;

t – час безвідмовної роботи (uptime) діагностичного компонента; α – показник функції, що характеризує зміну параметра. Значення показника ступеня з достатньою точністю вважається однаковим для однотипних елементів

різних машин, а значення коефіцієнта C може відповідати тільки цьому

конкретному елементу. Встановлено, що для такого показника технічного стану, як радіальний зазор в підшипниках качення, значення індексу α становить 1,5, а для зносу посадочних місць в корпусних деталях – 1.

При прогнозуванні середньостатистичного зміни параметра визначається

ймовірність того, що в міжконтрольний період значення параметра не досягне

граничного значення, тобто елемент не вийде з ладу. Оптимально прийнятне

значення параметра – це значення, при якому витрати на технічне

обслуговування та ремонт на одиницю напрацювання будуть мінімальними,

якщо елемент зможе безвідмовно працювати в наступний міжремонтний або

міжремонтний період, тобто параметр не не відповідає граничному значенню.

Кількість діагнозів n і допустиме значення параметрів ПД пов'язані співвідношенням:

(4.7)

$$n = 1 / (1 - \alpha \sqrt{\Pi_D / \Pi_T})$$

Найімовірніший ресурс елемента або спряження можна визначити за формулою:

$$t_p = \sqrt{\Pi_{\Gamma} / \Pi_{\Delta}} (n-1) \cdot t_M$$

де t_M - міжконтрольне напрацювання. Ймовірність відмови

$$Q = (\Pi_{\Delta} / \Pi_{\Gamma})^d \quad (4.8)$$

і фактичний ресурс

$$t_{\phi} = t_c (\Pi_{\Delta} / \Pi_{\Gamma})^m \quad (4.9)$$

де t_c - середній ресурс одноіменних елементів. Оптимальна допустима зміна параметра визначається виразом

$$\Pi_{\Delta} = d \sqrt{\frac{m}{(d-m) \cdot (N-1)}} \quad (4.10)$$

де N - відношення середньої вартості усунення відмови до середньої вартості виконання профілактичних заходів;

d, m - показники степеня в попередніх рівняннях (4.8) і (4.9) розраховані методом найменших квадратів за великою кількістю спостережень, тобто це середньостатистичні дані.

4.3.4. Метод прогнозування за реалізацією зміни параметра

Метод прогнозування реалізації зміни параметра широко використовується в діагностиці машин і механізмів. Метод заснований на використанні екстраполяційної функції, яка визначається зміною параметра даного елемента в минулому.

Відповідно до стандарту, зміна параметра може бути представлена функцією:

$$U(t) = C t^{\alpha} + \Delta \Pi \quad (4.11)$$

де $U(t)$ - зміна параметра, що дорівнює різниці між значенням параметра під час діагностування та його номінальним значенням; α - показник зміни параметра технічного стану за період експлуатації.

Якщо $\alpha = 1$, функція є випадковою лінійною функцією з конфігурацією параметра постійної швидкості. При $\alpha > 1$ швидкість зміни параметра монотонно зростає, а при $0 < \alpha < 1$ швидкість зміни монотонно зменшується. При визначенні

залишкового ресурсу зазвичай припускають, що показник степеня α відомий. Він попередньо обчислюється на основі статистики змін параметрів і

використовується в прогнозуванні за умови, що він має постійне значення для елементів з однаковою назвою. Коефіцієнт C , що характеризує кут нахилу до осі абсцис кривої залежності значення параметра від часу роботи, визначається при

прогнозуванні з урахуванням розміру зміни параметра $U(t)$ даного елемента для

певний відомий проміжок часу (час роботи) t . Залишок ресурсу елемента прогнозується від моменту діагностики до граничної зміни параметра.

У зв'язку з тим, що функція (4.9) може бути широко використана при прогнозуванні ресурсу електротехнічних деталей і вузлів, розглянемо методику

визначення показників цієї функції. Якщо дані про зміну параметра під час

одноразового його вимірювання відомі і зміна виражена плавною функцією, а попереднє квадратичне відхилення фактичної зміни параметра від функції $< 0,05$,

то для визначення показників фактичні слід використовувати відхилення $u_m(t)$

m -го параметра, доки не буде використано контроль.

$$U_m(t) = \Pi(t) - \Pi_{\Pi} \quad (4.12)$$

де t - напрацювання m -го елемента від початку експлуатації до моменту діагностування (контролю).

Показники $\Delta\Pi$ і a функції (4.7) визначають так. Дані вимірювань зміни

параметра $u_m(t)$ записують по мірі зростання напрацювання. Діапазон напрацювання розбивають на k (6-8) інтервалів i для кожного інтервалу вираховують середнє відхилення параметра u_i ($i = 1, 2, \dots, k$), а також середнє

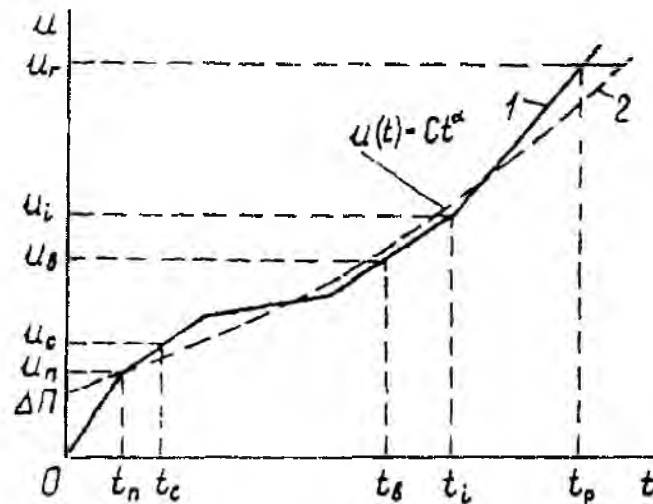
значення напрацювання. Отримані значення з'єднують відрізками прямих i ,

отже, отримують ламану експериментальну криву 1 середньої зміни параметра

елемента, як це показано на рис. 4.2. Апроксимуючу функцію середньої зміни

параметра характеризує крива 2.

НУЕ



ИИ

НУЕ

ИИ

Рисунок 4.2 - Побудова кривої середньої зміни параметра технічного стану

Далі визначають точку максимального згину кривої з координатами i_{Π} , яка розділяє початковий період прироблення від періоду нормальної зміни параметра. Для визначення значення показника $\Delta\Pi$ вибирають на графіку ще дві

точки з координатами $i_{\text{в}}$, $i_{\text{с}}$ і $i_{\text{в}}$, $i_{\text{с}}$. Координати $i_{\text{в}}$, $i_{\text{с}}$ присвоюють точці перетину кривої 1 з верхньою границею третього або наступного інтервалів напрацювання. Координати точки $i_{\text{с}}$ вираховують: $t_{\text{с}} = t_{\Pi} + t_{\text{в}}$. Після цього

відкладають значення $t_{\text{с}}$ на осі абсцис, проводять вертикальну пряму до перетину з кривою 1 і на осі ординат визначають ординату $i_{\text{с}}$ цієї точки.

Потім вираховують $\Delta\Pi$ за формулою:

$$\Delta\Pi = \frac{U_{\Pi} U_{\text{в}} - U_{\text{с}}^2}{U_{\Pi} + U_{\text{в}} + 2U_{\text{с}}} \quad (4.13)$$

Допускається знаходити величину $\Delta\Pi$ графічно за кривою 1.

Показник степеня α , який характеризує зміну параметра, а також коефіцієнт C , який відбиває швидкість зміни параметра, вираховують за точками з координатами $u_{i_i} = u_i - \Delta\Pi$ і t_i за формулами

НУБІП України

$$\alpha = \frac{\sum_{i=2}^k (x_i - m_x)(y_i - m_y)}{\sum_{i=2}^k (x_i - m_x)^2} \quad (4.14)$$

$$\ln C = m_y - \alpha m_x \quad (4.15)$$

$$x_i = \ln t_i; y_i = \ln U_i; m_x = \frac{1}{k-1} \sum_{i=2}^k x_i; m_y = \frac{1}{k-1} \sum_{i=2}^k y_i \quad (4.16)$$

Коли відсутній період прироблення ($\Delta T = 0$), при визначенні значення α враховують також точки в першому інтервалі напрацювання, тобто підсумовуваги починають з $i=1$, а в виразі m_x і m_y , замість $k-1$ підставляють значення k .

У практиці прогнозування зазвичай зустрічаються два випадки визначення залишкового ресурсу, які відрізняються вихідними даними про параметри стану діагностичного елемента. У першому випадку відомий час роботи елемента від початку роботи і зміни параметра до моменту діагностики. У другому випадку час роботи елементів невідомий, але є дані про зміни параметрів під час двох діагностик і час роботи між ними діагностуваннями.

$$t_{\Pi} = t \left[\frac{\sqrt{U_{\Pi}}}{\sqrt{U(t)}} - 1 \right] \quad (4.17)$$

У першому випадку залишковий ресурс елемента визначають за формулою де $U(t)$ - зміна параметра до моменту діагностування;
 $u(t) = |U(t) - U_{\Pi}|$, $u(t) = U_{\Gamma} - U_{\Pi}$ - гранична зміна параметра;
 t - напрацювання з початку експлуатації або з моменту проведення ремонту елемента;

U_{Γ} - граничне значення параметра;
 U_{Π} - початкове значення параметра.
 Часто після ремонту машини чи електроапарата обслуговуючий персонал не знає, які деталі чи вузли були відремонтовані чи замінені. Тоді час роботи

діагностованого елемента невідомий і прогноз залишкового ресурсу робиться на підставі вимірювання значень параметрів Π_1 і Π_2 під час двох діагностувань і відомого часу роботи I між цими діагностуваннями (другий випадок). У цьому випадку залишковий ресурс визначається за формулою:

$$t_p = K_p t_3 \quad (4.18)$$

Значення K_p і t_3 , вираховують за виразами:

$$K_p = \frac{1}{\alpha \frac{u''}{u'} - 1} \quad t_3 = t' \left[\alpha \frac{u''}{u'} - 1 \right] \quad (4.19)$$

Для спрощення процесу визначення залишкового ресурсу при експлуатації використовують розроблені номограми.

Розроблена математична модель дозволяє спрогнозувати старіння ізоляції та визначити термін її служби.

ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ ДІАГНОСТУВАННЯ

НУБІП України

5.1. Етапи розвитку форм організації експлуатації електрообладнання

Технічна діагностика як наука склалася порівняно недавно. В історії її становлення можна виділити три етапи:

- *перший* – створення перших машин, коли обслуговуючий їх персонал,

орієнтуючись тільки на свої відчуття, перш за все слухові й зорові, став виявляти

дефекти й відхилення в роботі машин. Точність діагнозу визначалася виключно досвідом обслуговуючого персоналу;

- *другий* почався з моменту появи перших вимірювальних приладів,

характеристики яких стали перевищувати можливості органів чуття людини.

Вартість цих приладів спочатку була достатньо високою, тому широкого впровадження вони не отримали. Найбільш глибокі дослідження в той період проводилися за замовленнями військової промисловості. Пік цих досліджень у колишньому СРСР припадає на 1970–80-і роки. На цьому етапі сформувалися дві

складові діагностичного обслуговування машин: вимірювання параметрів

машин та інтерпретація їх експертом;

- *третій* етап розпочався в 90-і роки, характеризується широким розповсюдженням мікропроцесорної техніки та, як наслідок, зниженням вартості

й розширенням можливостей вимірювального устаткування. Саме на цьому етапі

з'явилася реальна можливість відмовитися від послуг експерта, замінивши його комп'ютерними програмами.

Аналізуючи історію розвитку діагностування, можна відзначити тенденції для кожного етапу: на першому етапі людина (оператор) суміщала в собі функції

як вимірника, так і експерта; на другому етапі намітилося розмежування: функції

вимірювання стали виконувати із застосуванням технічних засобів, а їх трактування виконували люди (експерти) з різним ступенем підготовки;

третьому етапу властиве підвищення ступеня автоматизації діагностичних робіт;

НУБІП України

коли не тільки вимірювання, але і їх трактування доручені технічним засобам. Звичайно, такі системи сьогодні будуються так, щоб людина (експерт) у будь-який час могла узяти управління системою на себе. Найважливішою частиною підготовки такого експерта є освоєння фізичних основ діагностики та її математичного апарату.

5.2. Керування технічним станом електрообладнання за допомогою діагностування

Встановлено, що умови експлуатації рухомого складу електричного транспорту істотно впливають на характеристики тягових електричних двигунів і електропривод. При експлуатації суттєвим є стан навколишнього середовища.

Умови експлуатації тягових електроприводів є найменш змінним фактором, що впливає на процес енерго- і ресурсозбереження, тому основна увага приділяється режимам роботи систем електропривода.

Діагностування є складовою частиною процесу керування технічним станом електрообладнання з метою збереження високої надійності (довговічності і безвідмовності) електрообладнання під час експлуатації при

мінімальних затратах. При діагностуванні визначають, яким діям необхідно піддати електрообладнання для запобігання відмов і відновлення рівня його працездатності. До таких дій належать операції, скеровані на підвищення або

відновлення ресурсу окремих деталей і вузлів і електрообладнання загалом: регулювання, ремонт або заміну деталей і вузлів, просочування обмоток, сушіння ізоляції, фарбування поверхонь, обкатування.

При застосуванні нової форми системи планово-попереджувальних ремонтів (ППР) за даними діагностування як керуючі використовують такі показники: напрацювання між діагностуваннями, допустимі без технічних дій

відхилення параметрів стану, похибка вимірювання, залишковий ресурс. Потрібно відзначити, що швидкість зміни параметрів стану навіть одного і того ж елемента в різних машинах різна, бо вона відбиває вплив технології

виготовлення, режимів роботи і умов експлуатації. У зв'язку з цим на практиці завжди спостерігається розкид значень параметрів.

При збільшенні міжконтрольного напрацювання (зменшенні кількості діагностувань) збільшується імовірність відмови, якщо від- повідні допустимі значення параметра Пд залишити без зміни. При зменшенні значень Пд у великій кількості елементів не буде використаний технічний ресурс. При зменшенні міжконтрольного напрацювання (збільшенні кількості діагностувань) імовірність відмови елементів знижується. Якщо тоді допустиме значення параметра Пд залишити без зміни, то збільшується кількість елементів, які будуть замінені і не використають свій технічний ресурс.

Аналіз умов експлуатації полягає в оцінюванні сукупності зовнішніх факторів, які істотно впливають на працездатність систем електропривода. До таких факторів належать температура навколишнього середовища, вологість, атмосферний тиск, вібрації тощо. У процесі роботи можливі зміни умов експлуатації. При керуванні технічним станом за допомогою діагностування отримують інформацію про технічний стан електрообладнання, обробляють і аналізують, підготовлюють рішення. Таким чином, питання розробки та реалізації ресурсозберігаючих режимів роботи є актуальним для підприємств та установ, що проєктують, виготовляють та експлуатують технічні засоби електрообладнання.

5.3. Організація робіт з діагностування електрообладнання

Існуюче електрообладнання підприємства має досить високий проєктний рівень надійності. Проте в процесі експлуатації вихідні властивості обладнання безперервно змінюються. З плином часу старіє ізоляція, зношуються струмопровідні частини, контактна система, обмотки й підшипники електричних машин, окремі вузли й деталі електроустаткування, відбувається порушення умов його нормального функціонування. З цих причин, а також внаслідок заводських дефектів, неправильних дій персоналу, зволоження, забруднення,

несприятливих умов і режимів роботи знижується експлуатаційна надійність та збільшується небезпека виникнення відмов електрообладнання. Більшості відмов передують той чи інший вид накопичених ушкоджень. Тому на електростанціях і підстанціях для підтримки повністю працездатного технічного стану обладнання застосовують систему організаційних і технічних заходів.

Організаційні заходи включають формування та вдосконалення структури служб, які здійснюють підтримку технічного стану обладнання. Структура визначає адміністративний поділ служб, склад фахівців, зайнятих у службах, відповідальних виконавців, їх завдання та обов'язки, а також їх взаємодію.

Організація підтримання працездатного технічного стану обладнання підприємства здійснюється згідно з вимогами керівних документів [6, 8, 9].

Основна вимога до процесу технічної експлуатації в цілому полягає в тому, щоб за обмежених витрат праці та матеріальних ресурсів забезпечити найбільшу ймовірність того, що обладнання ТП постійно буде працездатним і здійснюватиме надійне електропостачання обладнання.

З позиції фактора часу розрізняють технічний стан у даний момент (поточна оцінка ТС), технічний стан у минулому (ретроспективна оцінка ТС) і в майбутньому (перспективна оцінка ТС).

Підтримання заданого рівня готовності обладнання (пристроїв) до використання за призначенням та його працездатність в процесі застосування з мінімальними витратами часу, праці й коштів на проведення робіт з технічного обслуговування і ремонту забезпечує система ТО і Р тягових підстанцій [9].

Основні складові та структуру цієї системи наведено на рис. 5.1.

Заданий рівень технічного стану обладнання може бути забезпечений двома напрямками: по-перше, за рахунок удосконалення конструкції та технології виготовлення обладнання на стадії виробництва, по-друге, шляхом впровадження організаційно-технічних заходів з підтримання технічного стану обладнання в процесі експлуатації.

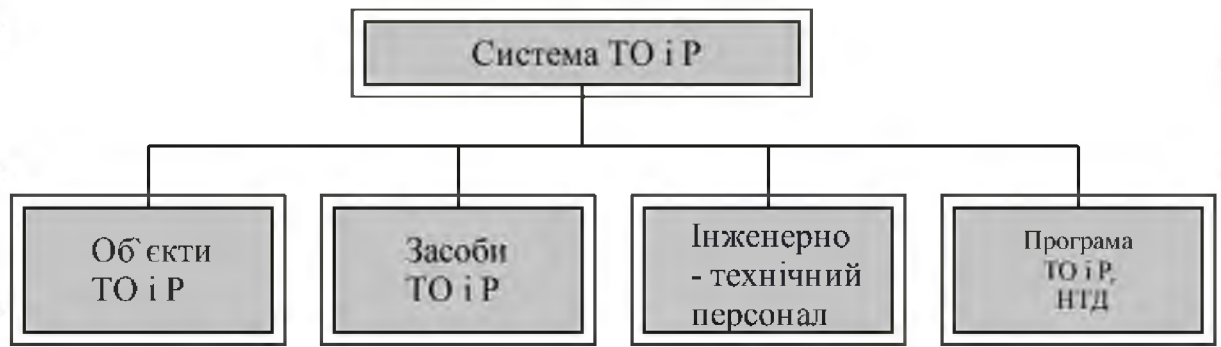


Рис. 5.1. Основні складові системи ТО і Р

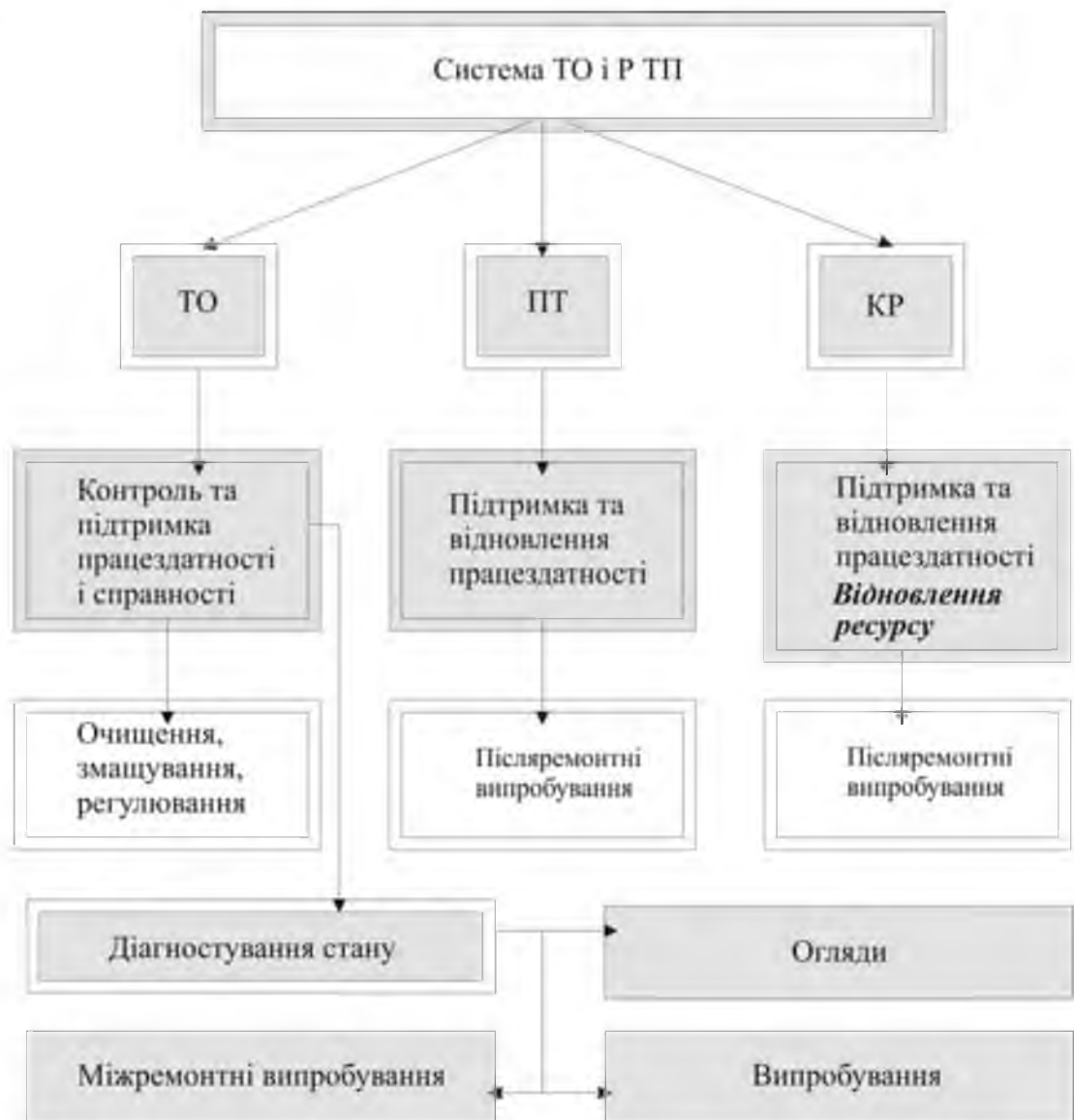


Рис. 5.2. Структура системи ТО і Р

Вибір напрямку є важливим техніко-економічним завданням, розв'язання якого має вестися на основі порівняльної оцінки вартості забезпечення

технічного стану обома способами. Основна вимога, яку висувають до вдосконалення конструкції обладнання в процесі виробництва в частині підвищення надійності за рахунок збільшення його вартості, - це зниження експлуатаційних витрат, пов'язаних з ТО і Р. З іншого боку, своєчасні й доцільні

за обсягом і змістом організаційно-технічні заходи дозволяють не тільки підтримувати устаткування в працездатному стані, але й скоротити експлуатаційні витрати.

Технічне обслуговування і ремонт передбачає виконання комплексу робіт, спрямованих на забезпечення справного стану обладнання, надійної та економічної його експлуатації, з певною періодичністю і послідовністю при оптимальних трудових і матеріальних затратах.

Комплекс виконуваних робіт, зокрема, включає [8-10]:

- технічне обслуговування обладнання;
- накопичення та вивчення досвіду експлуатації та ремонту, установлення оптимальної періодичності та тривалості проведення капітальних, середніх і поточних ремонтів;
- впровадження прогресивних форм організації та управління ремонтом із застосуванням обчислювальної техніки;

- впровадження передових методів ремонту, комплексної механізації та прогресивної технології;

- широке впровадження спеціалізації ремонтних робіт;
- контроль якості виконуваних робіт у процесі ремонту та контроль якості відремонтованого обладнання;

- своєчасне забезпечення ремонтних робіт матеріалами, запчастинами й комплектуючим обладнанням;

- аналіз параметрів технічного стану обладнання до і після ремонту за результатами випробувань.

Обсяг, зміст і періодичність робіт з ТО і Р обладнання (пристроїв) ТП залежить від багатьох факторів і, у першу чергу, від показників експлуатаційної надійності, досконалості конструкції, складності та призначення обладнання.

Чим складніше (дорожче) обладнання і відповідальніший технологічний процес, на якому його використовують, тим більші допустимі експлуатаційні витрати, які можуть бути реалізовані за рахунок збільшення обсягу й кількості впроваджених заходів з ТО і Р.

Комплекс заходів з ТО і Р, спрямованих на запобігання відмовам та продовження строків служби електрообладнання, прийнято називати профілактикою (профілактичними роботами). Профілактичні роботи розрізняються за часом проведення, рівнем вироблення ресурсу, джерелами фінансування, обсягом та змістом (рис. 5.3) [9, 23].

У загальному випадку проблему ТО і Р техніки можна сформулювати таким чином. Задана система машин і обладнання, які перебувають в експлуатації. На обладнання діють експлуатаційні фактори (механічні, теплові, електричні, іонізаційні та ін.), під впливом яких технічний стан змінюється за певним законом. Для підтримки технічного стану обладнання виконуються профілактичні роботи. Завдання полягає у визначенні характеристик керуючих впливів системи ТО і Р, які при мінімальній вартості забезпечать підтримку заданого рівня технічного стану обладнання протягом установленого терміну.

Досвід підтримки технічного стану силового електрообладнання показує, що основними завданнями ТО і Р електрообладнання є:

1. Організація діагностики та контролю технічного стану:
 - вибір методів діагностування;
 - вибір засобів діагностування;
 - контроль діагностичних параметрів;
 - оцінка прогнозування технічного стану
2. Оцінка та прогнозування експлуатаційної надійності:
 - модель надійності електрообладнання;

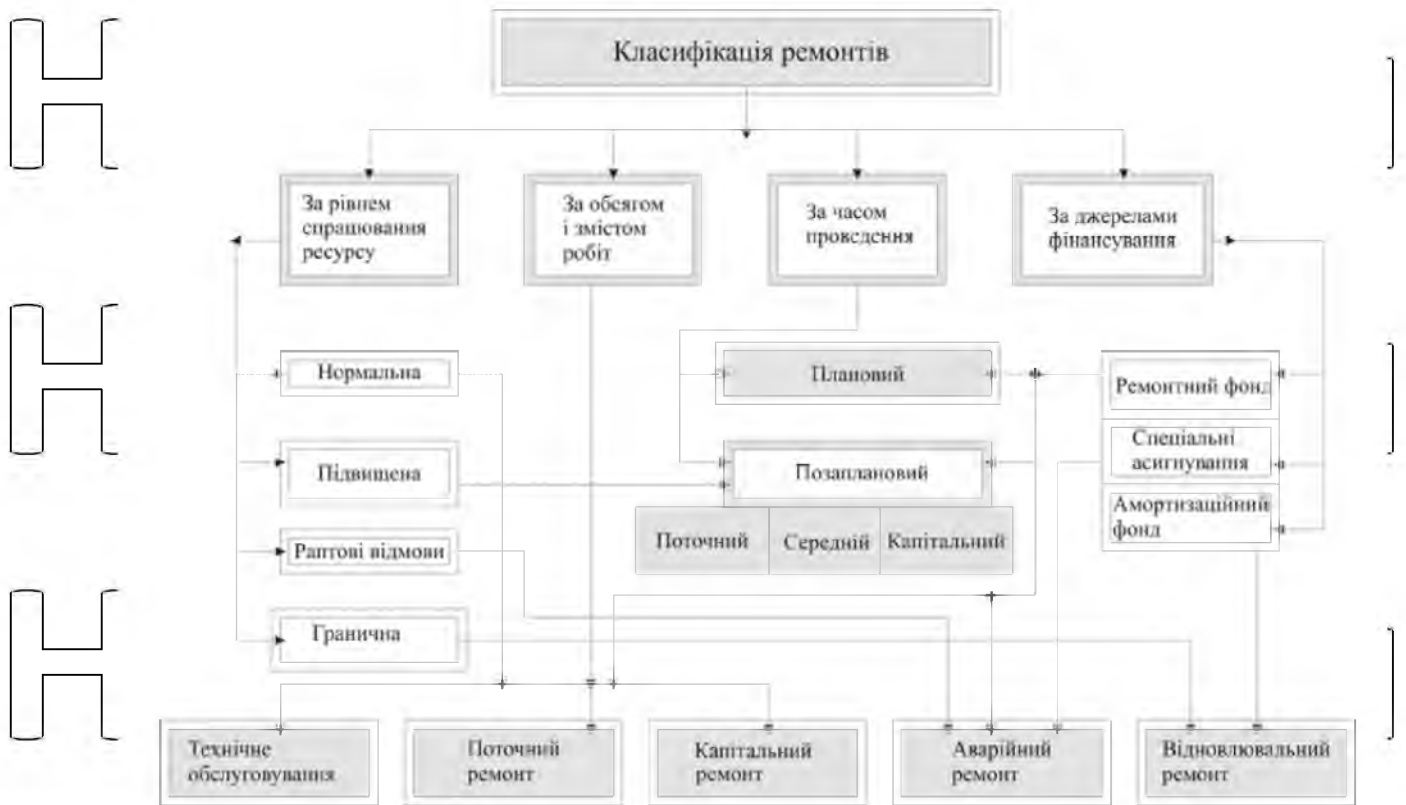


Рис. 5.3. Класифікація ремонтів

- розрахунок надійності та стратегія профілактики;

- облік результатів технічної діагностики при оцінці експлуатаційної надійності.

3. Оптимізація термінів ТО і Р:

- вибір моделі визначення оптимальної тривалості міжремонтного періоду з контролем діагностичних параметрів;

- розрахунок оптимальної тривалості міжремонтного періоду для різних стратегій і видів електрообладнання.

4. Визначення оптимального обсягу ТО і Р.

- визначення кількості замінюваних складальних одиниць обладнання;

- визначення кількості відновлюваних ремонтних одиниць;

- визначення обсягу ТО і Р;

- визначення трудомісткості.

5. Вибір раціональної стратегії проведення ТО і Р

- класифікація моделей ТО і Р;

- установлення економічно оптимальних інтервалів ТО і Р;

- вибір раціональної стратегії проведення ТО і Р для різних видів електрообладнання.

6. Управління станами процесу експлуатації електрообладнання.

- розподіл обладнання (пристроїв) на технологічні групи;

- формування опорної стратегії управління за результатами діагностування.

- вибір оптимальної стратегії управління ТО і Р для електрообладнання (пристроїв) різних технологічних груп.

7. Планування ТО і Р.

- планування потреби в ремонтному персоналі;

- планування потреби в матеріалах та запчастинах;

- формування планів-графіків ТО і Р електрообладнання (пристроїв);

- оптимізація планів-графіків ТО і Р.

Зазначені завдання тісно взаємопов'язані одне з одним. Тому вибір раціональної системи ТО і Р являє собою комплексну проблему з багатьма змінними, що базується на теорії надійності, старіння, відновлення та технічної діагностики електрообладнання (пристроїв), у тому числі й ТП.

Сутність такої системи ТО і Р полягає в тому, що після закінчення певного відпрацьованого часу в момент очікуваної відмови проводять різного виду профілактичні роботи. Чим менше в часі розрив між моментом очікуваної відмови й моментом виконання відповідного профілактичного впливу на обладнання, тим ефективніша система ремонту. Правило однозначного встановлення вибору ремонтного впливу (параметрів ТО і Р) на технічну систему протягом усього часу її експлуатації прийнято називати стратегією профілактики.

Стратегія - сукупність прийнятих принципів, правил і керівних впливів, що визначають комплексний розвиток експлуатаційних властивостей конструкції, методів організації та виробничо-технічну базу ТО і Р.

Відповідно до чинних стандартів розрізняють такі стратегії технічного обслуговування і ремонту:

- стратегія 1 - аварійної профілактики, при якій планові профілактичні заходи не проводяться, а аварійні відновлювальні роботи здійснюються лише після відмови обладнання,

- стратегія 2 - планово-запобіжної профілактики, згідно з якою профілактичні роботи проводяться періодично в планові терміни, незалежно від технічного стану обладнання, а в разі його відмови здійснюється його відновлення або заміна;

- стратегія 3 - профілактики за прогнозованим технічним станом, коли профілактичні заходи проводяться з урахуванням фактичного технічного стану обладнання, що визначається методами технічної діагностики та на основі управління ризиками.

Основний зміст робіт, виконуваних при різних стратегіях ТО і Р, наведено в табл. 5.1.

Таблиця. 5.1

Характеристика стратегії організації профілактики електрообладнання

Вид ТО і Р	Стратегія організації профілактики		
	Стратегія 1	Стратегія 2	Стратегія 3
	Аварійна	Планово-запобіжна	За фактичним технічним станом
ТО	Епізодичне	Періодичне	Періодичне за технічним станом
Діагностування	Не проводиться	Епізодичне	Періодичне
Середній і поточний ремонт	Після відмови	Періодичне	За фактичним технічним станом
Капітальний ремонт	Те саме	Те саме	Те саме
Аварійний ремонт	Те саме	Те саме	Те саме

Багаторічний досвід експлуатації як вітчизняних, так і зарубіжних підстанцій і електричних мереж свідчить про те, що організація ТО і Р електроустаткування за стратегією 1 у переважній більшості випадків малоефективна й виправдовує себе в рідкісних випадках для найпростішого або високонадійного обладнання. При цьому технічне обслуговування проводиться епізодично, а ремонт - після відмов. Обсяг ремонтних робіт залежить від виду відмови або пошкодження. Така стратегія дозволяє найповніше витрачати закладений ресурс устаткування, але вона призводить до частих тривалих зупинок технологічних процесів, що зумовлює великий збиток і значні витрати на ремонт. Тому в енергетиці стратегія аварійної профілактики може застосовуватися тільки для невідповідальних механізмів, відмова яких не супроводжується зупинкою основного обладнання й не порушує ритму виробничого процесу.

На сьогодні ТО і Р електрообладнання об'єктів енергетики виконується за стратегією 2, що базується на планово-запобіжному принципі виконання профілактичних робіт. Суть його полягає в тому, що профілактичні заходи виконують у плановому порядку в строго регламентовані терміни. Така система отримала назву системи планово-запобіжного ремонту (система ПЗР). Основою цієї системи є нормативно-технічна документація, яка регламентує організацію ТО і Р обладнання об'єктів енергетики [7, 9].

Чинними нормативами системи ПЗР встановлюються структура ремонтного циклу: періодичність проведення ТО і Р; типові обсяги робіт з ТО і видів ремонту* (поточний, середній, капітальний); трудові та матеріальні витрати; норми простою через ремонт; норми складського запасу обладнання, запасних частин, комплектуючих виробів і матеріалів тощо.

Регламентоване обслуговування, що проводиться згідно з інструкціями на обладнання, у цілому призначене забезпечувати його працездатність. Проте інколи таке обслуговування призводить до не виправданих витрат, оскільки за реальним технічним станом пристрій у момент виконання робіт може й не потребувати технічного обслуговування, а замінені деталі ще не досягли

критичної міри зносу. Однак поступове старіння парку устаткування й зниження запасів міцності гостро ставлять питання оцінки його стану й міри ризику його експлуатації за межами нормованого терміну служби.

Розвиток вільного ринку електроенергії і збільшення фінансового тиску стали додатковими чинниками, які, з одного боку, максимально підсилюють необхідність продовження термінів служби устаткування, а з іншого - спрямовані на зниження експлуатаційних витрат на його технічне обслуговування і ремонти. Необхідність вирішення цієї суперечності приводить до формування нового підходу до оцінки стану електрообладнання.

Найбільш перспективним напрямком удосконалення системи ПЗР є використання стратегії профілактики за фактичним технічним станом електрообладнання. Основою для її побудови служать методи й засоби технічної діагностики, що дозволяють визначити технічний стан шляхом безперервного або дискретного контролю за зміною параметрів обладнання, які визначають його працездатність. При досягненні ними параметрами граничного стану проводиться залобіжний ремонт устаткування. Технічна діагностика включає в себе два основні напрямки - оперативну та ремонтну діагностику. До теперішнього часу ремонтна діагностика була практично єдиним засобом виявлення дефектів, що і визначило застосування системи ПЗР з чіткою регламентацією термінів і видів планових ремонтів. Оперативна діагностика виконується без відключення обладнання від мережі й дозволяє оцінити технічний стан у процесі експлуатації. Стратегія профілактики за фактичним технічним станом ефективна при експлуатації складного обладнання, ремонт якого пов'язаний з великими витратами. Це дозволить більш повно використовувати технічний ресурс і забезпечити надійну роботу електрообладнання при мінімальних затратах.

У цьому напрямку за кордоном [46, 47] обговорюється також стратегія експлуатації обладнання, акцентована не тільки на підтримці робочого стану конкретного устаткування, а й на збереженні надійності самої енергосистеми з урахуванням можливих відмов обладнання, що можуть призвести до втрати або різкого зниження надійності системи.

Стратегії ТО і Р, які спрямовані на підтримку надійності енергосистеми, наведено в табл. 5.2.

Для практичної реалізації цих стратегій здійснюється перехід до ТО і Р за прогнозованим технічним станом устаткування. При цьому технічні експерти розробляють сценарій ТО і Р на основі прогнозу, а менеджери коригують його на основі управління ризиками. Однак такий підхід повинен бути економічно обґрунтованим.

Таблиця. 5.2

Стратегії, спрямовані на підтримку надійності енергосистеми

Стратегія ТО і Р	Вид ТО і Р			
	Діагностування	ПТ	КР	Відновлення
За надійністю	Оцінюється за ступенем важливості конкретного електрообладнання для усієї системи електропостачання			
За оцінкою ризиків	Періодичне моніторинг	або	За станом з оцінкою важливості та ризику	разі відмови оцінкою важливості та ризику

5.4. Модернізація електрообладнання для підвищення пристосованості для діагностування

Якщо в схемах експлуатації електроустаткування вбудовані засоби діагностування не передбачені або їх недостатньо для діагностування з необхідною достовірністю, то застосовують зовнішні апаратні засоби діагностування, що виконані окремо від конструкції устаткування і підключаються до нього лише в процесі діагностування. Простими прикладами зовнішніх апаратних засобів можуть бути комбіновані прилади для вимірювань в колах постійного і змінного струму, тестери логічного стану, електронно-променеві й цифрові осцилографи, переносні вимірювальні комплекти й т. ін.

5.4.1. Монтаж додаткового виводу від міжкотушкового сполучення обмотки статора асинхронних електродвигунів

Одним із прикладів вирішення цієї проблеми є метод діагностування технічного стану асинхронних електродвигунів шляхом оцінки несиметрії струмів фаз обмотки статора. З цією метою в коло живлення обмотки статора вмикається трансформаторний датчик струму (рис. 5.4). Для виявлення та ідентифікації несправності електродвигуна використовується абсолютна величина вихідного сигналу датчика, що дозволяє обійтися без обчислень і тим самим значно спростити обробку результатів вимірювання. Як свідчать результати вимірювань, під час змінного струму первинної обмотки датчика в межах 1–7 А (відповідає потужності електродвигуна 2–15 кВт) за величиною вихідного сигналу можна в більшості випадків досить точно визначити характер несправності. Достовірність при цьому є вищою, ніж за результатами вимірювання струму нульової послідовності.

Під час розробки технології діагностування доцільно скласти мінімальний діагностичний тест, що визначає мінімальну кількість перевірок, які забезпечили б достовірність встановлення реального стану електродвигуна (обладнання) і дали змогу прогнозувати його надалі.

Результати вимірювання струму нульової послідовності

Режим живлення, модельована несправність	Напруга на виході датчика, мВ (вольтметр PV1)	Струм нульової послідовності, А (амперметр PA1)
Симетричне трифазне живлення	31-38	0,12-0,16
Обрив фази	280-312	3,1-6,2
Асиметрія опору фаз обмотки статора	25-48	0,88-2,0
Значне зменшення опору фази статора	275-280	2,7-2,8
Міжфазне замикання	28-61	0,18-0,22
Асиметрія в обмотці ротора	45-65	0,18-0,25

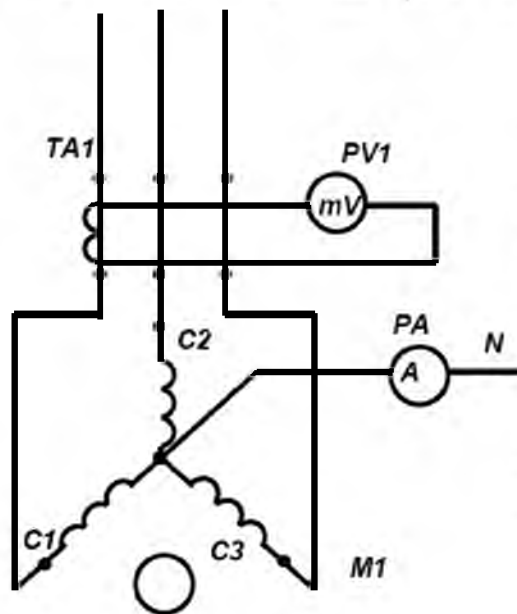


Рис. 5.4. Схема технічного діагностування асинхронного електродвигуна шляхом оцінки несиметрії струмів фаз обмотки статора

5.4.2. Встановлення у занурені електродвигуни давача контролю

технічного стану

Строк служби електронасосних агрегатів, які встановлюються в артезіанських свердловинах, до першого капітального ремонту за результатами обстежень коливається від 1,4 до 12 тис. год [3]. За такого широкого діапазону дуже важко визначити середній міжремонтний строк, і тому частина електродвигунів виходить з ладу ще до настання планового ремонту, а частину піднімають на поверхню у такому стані, що не підлягає ремонту.

Отримати достовірну та об'єктивну інформацію про стан електродвигуна й насоса можна, здійснюючи їх періодичний чи постійний контроль.

Досвід свідчить, що в разі своєчасного проведення поточного ремонту електродвигуна (зокрема відновлення підшипників) він може пропрацювати до капітального ремонту ще один міжремонтний період.

Оскільки більшість відмов насосних агрегатів припадає на електродвигуни, очевидною є необхідність діагностування їх технічного стану, передусім найбільш уразливих їх вузлів. Такими вузлами є: обмотка статора (через низьку теплостійкість виткової ізоляції) та підшипники ковзання.

Пропонується пристрій для контролю технічного стану запурювальних електродвигунів, що будується на основі електромеханічних пристроїв захисного вимикання (ПЗВ).

Принципова електрична схема пристрою наведена на рис. 5.5 (чотириполюсний ПЗВ) і на рис. 5.6 (двополюсний ПЗВ). Перша із наведених схем працює наступним чином. Із замиканням контакту виконавчого реле КV1 станції керування електронасосним агрегатом (на прикладі станції керування «Каскад») через контакти ПЗВ проходить струм котушки електромагнітного пускача КМ1, він спрацьовує і вмикає електродвигун насосного агрегата. Вимкнення електродвигуна настає за командою станції керування або в ручному режимі, або в автоматичному з використанням електродних датчиків рівня у резервуарі водонапірної башти чи датчика тиску (електроконтактного манометра). Якщо ж через пошкодження ізоляції обмотки статора електродвигуна виникає струм витікання через неї, значення якого перевищує

струм спрацьовування ПЗВ, останній спрацьовує і вимикає електродвигун насосного агрегата.

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

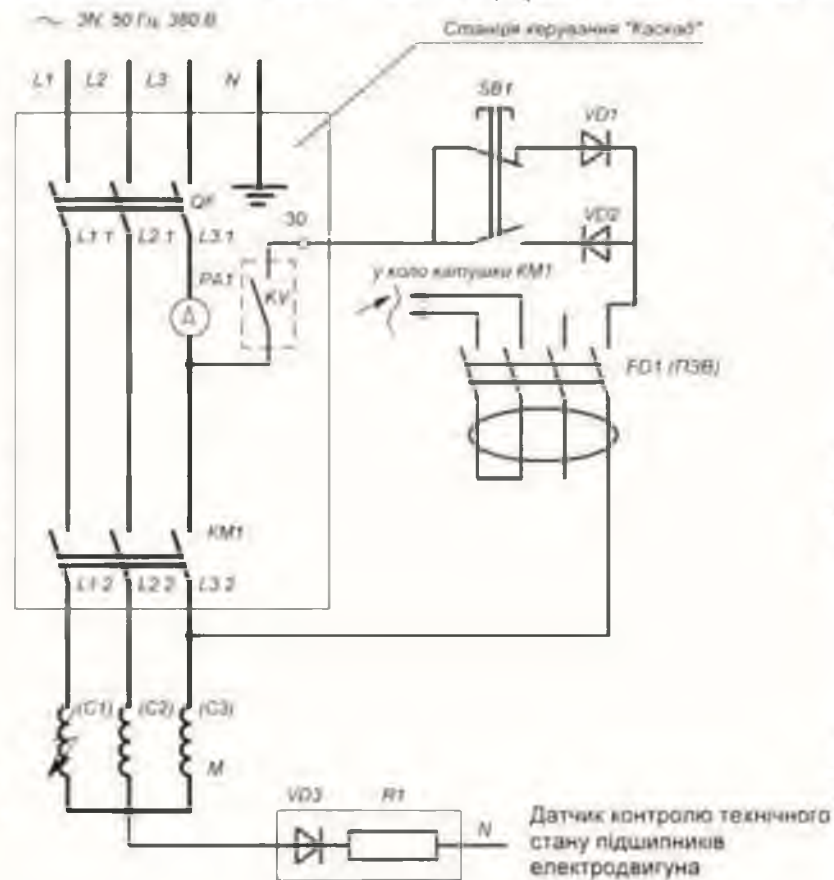


Рис. 5.5. Схема електрична принципова пристрою контролю технічного стану загуртовальних електродвигунів на базі чотирьохполюсного пристрою захисного вимикання

НУБІП УКРАЇНИ

Виходячи зі значної протяжності електропроводки до двигуна, хоч і виконаної проводом з посиленою ізоляцією (ВПП), в умовах експлуатації може виникнути природний струм витікання у кілька міліампер. Тому друга схема працює подібним чином із тією різницею, що струм витікання додається до струму споживаного котушкою електромагнітного пускача KM1 і проходить лише один раз через вікно магнітопроводу вбудованого у ПЗВ трансформатора струму нульової послідовності. ПЗВ спрацьовує і електродвигун насосного агрегата зрештою вимикається.

НУБІП УКРАЇНИ

Відрізнити причину спрацювання ПЗВ через пошкодження ізоляції обмотки статора від спрацювання внаслідок зношення підшипників ковзання можна наступним чином. Натиснувши кнопку SB1, слід увімкнути ПЗВ. Якщо при цьому магнітний пускач KM1 спрацює, причиною є зношення підшипників ковзання електродвигуна (при натисненій кнопці SB1 зустрічно послідовно з діодом VD1 датчика зношення підшипників вмикається діод VD2, а тому кода для протікання струму витікання не стає). З відпусканням кнопки SB1 ПЗВ спрацює, як і спрацює при натисненій кнопці, але коли струм вимикання виникає через пошкодження ізоляції обмотки статора занурювального електродвигуна.

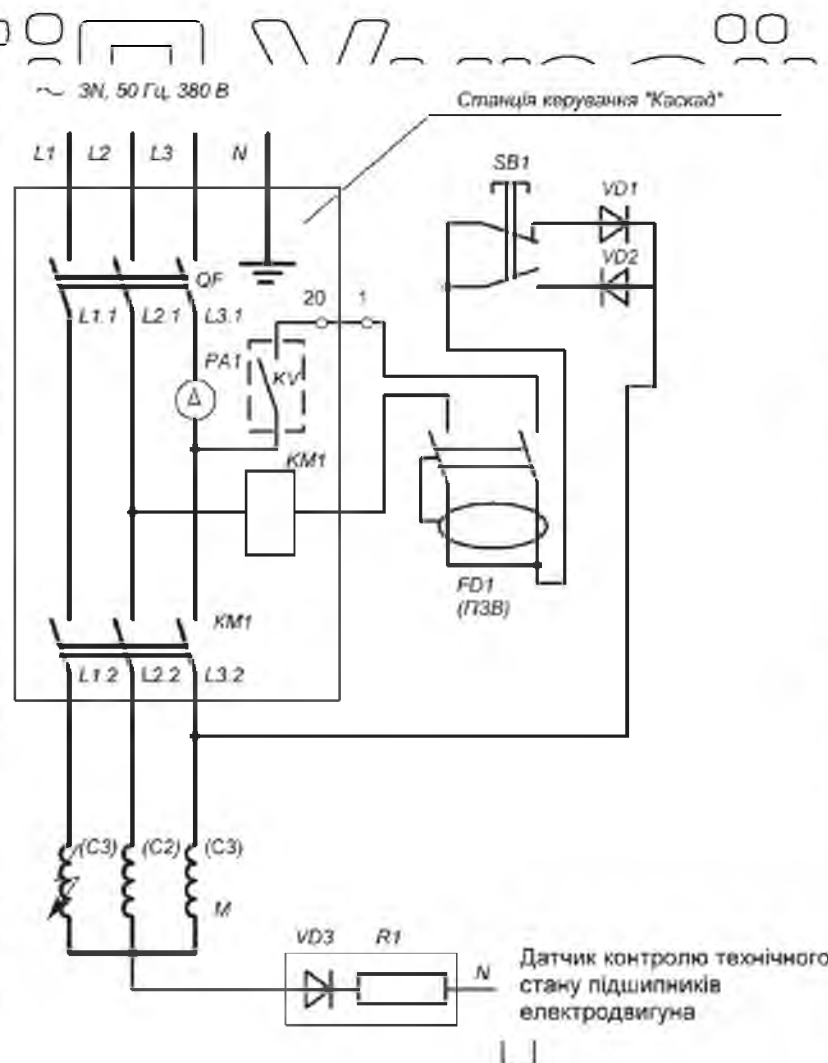


Рис. 5.6. Схема електрична принципова пристрою для діагностування технічного стану занурювальних електродвигунів на базі двополюсного пристрою захисного вимикання

В даній дипломній роботі були розроблені питання діагностування силового обладнання на ВАГ «Завод Ніжинсьільмаш», а саме:

- аналіз існуючих способів, методик та нормальних документів для діагностування електрообладнання, опис існуючої системи ТО, класифікація відмов електрообладнання, оцінювання обладнання при діагностуванні
- методи, прилади і схеми для діагностування електрообладнання
- перевірка захисних апаратів на спрацювання приструмах короткого замикання за гранично-вимикаючою здатністю

- прогнозування технічного стану електрообладнання

- експлуатація електрообладнання із застосуванням методів і засобів діагностування

Детально було розглянуто питання монтажу додаткового виводу від міжкотушкового сполучення обмотки статора асинхронних електродвигунів для підключення датчика струму, що дає змогу оцінки технічного стану асинхронних електродвигунів шляхом вимірювання несиметрії струмів фаз обмотки статора.

Актуальним питання роботи є встановлення у занурені електродвигуни давача контролю технічного стану. Був запропонований пристрій для контролю технічного стану занурювальних електродвигунів, що будується на основі електромеханічних пристроїв захисного вимикання (ПЗВ).

Удосконалення діагностування технічного стану електрообладнання збільшить його термін експлуатації, що в свою чергу призведе до заощадження коштів підприємства.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Гончар В. Ф. Електрообладнання і автоматизація сільськогосподарських агрегатів і установок / В. Ф. Гончар, Л. П. Тищенко. – К.: Вища школа, 1984. – 342 с.

2. Довідник з експлуатації електрообладнання. / [за ред. Корчемного М. О.]. – К.: Урожай, 1986. 239 с.

3. Драганов Б. Х. Економія енергоресурсів в сільському господарстві / Б. Х. Драганов, Ю. М. Пньолкін. – К.: Урожай, 1983. – 80 с.

4. Жулай Є. Л. Електропровід сільськогосподарських машин, агрегатів та потокових ліній / Є. Л. Жулай, Б. В. Зайцев, Ю. М. Лавріненко, О. С. Марченко, Д. Г. Войтюк / За ред. Є. Л. Жулая. – К.: Вища освіта, 2001. – 288 с.

5. Притока І. П. Електропостачання сільського господарства. – 2-е вид. перероб. та доп. – К.: Вища школа / Головне видавництво, 1983. – 343 с. (ст. 25-38).

6. Єрмолаєв С. О. Експлуатація і ремонт електрообладнання та засобів автоматизації / С. О. Єрмолаєв, В. Ф. Яковлев [за ред. С. О. Єрмолаєва]. – К.: Урожай, 1996. – 336 с.

7. Ковалко М. П. Енергозбереження – пріоритетний напрямок державної політики України / М. П. Ковалко, С. П. Денисюк. – Київ: УЕЗ, 1998. – 506 с.

8. Корчемний М. О. Енергозбереження в агропромисловому комплексі / М. О. Корчемний, В. С. Федорейко, В. В. Щербань. – Тернопіль: Підручники і посібники, 2001. – 984 с.

9. Лут М. Т. Технології обслуговування та ремонту електрообладнання і засобів автоматизації / Лут М. Т., Радько І. П., Волошин С. М. . – К.: ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2012. – 878 с.

10. Лут М. Т. Діагностування енергетичного обладнання: навч. посіб. / М. Т. Лут, В. А. Наливайко, І. П. Радько. – [2-ге вид., перероб. і доп.]. – К.: ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2014. – 590 с.

11. СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007. Норми випробування електрообладнання. Затверджено та надано чинності наказ Міністерства палива та енергетики України від 15 січня 2007 р. № 13

12. СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 «Методичні вказівки «Технічне діагностування електрообладнання і контактних з'єднань електроустановок і повітряних ліній електропередавання засобами інфрачервоної техніки» Затверджено та надано чинності: наказ Мінпаливенерго України від 15.02.2006 р. №89.

13. ГКД 34.20.302-2002 «Норми випробування електрообладнання». Затверджено та надано чинності: наказ Мінпаливенерго України від 28.08.2002 р. №503.

14. Кравченко О. А. Метод тепловізійного контролю електрообладнання та його норми / О. А. Кравченко, О. И. Тишко // Електропанорама. – 2003. – №7–8.

С. 41-43

15. Аналіз роботи господарства електрифікації та електропостачання в 2013 році [Текст]. – Київ : Вид-во ТОВ «Девалта». 2014. – 251 с.

16. Аналіз роботи господарства електрифікації та електропостачання в 2004 році [Текст]. – Київ : Вид-во ТОВ «ВД «Мануфактура». 2005. – 181 с.

17. Аналіз роботи господарства електрифікації та електропостачання в 2008 році [Текст]. – Київ : Вид-во ТОВ «ВД «Мануфактура». 2009. – 244 с.

18. Правила улаштування системи тягового електропостачання залізниць України. ЦЕ-0009 [Текст] : Затв.: Наказ Укрзалізниці від 24.12.2004 № 1010-ЦЗ / Укрзалізниця. – Київ. 2005.

19. Матусевич. О. О. Багатоаспектна оцінка технічного стану силового устаткування тягових підстанцій [Текст] / О. О. Матусевич, В. П. Сиченко //

Енергосбереження на ж.-д. транспорті і в промисловості (Воловець. 11.06-14.06.2013) : тез. ІV міжнарод. наук.-практ. конф. / МОН України. Дніпропетр. нац. ун-т залізн. трансп. ім. акад. В. Лазаряна. – Дніпропетровськ : ДНУЗТ. 2013. – С. 78-80.

20. Матусевич. О. О. Методика проведення експертизи оцінки надійності функціонування системи автоматизованого керування тягового електропостачання електричного транспорту [Текст] / О. О. Матусевич // Вісн. Дніпропетр. нац. ун-ту залізн. трансп. ім. акад. В. Лазаряна. – Дніпропетровськ. 2009. – Вип. 28. – С. 37-39.

21. Кузнецов, В. Г. Надійність і діагностика пристроїв тягового електропостачання [Текст] / В. Г. Кузнецов, О. Г. Галкин, О. В. Сфімсов, О. О. Матусевич. — Дніпропетровськ : Вид-во Маковецький О. В., 2009. — 248 с.

22. Правила безпечної експлуатації електроустановок. — К., 2000.

23. Гнедков М. Г. Експлуатація розподільних мереж. — Черкаси, 2007.

24. ДБН В.2.5-27-2006 Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд.

25. Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. К, 2001.

26. Правила улаштування електроустановок. Розділи: 1,2. — К, 2006.

27. Правила улаштування електроустановок. Розділ: 4. — К, 2007.

28. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила — К: ГРІФРЕ, 2003.

29. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів ПТЕ, 2006с.

30. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів ПТЕ Держнагляд - охоронпраці. 2007.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України