



ДІАГНОСТУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

МАТВІЙЧУК В. А.
РУБАНЕНКО О. Є.
ГУНЬКО І. О.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ



В. А. Матвійчук
О. Є. Рубаненко
І. О. Гунько



ДІАГНОСТУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ Навчальний посібник



Вінниця, ВНАУ, 2020 р.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ



В. А. Матвійчук, О. Є. Рубаненко, І. О. Гунько

ДІАГНОСТУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

Навчальний посібник

Вінниця, ВНАУ, 2020 р.

УДК 621.311
М24

*Рекомендовано вченою радою як навчальний посібник для студентів спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (Протокол №13 від 26.06.20р.)*

Рецензенти:

Кутін В. М. – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри «Електромеханічні системи автоматизації в промисловості і на транспорті» (Вінницький національний технічний університет);

Червінський Л. С. – доктор технічних наук, професор кафедри «Електротехніка, електромеханіка та електротехнології» (Національний університет біоресурсів і природокористування України);

Матвієнко С. В. – кандидат технічних наук, головний технолог відділу формування корисного відпуску АТ «Вінницяобленерго»

Матвійчук В. А. Діагностування електрообладнання. Навч. посіб. / В. А. Матвійчук, О. Є. Рубаненко, І. О. Гунько – Вінниця: ВНАУ, 2020. – 138 с.

ISBN 966-8271-77-7

Навчальний посібник відповідає програмі навчальної дисципліни «Діагностування електрообладнання» і призначений для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» вищих навчальних закладів усіх форм навчання та може бути використаний студентами при виконанні курсових, дипломних і магістерських робіт.

Матеріал посібника охоплює вивчення концепції та прийомів функціонального діагностування електрообладнання, вивчення діагностичних параметрів та методів їх контролю.

Розглянуто часткові розряди в ізоляції та методи їх контролю, діагностування високовольтного устаткування під робочою напругою, діагностування обладнання за результатами аналізу розчинених в трансформаторній оліві газів, методи визначення зволоження ізоляції. Окремо приділено увагу практичним засадам вимірювання опору ізоляції. Також розглянуто визначення стану ізоляції силових трансформаторів, кабелів, вимикачів, вимірювальних трансформаторів. Наведено аналіз методів діагностування заземлювальних пристроїв, їх конструювання та розрахунків параметрів з метою їх використання під час експлуатації електрообладнання підприємств АПК.

Приділено увагу розрахункам параметрів ізоляції за результатами вимірювань її активного опору та тангенсу діелектричних втрат.

Послідовність викладення матеріалу сприяє використанню посібника студентами як для самостійного вивчення окремих тем навчальної дисципліни, так і для виконання курсової роботи та індивідуальних розрахунково-графічних завдань.

УДК 621.311

© В. А. Матвійчук, О. Є. Рубаненко,
І. О. Гунько, 2020

ISBN 966-8271-77-7

© ВНАУ, 2020

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ДІАГНОСТУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ...	8
1.1 Завдання діагностування	8
1.2 Зміни в обладнанні протягом експлуатації.....	8
1.2.1 Погіршення стану ізоляції в експлуатації.....	8
1.2.2 Зміна механічного стану.....	10
1.3 Методологія діагностування	11
1.3.1 Концепції обслуговування устаткування.....	11
1.3.2 Оцінювання стану обладнання за результатами випробувань	11
1.3.3 Система двохступневих профілактичних випробувань (обслуговування за станом).....	14
1.3.4 Приклади сучасного діагностичного обладнання.....	15
Питання для самоконтролю	20
2 КОНЦЕПЦІЯ ТА ПРИЙОМИ ФУНКЦІОНАЛЬНОГО ДІАГНОСТУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ	21
2.1 Концепція функціонального діагностування	21
2.2 Прийоми діагностування	21
2.2.1 Порівняння з початковими даними	21
2.2.2 Аналіз тенденції зміни характеристик	22
2.2.3 Статистичний метод.....	23
2.2.4 Кількісне визначення стану. Модель дефекту	23
2.2.5 Ранжирування устаткування за станом.....	23
2.2.6 Складання моделі дефектів	23
2.2.7 Аналіз конструкції.....	23
2.3 Оцінювання умов експлуатації устаткування	24
2.3.1 Особливості конструкції, що впливають на діагностичні параметри	24
Питання для самоконтролю	26
3 ДІАГНОСТИЧНІ ПАРАМЕТРИ ТА МЕТОДИ ЇХ КОНТРОЛЮ.....	28
3.1 Діагностичні характеристики, засновані на вимірюванні електромагнітних параметрів обладнання.....	28
3.1.1 Визначення коефіцієнта трансформації.....	28
3.1.2 Вимірювання втрат і струму холостого ходу.....	28
3.1.3 Вимірювання опору короткого замикання	29
3.1.4 Вимірювання втрат короткого замикання	29
3.1.5 Вимірювання опору обмоток постійному струму	29
3.2 Характеристики ізоляції	30
3.2.1 Можливість виявлення дефектів по характеристиках ізоляції.....	30
3.2.2 Тангенс кута діелектричних втрат і міцність ізоляційного проміжку....	30
3.2.3 Метод контролю опору ізоляції.....	32
3.2.4 Характеристики абсорбції	32
3.2.5 Метод контролю відновлюваної напруги	33
3.2.6 Метод вимірювання струму поляризації і депольоризації	33
3.2.7 Метод аналізу частотної залежності тангенса кута втрат.....	34
Питання для самоконтролю	34

4 ЧАСТКОВІ РОЗРЯДИ ТА МЕТОДИ ЇХ КОНТРОЛЮ	35
4.1 Задачі визначення параметрів часткових розрядів (ЧР)	35
4.1.1 Електричний метод визначення параметрів ЧР	36
4.1.2 Акустичний метод визначення параметрів ЧР	36
4.1.3 Електромагнітний метод визначення параметрів ЧР	37
4.1.4 Контроль перехідних і частотних характеристик обмоток	37
4.1.5 Метод низьковольтних імпульсів (МНВІ)	37
4.2 Метод частотного аналізу (МЧА)	38
4.2.1 Вібраційні характеристики	38
4.3 Тепловізійне обстеження	40
4.4 Діагностування високовольтного устаткування під робочою напругою	40
4.5 Діагностування стану за допомогою вимірювання характеристик масла	41
Питання для самоконтролю	44
5 ДІАГНОСТУВАННЯ СТАНУ ОБЛАДНАННЯ ЗА НАСЛІДКАМИ АНАЛІЗУ РОЗЧИНЕНИХ В МАСЛІ ГАЗІВ	46
5.1 Класифікація дефектів	46
5.2 Діагностичні характеристики розчинених в маслі газів	46
5.3 Діагностичні схеми визначення типу дефекту	47
Питання для самоконтролю	49
6 МЕТОДИ ВИЗНАЧЕННЯ ЗВОЛОЖЕННЯ ІЗОЛЯЦІЇ	50
6.1 Розподіл вологи в обладнанні	50
6.2 Оцінювання ступеня зволоження за температурною міграцією вологи в масло	50
6.2.1 Оцінювання вологості бар'єрів за даними вимірювання опору ізоляції (методика НВЦ ЗТЗ - Сервіс)	53
6.3 Діагностування стану високовольтних введів	54
Питання для самоконтролю	55
7 ПРАКТИЧНІ ЗАСАДИ ВИМІРЮВАННЯ ОПОРУ ІЗОЛЯЦІЇ	56
7.1 Загальні відомості про вимірювання опору ізоляції	56
7.2 Приклади методів вимірювання опору ізоляції	58
7.3 Методика вимірювань опору ізоляції в лабораторній роботі	60
7.4 Прилади для вимірювання та контролю опору ізоляції	61
7.5 Вимоги з охорони праці	61
7.6 Кваліфікаційні вимоги до персоналу, який вимірює опір ізоляції	62
7.7 Вимоги до вимірювань опору ізоляції	62
Питання для самоконтролю	63
8. ВИЗНАЧЕННЯ СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ...	64
8.1 Методика визначення опору ізоляції силового маслonaповненого трансформатора за результатами вимірювання R60" і відношення опорів R60" / R15"	64
8.2 Оцінювання стану ізоляції обмоток трансформаторів за результатами вимірювання R60" і відношення R60" / R15"	67
8.3 Оцінювання стану ізоляції за допустимими значеннями R60" і R60" /R15"	68

8.4 Оцінювання погіршення стану ізоляції за допустимим відносним відхиленням опору від початкового значення R60”	69
8.5 Приклад розв’язання практичних задач з визначення стану ізоляції за результатами контролю її активного опору	71
Питання для самоконтролю	72
9. ВИМІРЮВАННЯ ОПОРУ ІЗОЛЯЦІЇ КАБЕЛІВ І ПРОВОДІВ, ВИМИКАЧІВ ТА ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	73
9.1. Вимірювання опору ізоляції кабелів і проводів.....	73
9.2. Вимірювання опору ізоляції високовольтних вимикачів	76
9.3. Вимірювання електричного опору ізоляції обмоток вимірювальних трансформаторів струму і напруги.....	77
Питання для самоконтролю	78
10. ДІАГНОСТУВАННЯ ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ	79
10.1. Актуальність діагностування заземлювальних пристроїв	79
10.2. Загальні відомості про заземлювальні пристрої та їх елементи	80
10.3. Призначення та класифікація провідників заземлення	81
10.4. Класифікація типів заземлення та їх характеристика	82
10.5. Схеми виконання систем заземлень	83
10.6. Вплив зовнішніх факторів на заземлювальні пристрої.....	87
Питання для самоконтролю	90
11. РОЗРАХУНОК І КОНСТРУЮВАННЯ ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ	91
11.1. Завдання розрахунку і конструювання заземлюючих пристроїв.....	91
11.2. Основні положення розрахунку.....	92
11.3. Конструювання заземлюючих пристроїв переробних підприємств АПК.....	93
11.4. Приклад розрахунку заземлювального пристрою	94
Питання для самоконтролю	99
12 ВИМІРЮВАННЯ ПИТОМОГО ОПОРУ ГРУНТУ	100
12.1. Вплив зовнішніх факторів на заземлювальні пристрої.....	100
12.2. Приведення параметрів електричної структури землі до розрахункових сезонних умов	102
12.3. Приклад розрахунку похибки	104
12.4. Короткі відомості про прилад Ф4103	105
12.5. Методика вимірювання питомого опору ґрунту	106
Питання для самоконтролю	109
13 ПРАКТИЧНІ ЗАДАЧІ.....	110
ТЕСТОВІ ЗАВДАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ	119
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	129
Додаток А. Розрахунок параметрів заземлювального пристрою підстанції 35/10 кВ.....	132

ВСТУП

Відомо, що науково-технічний прогрес ґрунтується на електрифікації галузей народного господарства. Електрична енергія, будучи основою поступального руху суспільства до нових досягнень, широко використовується і в сільському господарстві. Враховуючи те, що постійним завданням, яке стоїть перед АПК, є виробництво сільськогосподарської продукції для задоволення потреб суспільства в необхідній кількості та високої якості, то розробка та вдосконалення методів і засобів ефективної експлуатації обладнання, яке забезпечує виконання цього завдання, є актуальною задачею. Успішне вирішення цього завдання можливе лише за умови застосування новітніх технологій, високого ступеня автоматизації виробничих процесів та широкого використання електричної енергії як для безпосереднього впливу на продукт переробки, так і для перетворення її в інші види енергії (теплову, механічну тощо).

Забезпечення споживачів електричною енергією здійснюється через систему електропостачання, яка: здійснює передачу та розподілення електричної енергії для всіх електричних приймачів, покриває задану потужність електропостачання та необхідну потужність в години максимальних навантажень, забезпечує нормовані межі зміни показників якості електричної енергії, формує умови надійної та безпечної експлуатації.

Сьогодні, як зазначає президент Вінницького національного аграрного університету Калетник Г. М., «сучасна загальна ситуація в енергетиці України характеризується високим рівнем залежності від імпорту викопної енергетичної сировини - нафти та газу. Ціна на органічне паливо постійно зростає. Відсутня диверсифікація джерел постачання енергоносіїв, насамперед, нафти та природного газу». З іншого боку, як стверджує Г. М. Калетник, «Україна має величезний потенціал відновлюваних джерел енергії майже всіх видів (сонячна енергія, вітроенергія, біомаса, біопаливо, геотермальна енергія, мікрогідроенергія). Використання цього ресурсу містить великий потенціал за світовою тенденцією використання відновлюваної енергії».

Рівень забезпеченості енергетичними ресурсами виступає як один із основних факторів соціально-економічного розвитку країни. Без сумніву, майбутнє енергетичної галузі пов'язане з альтернативними джерелами енергії. Необхідність пошуку альтернативи традиційним джерелам енергії викликана розумінням того факту, що викопні ресурси, а саме паливно-енергетичні, є обмеженими [1].

Останнім часом відбувається швидка зміна клімату й порушення природного балансу навколишнього природного середовища через діяльність людей та інтенсивне використання традиційних видів палива. Тому одним із пріоритетних напрямів зменшення негативного впливу антропогенної діяльності на довкілля є застосування біологічних видів палива в усіх сферах народного господарства, зокрема, в аграрному секторі економіки [2].

Наявність в Україні значного енергетичного потенціалу (вітрова, сонячна, геотермальна енергія, енергія малих річок, біомаси, довкілля), науково-технічної та промислової бази створює всі передумови для масштабного освоєння в нашій країні технологій на основі відновлюваних джерел енергії [3].

Однак часто електропостачання найсучасніших агропромислових підприємств здійснюється з використанням високовольтного електричного обладнання енергопостачальних компаній «Обленерго». Відомо, що чимала частка цього обладнання (силові трансформатори, вимірювальні трансформатори, вимикачі тощо) знаходиться в експлуатації понад 25-30 років [10], що перевищує паспортний ресурс. За таких умов погіршуються умови безпечного, надійного, якісного та економічного електропостачання. Отже, використання електричної енергії, виробленої на електричних станціях, що використовують поновлювані джерела енергії (сонце, воду, вітер тощо), залежить від надійності ліній електропередач, трансформаторних підстанцій та іншого обладнання.

Практика експлуатації систем електропостачання свідчить про те, що електрична енергія не завжди використовується технічно та економічно ефективно не лише при споживанні у виробничих процесах, але й під час передачі її споживачу.

Одним зі шляхів підвищення надійності електропостачання є використання сучасних методів та засобів діагностування електрообладнання [12, 13]. Саме діагностування дозволяє визначити технічний стан обладнання, виявити дефекти на ранній стадії їхнього розвитку, попередити експлуатуючий персонал про можливі пошкодження. Володіючи інформацією про технічний стан електричного обладнання експлуатуючий персонал має можливість обґрунтовано спланувати методи подальшої експлуатації, а саме: спланувати час та вид ремонту, оптимізувати режими експлуатації (нормальний чи обмежений), визначити час обслуговування тощо.

Все це обґрунтовує нагальну необхідність оволодіння новими, сучасними методами та засобами діагностування електричного обладнання. Тому нині розробляють та впроваджують сучасні методи та засоби діагностування електричного обладнання [4,5,6,7]. Ці засоби часто розробляються з використанням математичних моделей та методів планування і обробки результатів експериментів [8].

1. ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ДІАГНОСТУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

1.1 Завдання діагностування

Завданнями діагностування електричного устаткування є виявлення дефектів і пошкоджень, оцінювання функціональної справності устаткування, визначення можливості продовження експлуатації без ремонту, визначення обсягу ремонту у разі його необхідності, оцінювання залишкового терміну служби і заходів щодо продовження терміну служби [11].

1.2 Зміни в обладнанні протягом експлуатації

1.2.1 Погіршення стану ізоляції в експлуатації

Одним із вирішальних чинників погіршення ізоляції є зволоження. Розрізняють три джерела зволоження:

- 1) залишкова волога в твердій ізоляції, що не видалена при заводському сушінні;
- 2) атмосферна волога;
- 3) вода, утворена при старінні ізоляції і масла [9].

Головним із перерахованих джерел зволоження є атмосферна волога, що проникає під дією градієнта атмосферного тиску, особливо через ослаблені ущільнення. При порушенні герметичності ущільнень значна кількість вологи може проникнути в бак при пониженні тиску в ньому нижче атмосферного у випадку зниження температури. Це явище може бути особливо небезпечним, якщо діагностоване обладнання зберігається не повністю залитим маслом.

В процесі монтажу також відбувається певне зволоження і забруднення ізоляції. Зразок оцінювання можливого зволоження наведено в таблиці 1.1.

Старіння целюлозної ізоляції може утворити значну кількість вологи, якщо ізоляція значно зношена і працює за підвищеної температури. Розподіл вологи в ізоляційній структурі нерівномірний. Найбільша кількість вологи міститься в тонкій ізоляційній структурі, що працює при температурі основної маси масла, особливо при порівняно низькій температурі.

Вміст вологи у витковій ізоляції істотно нижчий, ніж в електрокартонних бар'єрах. Разом з тим, вплив температури провідників обмотки і перепад температури у витковій ізоляції обумовлюють нерівномірний розподіл вологи по товщині, з підвищеною концентрацією вологи в зовнішніх шарах.

У свіжому маслі вода присутня, як правило, в розчиненому вигляді. Розчинність води в різних маслах залежить від їхнього складу, збільшуючись по мірі збільшення вмісту ароматичних вуглеводнів.

Утворення продуктів старіння в окисленому маслі зумовлює появу води гідрата або «зв'язаної», яку практично неможливо виміряти за допомогою стандартних методів визначення розчиненої вологи.

За підвищеної температури частина зв'язаної вологи може перейти в розчинену. Визначальними чинниками старіння масла є присутність кисню і достатньо висока температура, а також наявність каталізаторів. Підвищення

температури на 10 градусів зменшує час критичного окислення масла в 2 рази. Процеси окислення масла значно прискорюються при вмісті кисню >2000÷3000 ppm (об'ємних).

Таблиця 1.1. Поверхнєве оцінювання ступеня можливого зволоження

Джерело	Ступінь зволоження
<p><i>Прямий контакт просоченої маслом ізоляції з повітрям відносної вологості w:</i></p> <p>а) $w = 75\%$ при 20°C</p> <p>б) $w = 40\%$ при 20 °C</p>	<p>Кількість води, що абсорбувалася поверхнею електрокартону</p> <p>1000 мз на глибину 0,5 мм: 13,500 г протягом годин 8,100 г протягом годин</p>
<p><i>Молекулярне натікання вологи:</i></p> <p>Через пори в гумовому ущільненні</p> <p>Через ослаблене ущільнення</p>	<p>До 1-5 г в рік</p> <p>До 30-40 г в рік</p>
<p><i>Натікання вологого повітря</i></p> <p>Зберігання в транспортному стані з маслом вище за рівень обмоток:</p> <p>Нормальне ущільнення</p> <p>Ослаблене ущільнення</p>	<p>15 г в рік</p> <p>600 г в рік</p>
<p><i>Експлуатація негерметичних конструкцій</i></p>	<p>6000 годин в рік</p>
<p><i>Попадання дощу на ослаблене ущільнення</i></p>	<p>200 г за годину у вигляді рідкої води</p>

Окислення масла починається з утворення проміжних продуктів, так званих «вільних радикалів», кількісне оцінювання яких може бути мірою ступеня початкового старіння. Кінцевими продуктами при цьому є продукти конденсації та полімеризації, а також розчинний і нерозчинний шлам.

Кислоти, некіслі полярні з'єднання, металовмісні колоїди і шлами можуть бути віднесені до найбільш агресивних продуктів старіння масла. Шлами є найбільш небезпечними продуктами через те, що вони можуть понизити електричну міцність масла і поверхнєву міцність ізоляції, значно прискорити процес деструкції ізоляції, а також викликати інтенсивне старіння нового масла, залитого в устаткування, в якому є залишкові продукти старіння.

Частина продуктів старіння масла абсорбується целюлозою, збільшуючи її провідність і тангенс кута втрат, прискорюючи при цьому її деградацію.

Гідроліз і піроліз викликають розрив молекул целюлози – деполімеризацію, яку супроводжує утворення фуранових похідних і, зокрема, найбільш стійкого компоненту – фурфуролу. Інтенсивне виділення фуранів відбувається при температурі > 120-130°C.

Окислення целюлози безпосередньо не викликає розрив молекул, але утворює воду, яка прискорює процес гідролітичної деструкції. Продуктами гідролізу є фуранові похідні і вода. Продуктами піролізу є фурани, окисел і двоокис вуглецю, вода і кислоти.

Найбільш вірогідною в умовах робочих температур обладнання є

гідролітична деструкція, енергія активації якої майже в $1,4 \div 2,0$ рази нижча, ніж енергія активації піролізу. Ступінь гідролітичної деструкції практично пропорційний вмісту води і кислот, необхідних для активації і підтримки процесу. Тому для оцінювання ступеня зносу ізоляції варто, окрім температури і часу, враховувати також вміст води і кислот.

На погіршення ізоляції також сильно впливає забруднення механічними домішками. Окрім утворення домішок в результаті старіння і деструкції ізоляції, в маслі можуть бути домішки, які залишилися після виготовлення і монтажу обладнання, а також тертя металевих деталей активної частини, що з'являються в результаті зносу і пошкодження вбудованих маслонасосів, проникнення забруднень з контактору РПН, селикагелевого фільтру, маслоохолоджувачів тощо.

Провідні і полярні частинки в маслі перерозподіляються під дією сил гравітації, потоків масла і, особливо, під впливом електромагнітного поля, що сприяє відкладенню їх в місцях концентрації напруженості поля (на поверхні обмоток, бар'єрів, покриттях введень).

Електрична міцність ізоляції сильно залежить також від вмісту в ній газів. Масло розчиняє всі гази відповідно до закону Генрі і коефіцієнтів розчинності (коефіцієнти Оствальда).

Температурна залежність коефіцієнтів розчинності у деяких газів позитивна, у - інших негативна. Гази розчиняються в целюлозній ізоляції подібно до води, але менш активно. Зазвичай в обладнанні є газові компоненти повітря (азот, кисень, двоокис вуглецю). Внаслідок старіння матеріалів, особливо у разі появи початкового пошкодження, в маслі утворюються окисел і двоокис вуглецю, вуглець і вуглеводні. Найбільш небезпечною є поява бульбашок газу в маслі і в твердій ізоляції.

1.2.2. Зміна механічного стану

Механічне пошкодження обмоток обладнання в експлуатації визначається дією електродинамічних сил – радіальних, осьових і тангенціальних.

Радіальні сили стискають одні обмотки і розтягують інші.

У двохобмотковому обладнанні стискуючим радіальним силам зазвичай піддаються внутрішні обмотки - обмотки НН. Залишкові деформації обмоток під дією стискаючих радіальних сил називаються втратою радіальної стійкості. Вони викликають ослаблення ізоляції обмотки та зниження її електричної міцності.

Осьові сили, що діють в обмотках обладнання при КЗ, можуть викликати втрату осьової стійкості, яка виявляється у значному нахилі провідників відносно початкового положення. Втрата осьової стійкості може призвести до руйнування ізоляції, зростання осьових сил, що пов'язане з виникненням несиметрії обмоток через зсув провідників, внутрішнього короткого замикання.

Можуть також виникати осьовий вигин провідників в прольотах, сповзання проводів шарових обмоток в осьовому напрямі, пошкодження кінцевої ізоляції і опорних (які пресують) конструкцій обмоток.

Внаслідок сходу гвинта у разі гвинтових обмоток через наявність переходів між котушками у разі безперервних обмоток виникають тангенціальні сили, під

дією яких обмотки прагнуть скрутитися.

Це може призвести до зміщення провідників і кінців обмотки, опорної і кінцевої ізоляції, стовпів прокладок і, як наслідок, до внутрішнього КЗ.

1.3 . Методологія діагностування

1.3.1. Концепції обслуговування устаткування

Обслуговування устаткування за даними періодичних випробувань в певному обсязі через визначені проміжки часу (традиційна методологія).

Обслуговування устаткування за його станом з проведенням, на базі досвіду експлуатації, найбільш ефективних випробувань, як правило таких, що не вимагають відключення устаткування.

Обслуговування устаткування за критерієм надійності з урахуванням ризику відмови і його наслідків, що дозволяє оптимально використовувати наявні запаси міцності.

Обслуговування за наслідками функціонального діагностування, спрямованого на оцінку працездатності окремих підсистем обладнання з урахуванням вірогідних дефектів і механізму їх повного розвитку.

1.3.2. Оцінювання стану обладнання за результатами випробувань

Перелік періодичних випробувань приведено в таблиці 1.2. Там же вказано обов'язкові випробування, обумовлені керівним документом «Об'єм і норми випробування електрообладнання»*, а також стандартом ІЕЕЕ.

Таблиця 1.2. Обов'язкові випробування

Компоненти обладнання	Характеристики і параметри, що перевіряються	Нормативні документи	
		Норми [9]	Стандарт ІЕЕЕ
Обмотки, відведення й ізоляція	Коефіцієнт трансформації	▲	▲
Обмотки, відведення й ізоляція	Полярність і група з'єднання	▲	▲
	Опір постійному струму	▲	▲
	Струм холостого ходу	▲	▲
	Втрати холостого ходу	▲	▲▲
	Опір короткому замиканню		▲
	Опір ізоляції	▲	
	Тангенс кута втрат і місткість ізоляції	▲	▲
	Електрична міцність (випробування ізоляції підвищеною напругою)		
	Рівень часткових розрядів	▲	▲
	Перехідні і частотні характеристики	▲	▲
	Вібраційні характеристики	▲	▲
	Вологість твердої ізоляції	▲	
	Стан паперової ізоляції обмоток	▲	▲

Компоненти обладнання	Характеристики і параметри, що перевіряються	Нормативні документи	
		Норми [9]	Стандарт ІЕЕЕ
Обмотки відведення й ізоляція	Коефіцієнт трансформації	▲	▲
	Полярність і група з'єднання	▲	▲
	Опір постійному струму	▲	▲
	Струм холостого ходу	▲	▲▲
	Втрати холостого ходу		
	Опір короткому замиканню	▲	▲
	Опір ізоляції	▲	▲
	Тангенс кута втрат і місткість ізоляції	▲	▲
	Електрична міцність (випробування ізоляції підвищеною напругою)		
	Рівень часткових розрядів	▲	▲
	Перехідні і частотні характеристики	▲	▲
	Вібраційні характеристики	▲	▲
	Вологість твердої ізоляції	▲	▲
	Стан паперової ізоляції обмоток	▲	▲
Пристрій РПН	Коефіцієнт трансформації	▲	▲
	Контактне натиснення	▲	▲
	Момент, що крутить	▲	▲
	Опір елементів струмоведучого контура, струмообмежувальних резисторів і реакторів	▲	▲
	Послідовність дії контактів	▲	▲
	Час перемикання пристроїв	▲	▲
	Герметичність	▲	▲
	Робота приводів і блокувань	▲	▲
	Температура (термограма)	▲	▲
	Коефіцієнт трансформації	▲	▲
	Контактне натиснення	▲	▲
	Момент, що крутить	▲	▲
	Опір елементів струмоведучого контура, струмообмежувальних резисторів і реакторів	▲	▲
	Послідовність дії контактів	▲	▲
	Час перемикання пристроїв	▲	▲
	Герметичність	▲	▲
	Робота приводів і блокувань	▲	▲
	Температура (термограма)	▲	▲

Компоненти обладнання	Характеристики і параметри, що перевіряються	Нормативні документи	
		Норми [9]	Стандарт ІЕЕЕ
Ізоляційне масло	Кінематична в'язкість	▲	▲
	Щільність	▲	▲
	Зовнішній вигляд	▲	▲
	Колір		▲
	Температура спалаху в закритому тиглі	▲	
	Температура застигання	▲	▲
	Зольність	▲	
	Натрієва проба, оптична щільність	▲	▲
	Вміст сірки	▲	
	Випробування корозійної дії $\text{tg}\delta$ при 90 °С	▲	▲
	Кислотне число, міліграм КОН/г	▲	
	Стабільність проти окислення	▲	▲
	Вміст водорозчинних кислот	▲	
	Поверхнєве натягнення	▲	
	Вміст антиокислювальної присадки	▲	▲
	Визначення розчинного і нерозчинного осаду	▲	▲
	Пробивна напруга	▲	▲
	Вологовміст	▲	▲
	Вміст механічних домішок (клас чистоти)	▲	▲
	Розчинені гази	▲	▲
	Кінематична в'язкість	▲	▲
	Зовнішній вигляд	▲	▲
	Колір	▲	▲
	Температура спалаху в закритому тиглі	▲	▲
	Температура застигання	▲	
	Зольність	▲	▲
	Натрієва проба, оптична густина	▲	▲
	Вміст сірки	▲	▲
	Випробування корозійної дії $\text{tg}\delta$ при 90 °С	▲	▲

Компоненти Обладнання	Характеристики і параметри, що перевіряються	Нормативні документи	
		Норми [9]	Стандарт ІЕЕЕ
Ізоляційне масло	Стабільність проти окислення	▲	▲
	Вміст водорозчинних кислот	▲	
	Поверхневий натяг	▲	▲
	Вміст антиокислювальної присадки	▲	▲
	Визначення розчинного і нерозчинного осаду	▲	▲
		▲	▲
	Пробивна напруга	▲	▲
Високовольтні введення	Опір ізоляції		▲
	Tgδ % і місткість ізоляції	▲	
	Тиск (рівень масла)	▲	▲
	Температура (термовісійний контроль)	▲	▲
	Електрична міцність ізоляції (під робочою напругою)	▲	
	Рівень часткових розрядів	▲	▲

Технічний стан оцінюється порівнянням з початковими значеннями, які приймають відповідно до значення в паспорті або протоколі заводських випробувань; даних про введення в експлуатацію нового устаткування (експлуатаційні випробування); даних після ремонту на спеціалізованому підприємстві; даних попередніх випробувань.

1.3.3. Система двоступеневих профілактичних випробувань (обслуговування за станом)

Така концепція випробувань є логічним розвитком традиційної системи на базі застосування найбільш ефективних методів, а також впровадження нових методів діагностування.

На першому етапі – «індикація стану» – головним завданням є виявлення устаткування, яке працює нормально, за допомогою методів, обґрунтованих досвідом експлуатації, таких, що не вимагають відключення устаткування. Основу таких випробувань складають аналізи проб масла (вимірювання вмісту продуктів деградації матеріалів, вологи, домішок, продуктів старіння масла). Відзначені випробування виконуються періодично, зазвичай, не рідше одного разу на рік.

На другому етапі – «діагностування стану» – виконуються спеціальні випробування і перевірки, які дозволяють визначити причину виявленої аномалії, локалізувати її і відповісти, чи можна і на яких умовах продовжувати подальшу експлуатацію.

Типовим прикладом системи двоступеневих діагностичних випробувань є представлена в таблиці 1.3 система випробувань, що розроблена в Національній Магістральній мережі Великобританії (National Grids).

Таблиця 1.3. Система двоступеневого діагностування обладнання

Мета випробувань	Визначувані характеристики	Виявні дефекти та стан ізоляції
<i>Поточні періодичні випробування</i> з метою виявлення початкових пошкоджень і оцінювання загального стану: щонайменше щорічний аналіз проб масла з нижньої і верхньої частин бака	Розчинені гази Вміст вологи Кислотне число Фурані Феноли Крезолі Радіозавади Термовідлення	Індикація пошкоджень, що розвиваються Індикація стану масла Індикація деградації паперу, бар'єрної та конструкційної ізоляції
<i>Спеціальні випробування</i> з метою діагностування і детального обстеження: – при незадовільних результатах поточних випробувань; – при спрацьовуванні захисту від внутрішніх пошкоджень; – при небезпечному зовнішньому вигляді.	Частотний аналіз перехідних функцій Тангенс кута діелектричних втрат ізоляції Поляризаційний спектр або вимірювання відновлюваної напруги Опір обмоток постійному струму	Визначення деформації обмоток Оцінювання загального стану ізоляції Загальне оцінювання зволоження ізоляції, а також індикація старіння паперу та масла
<i>Спеціальні випробування:</i> – при оцінці залишкового ресурсу; – при переміщенні обладнання; – до і після обробки масла (для оцінювання ефективності процесу обробки масла)	Акустична локація Вимірювання напруги радіоперешкод (RIV) з використанням високочастотного обладнання струму Струм намагнічення Коефіцієнт трансформації Опір ізоляції Візуальна інспекція (безпосередня або за допомогою ендоскопа)	Виявлення пошкоджень (обриву) провідників і проблем з контактами РПН Виявлення наявності розрядів у маслі Визначення стану заземлення магнітопроводу Визначення необхідності ремонту або заміни устаткування

1.3.4. Приклади сучасного діагностичного обладнання

До сучасного діагностичного електричного обладнання можна віднести прилад HYDROCAL 1008 (рис. 1.1). Цей прилад здійснює багатокритеріальне функціональне діагностування різних видів силового оливонаповненого високовольтного електричного обладнання.

HYDROCAL 1008 здійснює моніторинг силових трансформаторів (контроль напруг, струмів високовольтної та низьковольтної обмоток); контроль температури та має аналогові входи для підключення сенсорів, має цифрові фільтри. Схеми підключення показано на рис. 1.2.



Рис. 1.1. Прилад Hydrocal 1008 та його функціональні можливості

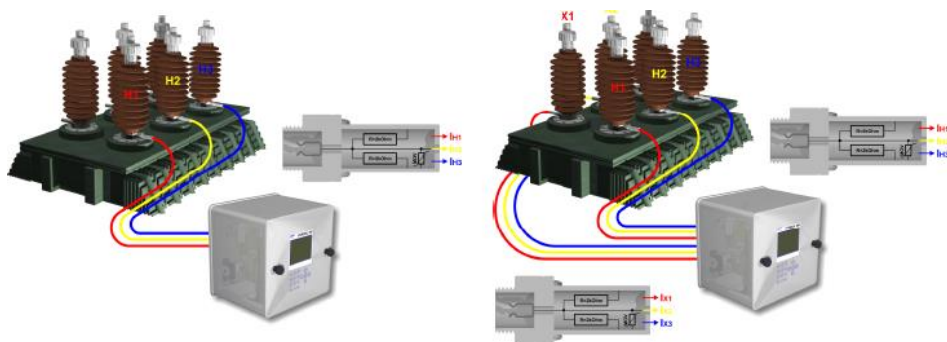


Рис. 1.2. Підключення сенсорів до приладу Hydrocal 1008

Прилад HYDROCAL 1008 це перманентна встановлювана система багатостороннього аналізу газу в трансформаторній оливі з функціями моніторингу трансформатора. Вона дозволяє здійснювати індивідуальні вимірювання вологи і ключових газів, таких як водень (H_2), чадний газ (CO), вуглекислий газ (CO_2), метан (CH_4), ацетилен (C_2H_2), етилен (C_2H_4) і етан (C_2H_6), розчинених у трансформаторній оливі трансформаторів або шунтових реакторів. Водень (H_2) викликає майже всі неполадки ізоляційної системи силових трансформаторів, чадний газ (CO) є ознакою наявності погіршення якості паперу/целюлози, наявність та підвищення вмісту ацетилену (C_2H_2) і етилену (C_2H_4) визначає походження такого пошкодження, як перегрів, частковий розряд або утворення дуги високої напруги. Прилад може слугувати компактною системою моніторингу трансформатора або шунтового реактора шляхом інтеграції, або приєднання інших сенсорів, що знаходяться на трансформаторі, через його аналогові входи: 4 аналогові входи 0,4-20 мА постійного струму та 6 аналогових входів 0,4-20 мА змінного струму.

Прилад CPC 100 виробництва фірми OMICRON Electronics (рис. 1.3) призначений для діагностування різного електричного обладнання, тому є універсальним сучасним приладом. CPC 100 дозволяє визначити технічний стан такого обладнання, як електричні генератори, силові та вимірювальні трансформатори, електричні двигуни, котушки Роговського та багато іншого.

Діагностування вимірювальних трансформаторів струму (ВТС) з використанням CPC 100 допомагає виявити дефекти, викликані порушеннями вимог перевезення, помилками введення ВТС в роботу, помилками

підключення, порушеннями під час виготовлення, неякісним обслуговуванням, погіршенням класу точності, короткими замиканнями, намагніченням магнітопроводу, пошкодженням вторинної обмотки, пошкодженням ізоляції.

Прилад CPC 100 автоматично розмагнічує осердя ВТС після діагностування, вимірює опір обмоток, коефіцієнт обмеження точності (ALF), коефіцієнт потужності та коефіцієнт розсіювання.

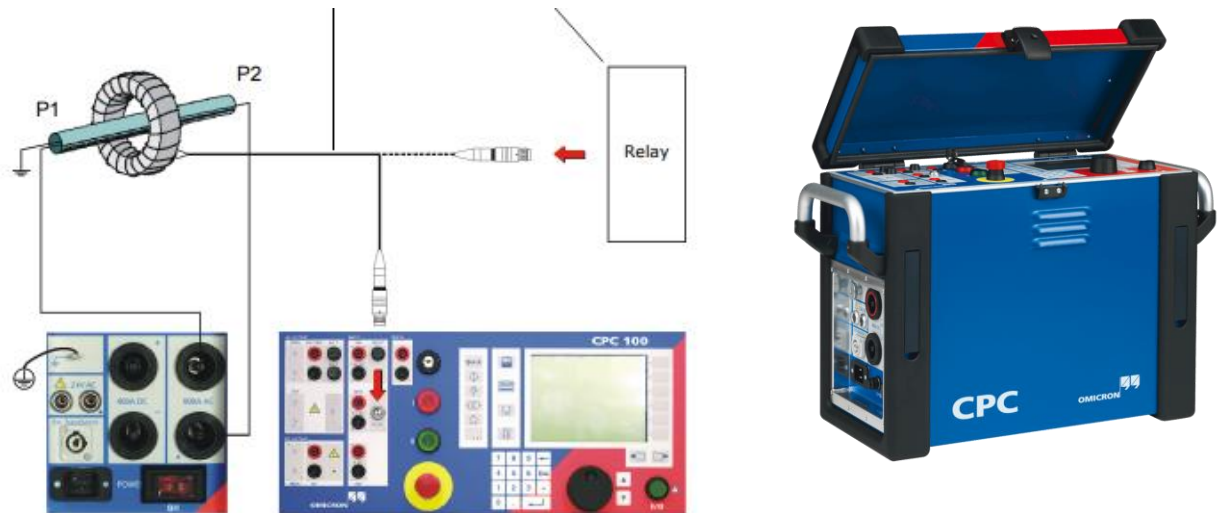


Рис. 1.3. Прилад CPC 100

Більшість відмов ВТС трапляються під час електричних перенапруг. Зазвичай електричні перенапруги викликані: грозою, ферорезонансами, комутаціями.

У високовольтному та у надвисоковольтному обладнанні здійснюється моніторинг стану ізоляції ВТС з метою забезпечення високих значень діелектричних параметрів від час всього часу експлуатації.

Випробування силових трансформаторів здійснюється з використанням лише одного приладу CPC 100.

У силових трансформаторів за допомогою приладу CPC 100 перевіряють технічний стан обмоток, стан РПН, стан високовольтних введів, стан системи охолодження, стан осердя тощо.

За допомогою приладу CPC 100 здійснюють вимірювання опору обмоток силового трансформатора. Процес вимірювання автоматизований. Під час вимірювання опору автоматично розряджається індуктивна енергія, яка накопичена в обмотках. Це робить вимірювання безпечними.

Після відключення трансформатора або після застосування тестових сигналів постійного струму осердя трансформатора залишається намагніченим. Це може спричинити проблеми під час подальших діагностичних вимірювань. CPC 100 повністю розмагнічує осердя трансформатора.

Вимірювання коефіцієнта потужності та коефіцієнта розсіювання силових трансформаторів та високовольтних введів CPC 100 в широкому діапазоні частот (крім частоти живлення) допомагає краще оцінити технічний стан ізоляції, наприклад, виявити, що саме зволожено, чи целюлоза, чи трансформаторна олива.

Динамічне вимірювання опору є додатковим вимірюванням для оцінювання технічного стану контактів та приводу РПН.

Прилад СРС 100 дозволяє визначити технічний стан системи заземлення.

У разі несправності заземлення виникає небезпечне значення напруги кроку і дотику. Використання приладу СРС 100 довело його високі параметри під час визначення технічного стану заземлювального пристрою.

Також вимірюється напруга дотику. В цьому пристрої використовується селективна частота вимірювання для ефективного придушення завад.

Прилад СРС 100 також використовується для діагностування обертових машин, тому що обертові машини (генератори, двигуни) є вкрай важливими видами електричного обладнання в промисловості. Двигуни та генератори піддаються впливу високих температурних, механічних та електричних навантажень, що відображається на їхній надійності та тривалості експлуатації.

Передчасне їх пошкодження може призвести до значних економічних втрат через несподівані відключення. Щоб ефективно планувати технічне обслуговування, важливо мати точну інформацію про стан такого обладнання.

Результати вимірювань приладом СРС 100 можна порівняти з результатами попередніх вимірювань, з результатами заводських приймальних випробувань або з результатами випробувань різних фаз діагностованого обладнання.

Крім того, є можливість водночас виміряти параметри часткового розряду, що дозволяє більш детально діагностувати тип несправності ізоляції.

Прилад СРС 100 дає змогу вимірювати такі діагностичні параметри обертових машин: коефіцієнт потужності, коефіцієнт розсіювання при 50 Гц, коефіцієнт потужності та коефіцієнта розсіювання на різних частотах тестового сигналу, опір постійного струму до 400 А.

Механічне напруження в обмотках ротора спричиняє несправності - короткі замикання. Це може призвести до магнітного дисбалансу. Це викликає більш високі коливання валу, що спричиняє більше напруження на підшипниках і може потенційно пошкодити їх.

Прилад СРС 100 бере участь у діагностуванні елегазових вимикачів. Для введення в експлуатацію елегазових вимикачів необхідно переконатись у справному технічному стані такого вимикача.

Прилад СРС 100 дозволяє створити резонансну схему. Така тестова система складається з випробувального трансформатора НВ, конденсатора зв'язку та з блоку управління потужністю. Випробувальний трансформатор НВ та конденсатор зв'язку повинні бути підключені безпосередньо до СРС 100.

Все ширше використовуються мікропроцесорні мегомметри іноземного виробництва напругою 5 кВ або 10 кВ, які дозволяють вимірювати активний опір ізоляції (рис. 1.4).



Рис. 1.4. Мікропроцесорні мегомметри

Високовольтний міст змінного струму СА7100 призначений для вимірювань електричної ємності і тангенса кута діелектричних втрат в ізоляції високовольтного обладнання, а також для вимірювання напруги і частоти змінного струму, опору постійному струму. СА 7100 застосовується для контролю ізоляції та для вимірювання параметрів ізоляції електротехнічного, електронного обладнання та їх компонентів при виробництві та експлуатації; повірці, калібруванні, метрологічній атестації й під час випробування засобів вимірювальної високовольтної техніки (рис. 1.5).



Рис. 1.5. Високовольтний міст змінного струму СА 7100.

Питання для самоконтролю

1. За якої температури відбувається інтенсивне виділення фуранів?
2. Які чинники впливають на погіршення ізоляції?
3. Перерахуйте основні джерела зволоження.
4. Що може бути мірою ступеня початкового старіння трансформаторної оливи?
5. Що називають втратою радіальної стійкості обмотки?
6. До яких наслідків може призвести втрата осьової стійкості обмоток трансформаторного обладнання?
7. Якими є концепції обслуговування устаткування?
8. Як оцінюється технічний стан об'єкта?
9. Перерахуйте обов'язкові випробування, які проводять для оцінювання стану електрообладнання.
10. На яких методах базується система двоступеневих профілактичних випробувань?
11. З чого складається система двоступеневого діагностування обладнання?
12. Назвіть перелік випробувань для оцінювання стану обладнання.
13. Які ви знаєте спеціальні випробування в системі двоступеневого діагностування обладнання?
14. Від чого залежить електрична міцність ізоляції?

2. КОНЦЕПЦІЯ ТА ПРИЙОМИ ФУНКЦІОНАЛЬНОГО ДІАГНОСТУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

2.1. Концепція функціонального діагностування

Концепція розроблена робочою групою СИГРЕ, перш за все, для оцінювання стану устаткування після тривалої експлуатації. Вона заснована на таких положеннях:

1. Діагностоване обладнання розглядається як ряд функціональних систем, стан яких забезпечує виконання головних функцій: передачу електромагнітної енергії, збереження електричної міцності ізоляції, механічної міцності обмоток і цілісності струмоведучої системи.

2. Основою системи контролю і діагностування є функціональна модель дефектів, яка визначає вірогідні дефекти або чутливі зони в даній конструкції за даних умов експлуатації на базі аналізу особливостей конструкції та причин відмов в експлуатації і, відповідно, мети і завдання діагностування.

3. Оцінювання стану устаткування здійснюється у формі системи запитів про стан його функціональних підсистем з урахуванням можливого сценарію розвитку дефектного стану у відмову.

4. Програма технічного обстеження концентрується на виявленні вірогідних дефектів шляхом використання груп методів, що характеризують конкретний дефект.

5. Щонайменше дві діагностичні процедури необхідні для того, щоб підтвердити наявність дефекту і оцінити його кількісно.

Оцінювання стану устаткування здійснюється, в основному, в робочих умовах, особливо в граничних умовах відносно навантаження, температури, напруги. Така методологія не вимагає обов'язкової інформації про попередні характеристики, але обов'язково вимагає розуміння конструкції устаткування і наявності інформації про попередні критичні режими. Аналіз конструкції є першою процедурою діагностування.

Комплексне діагностичне обстеження здійснюється з метою перевірки функціональної працездатності всіх підсистем обладнання і визначення необхідності виконання капітального ремонту обладнання.

В таблиці 2.1 наведено напрями оцінювання стану обладнання під час комплексного функціонального діагностування.

2.2. Прийоми діагностування

2.2.1. Порівняння з початковими даними

Порівняння з початковими даними випробувань, переважно, бездефектного устаткування є найбільш поширеним діагностичним прийомом.

Деякі характеристики можуть бути властиві лише даному типу устаткування або даному виробу. До них відносяться: дані вимірювання за методом аналізу частотних характеристик: визначення перехідних функцій при подачі на вхід обмотки імпульсів ЧР, імпульсної напруги або напруги змінної

частоти широкого спектру; спектр вібраційних характеристик і спектральний аналіз високовольтного масла.

Таблиця 2.1. Оцінювання стану обладнання під час функціонального діагностування

Загальний стан
Тепловий стан: тепловіддача і справність охолоджувачів; перегрівання масла і обмоток; зовнішні нагриви в зонах концентрації поля розсіювання; незвичайні шуми і вібрація; симптоми аномалій, що викликають деструкцію ізоляційних матеріалів; симптоми аномального внутрішнього нагріву, іскріння або розрядів
Електрична ізоляція – ступінь старіння масла й ізоляції
Оцінювання можливих джерел прямого проникнення води. Оцінювання можливих джерел аномального забруднення (металеві частинки з системи охолодження, контактора РПН і ін.). Рівень забруднення масла вологою і механічними домішками. Ступінь зволоження твердої ізоляції (бар'єрів). Оцінювання можливості значного зниження електричної міцності ізоляції при пониженні температури. Вірогідність забруднення ізоляційних поверхонь провідними домішками. Поява ЧР при робочій напрузі. Ступінь зволоження виткової ізоляції (можливість виділення бульбашок пари при перевантаженні). Симптоми аномального перегріву (піролізу ізоляції). Характер процесу старіння (нормальний - аномальний) і ступінь старіння масла. Можливість виділення осаду в період між випробуваннями. Можливість прискореної деструкції виткової ізоляції.
Механічний стан
Симптоми локального ослаблення пресування магнітопроводу. Вірогідність аномального зниження сили пресування обмоток. Симптоми деформації обмоток, що піддаються небезпечним діям при КЗ.
Стан РПН
Справність; правильність установки і послідовності роботи. Симптоми аномального механічного зносу компонентів. Симптоми зашламління і перегріву контактів, включаючи контакти контактора. Рівень забруднення масла вологою і домішками.
Стан високовольтних введень
Наявність перегріву контактів, локальних перегрівів і розрядів. Наявність локальних дефектів в основі. Наявність внутрішніх ЧР. Можливість помітного старіння паперово-масляної ізоляції. Можливість прямого проникнення води. Ступінь старіння масла, наявність провідних компонентів і води. Симптоми утворення напівпровідного нальоту на поверхнях покриттів.

2.2.2. Аналіз тенденції зміни характеристик

Для багатьох профілактичних і діагностичних випробувань тенденція зміни параметрів є цінною додатковою інформацією. Окремою діагностичною характеристикою є швидкість зміни параметра в часі.

Тоді ж як відсутність явної тенденції зміни параметрів не завжди є показником нормального стану.

2.2.3. Статистичний метод

Виділяється устаткування, кількісне значення характеристик якого потрапляє в 10- або 5-відсотковий статистичний інтервал нормального розподілу. Відповідно, 90 або 95% вибірки відноситься до нормального стану.

2.2.4. Кількісне визначення стану. Модель дефекту

Цей метод є основним у методології функціонального діагностування. Метод полягає у визначенні характеристик, властивих лише такому дефекту. Він дозволяє зробити не тільки надійний висновок про наявність дефектного стану, але й у ряді випадків оцінити дефектну область кількісно. Далі створюються «моделі дефектів» у вигляді специфічних областей зміни числових результатів тестів для типових дефектів і, нарешті, встановлюються критерії для «меж моделей дефекту» за умови працездатності обладнання.

2.2.5. Ранжирування устаткування за станом

Метод набув розповсюдження для оцінювання залишкового терміну служби великого числа (групи) обладнання після тривалої експлуатації. Він включає кількісну градацію ознак можливого стану, визначених на підставі експертних оцінок на базі аналізу особливостей конструкції, умов і досвіду експлуатації, особливо видів і причин відмов, а також результатів випробувань. При цьому виявляється устаткування, що вимагає особливої уваги або заміни.

2.2.6. Складання моделі дефектів

Вірогідність виникнення і розвитку дефекту залежить від особливостей конструкції (початкові запаси міцності, чутливість до погіршення в експлуатації), а також від конкретних умов роботи устаткування.

Модель дефектів являє собою перелік можливих дефектів і пошкоджень в даному функціональному вузлі обладнання і вірогідний сценарій розвитку дефекту аж до відмови устаткування.

Можливий алгоритм складання моделі дефектів включає:

- складання функціональної схеми обладнання з урахуванням його основних підсистем і компонентів;
- визначення видів можливих дефектів і пошкоджень за поданим аналізом причин відмов і несправностей в аналогічному устаткуванні;
- визначення найбільш чутливих зон у конструкції на основі аналізу її особливостей;
- уточнення вірогідних дефектів і пошкоджень за даними аналізу умов експлуатації;
- визначення вірогідного сценарію розвитку пошкодження повного устаткування, а також можливих наслідків відмови.

2.2.7. Аналіз конструкції

Аналіз конструкції є ключовою процедурою для розуміння структури

обладнання і основних функцій його компонентів, оцінювання чутливості до можливого погіршення стану в процесі експлуатації, а також визначення моделі вірогідних дефектів, що дозволяє оптимізувати програму діагностичних випробувань і вибрати найбільш ефективні методи.

Предметом аналізу є:

- ідентифікація типу обладнання, його призначення, технічні вимоги до нього і основні технічні дані;

- ідентифікація складу і структури обладнання, зокрема особливостей магнітної системи, схеми розташування і з'єднання обмоток, структури головної ізоляції, наявності і розташування магнітних шунтів; типів і розташування високовольтних введень вузла регулювання напруги (тип і розташування регулювальної обмотки, тип і розташування перемикаючих пристроїв), системи охолодження, системи захисту масла від вологи і окислення; засобів управління;

- основні параметри за наслідками заводських випробувань, і навіть струм і втрати холостого ходу, втрати і напруга короткого замикання на номінальному і крайніх положеннях перемикаючого пристрою, опір обмоток постійному струму; перегрів обмоток, масла і магнітопроводу над навколишнім середовищем (дані випробувань на нагрів);

- визначення зон, що мають мінімальні запаси електричної міцності;

- оцінювання запасів міцності і стійкості обмоток при дії струмів КЗ за заданими умовами експлуатації;

- оцінювання конструктивних особливостей і «чутливих зон» встановлених високовольтних введень і перемикаючих пристроїв;

- оцінювання контролепридатності конструкції, зокрема особливостей, що впливають на чутливість діагностичних характеристик;

- аналіз експлуатаційної надійності конструкції, видів і причин відмов.

Систематизований перелік відмов і дефектів, виявлених за наслідками випробувань або оглядів при ремонтах, є найбільш цінним джерелом інформації і основним матеріалом для розробки моделі дефектів. Першорядним завданням системи діагностування є виключення відмов, що повторюються. Беруть до уваги відмови однотипного і подібного устаткування (подібних вузлів), зокрема однотипних введень і пристроїв РПН.

2.3. Оцінювання умов експлуатації устаткування

Оцінюються особливості нормального режиму, аномальних, зокрема аварійних, режимів, а також незвичайні умови експлуатації.

2.3.1. Особливості конструкції, що впливають на діагностичні параметри

Заземлений електростатичний екран між обмотками знижує чутливість діелектричних характеристик до зміни стану твердої ізоляції.

Наявність у структурі ізоляції діелектричного матеріалу з підвищеними діелектричними втратами, наприклад, в опорній ізоляції нейтрального краю обмотки, може шунтувати і маскувати зміну стану головної ізоляції.

Резистор у ланцюзі заземлення магнітопроводу може викликати

спотворення електричних характеристик ізоляції, наприклад, збільшення тангенса кута втрат ділянки «обмотка НН-магнітопровід» і зниження тангенса кута втрат ділянки між обмотками.

Види пошкоджень і відповідні діагностичні характеристики представлені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2. Види пошкоджень і відповідні діагностичні характеристики

Механізм пошкодження	Види дефектів	Діагностичний параметр
Електромагнітні сили, викликані струмом КЗ, змінюють геометрію обмотки і, відповідно, величину реактансу розсіювання	Деформація обмотки	Реактанс розсіювання
Пошкодження ізоляції утворює контур, зчеплений з основним магнітним потоком. Результуючий циркулюючий струм викликає збільшення активного й індуктивного компонентів струму намагнічення і зростання втрат Х. Х.	Міжвиткове замикання: а) повне замикання двох або декількох витків; б) замикання двох або декількох паралельних провідників, що належать різним виткам	Струм намагнічення і втрати Х. Х.
Пошкодження ізоляції утворює контур, зчеплений з потоком розсіювання. Результуючий циркулюючий струм викликає збільшення додаткових втрат в досвіді КЗ	Замикання паралельних провідників; виткові замикання в обмотках обладнання, вбудованих в діагностоване обладнання реакторів і регулювального обладнання; пошкодження ізоляції пресуючих гвинтів	Додаткові втрати КЗ
Погіршений контакт і перегрів контактів відведень РПН або ПБВ викликають утворення плівки, ерозію поверхонь, збільшення перехідного опору	Перегрів і ерозія контактів	Опір постійному струму
Механічний зсув або перегрів провідника викликає його обрив або перегорання і зміну опору струмоведучого кола	Обрив кола	Струм намагнічення і втрати Х. Х.; опір постійному струму

Механізм пошкодження	Види дефектів	Діагностичний параметр
Механічні дії або перезбуджування можуть викликати пошкодження ізоляції елементів магнітопроводу і утворення контура, зчепленого з основним магнітним потоком. Результуючий циркулюючий струм викликає збільшення активного й індуктивного компонентів струму намагнічення і зростання втрат Х. Х.	Закорочування листів електротехнічної сталі, порушення ізоляції стягнутих шпильок, ярмових балок тощо, коли в результаті цього утворюються контури короткозамкннутих витків, зчеплених з основним потоком; неправильне заземлення магнітопроводу; міжвиткові замикання і замикання паралельних провідників, що належать різним виткам; порушення ізоляції пресуючих гвинтів, зсув обмоток, а також дефекти РПН, що викликають зміну магнітного опору на ділянці магнітного ланцюга	Струм намагнічення і втрати Х. Х.

Чутливість опору КЗ пари обмоток до виявлення радіальної деформації обмотки знижується в міру збільшення відстані між обмотками (з підвищенням класу напруги).

Чутливість електричних характеристик ізоляції до вологовмісту твердої ізоляції знижується в міру збільшення ізоляційного проміжку внаслідок збільшення впливу масла.

Збільшення відкритої поверхні ізоляційних деталей (бар'єрів) сприяє інтенсивнішій адсорбції газів і продуктів старіння масла. Це призводить до зниження концентрації газів у маслі після відключення обладнання.

Питання для самоконтролю

1. На яких положеннях заснована концепція функціонального діагностування?
2. З якою метою здійснюється комплексне діагностичне обстеження?
3. Що є основою системи контролю і діагностування?
4. Які є прийоми діагностування?
5. Опишіть статистичний метод.
6. За якими показниками діагностується стан високовольтних введень?

7. У чому полягає метод кількісного визначення стану?
8. Як проводиться ранжирування устаткування за станом?
9. Що включає в себе алгоритм складання моделі дефектів?
10. Від чого залежить вірогідність виникнення і розвитку моделі?
11. Що є предметом аналізу конструкції?
12. Які особливості конструкції впливають на діагностичні параметри?
13. Який діагностичний параметр визначає перегрів і ерозію контактів?
14. Від чого знижується чутливість електричних характеристик ізоляції до вологовмісту твердої ізоляції?
15. Які бувають види пошкоджень?

3. ДІАГНОСТИЧНІ ПАРАМЕТРИ ТА МЕТОДИ ЇХ КОНТРОЛЮ

3.1. Діагностичні характеристики, засновані на вимірюванні електромагнітних параметрів обладнання

Виникнення дефектів і пошкоджень у певних випадках обумовлює зміну активного й індуктивного опорів обмоток, а також струму і втрат холостого ходу, так що електромагнітні параметри обладнання можуть служити ефективними діагностичними характеристиками.

Характерні дефекти виявляються за допомогою вимірювання струму і втрат холостого ходу; струму, втрат і опору короткого замикання, а також зміни опору обмоток постійному струму.

3.1.1. Визначення коефіцієнта трансформації

Результати вимірювання порівнюються з розрахунковими або паспортними даними. Результати вимірювань вважаються задовільними, якщо відхилення від паспортних значень не перевищує 2%. Очевидно, що в процесі експлуатації коефіцієнт трансформації може змінитися лише внаслідок пошкодження, а відхилення, що допускається, обумовлене в основному погрішністю вимірювання. У випадках, якщо напруга регульовального ступеня менше 2%, а також для перевірки якості ремонту із заміною обмоток, така точність вимірювання може бути недостатньою. Стандарт ЕЕЕ визначає допустиме відхилення не більше $\pm 0,5\%$.

Проте і така точність також може бути недостатньою, наприклад, при визначенні числа «витки» в a ступенях регульовальних обмоток, а також в обмотках ВН з великим числом витків.

3.1.2. Вимірювання втрат і струму холостого ходу

Втрати і струм холостого ходу при номінальній напрузі є важливими характеристиками для контролю якості виготовлення, а також ремонту обладнання, що вимагає розширтки верхнього ярма магнітопроводу.

Для трифазного обладнання значення втрат не повинне відрізнятися від паспортного (результатного) більш ніж на 5%. Для однофазного обладнання відмінність набутих значень від результатних не повинна бути більше 10%.

Разом з тим, рівномірне збільшення втрат при вимірюваннях на зниженій напрузі після років експлуатації спостерігається часто в бездефектному устаткуванні

При оцінці зміни струмів холостого ходу варто враховувати, що в більшості випадків дефектний стан характеризується відмінністю між значеннями струмів в крайніх фазах або у порівнянні з попередніми вимірюваннями більш ніж на 10%.

3.1.3. Вимірювання опору короткого замикання

Оцінку стану обмоток обладнання проводять шляхом порівняння визначених по фазах даних із даними попередніх вимірювань. Значення відносної зміни опору КЗ при виникненні деформації обмотки залежить від конструкції обладнання. Але граничне відхилення нормується на рівні 3%.

3.1.4 Вимірювання втрат короткого замикання

Потоки від потоку розсіювання можуть служити ефективною діагностичною характеристикою для визначення замикання паралельних провідників в обмотках. Деформація обмотки або її частин викликає істотні зміни втрат.

Діагностичні вимірювання втрат від потоку розсіювання ефективно реалізовані у методі визначення частотної залежності втрат в діапазоні частот 20 – 600 Гц.

3.1.5. Вимірювання опору обмоток постійному струму

Вимірювання виявляє погіршення контактів, особливо в місцях приєднання відведень до введень, а також розімкнених контактів РПН.

Можливими дефектами в обмотці можуть бути обрив або замикання паралельних провідників, паяння, що лопнуло (переміжний контакт або обрив). Такі явища зазвичай приводять до зміни опору на декілька відсотків.

Перегрівання й ерозія контактів викликає збільшення початкової величини перехідного опору в декілька разів.

Початкове значення опору розімкнених контактів РПН складає зазвичай 40÷200 мкОм. Збільшення перехідного опору контакту в 3÷4 рази може бути ознакою дефектного стану, після чого можна чекати лавиноподібного наростання опору. На цій стадії стан контактів може бути покращений за допомогою багатократного перемикавання. Збільшення перехідного опору в 5÷10 разів може бути зумовлене вже незворотною ерозією поверхонь. Для відновлення нормального стану потрібна спеціальна механічна обробка або заміна контактів.

Причинами зростання опору в елементі контура є:

- слабкий контактний натиск;
- підгоряння контактів контактора;
- зношування контактів вибирача РПН унаслідок зношування рухомих контактів або тривалої роботи в одному положенні;
- неякісне затягування болтових з'єднань або погане пресування пресованих контактів відведень.

Для оцінювання стану контактів використовуються:

- значення опорів, виміряних при різних положеннях реверсора;
- різниця між опорами, виміряними на парних і непарних ступенях РПН;
- характер зміни опору при збільшенні або зменшенні числа витків щодо основного положення. Опори обмоток трифазного обладнання,

зміряні на однакових відгалуженнях різних фаз при однаковій температурі, не повинні відрізнятися більш ніж на 2%.

3.2. Характеристики ізоляції

3.2.1. Можливість виявлення дефектів по характеристиках ізоляції

Можливості виявлення дефектів в різних ізоляційних проміжках істотно відрізняються.

Виявити зміни стану повздожньої ізоляції за допомогою характеристик ізоляції практично неможливо.

Чутливість характеристик ізоляції до зміни стану твердих компонентів залежить від питомої частки ізоляції і питомої місткості дефектної ділянки.

При оцінці характеристик маслбар'єрної ізоляції враховуються такі початкові характеристики основних компонентів.

Діелектричні втрати при постійній і змінній напругах визначаються так, щоб виконувалась умова пропорційності електропровідності масла та тангенсу кута дельта діелектричних втрат.

В реальній конструкції обладнання результат вимірювання характеристик ізоляції залежить від стану твердої ізоляції, масла, поверхні ізоляції, а також від співвідношення частки рідкого і твердого діелектрика та їх розташування в ізоляційному проміжку.

У більшості випадків вплив поверхневої складової на результат вимірювання є істотним лише при сильному забрудненні.

3.2.2. Тангенс кута діелектричних втрат і міцність ізоляційного проміжку

Для маслбар'єрної ізоляції тангенс кута діелектричних втрат при промисловій частоті може бути представлений у вигляді суми з двох складових, одна з яких залежить від тангенса кута втрат картону, а інша - від тангенса кута втрат масла:

$$\text{tg}(\delta) = K_0 \cdot \text{tg}(\delta_K) + K_M \cdot \text{tg}(\delta_M). \quad (3.1)$$

Коефіцієнти K_0 і K_M , враховують, відповідно, частку картону і масла в ізоляційному проміжку.

Коефіцієнт K_0 в зоні міжобмотувальної ізоляції потужного обладнання зазвичай складає $0,4 \div 0,6$.

При вимірюванні $\text{tg}\delta$ без масла чутливість вимірюваної характеристики до зміни стану бар'єрів підвищується на $20 \div 30$ %.

Залежність тангенса кута діелектричних втрат сухої або малозволоженої ізоляції від температури має U-подібний характер внаслідок екрануючого впливу вологи на іони домішок, що відповідають за зміну провідності і $\text{tg}(\delta)$ целюлози. У діапазоні температур $20 \div 70^\circ\text{C}$ значення $\text{tg}\delta$ не перевищує 0,5%. Тому значення $\text{tg}(\delta_K) < 0,5$ % може бути прийнято як норма для малозволоженої ізоляції.

Інформація про нормовані значення $\text{tg}(\delta)$ ізоляції обладнання наведена в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1. Нормовані значення $\text{tg}(\delta)$ ізоляції обладнання

Дефект	Вимірювання діелектричних параметрів
<p>Підвищена вологість виткової ізоляції</p> <p>Підвищена (> 1 - 1,5%) вологість бар'єрної ізоляції</p> <p>Поверхнєве забруднення бар'єрів</p> <p>Забруднення масла в ізоляційних проміжках</p> <p>Забруднення ізоляції в проміжку «обмотка ВН-бак»</p> <p>Високий вміст вологи в маслі</p>	<p>Практично не виявляється через значний вміст в порівнянні з місткістю відповідного проміжку головної ізоляції</p> <p>Експоненціальне зростання $\text{tg}\delta$ і експоненціальне зниження $R_{\text{із}}$ зі збільшенням вологості і підвищенням температури</p> <p>Пониження $\text{tg}\delta$ при вимірюванні по прямій схемі в проміжку між обмотками</p> <p>Зростання $\text{tg}\delta$ і зниження $R_{\text{із}}$ проміжку «обмотка ВН-бак»; зростання $\text{tg}\delta$ і порівняно високе $R_{\text{із}}$ проміжку між обмотками при підвищенні температури</p> <p>$\text{tg}\delta$ проміжку «обмотка ВН-бак» помітно вище, ніж проміжку між обмотками</p> <p>Різде зниження $R_{\text{із}}$ проміжку «обмотка ВН-бак» при пониженні температури нижче 20 °С</p>

Таблиця 3.2. Допустимі значення $\text{tg}(\delta)$ ізоляції трансформаторів

Нормативні документи	Випробування	Схеми вимірювання і допустимі значення
Норми випробовувань високовольтного обладнання	Нове устаткування і після капремонту, при незадовільних результатах випробувань масла і (або) ХАРГ, а також в об'ємі комплексних випробувань	По схемах на заводі, а також по зонах ізоляції з під'єднуванням висновку «екран» до вільної обмотки або бака Задовільно, якщо $\text{tg}\delta < 1\%$, при $t = 20 \text{ C}^0$. Для обладнання, що знов виводиться, і після капремонту погіршення не більше ніж на 50 % початкових значень
ЕЕЕ	Нове устаткування: періодичні випробування Діагностичні випробування Випробування після ремонту	Вимірювання кожної доступної ділянки ізоляції із застосуванням прямих вимірювань, а також комбінації вимірювань і розрахунків Для нового устаткування $d \leq 0,5 \%$ при 20 C ⁰ , - у експлуатації $< 1\%$
EPRI, експертна система	Діагностичні випробування	0,4 % - хороший стан; 0,9% - неприпустимо

Бездефектний стан ізоляції різних ізоляційних проміжків повинен відповідати таким критеріям:

– міцність ділянки залишається практично незмінною, дещо знижуючись після нагріву (особливо в проміжку ВН-бак) внаслідок деякого зниження діелектричної проникності масла;

– $\text{tg}(\delta)$ ділянки обмотка ВН-бак в температурному діапазоні $20\pm 70^\circ\text{C}$, скоректований на величину $\text{tg}(\delta)$ введів, не повинен перевищувати значення:

$$0,2 + 0,6 \cdot \text{tg}(\delta_M), \%$$

де $\text{tg}(\delta_M)$ – значення тангенса кута діелектричних втрат масла при температурі вимірювання.

$\text{tg}\delta$ ділянки «ВН-НН» в температурному діапазоні $20-70^\circ\text{C}$ не повинен перевищувати значення:

$$0,3 + 0,5 \text{tg}\delta_M;$$

дефектний стан може характеризуватися також пониженням $\text{tg}\delta_{\text{ВН-НН}}$ у разі сильного забруднення бар'єрів.

Ділянка «обмотка НН-бак» часто включає ізоляційні деталі, виконані з бакеліту, дерева, ламінуючої деревини тощо, початкові значення $\text{tg}\delta$ яких можуть істотно відрізнятися від значень для целюлози і складати більше 1%, залежно від матеріалу і залишкової вологості, яка в товстих ламінуючих і бакелітових виробках зазвичай перевищує 1%. Тому варто враховувати початкове значення, отримане при заводських випробуваннях.

3.2.3. Метод контролю опору ізоляції

Найбільш частою причиною зміни $R_{\text{из}}$ є забруднення поверхні покришок введень, тому потрібне ретельне попереднє очищення доступних поверхонь, а також застосування екранних кілець для відведення поверхневих струмів з вимірювальної системи.

Опір маслобар'єрної ізоляції залежить від провідності бар'єрів, а також від електропровідності масла і поверхневої провідності. При такій вологості бар'єрів опір ізоляції варіюється між максимальним значенням (діагностоване обладнання без масла) і мінімальним (масло повністю провідне). Граничні значення опору ізоляції зазвичай не нормуються. Зміряні дані порівнюють з результатними і враховують при розгляді загального стану ізоляції. Передбачається, що погіршення стану ізоляції у порівнянні зі станом на заводі повинно викликати зниження опору; в деяких випадках зниження опору більш ніж в 2 рази вважається незадовільним.

Через визначальний вплив провідності масла оцінювання результатів вимірювання часто викликає утруднення, оскільки в багатьох випадках спостерігається значне збільшення $R_{\text{из}}$ в експлуатації.

3.2.4. Характеристики абсорбції

До характеристик абсорбції ізоляції відносять зміни провідності від часу, місткості від часу і частоти, а також тангенса кута втрат від частоти.

Вимірювання частотної залежності $\text{tg}\delta$, особливо при дуже низькій частоті ($< 0,1$ Гц), дає високу чутливість до зволоження.

Варто зазначити, що маса електричних характеристик засновані на

параметрах абсорбції, вони взаємозв'язані і зміна однієї з них означає, що, відповідно, повинні змінитися й інші. Відмінність може бути переважно в діапазоні зміни.

Коефіцієнт абсорбції R60/R15

Для залитого маслом обладнання значення коефіцієнта абсорбції залежить від значень опору ізоляції, температури, провідності масла, а також від конструкції ділянки (ступені заповнення твердою ізоляцією).

Традиційно вважається, що хороша ізоляція характеризується значенням $H_0 > 1,3$.

Проте, при високому опорі масла постійна часу поляризаційних процесів може бути співрозмірна із часом вимірювання опору ізоляції і коефіцієнт абсорбції може бути близький до одиниці.

Залежність місткості від часу використана в приладі контролю. Показником стану (зволоженості) ізоляції є відношення QC/C .

Метод добре зарекомендував себе при контролі ступеня зволоження ізоляції обладнання без масла в процесі ревізії (ремонт) активної частини, а також в процесі сушки.

3.2.5. Метод контролю відновлюваної напруги

Відомий метод контролю відновлюваної напруги (RVM). Цей метод може бути реалізований шляхом використання приладу Tettex RVM 5461.

Метод передбачає аналіз спектру поляризації при вимірюванні напруги, що відновлюється після короткочасного замикання заздалегідь зарядженого об'єкту.

Основна (домінуюча) постійна часу, приблизно відповідна максимуму напруги, що відновлюється, залежить від зміни стану ізоляції, наприклад, через зволоження або утворення продуктів старіння.

Для сухої не постарівшої ізоляції основна постійна часу RVM складає більше 1000 сек. Значне погіршення ізоляції характеризується її зниженням до значення менше 10 секунд.

В обладнанні, що залите маслом, на результат вимірювання впливають параметри масла і відносне заповнення проміжку твердою ізоляцією. Оскільки вплив вказаних чинників метод не враховує, СИГРЕ не рекомендує використовувати його для прямої інтерпретації ступеня зволоження.

Досвід показує, що RVM, як і інші методи абсорбції, може більш успішно застосовуватися для оцінювання стану порівняно однорідної ізоляції (паперово-масляна ізоляція обладнання, високовольтних вводів тощо).

3.2.6. Метод вимірювання струму поляризації і деполіаризації

Відомий метод вимірювання струму поляризації і деполіаризації (PIC Analyzer 3205). Цей метод розроблений з урахуванням впливу особливостей конструкції обладнання на протікання процесів абсорбції. Як основний об'єкт контролю вибрано ділянку між обмотками.

Метод дозволяє виявляти такі дефекти:

- підвищеної вологості целюлозної ізоляції;
- підвищеної провідності масла за рахунок продуктів старіння або піролізу;
- хімічного забруднення целюлозної ізоляції;
- обвуглених слідів розрядів.

3.2.7. Метод аналізу частотної залежності тангенса кута втрат

Цей метод є подальшим розвитком методів абсорбції з використанням вимірювання тангенса кута діелектричних втрат в широкому частотному спектрі. Метод також розрахований на контроль маслобар'єрної ізоляції з урахуванням реальних співвідношень рідкого і твердого компонентів. Основними завданнями методу є вимірювання вологості целюлози і провідності масла.

Питання для самоконтролю

1. Що відноситься до характеристик абсорбції ізоляції?
2. Від чого залежить коефіцієнт абсорбції?
3. За допомогою чого виявляються дефекти?
4. Як проводять оцінку стану обмоток обладнання?
5. Які є причини зростання опору в елементі контура?
6. Про що свідчить збільшення перехідного опору контакту в 3÷4 рази?
7. Назвіть характеристики, які враховуються при оцінці характеристик маслобар'єрної ізоляції.
8. Як розраховується тангенс кута діелектричних втрат?
9. Яким критеріям має відповідати бездефектний стан ізоляції різних ізоляційних проміжків?
10. Від чого залежить опір маслобар'єрної ізоляції?
11. Що відноситься до характеристик абсорбції ізоляції?
12. Яка суть методу контролю відновлюваної напруги?
13. Які дефекти може виявити метод струму поляризації і депольоризації?
14. Що відноситься до основних завдань методу аналізу частотної залежності тангенса кута втрат?

4. ЧАСТКОВІ РОЗРЯДИ ТА МЕТОДИ ЇХ КОНТРОЮ

4.1. Задачі визначення параметрів часткових розрядів

Всі види пошкоджень ізоляції, що мають розвиток, починаються із часткових розрядів (ЧР).

Задачі вимірювання ЧР в експлуатації:

- виявлення розрядів та іскріння в маслі, визначених за наслідками хромато-графічного аналізу розчинених у маслі газів;
- уточнення стану устаткування, що має ознаки зниження електричної міцності ізоляції (зволоження, забруднення та ін.);
- оцінювання якості ізоляції після ремонту, реконструкції, модернізації;
- визначення необхідності проведення ремонту після тривалої експлуатації;
- оцінювання стану особливо відповідального устаткування.

Характеристиками ЧР є: значення заряду, частота проходження ЧР, середній струм ЧР, середня потужність ЧР, квадратичний параметр.

Діагностичні підходи в експлуатації можуть бути істотно відмінними від підходів при оцінці стану ізоляції на заводі-виробнику, де максимальне значення заряду, що задається виробником, є основною контрольованою характеристикою. В експлуатації необхідно також визначити місце і оцінити небезпеку ЧР.

ЧР можуть виникати в ізоляції активної частини, вводів і перемикаючих пристроїв.

В ізоляції активної частини варто розрізняти розряди, що виникають або розвиваються під робочою напругою безпосередньо в головній і повздовжній ізоляції, та розряди під дією напруги, індукованої основним магнітним потоком або потоком розсіювання в замкнутих контурах, а також іскріння, викликане плаваючим потенціалом.

Досвід експлуатації показує, що велика частина відмов обладнання через ЧР пов'язана із порушеннями в ізоляції обмоток. У багатьох випадках експлуатація обладнання може бути продовжена, якщо ідентифіковано джерело ЧР.

Критерієм нормальної ізоляції при випробуванні на заводі є відсутність ЧР інтенсивністю 300-500 пКл.

Очевидно, що для руйнування матеріалу необхідна достатня енергія. Якщо енергія розрядів складає мікроджоулі, можна очікувати утворення Х-воску і газів (водень, метан, ацетилен). Енергія розрядів порядку міліджоулів може руйнувати папір з виділенням ненасичених вуглеводнів. Досвід обстеження обладнання показує можливість розпізнавання ступеня забруднення ізоляційних проміжків за параметрами ЧР (таблиця 4.1).

При нормальному рівні інтенсивності ЧР забруднення ізоляційних проміжків характеризується збільшенням частоти повторення імпульсів і потужності ЧР.

Таблиця 4.1. Розпізнавання ступеня забруднення ізоляційних проміжків за параметрами ЧР

Стан ізоляції	Максимальна амплітуда заряду, що здається виробником, пКл	Частота повторення, число імпульсів, раз	Потужність ЧР, мВт
Суха, чиста - концентрація домішок <50 частинок/мл	<30	25-30	<0,2
Порівняно чиста - після ремонту з промивкою ізоляції	250-380	120-150	0,5-0,9
Забруднена твердими домішками	300-400	120-150	50-90
Волога, сильно забруднена домішками	220-400	1000-1800	470-800

4.1.1. Електричний метод визначення параметрів ЧР

Для виявлення ЧР і вимірювання їх характеристик використовується електричний метод.

При ефективному усуненні зовнішніх перешкод метод дозволяє вимірювати безпосередньо параметри внутрішніх ЧР з високою чутливістю, визначати зону виникнення ЧР, а також природу ЧР. Вимірювання можуть проводитися одночасно по декількох схемах (у різних точках обладнання), що полегшує визначення місця ЧР.

Універсальний аналізатор часткових розрядів UPDA (Culler Hammer, США) вимірює і одночасно аналізує спектри сигналів від восьми датчиків. Вимірюється амплітуда розрядів, частота повторення і потужність. Аналізатор забезпечує можливість виявлення корисних сигналів ні рівні до 50 пКл на нових підстанціях, а також до 100-150 пКл на старих підстанціях (з високих рівнем перешкод).

Вимірювальна система ВА РТРТ АВВ Power Transformers (Швейцарія) виконує амплітудно-фазовий аналіз, спектральний аналіз (у смузі від 1 кГц до 20 МГц) і реєстрацію на багатоканальному цифровому осцилографі.

Досвід застосування показав, що у всіх випадках досягнута чутливість вище 50 пКл.

4.1.2. Акустичний метод визначення параметрів ЧР

Акустичний метод дає можливість геометричної локації джерела сигналів. Акустична детекція проводиться зазвичай після виявлення симптомів ЧР за наслідками аналізу розчинених газів. Метод менш чутливий до джерел, розташованих усередині ізоляційної структури. На розповсюдження сигналів має істотний вплив розташування бар'єрів головної ізоляції.

Ефективність методу значно підвищується при його комбінації із електричним методом і синхронізацією сигналів ЧР. Для реєстрації ЧР застосовуються широкосмугові акустичні датчики від 30 до 150 або навіть 500 кГц, а також резонансні датчики 125-150 кГц. До 8-24 датчиків встановлюються навколо бака на різній висоті. В деяких випадках датчики встановлюються усередині бака, що може забезпечити чутливість 100 пКл на рівні перешкод до 10,0 пКл.

У країнах СНД знайшли широке застосування індикаторні акустичні прилади типу ЛЕПЕХА, які забезпечують чутливість не менше 10 дел/мВ в смузі частот 40-500 кГц.

4.1.3. Електромагнітний метод визначення параметрів ЧР

Електромагнітний метод заснований на дистанційній реєстрації електромагнітного випромінювання ЧР в СВЧ-діапазоні за допомогою антени. Метод дозволяє виявити лише розряди дуже високого рівня і схильний до сильного впливу з боку сусіднього устаткування. Ефективність методу може бути значно підвищена при установці антени СВЧ всередині бака.

4.1.4. Контроль перехідних і частотних характеристик обмоток

Для безперервного або періодичного контролю механічного стану обмоток обладнання в процесі експлуатації з метою визначення початкового зсуву елементів обмоток, поки деформації обмоток не привели до діелектричних або термічних проблем, необхідно застосовувати спеціальні методи.

Найбільш чутливими методами діагностування механічного стану обмоток є рекомендовані СИГРЕ методи низьковольтних імпульсів (МНВІ) і частотного аналізу (МЧАВШІ).

4.1.5. Метод низьковольтних імпульсів (МНВІ)

Навіть при дуже невеликих механічних переміщеннях в обмотках можуть істотно змінюватись ємності окремих елементів (міжвиткові і міжкатушкові ємності, ємності на сусідній пластині або магнітопроводі), а при істотних деформаціях - індуктивності деформованих елементів. Це призводить до зміни власних частот коливань, що виявляється в осцилограмах імпульсних струмів і напруги.

Метод контролю за допомогою НВІ володіє вищою чутливістю, ніж вимірювання опору КЗ.

До недоліків методу НВІ можна віднести те, що висока відтворюваність результатів вимірювань можлива лише при забезпеченні повної ідентичності вимірювань, інтервал часу між якими, може складати роки: схема і процедура вимірювання, використовувані кабелі і з'єднувачі, їх взаємне розташування при випробуваннях. Інтерпретація результатів вимірювання вимагає високої кваліфікації обслуговуючого персоналу.

4.2. Метод частотного аналізу (МЧА)

Проблеми відтворюваності МНВІ вирішені в методі частотного аналізу (МЧА). Якщо прикладений імпульс і відповідний відгук записуються з використанням високоточних аналого-цифрових перетворювачів, а результати трансформуються в частотну область з використанням алгоритму швидкого перетворення Фур'є, то розрахована передавальна функція залежить лише від параметрів випробовуваного об'єкту і не залежатиме від прикладеного сигналу та схеми вимірювань. Зміни в об'єкті можуть бути ідентифіковані й відокремлені від зовнішніх чинників, що істотно полегшує інтерпретацію результатів.

Паралельно з таким підходом отримав розвиток інший: замість імпульсної дії на вводи обмотки подається синусоїдальна напруга, що змінюється по частоті в широкому діапазоні, а з інших входів знімається амплітудно-частотна характеристика - реакція обмоток на прикладену дію. Обидва способи набули достатнього поширення.

При аналізі результатів вимірювань беруть до уваги зміни в спектрах випробовуваного обладнання через певний інтервал часу, відмінність у спектрах однотипного обладнання і в спектрах трьох фаз випробовуваного обладнання.

4.2.1. Вібраційні характеристики

Метою вібраційного обстеження високовольного устаткування є оцінювання стану механічної системи, виявлення і подальше усунення дефектів зовнішніх пристроїв (наприклад, резонансних вібрацій трубопроводів, зносу підшипників маслонасосів і вентиляторів тощо) та внутрішніх систем (розпресування обмоток магнітопроводу, вібраційних переміщень магнітних шунтів тощо).

Вібрації обладнання мають вигляд гармонійних коливань з частотами, кратними 100 Гц. Джерелом вібрації є магнітопроводи, що обумовлено явищем магнітострикції.

Крім того, електродвигуни маслонасосів і вентиляторів є самостійними джерелами вібрацій, проте їх енергія значно менша.

Частоти спрацювань навісного устаткування пов'язані з частотами обертання електродвигунів (720-1440 об/хв).

Вібрації від джерел передаються на інші вузли і елементи обладнання. При обстеженні перш за все вимірюються вібрації бака. Найбільш важливими характеристиками є такі.

Віброшвидкість - характеризує енергію вібрації. Значення віброшвидкості використовують для оцінювання стану бака і дії обладнання на фундамент та навісне устаткування.

Віброприскорення - характеризує інерційні сили, що діють на бак в результаті переміщення внутрішніх елементів обладнання.

Вібропереміщення - характеризує вібраційні навантаження, від яких залежить стан бака, зварних швів та інших елементів. Частотний спектр віброшвидкості дозволяє ідентифікувати джерела вібрації. Вимірювання проводяться зазвичай в діапазоні частот до 1000 Гц, в якому зосереджено

більше 90% всієї енергії коливань обладнання.

При загальному оцінюванні стану обладнання, необхідність додаткового аналізу виникає при таких значеннях параметрів:

- віброприскорення - більше 10 м/с^2 ;
- віброшвидкість - більше 20 мм/с ;
- вібропереміщення - більше 100 мкм .

Оцінювання стану вентиляторів і маслонасосів залежить від конструкції системи охолодження, але в середньому може ґрунтуватися на таких критеріях:

- симптомом дефектного стану вентилятора обдуву є віброшвидкість на підшипниках вище $7,1 \text{ мм/с}$;
- дефектному стану маслонасоса відповідає віброшвидкість, вище $4,5 \text{ мм/с}$.

Визначення якості пресування обмоток і магнітопроводу може бути виконане на підставі аналізу спектрального запису вібрації на поверхні бака обладнання. Вимірювання проводяться в двох режимах: холостого ходу і навантаження. Передбачається, що в режимі холостого ходу вібрації викликаються магнітострикцією в магнітопроводі, а в режимі навантаження додається вплив електромагнітних сил обмоток.

При ослабленні пресування магнітопроводу виникають частоти 300-500-700 Гц. Зменшення сили пресування обмотки приводить до зменшення, що становить 200 Гц.

Рівень пресування обмоток може бути оцінений також шляхом вимірювання власних частот коливань обмоток при ударній механічній дії.

В основу методу покладено ефект індукції на обмотках відключеного обладнання при імпульсній механічній дії ЕРС, яку можна зареєструвати на вводах розширеного обладнання. Процес має вигляд затухаючих коливань. Спектр цих коливань при різних зусиллях пресування обмоток різний (рис. 4.1).

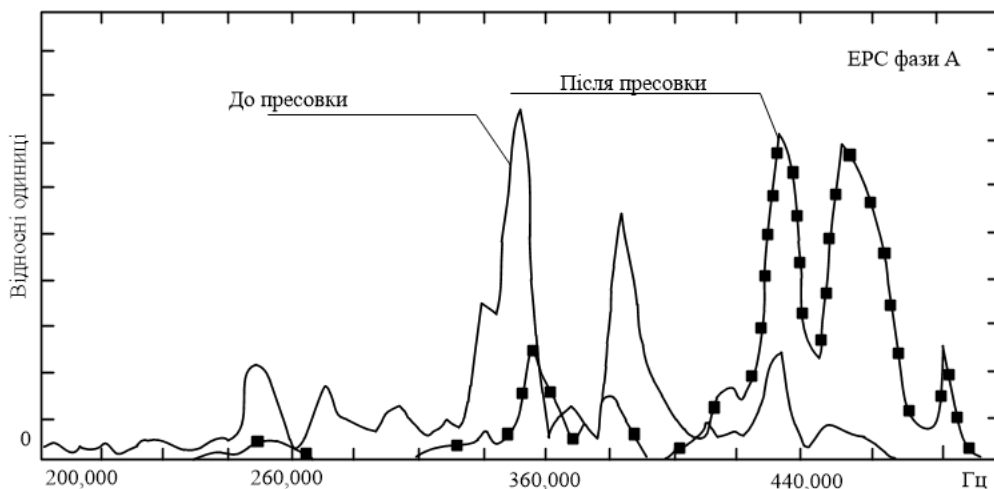


Рисунок 4.1. Спектр напруги, наведеної в обмотці обладнання ТЦ 630000/500, при різних зусиллях пресування (за даними «Сніжинськтехсервіс»).

4.3. Тепловізійне обстеження

Метою тепловізійного обстеження є оцінювання теплового стану високовольтного устаткування в робочому режимі.

Основні завдання обстеження вказані нижче.

1. Перевірка функціонування елементів системи охолодження, абсорбних і термосифонних фільтрів, замочної арматури за різницею температур на вході і виході з елемента.

2. Виявлення дефектів, пов'язаних із виникненням «застійних» зон масла або «теплових мішків», викликаних, наприклад, неправильним розташуванням патрубків системи охолодження.

3. Виявлення повітряних «подушок» у верхній частині бака, в маслопідпорних вводах, охолоджувачах (радіаторах).

4. Температурне діагностування стану охолоджувачів, а також маслonaсосів і вентиляторів.

5. Виявлення аномальних нагрівів циркулюючими струмами роз'ємів бака і болтових з'єднань коробок установки високоамперних введень.

6. Виявлення місцевих нагрівів бака.

7. Виявлення дефектних з'єднань в місцях приєднання до зовнішнього електричного ланцюга.

8. Оцінювання температурного режиму високовольтних введень.

9. Виявлення аномальних нагрівів кожухів струмопроводів.

10. Виявлення дефектних контактів низьковольтної апаратури.

11. Визначення рівня масла і рівня працездатності масляних датчиків.

Параметрами контролю є:

- перевищення температури - різниця температур об'єкту і навколишнього повітря;

- різниця температур між заданими точками (зонами);

- градієнт температури в заданій області;

- надмірна температура - перевищення температури об'єкту над температурою аналогічних об'єктів, що знаходяться в однакових умовах;

- коефіцієнт дефектності (для контактного з'єднання) - відношення зміряного перевищення температури контактної з'єднання до перевищення температури цілої ділянки шини на відстані не менше 1 м від контакту.

4.4. Діагностування високовольтного устаткування під робочою напругою

Контроль обладнання безпосередньо в робочому режимі (моніторинг) є швидкопрогресуючим напрямом в обслуговуванні устаткування, що дозволяє виконати традиційні нормовані випробування без відключення від мережі, перейти на систему обслуговування технічного стану, підвищити ефективність контролю і діагностування та надійність експлуатації.

Основні напрями моніторингу:

1. Контроль і управління нормальними режимами і підсистемами обладнання і реактора (режим температурного навантаження; напруга обмоток і збудження магнітної системи; рівні масла; функціональна справність і управління системою охолодження; функціональна справність і управління РПН).

2. Контроль і обмеження аномальних режимів, що викликають підвищені або неприпустимі дії на устаткування.

3. Контроль і діагностування технічного стану устаткування.

До параметрів безперервного контролю обладнання під напругою, з метою діагностування стану, відносяться розчинені в маслі газу, вологовміст, вібрації, рівень ЧР.

Основними параметрами, що використовуються для безперервного контролю введів, є струм витоків, ємність основної ізоляції остову, тангенс кута діелектричних втрат і струм небалансу.

Для контролю пристроїв РПН вимірюються також потужність двигуна і момент опору на валу приводу.

4.5. Діагностування стану за допомогою вимірювання характеристик масла

Вимірювання характеристик масла дозволяє контролювати режим роботи обладнання і його стан. Крім того, саме масло є важливим елементом обладнання, що вимагає контролю його властивостей.

Характеристики масла зручніше представляти і оцінювати у вигляді окремих груп, що відображають функціональні особливості масла (див. таблицю 4.2).

Ідентифікація масла представляє практичний інтерес, оскільки масла різних типів відрізняються стійкістю до окислення, безпекою, розчинювальною здатністю і сумісністю з іншими матеріалами, корозійними властивостями сірки, тенденцією до газовиділення, зокрема при дії робочої температури обладнання, розчинністю води і газів.

При аналізі складу масла обмежуються визначенням не тільки нафтових, парафінових і ароматичних вуглеців, а й сумою поліароматичних вуглеводнів.

В Україні використовуються масла з широким діапазоном вмісту ароматики - від 1-5% (ГК) до 20% (Ткп). В експлуатації знаходяться також масла зі вмістом ароматики до 40 % (Тап по ТУ 38.101.281-89 очищення абсорбції Батумського НПЗ).

Високий вміст ароматики означає високу розчинність води в маслі, низьку анілінову точку і, можливо, погану сумісність, наприклад, з гумовими ущільненнями, а також знижену стабільність.

Водночас масла із високим вмістом ароматики при дії електричного поля і іонізації поглинають газу (негативна тенденція газовиділення) і показують високу напругу виникнення часткових розрядів.

Низький вміст ароматики припускає низьку газостійкість масла, а саме

виділення газу (водню) при дії електричного поля.

Таблиця 4.2. Класифікація діагностичних характеристик масла

Мета вимірювання	Вимірювані характеристики
Ідентифікація масла	Структурно-груповий склад; кількість і склад поліароматики; щільність і її температурний коефіцієнт; в'язкість і її температурний коефіцієнт; температура спалаху; коефіцієнт заломлення світла; діелектрична проникність; анілінова точка; корозійна сірка; вміст інгібітора; стійкість до окислення; газостійкість, вміст поліхлордифенілів
Оцінювання старіння	Вільні радикали; видима область спектру; кислотне число; число омилення; вміст інгібітора; поверхневе натягування; продукти старіння по ІК-СПЕКТРУ; $\text{tg}\delta$; питомий об'ємний опір; коефіцієнт полярності; каламутність; розчинний осад; нерозчинний осад; окис і двоокис вуглецю; швидкість поглинання кисню; індукційний період старіння; швидкість виділення летючих кислот після досягнення індукційного періоду
Визначення електричної міцності	Розчинена волога; відносна вологість; зв'язана вода; вміст частинок; ідентифікація частинок; пробивна напруга і коефіцієнт варіації; імпульсна міцність; напруга початку ЧР
Оцінювання деградації	ХАРГ; фуранові компоненти; феноли; розчинені метали; металеві частинки

За стабільністю до окислення масла поділяються на високостабільні, індукційний період старіння яких перевищує нормований МЕК (120 год), а також масла середньої і низької стабільності. Разом з тим, тривалість індукційного періоду в умовах штучного окислення залежить від вмісту іонолу.

Ідентифікація корозійної сірки має особливе значення, оскільки велика частина масел виготовляється із сірчистої нафти. Крім того, за деяких умов в експлуатації можлива трансформація некорозійної сірки в корозійну.

Загальноприйнятим критерієм наявності активної сірки є потемніння мідної пластинки після витримки в гарячому маслі. Присутність корозійної сірки є серйозною небезпекою для працездатності обладнання. Активна сірка може бути каталізатором старіння масла з утворенням колоїдів; може прискорювати утворення плівок і перегрів контактів перемикаючих пристроїв; може сприяти деградації гумових ущільнень, утворювати мідно-сірчисті провідні з'єднання на обмотках і, як наслідок, викликати пошкодження ізоляції.

Методи визначення ступеня старіння масла

В процесі окислювального старіння масел утворюються різні

кисневмістні з'єднання, з яких тільки певна частина може бути виявлена нормованими методами випробувань масла.

Утворення продуктів окислення збільшує значення діелектричної проникності масла, яка стає помітно більшою квадрата коефіцієнта заломлення і виявляється надійною характеристикою старіння.

Поява провідних продуктів старіння збільшує провідність і тангенс кута втрат масла, особливо при появі металовмісних колоїдів.

Кислоти, що утворилися, особливо низькомолекулярні, можуть адсорбуватися целюлозою, що маскує реальний стан масла в обладнанні.

На практиці традиційно нормуються значення кислотного числа і тангенса кута втрат. У міжнародних нормативах приділяється також особлива увага зміні поверхневого натягу і появі осаду.

Найбільшу чутливість до стабільних продуктів окислення масла показують спектральні методи. Зокрема, аналіз спектру в області нормальної прозорості вуглеводнів в діапазоні 350-700 нм показує наявність продуктів старіння задовго до зміни нормованих показників (кислотного числа і тангенса кута втрат). Ефективним засобом виявлення продуктів старіння є інфрачервоне сканування проби масла.

Для непрямого оцінювання терміну служби масла використовуються результати випробування на стабільність.

Як критерій ефективного терміну служби використовують індукційний період окислення (ІПО), визначений, наприклад, при температурі 120° С за часом до утворення летючих водорозчинних кислот у кількості, відповідній 0,05 міліграм КОН/г.

Залишковий ресурс масла (t_{op}) при припущенні, що умови експлуатації не жорсткіші, ніж при випробуванні на стабільність, складає:

$$t_{op} = \frac{t * IPO_{3M}}{IPO_{вих}}, \quad (4.1)$$

де t - час експлуатації масла; IPO_{3M} - індукційний період окислення експлуатаційного масла; $IPO_{вих}$ - початковий індукційний період масла.

Характеристики електричної міцності масла

Пробивна напруга розглядається як інтегральна характеристика ступеня забруднення масла платою і провідними твердими частинками.

Низьке значення пробивної напруги вимагається за рекомендаціями МЕК 60422 з подальшими роздільними аналізами вологи і частинок в маслі. Водночас високе значення пробивної напруги не завжди вказує на відсутність небезпечного забруднення.

Норми на допустимі значення пробивної напруги наведено в таблиці 4.3.

Вода присутня в маслі у розчиненому стані, а також в «зв'язаній» формі, будучи абсорбованою полярними продуктами старіння. Вода також міститься у зважених домішках, особливо у волокнах целюлози.

У чисельнику - значення, обмежує область нормального стану, в знаменнику - гранично допустимі значення

Вживані методи вимірювання води в маслі визначають, в основному, розчинену воду. Загальний вміст води в зістареному маслі зазвичай перевищує вміст розчиненої води в два або більше рази. Рекомендовані граничні значення вологовмісту масла в експлуатації складають 15-25 г/т для обладнання 220-750 кВ і 30 г/т для низьких класів напруги за вітчизняними нормами.

Таблиця 4.3. Норми на допустимі значення пробивної напруги

МЕК 60422		ГОСТ 6581-75	
Клас напруги, кВ	V	Клас напруги	V
72,5-170	40	60-150	40/35
170-400	50	220-500	50/45
K400	50	750	60/55

Класифікація стану силового обладнання за рівнем забруднення масла нормована ГОСТ 17216-71 і ISO 4406-1987. Нормальному стану відповідають класи чистоти 8-10 (за ГОСТ).

Нижче наведено рекомендації щодо оцінки стану обладнання згідно з даними вимірювання параметрів масла відповідно до методів функціонального діагностування. Стан варто вважати небезпечним за наявності таких ознак.

1. Підвищення відносної вологості масла вище 40 % при робочій температурі у присутності механічних домішок (вміст води у волокнах целюлози більше 6-7 %).

2. Наявність вільної води в маслі.

3. Вміст води в бар'єрах головної ізоляції (орієнтування 3,0-4,0), при якому можливе підвищення відносної вологості масла за нормальної робочої температури.

4. Забруднення масла домішками (клас чистоти >12 за ГОСТ). Присутність металевих і візуально помітних домішок.

5. Збільшення загального числа частинок домішок розміром 3-150 мкм понад 5000 в пробі 10 мл.

6. Вміст води у витковій ізоляції (орієнтовно 1,5-2%), при якому можливе виділення бульбашок пари в масло при перевантаженні.

Питання для самоконтролю

1. Назвіть задачі вимірювання часткових розрядів в експлуатації.
2. Що є характеристиками часткових розрядів?
3. Де можуть виникати часткові розряди?
4. Для чого використовують акустичний метод?
5. Як підвищити ефективність електромагнітного методу визначення параметрів ЧР?
6. Що таке віброшвидкість?

7. Назвіть мету вібраційного обстеження високовольтного устаткування.
8. Опишіть електричний метод визначення параметрів часткових розрядів.
9. Які є основні напрями моніторингу високовольтного устаткування під робочою напругою?
10. Що є метою і завданням тепловізійного обстеження устаткування?
11. З якою метою при діагностуванні обладнання застосовуються методи низьковольтних імпульсів і частотного аналізу?
12. Як визначається залишковий ресурс масла?
13. Які методи застосовуються для визначення ступеня старіння масла?
14. Що є основними параметрами, які використовуються для безперервного контролю вливів?

5. ДІАГНОСТУВАННЯ СТАНУ ОБЛАДНАННЯ ЗА НАСЛІДКАМИ АНАЛІЗУ РОЗЧИНЕНИХ В МАСЛІ ГАЗІВ

5.1. Класифікація дефектів

За класифікацією стандарту МЕК 60599, аномальні процеси, що викликають деградацію матеріалів і відповідні види дефектів, поділяються і кодуються таким чином:

- T1 – термічний, $T < 300\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- T2 – термічний, $300\text{ }^{\circ}\text{C} < T < 700\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- T3 – термічний, $T > 700\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- D1 – розряди малої енергії;
- D2 – розряди великої енергії;
- PD – часткові розряди.

За нормами РФ І91, визначаються декілька інших видів дефектів:

- часткові розряди з низькою щільністю енергії;
- часткові розряди з високою щільністю енергії;
- розряди малої потужності;
- розряди великої потужності;
- термічний дефект низької температури ($<150\text{ }^{\circ}\text{C}$);
- термічний дефект в діапазоні низьких температур ($150\text{-}300\text{ }^{\circ}\text{C}$);
- термічний дефект в діапазоні середніх температур ($300\text{-}700\text{ }^{\circ}\text{C}$);
- термічний дефект в діапазоні високих температур ($>700\text{ }^{\circ}\text{C}$).

5.2. Діагностичні характеристики розчинених в маслі газів

Для оцінювання стану маслозаповненого устаткування та ідентифікації аномального стану використовуються такі гази:

- стандартні – H_2 (водень), CH_4 (метан), C_2H_6 (етан), C_2H_4 (етилен), C_2H_2 (ацетилен), Z (окисел вуглецю), CO_2 (двоокис вуглецю), O_2 (кисень), N_2 (азот);

- додаткові – C_3H_6 (бутилен), C_3H_8 (бутан), C_4H_8 (ізомер бутен-1: $\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-CH}=\text{CH}_2$).

У таблиці 5.1 представлені ключові гази, характерні для різних дефектів.

Зазвичай вимірюються концентрації газу і швидкості утворення газів (зростання концентрації).

Для орієнтування можуть бути використані такі залежності швидкості утворення газів (мл/година) від абсолютної температури T :

- при локальному перегріві до $300\text{ }^{\circ}\text{C}$:

$$\log K = 1.2 - \frac{24600}{T};$$

- при перегріві від 300 to $500\text{ }^{\circ}\text{C}$:

$$\log K = 5.5 - \frac{4930}{T};$$

- при перегріві від 500 до $700\text{ }^{\circ}\text{C}$

$$\log K = 14.4 - \frac{11800}{T}$$

Таблиця 5.1. Ключові гази, характерні для різних дефектів

Гази	Характеристика стану
H ₂	Часткові розряди малої енергії Специфічний газ при дії температури (особливо на масло, приготоване методом гідроочищення)
C ₄ H ₈	Ключовий газ при температурі 200-300 °С; може складати понад 90 % від загальної кількості газів
C ₃ H ₆	Ключові гази при піролізі масла при 300-500 °С
C ₂ H ₆	За ознакою перегріву вище 500 °С можливе утворення вуглецю
CH ₄	Виникнення перегріву з температурою 800-1 МО'С
C ₂ H ₄	(супроводжується виділенням етилену і інших вуглеводнів)
C ₂ H ₂	Утворення бульбашок газу
CO	Сильні розряди або дуга в маслі (супроводжується виділенням водню)
CO ₂	Піроліз целюлозної ізоляції Окислення масла (супроводжується поглинанням кисню)

Дефекти в обладнанні мають локальний характер і кількість газу, наприклад, при піролізі масла, залежить не лише від температури, але й від розміру нагрітої поверхні. У певних випадках визначення загальної кількості газу в повному об'ємі масла може бути більш інформативним, ніж вимірювана відносна кількість в мкл/л або ppm.

5.3. Діагностичні схеми визначення типу дефекту

Метод МЕК 60599 заснований на відношеннях $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$, $\frac{CH_4}{H_2}$, і $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$.

Іноземний метод хроматографічного аналізу заснований на тих же відношеннях, що і схема МЕК, проте відрізняється від останньої в інтерпретації розрядних явищ.

Таблиця 5.2. Іноземний метод хроматографічного аналізу

Устаткування	Граничні концентрації розчинених газів в маслі						
	H ₂	3	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
Тр-ри 110-500 кВ	100	500-600	6000-8000	100	50	100	10
Тр-ри 750 кВ	30	500	4000	20	10	20	10 10
Реактори 750 кВ	100	500	4000	30	20	10	

Окрім вказаних, застосовуються також методи Роджерса і Дорненбурга, використані в стандарті IEEE, і діагностування за допомогою номограм, зокрема, по трикутнику Дюваля (рис. 5.1).

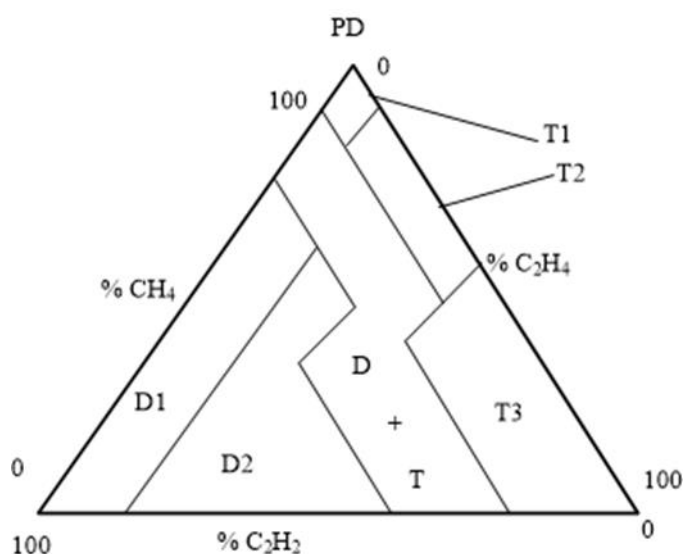


Рис. 5.1. Трикутник Дюваля

Монограма побудована з використанням відносних концентрацій трьох ключових газів: CH_4 , C_2H_4 і C_2H_2 , виражених в % від їх сумарного вмісту. Позначення видів дефектів – по МЕК.

На основі досліджень ВЕІ і НИЦЬ ЗТЗ-сервіс запропоновано діагностування з використанням «моделей дефектів» – графічного представлення розподілів п'яти основних газів, виражених у відносних одиницях по відношенню до газу, що має найбільшу концентрацію.

Відповідно до вимог стандартів, в обладнанні не повинно бути місць, що мають температуру понад $130\text{ }^\circ\text{C}$, а рівень часткових розрядів не повинен перевищувати 300 пКл. У таблиці 5.3 наведено граничні концентрації газових компонентів, допустимі в експлуатації.

Таблиця 5.3. Діагностування вила дефекту по МЕК

Код	Тип дефекту	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
PD	Часткові розряди	<0,01	<0,1	<0,2
D1	Розряди малої енергії	>1	0,1-0,5	>1
D2	Розряди великої енергії	0,6-2,5	0,1-1	>2
T1	Термічний $T < 300\text{ }^\circ\text{C}$	<0,01	>1	<1
T2	Термічний $300 < T << 700\text{-}^\circ\text{C}$	<0,1	>1	1-4
T3	Термічний $T > 700\text{-}^\circ\text{C}$	<0,2	>1	>4

Істотні відмінності в граничних концентраціях газів обумовлені різним досвідом експлуатації. Очевидно, що у певних випадках діагностоване обладнання може нормально працювати, маючи вміст «дефектних» газів, що значно перевищує рівень, властивий бездефектному обладнанню. Особливу увагу при визначенні стану надають значенням концентрації ацетилену і етилену, а також сумі горючих газів.

Питання для самоконтролю

1. Які гази використовуються для оцінювання стану маслозаповненого устаткування?
2. На які категорії їх розділяють?
3. Назвіть види аномальних процесів, що викликають деградацію матеріалів.
4. Які види дефектів визначають за нормами РФ J91?
5. Перерахуйте основні гази, що характерні для різних дефектів.
6. На чому базується метод МЕК 60599?
7. З якою метою при діагностуванні використовується трикутник Дюваля?
8. Опишіть діагностування виду дефекту по МЕК.

6. МЕТОДИ ВИЗНАЧЕННЯ ЗВОЛОЖЕННЯ ІЗОЛЯЦІЇ

6.1. Розподіл вологи в обладнанні

Внаслідок повільного протікання процесу дифузії вологи в ізоляції, основна маса вологи у міру проникнення з навколишнього повітря зосереджується переважно в тонкій ізоляційній структурі.

Істотний нерівномірний розподіл вологи в ізоляційних деталях зберігається протягом всього періоду експлуатації обладнання.

У певних випадках, особливо в погано герметизованому устаткуванні, можливе проникнення води і коцентрація її на дні бака.

У робочому обладнанні різниця температур окремих зон обумовлює різницю у відносній вологості масла поблизу поверхні ізоляції.

Волога, що виділяється в процесі старіння, також розподіляється нерівномірно, мігруючи із зони найбільшого зносу в зони нижчих температур.

Вищезгадані обставини обумовлюють складність діагностування ступеня зволоження і, відповідно, необхідність застосування різноманітних методів (таблиця 6.1).

Таблиця 6.1. Інтерпретація дефекту

Тип дефекту	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
Часткові розряди з низькою щільністю енергії	<0,01	<0,1	m1
Часткові розряди з високою щільністю енергії	0,1-3,0	<0,1	K1
Розряди малої потужності	>0,1	0,1-1	1-3
Розряди великої потужності	0,1-3	0,1-1	>3
Термічний дефект низької температури (< 150 °C)	<0,1	0,1-1	1-3
Термічний дефект в діапазоні низьких температур (150-300 °C)	<0,1	O1	<1
Термічний дефект в діапазоні середніх температур (300-700 °C)	<0,1	N1	1-3
Термічний дефект а діапазоні високих температур (>700 °C)	<0,1	M1	>3

6.2. Оцінювання ступеня зволоження за температурною міграцією вологи в масло

Метод, розроблений НІЦ ЗТЗ-сервіс, що отримав назву Water Heal Run Test (WHRT), припускає оцінку вірогідності зниження запасів електричної

міцності внаслідок забруднення масла вологою і домішками, а також оцінку ступеня зволоження обладнання на основі вимірювань примусової температурної міграції вологи і домішок після нагрівання обладнання внутрішніми втратами до максимальної робочої температури.

Завданнями методу є:

- оцінювання стану ізоляції при найбільшій робочій температурі по зміні параметрів масла;
- оцінювання рівня зволоження ізоляції шляхом вимірювання вологи, що виділяється в масло при підвищенні температури і витримці протягом певного часу;
- оцінювання вірогідності зниження електричної міцності масла внаслідок зволоження механічних домішок (целюлозних волокон) вологою, що виділилась з ізоляції в масло;
- оцінювання розподілу вологи в твердій ізоляції за допомогою вимірювання швидкості виділення вологи в масло.

Діагностоване обладнання під навантаженням нагрівається за допомогою зменшення інтенсивності охолодження з метою зниження відносної вологості масла і створення «потенціалу вологості» в поверхневих шарах ізоляції, стимулюючи виділення вологи в масло, і витримується протягом деякого часу при періодичному контролі вологовмісту масла або відносної вологості масла, а також пробивної напруги масла.

Температура повинна бути достатньо високою для того, щоб отримати помітне збільшення вологості масла за рахунок десорбції вологи з вологих зон. Значення відносної вологості масла повинне бути нижче за рівноважне значення згідно ізотерм сорбції вологи.

Кількість виділеної води повинна бути достатньо великою, щоб мати можливість її виміряти. Вважаючи за бажану швидкість виділення вологи величину більше 10 ррм/добу, можна показати, що вологість масла повинна відповідати рівноважному вологовмісту поверхневих шарів не більше 1,5, а відповідна температура – не нижче 60-65 °С.

Тривалість витримки обладнання при заданій температурі повинна бути чималою, щоб забезпечити дифузійну помітної кількості вологи з поверхневих шарів ізоляції в масло. Досвід показує, що якщо вологовміст ізоляції більше за 2-2,5 %, то достатньо витримати її при розрахунковій температурі 24 години.

Основою для оцінювання ступеня зволоження є ізотерма сорбції целюлозного матеріалу. Ізотерми сорбції є різними для електрокартону різної щільності, кабельного паперу, а також при різних температурах. Крім того, ізотерма сорбції відрізняється від ізотерми десорбції. Тому оцінювання параметрів зволоження є певною мірою умовним. Для практичних цілей, оцінювання рівноважної вологості, особливо враховуючи досвід WHRT, може бути використана крива (рис. 6.1), побудована для температури 70 °С, яка дозволяє оцінити малі значення рівноважної вологості.

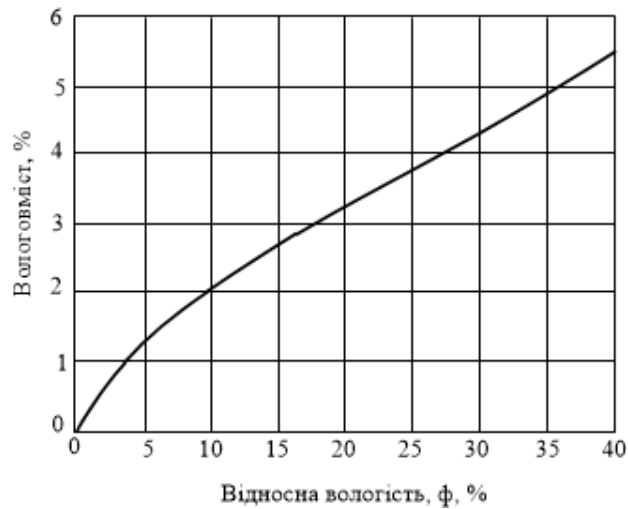


Рис. 6.1. Ізотерма сорбції вологи при температурі 70 °С

Вважаючи, що основним джерелом вологи є тонка ізоляційна структура, переважно бар'єрна ізоляція, вологовміст її оцінюється за рівнянням:

$$W_k \approx W_e + (5 \div 10) \cdot W_m [\%], \quad (6.1)$$

де W_e – рівноважний вологовміст;

W_m – кількість води, що виділилась за 24 години, віднесена до маси бар'єрів.

Коефіцієнт при W_m приймається рівним 10, якщо товщина бар'єрів 2 мм і менше, та 5 – якщо товщина бар'єрів 3 мм і більше.

Процедура випробування

Перед початком прогрівання на час випробувань для кожного адсорбційного фільтра перекривають один кран з метою виключення протоки масла і адсорбції вологи з масла силікогелем або десорбції вологи з силікогелю, якщо останній зволожений.

Процес нагрівання обладнання регулюють шляхом відключення частини вентиляторів системи охолодження. Швидкість підвищення температури підтримується на рівні не більше 5 °С/год. Стабільність температури при витримці забезпечують шляхом зміни числа вентиляторів, що працюють.

В процесі прогрівання кожні 1-2 години реєструють такі параметри:

- температуру верхніх шарів масла в баку обладнання і навколишнього повітря;
- рівень масла в розширювачі;
- тиск масла у вводах;
- стан системи охолодження (кількість включених вентиляторів).

Відбір проб масла з бака обладнання на вологовміст і пробивну напругу проводять перед прогріванням, досягши розрахункової

температури 65-70°C (0 годин) і через 12, 24, 48 і 72 години після досягнення температури витримки.

Інтенсивне виділення води в масло при прогріванні до порівняно низької температури зазвичай є свідченням наявності вільної води в маслі.

Використання датчиків безперервного вимірювання вологості дозволяє зручніше під'єднатися до нижньої частини бака в зону найбільшої відносної вологості масла, наприклад, до зливної засувки.

Класифікація станів обладнання

Найбільш важливою перевагою методу WHRT є можливість оцінювання стану електроізоляційної системи з точки зору можливого зниження запасів електричної міцності. На рис. 6.2 наведено орієнтовні критерії стану обладнання за наслідками досвіду WHRT.

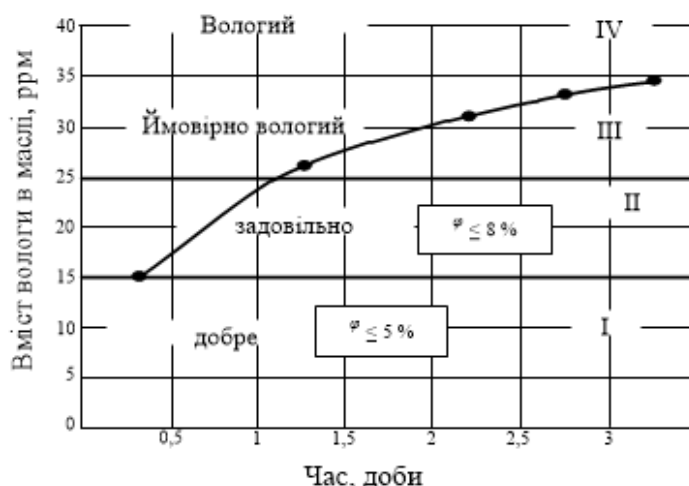


Рис. 6.2. Класифікація зволоження обладнання.

6.2.1. Оцінювання вологості бар'єрів за даними вимірювання опору ізоляції (методика НВЦ ЗТЗ - Сервіс)

Для оцінювання середнього вологовмісту ізоляції використовуються результати вимірювання проміжку між обмотками, бажано при температурі 50-70°C.

Отримане значення R_{60} -НН приводиться до температури 20 °С:

$$R_{60}(20) = R_{60}(t) * e^{0.05(t-20)}. \quad (6.2)$$

Визначається питома електропровідність картону:

$$\gamma_k = \frac{1}{R_{60}(20) * \Lambda_{МБИ}}, \quad (6.3)$$

$$\Lambda_{МБИ} = A * \left(B + \frac{1}{1 + \alpha} \right).$$

Коефіцієнти A і B залежать від конструкції обладнання. У випадку, якщо параметри конструкції невідомі, для орієнтовного оцінювання можна прийняти $A = 1000$ для 3-х фазного обладнання і $A = 500$ – для однофазного:

$$B = 0,07 \text{ і } \alpha = \frac{0,25}{\text{tg } \delta_{m70^\circ C}}. \quad (6.4)$$

Характеристики ізоляції вводів зі зволоженою ізоляцією представлені на рис. 6.3.

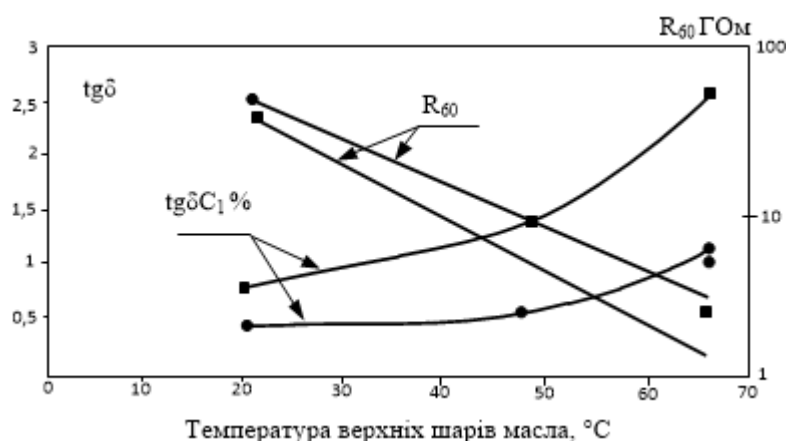


Рис. 6.3. Характеристики ізоляції вводів зі зволоженою ізоляцією

На рис. 6.4 показано зміну тангенса кута втрат ($tg(\delta_{C1})$) і вимірника конденсатора ($tg(\delta_{C2})$) при збільшенні тангенса кута втрат масла у ввіді зі спеціальним виводом ПН

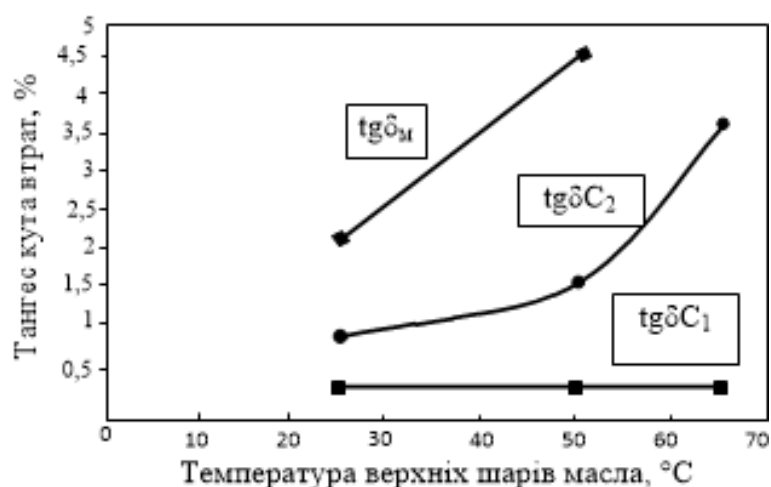


Рис. 6.4. Зміна тангенса кута втрат ($tg(\delta_{C1})$) і вимірника конденсатора ($tg(\delta_{C2})$) при збільшенні тангенса кута втрат масла у ввіді зі спеціальним виводом ПН

Розраховується середній вологовміст картону.

У зв'язку з прийнятим припущенням, результати оцінювання вологовмісту за такою методикою мають значну похибку.

6.3 Діагностування стану високовольтних вводів

Високовольтні вводи силових трансформаторів, шунтових реакторів, високовольтних вимикачів тощо 110-750 кВ з ізоляцією конденсаторного типу зазвичай виконуються з вимірювальним виводом, приєднаним до

останнього обладнання, або (і) зі спеціальним виводом (ПН), приєднаним до вимірювального обладнання. Ці виводи дозволяють контролювати характеристики вводів під напругою.

Для діагностування використовують характеристики ізоляції ($\text{tg}\delta$, ємність, опір, коефіцієнт абсорбції), рівень часткових розрядів, характеристики масла.

За зволоження ізоляції спостерігається експоненціальне зростання $\text{tg}(\delta)_{C1}$ при підвищенні температури у разі збільшення вологості вище 1 %, зниження опору ізоляції і коефіцієнта абсорбції R_{60}/R_{15} , появи ЧР при робочій напрузі. При вологовмістові шарів ізоляції вище 4 % інтенсивність ЧР складає 1000-10000 пК.

При підвищенні температури вологовміст масла росте.

Так само відбувається експоненціальне збільшення $\text{tg}\delta_{C1}$ при підвищенні температури, напруги і струмового навантаження і підвищення тангенса кута втрат масла та інших показників старіння масла.

Для діагностування стану ізоляції необхідне вимірювання діелектричних втрат при підвищеній температурі.

При старінні масла у ввіді має місце експоненціальне збільшення $\text{tg}\delta_{C2}$ з підвищенням температури при незмінному значенні $\text{tg}\delta_{C1}$, або такому, що знижується, а також підвищення значення $\text{tg}\delta$ масла.

Питання для самоконтролю

1. Яку оцінку припускає метод оцінювання ступеня зволоження по температурній міграції вологи в маслі?
2. Які завдання поставлені в цьому методі?
3. Де в працюючому обладнанні різниця температур окремих його зон обумовлює різницю у відносній вологості масла?
4. Як оцінюється вологовміст ізоляції?
5. Як відбувається оцінювання середнього вмісту ізоляції?
6. З яких позицій метод WHRT оцінює стан електроізоляційної системи?
7. Наведіть характеристики ізоляції вводів зі зволоженою ізоляцією.
8. Як визначається питома електропровідність картону?
9. Що відбувається у разі зволоження ізоляції?
10. Як змінюється $\text{tg}\delta_{C1}$ при підвищенні температури, напруги і струмового навантаження?

7. ПРАКТИЧНІ ЗАСАДИ ВИМІРЮВАННЯ ОПОРУ ІЗОЛЯЦІЇ

7.1. Загальні відомості про вимірювання опору ізоляції

Вимірювання опору ізоляції відноситься до категорій контролю: «П» – під час введення в експлуатацію нового електрообладнання та електрообладнання, що пройшло відновлювальний або капітальний ремонт і реконструкцію на спеціалізованому ремонтному підприємстві; «К» – під час капітального ремонту на підприємстві; «ПР» – під час поточного ремонту; «М» – між ремонтами.

За прикладання постійної напруги до ізоляції (наприклад, до виводів обмоток електричних двигунів, силових трансформаторів, вимірювальних трансформаторів тощо) їх вимірюваний опір ізоляції змінюється у часі і, як правило, через 60" (примітка: символ «"» означає секунди часу) досягає постійного значення, яке позначають $R_{60"}$ (рис. 7.1).

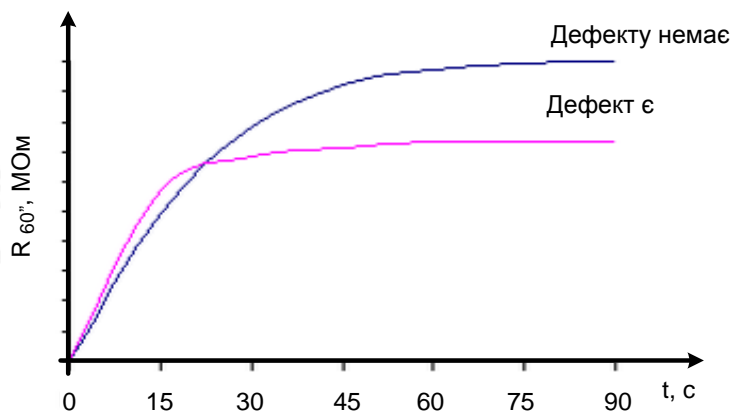


Рисунок 7.1. Залежність опору $R_{60"}$ від часу

За методом вимірювання опору $R_{60"}$, найбільш ефективно виявляються дефекти, що призводять до збільшення струму наскрізної провідності ізоляції. Цей струм під час прикладання постійної напруги до ізоляції встановлюється практично миттєво і з часом не змінюється. Наскрізний струм обумовлюється як підвищенням зовнішньої провідності ізоляції, так і наявністю в ній шляхів наскрізного витоку. За цим методом ефективно виявляються такі дефекти, як:

- місцеві зволоження ізоляції;
- забруднення ізоляції;
- пошкодження ізоляції;
- потрапляння в ізоляційний проміжок струмопровідних елементів (металевої стружки, слідів від графіту тощо).

Наприклад, у силових трансформаторів характерними видами цих дефектів є зволоження і забруднення:

- верхньої і нижньої ярмової ізоляції;

- ізоляційної плити й ізоляційних ділянок приводних валів РПН;
- нижньої порцелянової частини ввідів та ін.

За методом вимірювання опору R_{60}'' недостатньо ефективно виявляються:

- місцеві зволоження і забруднення ділянок ізоляції, що розташовані на значній відстані від заземлених частин (краще визначаються за методом вимірювання $tg(\delta)$ ізоляції обмоток);
- зволоження ізоляції, при якому основна маса води зосереджена у внутрішніх шарах ізоляції (краще визначається за методом вимірювання $tg(\delta)$ ізоляції обмоток);
- місця неоднорідності ізоляції, наприклад, внаслідок наявності в ній повітряних бульбашок (краще визначається за методом часткових розрядів).

Таким чином, метод вимірювання опору R_{60}'' дозволяє виконати лише грубе оцінювання усередненого стану ізоляції для випадку її зміни, як правило, під дією зволоження і забруднення. Однак, цей метод є найбільш простим і доступним, тому він знаходить широке застосування за необхідності швидкої оцінки стану ізоляції, наприклад, перед увімкненням обладнання під напругу.

Під час оцінювання опору R_{60}'' варто мати на увазі, що опір значною мірою залежить від чинників, безпосередньо не пов'язаних зі зволоженням і забрудненням ізоляції, наприклад, таких, як властивості залитого при монтажі масла, метод нагрівання трансформатора і розподілу температур всередині бака та від інших чинників.

Значення опору R_{60}'' дає уявлення про усереднений стан всієї ізоляції, яка досліджується (тобто про загальний опір ізоляції). Вимірюванням опору R_{60}'' місцеві і зосереджені дефекти в ізоляції великого об'єму (розміру) виявляються погано. У цьому випадку можна розширити можливості методу. На рис. 7.2 показано ділянки ізоляції двообмоткового трансформатора при вимірюванні опору ізоляції обмоток R_{60}'' .

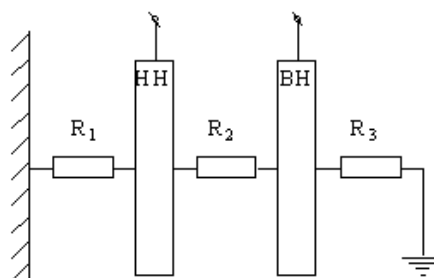


Рисунок 7.2. Схема ділянок ізоляції трансформатора

На рис. 7.2: НН, ВН – обмотки трансформатора; R_1 , R_2 , R_3 – опори контрольованих ділянок ізоляції.

За допомогою розрахунків можна визначити пошкоджену ділянку ізоляції, що роблять іноді для уточнення місця погіршення стану ізоляції.

Абсолютні значення опору ізоляції R_{60}'' не завжди визначають ступінь

зволоження трансформатора, тому додатковою характеристикою є коефіцієнт абсорбції K_{abc} , який являє собою відношення опору ізоляції, виміряного за 60 секунд ($R_{60''}$), до опору, який виміряний за 15 секунд ($R_{15''}$):

$$K_{abc} = \frac{R_{60''}}{R_{15''}}.$$

7.2. Приклади методів вимірювання опору ізоляції

Перед початком вимірювань мегомметр необхідно перевірити. Для цього «закорочують» клеми «З» (заземлення) і «Л» (лінія) приладу і обертають його рукоятку (при ручному приводі) або натискають кнопку в приладі зі статичним перетворювачем, поки стрілка приладу не встановиться напроти поділки шкали з цифрою «0».

Після цього знімають перемичку, яка «закорочувала» клеми приладу і продовжують обертати рукоятку приводу (натискати кнопку). Стрілка приладу повинна встановитися проти поділки «∞» (нескінченність). Якщо прилад справний, то ним можна робити вимірювання.

Безпосередньо перед вимірюванням, об'єкт вимірювання повинен бути заземлений на 2 - 3 хвилини для зняття залишкових зарядів.

При вимірюванні абсолютного значення опору ізоляції електрообладнання його струмопровідна частина приєднується проводами з посиленою ізоляцією (типу ПВЛ) до клеми «Л» мегомметра (рис. 7.3). Клеми «З» і корпус обладнання, відносно до яких проводиться вимірювання, надійно заземлюють через загальний контур заземлення. Опір ізоляції визначається за показами стрілки мегомметра (рис. 7.4), яка має знаходитись в усталеному стані через 60 секунд після прикладання випробовуваної напруги мегомметра до досліджуваної ізоляції об'єкта.

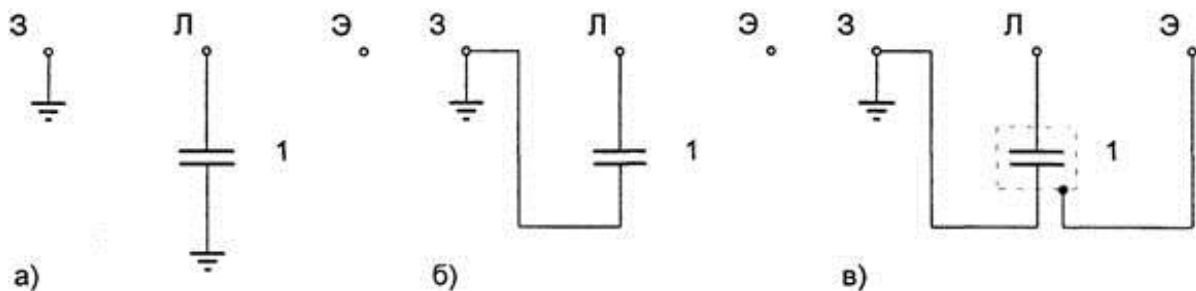


Рисунок 7.3. Схеми вимірювання мегомметром опору ізоляції

На рис. 7.3 показані: «1» – ізоляція; «З» – клема на корпусі мегаомметра для підключення приладу до контуру заземлення; «Л» – клема на корпусі мегомметра для підключення приладу до струмопровідної частини обладнання, опір ізоляції якої вимірюється; «Э» – клема на корпусі мегомметра для підключення приладу до корпусу (або екрану) обладнання, опір ізоляції якого вимірюється. Схеми вимірювання

мегомметром опору ізоляції: «а» – відносно землі; «б» – між струмопровідними частинами обладнання; «в» – між струмопроводами обладнання з метою виключення впливу струмів витоку.



Рисунок 7.4. Вимірювання мегомметром опору ізоляції електричного двигуна

На рис. 7.4 показано підключення мегомметра до виводів обмотки статора електричного двигуна.

Значення опору ізоляції значною мірою залежить від температури.

Вимірювання варто проводити при температурі ізоляції не нижче $+5^{\circ}\text{C}$, крім спеціально обумовлених випадків.

Після вимірювання опору ізоляції необхідно короткочасно заземлити точку, до якої підключався провід від мегомметра, для того, щоб зняти заряд, що накопичився в ізоляції.

На рис. 7.5 показана схема підключення мегомметра при вимірюванні опору ізоляції проводу фази А кабелю (ізоляція якого перевіряється) відносно корпусу. Для цього клему «З» («земля») мегомметра підключають до екрану кабелю або до заземлювального провідника, а потім клему «Л» («лінія») мегомметра приєднують до провідника фази А.

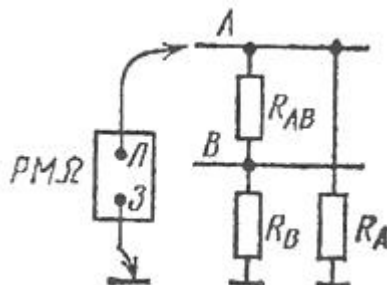


Рисунок 7.5. Схема підключення мегомметра

У такій схемі прилад вимірює не опір ізоляції R_A жили фази «А» кабелю відносно землі, а еквівалентний опір R_{AE} , який складається з двох паралельно з'єднаних віток: опору R_A і послідовно з'єднаних опорів R_B і

R_{AB} . Тут R_B – опір ізоляції жили фази «В» відносно землі, R_{AB} - опір ізоляції між жилами фаз «А» і «В». Тому за результатом одного виміру не можна визначити значення опору R_A , але можна визначити еквівалентний опір R_{AE} .

Якщо в розглянутій схемі необхідно визначити опір R_A , то варто провести три вимірювання. При першому вимірюванні заземлюють провід В, а мегомметр підключають до жили фази «А». У цьому випадку вимірюють опір двох паралельних опорів R_A і R_{AB} .

При замиканні жил фаз «А» і «В» між собою і при підключенні до них приладу, мегомметр покаже опір іншої пари опорів R_A і R_B . І нарешті, при заземленні жили фази «А» в результаті вимірювання будуть враховані опори R_B і R_{AB} .

Математично результати вимірювань опорів R_A , R_B , R_{AB} пов'язані між собою такими співвідношеннями:

$$\begin{aligned}R_{EA} &= R_A \cdot R_B / (R_A + R_B); \\R_{EB} &= R_B \cdot R_{AB} / (R_B + R_{AB}); \\R_{EC} &= R_A \cdot R_{AB} / (R_A + R_{AB}).\end{aligned}\tag{7.1}$$

Якщо покази мегомметра у всіх трьох випадках однакові, то:

$$R_A = R_B = R_{AB} = 2R_{EA} = 2R_{EB} = 2R_{EC}.$$

Коли покази мегомметра різні, то для знаходження R_A , R_B , R_C необхідно вирішити систему рівнянь, підставивши в неї значення опорів R_{EA} , R_{EB} , R_{EC} , тобто результати кожного з трьох вимірів.

Враховуючи викладене, опір ізоляції обмоток електричних машин, трансформаторів, кабелів вимірюють по черзі для кожної з обмоток окремо, з'єднавши при цьому інші обмотки (жили кабеля) з корпусом машини або трансформатора (або з бронею кабеля). Це дозволяє знайти еквівалентний опір ізоляції даної обмотки, в якій входять опори ізоляції відносно корпусу та інших обмоток. При вимірах опору обмотки, опір ізоляції якої вимірюють, вона не повинна мати гальванічний зв'язок з іншими обмотками.

7.3. Методика вимірювань опору ізоляції в лабораторній роботі

Застосована в лабораторній роботі методика виконання вимірів активного опору ізоляції забезпечує виконання вимірів з відносною похибкою $\pm 20\%$.

Вимірювання опору ізоляції електрообладнання виконується методом безпосереднього оцінювання результатів за показами приладів. Вибір типу мегомметра, його граничні вимірювання і номінальну напругу необхідно вибирати відповідно до характеристик контролюваного об'єкта. Правила

використання засобів вимірювань відповідають інструкціям з експлуатації заводу виробника приладів.

7.4. Прилади для вимірювання та контролю опору ізоляції

Вимірювання опору ізоляції електрообладнання виконуються за допомогою мегомметрів, технічні характеристики яких наведені в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1. Технічні характеристики мегомметрів

ТИП	Номинальна напруга (В)	Діапазон вимірювання опору (МОм)	Клас точності	Робоча частина шкали
ЭСО202/1 ТУ-25- 7534.014-90	100 250 500	1÷1000	15	0÷5 кОм 5÷1000 МОм
Ф4102/2 ТУ 25- 7534.005-87	1000 2500	0÷2000 0÷20000 0÷5000 0÷50000	1,5	0÷2000 МОм 0÷200 МОм 0÷2000 МОм

7.5. Вимоги з охорони праці

Під час вимірювання опору ізоляції електричних пристроїв при виконанні лабораторних робіт необхідно дотримуватися певних вимог безпеки.

На струмопровідних частинах, на яких буде проводитись робота, напругу необхідно зняти за допомогою комутаційних апаратів (або запобіжників). Варто отримати у викладача допуск до виконання лабораторної роботи.

При роботі з мегаомметром забороняється торкатись до струмопровідних частин, з якими мегаомметр з'єднаний. Після завершення робіт необхідно зняти накопичений заряд з контрольованого обладнання шляхом його закорочування і заземлення.

Виконувати вимірювання мегаомметром **забороняється**:

- на провіднику, який знаходиться під напругою;
- на одному провіднику двопровідної лінії, напругою більше 1000 В, в той час, коли інший провідник знаходиться під напругою;
- на однопровідній лінії, якщо вона проходить паралельно працюючій лінії напругою більше 1000 В;
- під час грози або її наближенні.

7.6. Кваліфікаційні вимоги до персоналу, який вимірює опір ізоляції

На виробництві.

До виконання вимірювань і обробки їх результатів допускаються особи з електротехнічного персоналу, які пройшли необхідну підготовку і перевірку знань схем вимірювань і правилах в обсязі «Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів». Електромонтерам необхідно мати досвід проведення вимірювань в умовах діючих електроустановок, отриманий в період навчання.

Для обладнання напругою вище 1000 В вимірювання виконують два електромонтери згідно з нарядом-допуском, один з яких повинен мати не менше четвертої групи з електробезпеки.

Для обладнання напругою до 1000 В вимірювання виконуються за розпорядженням двома електромонтерами, один з яких повинен мати не менше четвертої групи з електробезпеки.

В університеті.

До виконання вимірювань і обробки їх результатів допускаються студенти, які перед виконанням лабораторної роботи пройшли необхідну підготовку і перевірку знань схем вимірювань і правил в обсязі «Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів». Студентам необхідно мати досвід проведення вимірювань, отриманий за період навчання.

Вимірювання виконують два студенти.

7.7 Вимоги до вимірювань опору ізоляції

При виконанні вимірів необхідно дотримуватись виконання певних вимог.

За опір ізоляції приймається 60 секундне значення опору $R_{60''}$, зафіксоване по шкалі мегомметра через 60 секунд. Відлік часу необхідно починати після досягнення потрібної кількості обертів ручки мегомметра.

При вимірах опору ізоляції об'єкта з великою ємністю, щоб запобігти небажаних коливань стрілки приладу, необхідно ручку мегаомметра обертати з частотою, яка значно більша номінальної (близько 130-140 обертів за хвилину, збільшуючи швидкість обертання до заспокоєння стрілки приладу. Відлік виміру проводити лише після того, як стрілка займе усталене положення.

Під час вимірювань опору ізоляції освітлювальної мережі, ввідні запобіжники повинні бути зняті, розетки необхідно залишити без споживачів, лампи розжарювання необхідно викрутити, на люмінесцентних лампах повинні бути зняті стартери.

Питання для самоконтролю

1. Суть категорій контролю «П».
2. Чим обумовлюється наскрізний струм?
3. Що дозволяє виконати метод вимірювання опору R_{60} ?
4. У чому полягають основні переваги методу вимірювання опору R_{60} і де він знаходить найбільш широке застосування?
5. Перед початком вимірювань як необхідно перевірити мегомметр?
6. Від чого залежить значення опору ізоляції?
7. Як виконується вимірювання опору ізоляції електрообладнання?
8. Які вимоги безпеки необхідно виконувати під час вимірювання опору ізоляції електричних пристроїв?
9. В яких випадках забороняється виконувати вимірювання мегомметром?
10. Які кваліфікаційні вимоги до персоналу, який вимірює опір ізоляції?

8. ВИЗНАЧЕННЯ СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

8.1. Методика визначення опору ізоляції силового маслонаповненого трансформатора за результатами вимірювання $R_{60''}$ і відношення опорів $R_{60''} / R_{15''}$

Параметри, що характеризують ізоляцію обмоток, залежать від характеристик масла і температури ізоляції обмоток. Врахування зміни характеристик масла за час між послідовними вимірюваннями параметрів ізоляції проводиться за допомогою поправок, які враховують зміну $\text{tg}(\delta)$ масла. Застосовувані методи нагрівання трансформатора використовуються для того, щоб наблизити температуру ізоляції обмоток при подальших експлуатаційних вимірах до базової температури, тобто до температури, що мала місце при заводських або монтажних випробуваннях.

Для зменшення різниці в розподілі температур всередині бака при заводських та експлуатаційних випробуваннях останні виконуються лише після певного часу після прогрівання трансформатора. При цьому трансформатор попередньо нагрівається до температури, яка перевищує температуру при заводських випробуваннях.

Параметри ізоляції триобмоткових і двообмоткових трансформаторів вимірюють за схемами, наведеними у таблиці 8.1.

Таблиця 8.1. Схеми вимірювань параметрів ізоляції трансформаторів

Триобмоткові трансформатори
ВН – СН, НН, бак
СН – ВН, НН, бак
НН – ВН, СН, бак
ВН, СН - НН, бак
ВН, СН, НН – бак
Двообмоткові трансформатори
ВН – НН, бак
НН – ВН, бак
ВН, НН – бак

У таблиці 8.1 позначені: ВН, СН, НН – обмотки високої, середньої та низької напруги відповідно; бак – бак трансформатора; ВН – СН, НН, бак – вимірювання опору ізоляції обмотки високої напруги, з'єднаних разом і заземлених, обмотки середньої напруги, обмотки напруги та баку трансформатора і т. д.

Характеристики ізоляції вимірюються при температурі ізоляції, яка не нижче + 10 °С у трансформаторів на напругу до 150 кВ і потужністю до 80 МВА. У трансформаторів на напругу 220÷750 кВ і на напругу 110÷150 кВ та потужністю більше 80 МВА характеристики ізоляції вимірюються при температурі, яка не менше нижнього значення температури, записаної в паспорті трансформатора. Для її забезпечення трансформатори піддаються нагріванню до температури, яка перевищує необхідну на 10 °С. Параметри ізоляції вимірюються під час зменшення температури та при відхиленні температури від необхідного значення не більше ніж на 5 °С.

За температуру ізоляції трансформатора, який не піддавався нагріванню, приймають:

- у трансформаторах на напругу до 35 кВ з маслом – температуру верхніх шарів масла,
- в трансформаторах на напругу вище 35 кВ з маслом – температуру фази В обмотки ВН, яка визначається за її опором постійному струму.

При нагріванні трансформатора температура ізоляції приймається такою, яка дорівнює середній температурі обмотки ВН фази В, що визначається по значенню опору цієї обмотки постійному струму. Рекомендується температуру обмотки обчислювати за формулою:

$$t_x = \frac{R_x - R_0}{R_0} \cdot (235 + t_0) + t_0, \quad (8.1)$$

де R_x – вимірне значення опору обмотки при температурі t_x ; R_0 – опір обмотки, вимірний на заводі при температурі t_0 ; (записаної в паспорті трансформатора).

Опір ізоляції вимірюється мегомметром на напругу 2500 В з верхньою межею вимірювання, яка не менше 10000 МОм.

Оскільки опір $R_{60''}$ зменшується з підвищенням температури, то для оцінки ступеня погіршення ізоляції обмоток рекомендується виміряні значення опору ізоляції приводити до рівня температури вимірювання ізоляції на заводі. Наприклад, якщо опір ізоляції обмоток вимірювався при температурі t_x , відмінної від температури t_0 , записаної в паспорті трансформатора, то фактичне значення опору ізоляції обмоток (приведене до заводської температури) визначається після ділення виміряного опору ізоляції на коефіцієнт K_2 (таблиця 8.2).

Враховуючи те, що під час підвищення температури на 10°С значення опору $R_{60''}$ збільшується в 1,5 рази, то можна визначити K_2 за формулою:

$$K_2 = 1,5 \cdot 10^{\frac{t_x - t_0}{10}} \quad (8.2)$$

Таблиця 8.2. Значення коефіцієнта K_2 для перерахунку значень $R_{60''}$

Різниця температур $t_x - t_0, ^\circ\text{C}$	1	2	3	4	5	10	15	20	25	25
Значення K_2	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,5	1,84	2,25	2,75	3,4

На результати вимірювання опору $R_{60''}$ окрім температури також впливає значення $tg(\delta)$ масла в момент випробувань. Якщо на заводі застосовувалося масло, яке при лабораторній температурі t_{M1} мало значення $tg(\delta)_{M1}$, а при подальшому вимірюванні параметрів ізоляції застосовувалося масло, що має при лабораторній температурі t_{M2} значення $tg(\delta)_{M2}$, то необхідно привести виміряні в лабораторії значення параметрів $tg(\delta)_{M1}$ і $tg(\delta)_{M2}$ до температур t_0 і t_x , при яких вимірювались параметри ізоляції, використовуючи дані таблиці 8.3.

Таблиця 8.3. Значення коефіцієнта K_3 для перерахунку значень $tg(\delta)$ масла

Різниця температур $t, ^\circ\text{C}$	1	2	3	4	5	10	15
Значення K_3	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,5	1,84
Різниця температур $t, ^\circ\text{C}$	20	25	30	35	40	45	50
Значення K_3	2,25	2,75	3,4	15	5,1	6,2	7,5

Враховуючи, що при підвищенні температури на 1°C значення $tg(\delta)$ масла збільшується в 1,5 рази, то можна визначити значення коефіцієнта K_3 для випадку вимірювання характеристик ізоляції на заводі за формулою:

$$K_3(1) = 1,5 \cdot 10^{\frac{t_0 - t_{M1}}{10}} \quad (8.3)$$

Значення коефіцієнта K_3 для випадку післязаводських вимірювань характеристик ізоляції обмоток:

$$K_{3(2)} = 1,5 \cdot 10^{\frac{t_0 - t_{M2}}{10}} \quad (8.4)$$

Значення узагальненого коефіцієнта K_3 для випадку після заводських вимірювань параметрів ізоляції обмоток:

$$K_{3(2)} = 1,5 \cdot 10^{\frac{t_0 - t_{M2}}{10}} \quad (8.5)$$

Узагальнюючий коефіцієнт K_{M1} , що дозволяє врахувати вплив масла при приведенні значень опору $R_{60''}$ при післязаводських випробувань до заводських значень, визначається за формулою:

$$K_{M1} = 1,5 \cdot 10^{\frac{t_0 - t_{M2}}{10}} \quad (8.6)$$

Остаточний фактичний опір $R_{60'',\phi}$ з урахуванням впливу температури і масла на результати після заводських вимірювань параметрів ізоляції визначається за формулою:

$$R_{60'',\phi} = R_{60'',\text{вим}} \cdot K_2 \cdot K_M \quad (8.7)$$

де $R_{60'',\text{вим}}$ – значення опору $R_{60''}$ при після заводських випробуваннях. З урахуванням параметрів, використаних вище, остаточно маємо:

$$R_{60'',\phi} = R_{60'',\text{вим}} \cdot \frac{\text{tg}(\delta)_{M2}}{\text{tg}(\delta)_{M1}} \cdot 1,5 \cdot \frac{2 \cdot (t_x - t_0) + (t_{M1} - t_{M2})}{10} \quad (8.8)$$

8.2. Оцінювання стану ізоляції обмоток трансформаторів за результатами вимірювання $R_{60''}$ і відношення $R_{60''} / R_{15''}$

Під час монтажу та капітального ремонту може мати місце неприпустимо велике зволоження ізоляції обмоток. Виміряні значення $R_{60''}$ і відношення $R_{60''} / R_{15''}$ є одним із основних показників при прийнятті обґрунтованого рішення про допустимість введення трансформатора в роботу після монтажу і капітального ремонту без сушіння.

Отримані при міжремонтних і експлуатаційних випробуваннях значення опору ізоляції $R_{60''}$ і відношення $R_{60''} / R_{15''}$ використовуються як одні з основних показників при прийнятті обґрунтованого рішення про можливість подальшої експлуатації, про можливість і доцільність проведення відновлювального ремонту трансформатора. В інших випадках уточнюються терміни проведення ремонту.

8.3 Оцінювання стану ізоляції за допустимими значеннями $R_{60''}$ і відношення $R_{60''}/R_{15''}$

Оцінювання погіршення стану ізоляції проводиться шляхом порівняння результатів випробувань з нормами.

Оскільки значення опору $R_{60''}$ ізоляції визначається не лише станом ізоляції трансформатора, а також і його геометричними розмірами, кількістю і видом ізоляції, то при нормуванні допустимих значень $R_{60''}$ як визначальні параметри враховуються напруга і потужність трансформатора.

Допустимі значення опору $R_{60''}$ визначені не для всіх трансформаторів. Оцінити стан ізоляції по допустимому значенню опору $R_{60''}$ після монтажних робіт можна лише у трансформаторів напругою до 35 кВ включно (таблиця 8.4), а після капітального ремонту – у трансформаторів напругою до 110 кВ включно (таблиця 8.5).

Таблиця 8.4. Найменші допустимі значення опору ізоляції $R_{60''}$ обмоток трансформатора напругою до 35 кВ включно, залитого маслом (після монтажних робіт)

Потужність трансформатора, кВА	Значення $R_{60''}$, (МОм) при температурі обмотки, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
До 6300 включно	450	300	200	130	90	60	40
10 000 і більше	900	600	400	260	180	120	80

Допустимі значення відношення $R_{60''}/R_{15''}$ також встановлені не для всіх трансформаторів. Після монтажних робіт оцінити стан ізоляції по допустимому значенню $R_{60''}/R_{15''}$ можна лише у трансформаторів напругою до 35 кВ включно та потужністю менше 10000 кВА, а після капітального ремонту – у трансформаторів напругою до 110 кВ включно всіх потужностей. У перерахованих вище трансформаторів значення $R_{60''}/R_{15''}$ повинні бути не менше, ніж 1,3.

Значення $R_{60''}$ відносяться до всіх обмоток даного трансформатора.

Трансформатори, які пройшли капітальний ремонт без заміни обмоток або ізоляції, можуть бути введені в роботу без сушіння у разі дотримання умов знаходження активної частини на повітрі, а також коли значення опору ізоляції обмоток трансформаторів, які вводяться в експлуатацію після капітального ремонту, не менші ніж 50 % від значень, отриманих під час приймально-здавальних випробувань або паспортних даних. Для трансформаторів на напругу до 35 кВ потужністю до 10 МВА значення $R_{60''}$ має бути меншим ніж значення, наведені у таблиці 8.5.

Таблиця 8.5. Найменші допустимі значення опору ізоляції R_{60} обмоток трансформатора в маслі (після капітального ремонту)

Характеристика трансформатора (напруга та потужність)	Значення R_{60} , МОм, при температурі обмотки, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
До 35 кВ включно, незалежно від потужності	450	300	200	130	90	60	40
До 35 кВ включно, потужністю до 10 МВА	450	300	200	130	90	60	40
110 кВ незалежно від потужності	900	600	400	260	180	120	80

8.4. Оцінювання погіршення стану ізоляції за допустимим відносним відхиленням опору від початкового значення R_{60}

Оцінювання погіршення стану ізоляції проводиться шляхом порівняння результатів випробувань з початковими значеннями. Значення опору ізоляції R_{60} після монтажних робіт для трансформаторів на напруги 110 ÷ 750 кВ повинно бути не менше 70% значення, зазначеного в паспорті.

Допустимим є зниження опору ізоляції R_{60} за час капітального ремонту:

– для трансформаторів напругою до 35 кВ включно та потужністю до 10000 кВА включно – не більше, ніж на 40%;

– для трансформаторів напругою до 35 кВ включно та потужністю більше 10000 кВА і напругою 110 кВ і більше всіх потужностей – не більше, ніж на 30%.

При поточному ремонті та міжремонтних випробуваннях опір ізоляції R_{60} і відношення R_{60}/R_{15} не нормуються, але повинні враховуватися при комплексному розгляді результатів усіх вимірювань ізоляції і зіставлятися з раніше отриманими. Порівняння результатів вимірювання опору ізоляції R_{60} можна виконати за допомогою графіків.

На рис. 8.1 представлено зміну опорів ізоляції однотипних трансформаторів у часі.

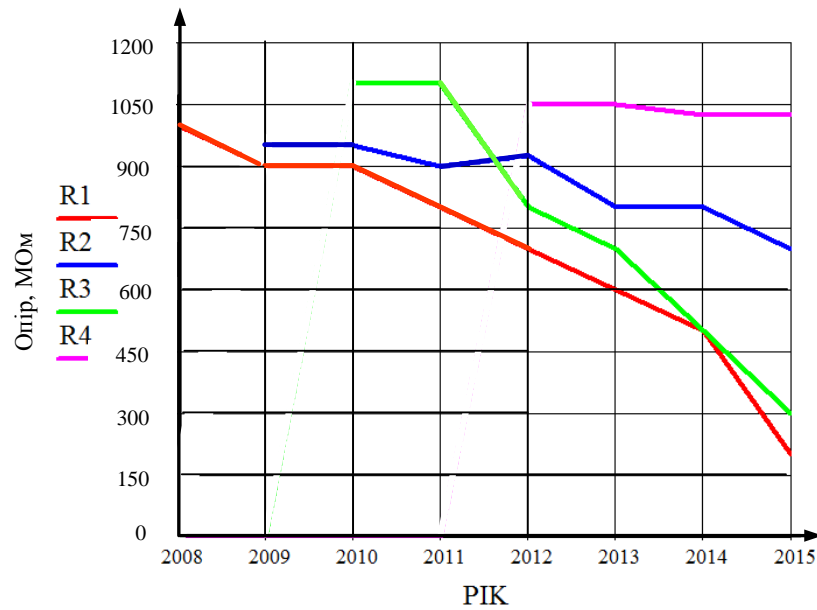


Рисунок 8.1. Зміна опорів ізоляції однотипних трансформаторів у часі

На рис. 8.2 показано залежність опорів ізоляції однотипних трансформаторів від терміну експлуатації.

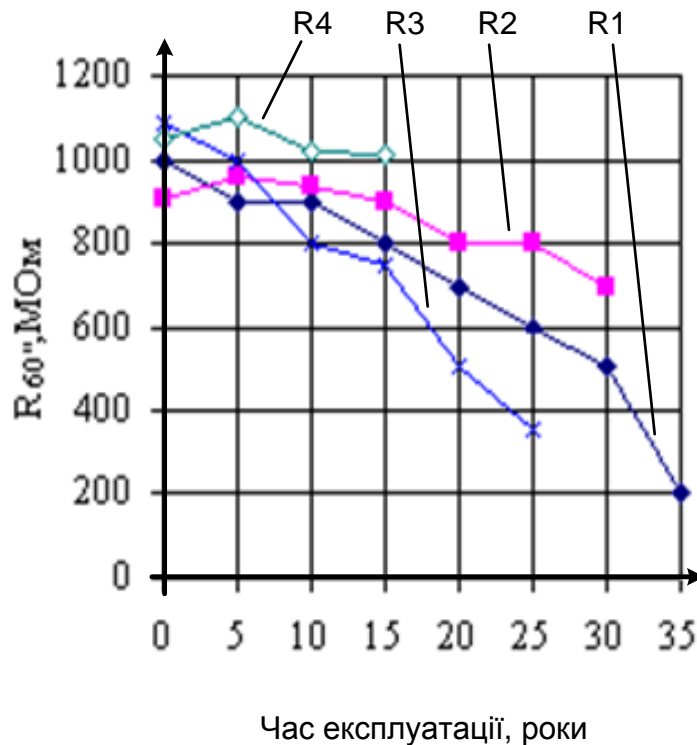


Рисунок 8.2. Залежність опорів ізоляції однотипних трансформаторів від терміну експлуатації

На рис. 8.1 та 8.2 показані опори R1, R2, R3, R4 першого, другого, третього і четвертого трансформаторів відповідно. Аналіз процесу зміни

опору рекомендується виконувати для групи однотипних трансформаторів із зазначенням моменту їх введення в експлуатацію (рис. 8.1).

Процес прискореного старіння можна помітити на графіку, якщо по осі абсцис відкладається термін служби трансформатора (рис. 8.2). Всі опори приведені до розрахункової (базової) температури (70 °С).

8.5. Приклад розв'язання практичних задач з визначення стану ізоляції за результатами контролю її активного опору

Умова задачі. Вимірювання опору ізоляції трансформатора $R_{60''}$ проводиться за схемою ВН – НН, бак.

Дані заводського протоколу:

– опір ізоляції обмоток трансформатора $R_{60''} = 1300$ МОм був вимірний при температурі t_0 , яка записана у паспорті цього трансформатора, $t_0 = 58$ °С;

– вимірний у лабораторії тангенс кута діелектричних втрат масла $tg(\delta_{M1}) = 0,15\%$ (при температурі $t_{M1} = 20$ °С).

Дані протоколу випробувань під час монтажу:

– опір ізоляції $R_{60''_{вим}} = 420$ МОм при температурі $t_x = 61$ °С;

– тангенс кута діелектричних втрат $tg(\delta_{M2}) = 2,5\%$ при температурі $t_{M2} = 69,7$ °С.

Завдання. Розрахуйте фактичне значення опору ізоляції.

Розв'язок задачі.

Визначаємо коефіцієнт K_2 , який враховує вплив на значення опору ізоляції обмоток, різницю в температурах ізоляції при заводських і монтажних випробуваннях параметрів ізоляції:

$$K_2 = 1,5^{10^{\frac{t_x - t_0}{10}}},$$

$$K_2 = 1,5^{10^{\frac{61 - 58}{10}}} = 1,13 \text{ в.о.}$$

Визначимо коефіцієнт K_{M1} , який враховує вплив на значення опору ізоляції обмоток відмінності в значеннях $tg(\delta)_M$ масла при заводських і монтажних випробуваннях параметрів ізоляції:

$$K_{M1} = \frac{tg(\delta)_{M2}}{tg(\delta)_{M1}} \cdot 1,5^{\frac{(t_x - t_0) + (t_{M1} - t_{M2})}{10}},$$

$$K_{M1} = \frac{2,5}{0,15} \cdot 1,5^{\frac{(61 - 58) + (20 - 69,7)}{10}} = 2,51.$$

Значення фактичного опору ізоляції обмоток з урахуванням впливу температури і $\operatorname{tg}(\delta)_m$ масла становить:

$$R_{60}''_{\text{факт}} = R_{60}''_{\text{вим.м}} \cdot K_2 \cdot K_m,$$

$$R_{60}''_{\text{факт}} = 420 \cdot 1,13 \cdot 2,51 = 1191 \text{ МОм}.$$

Висновок. Значення фактичного опору ізоляції обмоток становить 91,6% ($1191 \cdot 100 / 1300 = 91,6\%$) від значення опору, який був виміряний під час заводських випробувань. Цей опір знаходиться в допустимих межах (його величина менша допустимої, яка дорівнює 70%).

Питання для самоконтролю

1. Від чого залежать параметри, що характеризують ізоляцію обмоток?
2. Що впливає на результати вимірювання опору R_{60}'' ?
3. Яким шляхом проводиться оцінювання погіршення стану ізоляції?
4. Яким способом проводиться порівняння результатів вимірювання опору ізоляції R_{60}'' ?
5. Як розраховується фактичне значення опору ізоляції?
6. При яких температурах ізоляції необхідно вимірювати її характеристики?
7. Що таке коефіцієнти K_2 і K_m та як вони розраховуються?
8. У чому полягає сутність оцінювання стану ізоляції за допустимими значеннями R_{60}'' і R_{60}'' / R_{15}'' ?
9. Яким є допустиме зниження опору ізоляції R_{60}'' трансформаторів після монтажних робіт та за час капітального ремонту?
10. Як залежать опори ізоляції однотипних трансформаторів від терміну експлуатації?

9. ВИМІРЮВАННЯ ОПОРУ ІЗОЛЯЦІЇ КАБЕЛІВ І ПРОВОДІВ, ВИМИКАЧІВ ТА ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

9.1. Вимірювання опору ізоляції кабелів і проводів

Якщо до вимірюваного зразка прикласти постійну напругу, то в наступний момент після підключення напруги в колі буде протікати струм, що зумовлений електричною ємністю зразка (чи процесами швидкої поляризації). Опісля (з часом) струм зменшується і досягає в кінцевому результаті постійного значення. Цей струм називають струмом, що зумовлений наскрізною провідністю.

Залежність струму від часу можна представити у вигляді суми експонент:

$$I = I_{СК} + \sum_{i=1}^{\infty} I_i e^{-t/\tau_i}, \quad (9.1)$$

де I_i і τ_i – постійні величини.

Величину τ_i називають постійною часу, що відповідає експонентній складовій. У більш загальному вигляді функцію (9.1) можна представити так:

$$I = \int_0^{\infty} I(\tau) e^{-t/\tau} d\tau, \quad (9.2)$$

де $I(\tau)$ – щільність розподілу I по τ .

Струм, який представлений у вигляді суми експонент у (9.1), називають струмом абсорбції. Струми абсорбції зумовлені накопиченням об'ємних зарядів на неоднорідностях у діелектриках. У стандартизованих методиках вимірювання нормується час з моменту підключення напруги до моменту відліку показів вимірювального приладу. Таким чином, проводиться вимірювання певної умовної величини для такої методики. Для визначення наскрізної провідності необхідний дуже тривалий час для вимірювання.

Іноді представляють (9.1) у вигляді суми обмеженої кількості експонент (наприклад, три) і по кривих струму абсорбції шляхом розрахунків визначають кожен доданок у сумі. По зміні цих доданків можна визначити якість ізоляції і якість технологічного процесу її обробки, наприклад сушіння, поліконденсації. Абсолютне значення струмів абсорбції також може характеризувати якість ізоляції.

При вимірюванні характеристик електроізоляційних матеріалів часто застосовують зразки у вигляді пластин, на які наносять три електроди (1, 2, 3, рис. 9.1). Розміри електродів регламентуються стандартами (часто діаметр $d_1 = 100$ мм).

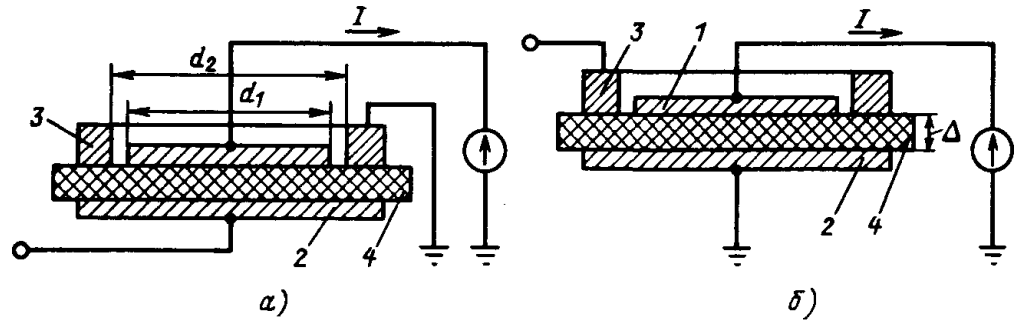


Рисунок 9.1. Система з трьох електродів для вимірювання об'ємного і поверхневого опорів

Під час вимірювань питомого об'ємного опору ρ_v (Ом·м), застосовують схему, показану на рис. 9.1, а. Під час вимірювання питомого поверхневого опору ρ_s , Ом застосовують схему, показану на рис. 9.1, б. Також вимірюється струм I через зразок 4 (рис. 9.1), що проходить у схемі від вимірювального електрода 1. У схемі рис. 9.1, а струм по поверхні зразка від нижнього електрода 2, до якого підведена напруга, відводиться на заземлення через охоронний електрод 3 і не потрапляє у вимірювальне коло.

Під час вимірювань ρ_s (рис. 9.1, б) вимірюваний струм проходить від електрода 3 до електрода 1 по поверхні зразка. У цьому випадку електрод 2 заземлений.

Кільцевий проміжок між електродами 1 і 3 має бути мінімальним (часто – 2 мм). Розрахунковий діаметр дорівнює $d_{cp} = (d_1 + d_2)/2$. Тоді можна записати співвідношення:

$$R_v = \rho_v \frac{4\Delta}{\pi d_{cp}^2},$$

$$\rho_v = d_{cp}^2 \pi R_v / 4\Delta, \quad (9.3)$$

$$R_s = \rho_s \frac{\Delta_1}{\pi d_{cp}};$$

$$\rho_s = \frac{\pi d_{cp} R_s}{\Delta_1}, \quad (9.4)$$

де Δ – товщина зразка; R_v і R_s – опори зразка при вимірюваннях за схемами рис. 9.1, а і б відповідно; $\Delta_1 = (d_2 - d_1)/2$.

Неточності під час вимірювання електричного опору ізоляції значною мірою залежать від підготовки зразка і застосовуваних електродів. Перед

вимірюваннями зразки повинні тривалий час витримуватись при заданій температурі і вологості. Поверхня зразків не повинна бути забруднена.

До електродів висуваються такі вимоги:

- електрод повинен мати високу провідність і забезпечувати гарний електричний контакт по всій поверхні зіткнення зі зразком;
- в умовах випробувань електрод не повинен впливати на зразок, що випробовується (деформувати його, здійснювати хімічний вплив тощо);
- електрод має бути таким, щоб його легко було наносити і зручно застосовувати під час випробування.

Масивні електроди виготовляють із нержавіючої сталі, міді й латуні. Фольгові електроди з'єднують зі зразком трьома способами. Щільний контакт зі зразком досягається шляхом притирання електрода до його поверхні за допомогою мастила (вазеліну, трансформаторного масла або кремнійорганічної рідини). Як правило, товщина шару мастила не повинна перевищувати 1 мкм. Під час вимірювання для зразків із пластмас застосовують пресування з нагріванням. Фольгові електроди можна також притискати до зразка через гуму під тиском 10 кПа.

Електроди з осаджених металів у вигляді щільно прилягаючих плівок можуть бути виконані зі срібла, золота, платини, міді, алюмінію. Часто це роблять способом напилювання у вакуумі шляхом випаровування металу при нагріванні або катодного напилювання. На неорганічні матеріали можна наносити електроди зі срібла. Для цього потрібне нагрівання до декількох сотень градусів. При більш низьких температурах можливе нанесення покриття шляхом холодного газодинамічного напилення.

Як мастила для електродів можна застосовувати суспензії, наповнені розпиленним графітом (лаки, олії, вода). Товщина мастила має бути приблизно на порядок менше товщини зразка, а її питома провідність на кілька порядків більше, ніж зразка.

Загальні вимоги при визначенні електричного опору ізоляції кабельних виробів регламентовані ГОСТ 3345-76. Напруга під час вимірювань – від 90 до 500 В. Похибка повинна бути не більше 10% при вимірюваннях опору до 10^{10} Ом і не більше 25% при опорі 10 Ом і більше. Точність вимірювання температури регламентується в конкретних стандартах на вироби.

На рис. 9.2 показано підключення кабелю при вимірюванні електричного опору ізоляції.

Опір ізоляції повинен бути виміряний:

- для виробів *без металевої оболонки*, екрану – між жилою та металевим циліндром, на який навивається виріб, між жилою і водою, між жилою й іншими жилами, з'єднаними між собою (і з водою);
- для виробів *з металевою оболонкою*, екраном і бронею – між кожною жилою й іншими, з'єднаними між собою і з оболонкою, чи екраном, бронею; у цьому випадку вимірювання можна робити і по триелектродній схемі відповідно до рис. 9.2. Електроди 1, 2, 3 відповідають рис. 9.1.

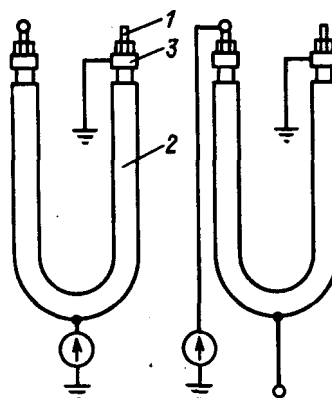


Рисунок 9.2. Підключення кабеля при вимірюванні електричного опору ізоляції: 1 – жила; 2 – оболонка або екран; 3 – охоронний електрод для виключення впливу струмів витоку по поверхні ізоляції.

9.2 Вимірювання опору ізоляції високовольтних вимикачів

Вимірювання опору ізоляторів, ізоляторів дугогасильних камер, відділювачів й ізоляційних тяг проводиться для виключення всіх класів напруг мегаомметром на напругу 2,5 кВ або від джерела напруги випрямленого струму.

Граничні значення опору ізоляції наведено в таблиці 9. 1.

Таблиця 9.1. Найменший допустимий опір опорної ізоляції та ізоляції рухомих частин повітряних вимикачів

Випробовуваний об'єкт	Опір ізоляції, МОм, при номінальній напрузі вимикача, кВ		
	До 15	20-35	110 і вище
Опорний ізолятор, повітропровід і тяга (кожне окремо), виготовлені з фарфору	1000	1000	5000
Тяга, виготовлена з органічних матеріалів		3000	

За необхідності, особливо при вимірюваннях у вологу погоду, для виключення впливу струмів витоку на покази мегомметра на зовнішній поверхні ізоляторів встановлюються охоронні кільця (рис. 9.1).

Позначення клем на корпусі мегаомметра: «Э» – для приєднання до екрану; «Л» – для приєднання до лінії, опір ізоляції якої вимірюється; «З» – для приєднання до заземлення. Замість позначення «З» може бути

позначення «←» (у мегаомметрів ЭСО210/1, ЭСО210/3, ЭСО210/1-Г, ЭСО210/3 -Г, Е6-22 тощо), а замість позначення «Л» – « R_x , U_x » (у мегаомметрів ЭСО210/1, ЭСО210/3, ЭСО210/1-Г, ЭСО210/3 -Г).

На рис. 9.3 наведено схему вимірювання ізоляції ізоляторів із застосуванням вихрових кілець.

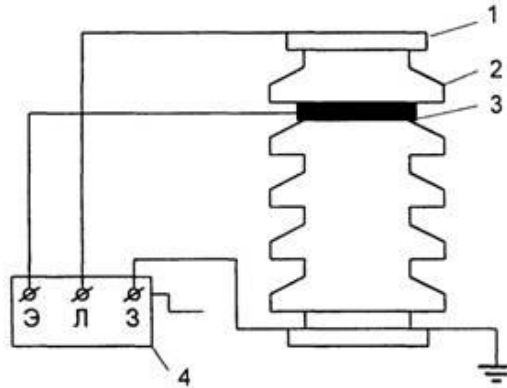


Рисунок 9.3. Схема вимірювання ізоляції ізоляторів із застосуванням вихрових кілець: 1 – металевий фланець; 2 – верхнє ребро ізолятора; 3 – охоронне кільце; 4 – мегомметр

Вимірювання проводяться з усіма приєднаними колами керування, захисту та сигналізації мегомметром на напругу 500÷1000 В. Опір ізоляції не повинен бути меншим 1 МОм.

9.3. Вимірювання електричного опору ізоляції обмоток вимірювальних трансформаторів струму і напруги

Вимірювання електричного опору ізоляції обмоток трансформаторів струму і напруги (рис. 9.4, 9.5) виконують відповідно до схем, наведених на рис. 9.2 та 9.3.

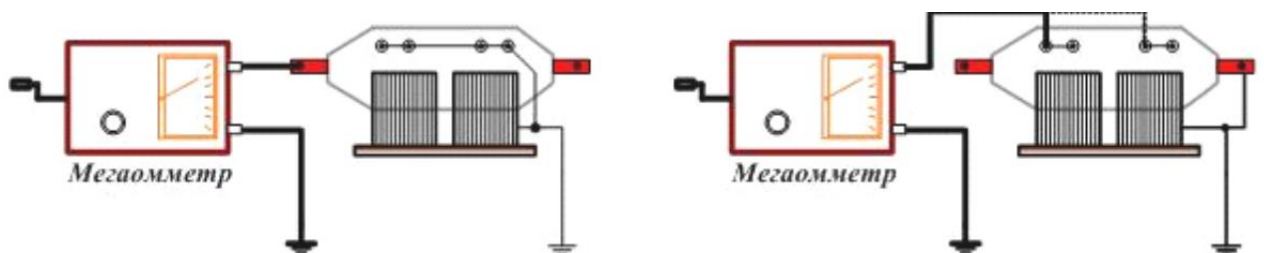


Рисунок 9.4. Вимірювання електричного опору ізоляції обмоток ВН та НН трансформатора струму

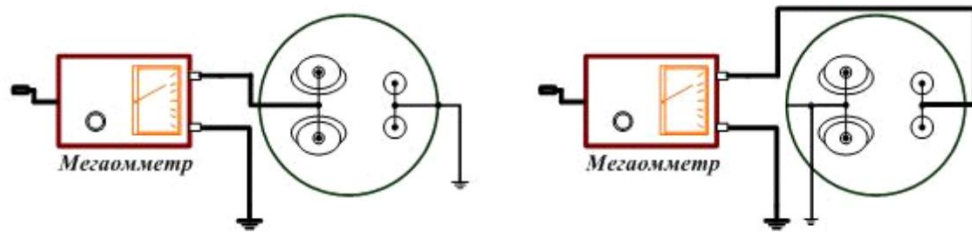


Рисунок 9.5. Вимірювання електричного опору ізоляції обмоток ВН та НН трансформатора напруги

Під час проведення вимірювань опору ізоляції вторинних ланцюгів трансформаторів необхідно попередньо зняти заземлення з цих ланцюгів. У трансформаторів напруги може заземлюватися і первинна обмотка, тому перед вимірюванням опору ізоляції схему трансформатора необхідно розібрати. Це не стосується трансформаторів напруги, підключених до міжфазної напруги. У них виводи первинної обмотки не заземлюють. У будь-якому разі необхідно виходити з місцевих умов.

Необхідно вимірювати опір ізоляції обмотки відносно корпусу, при цьому інша обмотка трансформатора (вторинна або первинна – дивись рис. 9.5) повинна бути закорочена і заземлена. Для трансформаторів струму первинну обмотку дозволяється не закорочувати – дуже малий опір. Відлік показів мегомметра здійснюється через 60 секунд після початку вимірювання.

Вимірювання проводиться для первинної обмотки відносно корпусу та закорочених і заземлених вторинних обмоток. Потім – у вторинних обмотках відносно закороченої і заземленої первинної обмотки.

У трифазних трансформаторів напруги всі три фази первинної обмотки перед вимірюваннями закорочуються. Так само роблять і з вторинними обмотками.

Питання для самоконтролю

1. Що являє собою поняття «струм, що зумовлений наскрізною провідністю»?
2. Що таке струми абсорбції? Чим вони зумовлені?
3. Від чого залежать неточності під час вимірювання електричного опору ізоляції?
4. Основні вимоги до електродів.
5. Що таке «охоронні кільця», для чого вони застосовуються?
6. Як правильно виміряти опір ізоляції обмотки відносно корпусу трансформатора? Що в першу чергу необхідно зробити?

10. ДІАГНОСТУВАННЯ ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ

10.1. Актуальність діагностування заземлювальних пристроїв

Світові тенденції підвищення безпеки роботи підприємств агропромислового комплексу ґрунтуються на підвищенні безпеки роботи з силовим високовольтним устаткуванням.

Одним з важливих чинників, які впливають на безпеку експлуатації, обслуговування і ремонту силового енергетичного обладнання є правильний вибір, проектування, монтаж і експлуатація заземлюючих пристроїв.

Особливо важливим це завдання постає в умовах проектування і експлуатації сучасних підприємств АПК. Такий підхід забезпечує підвищення надійності й техніко-екологічної безпеки.

Багато важливих технічних і економічних показників електричного обладнання залежать від способу заземлення електричних мереж, який впливає на вартість ізоляції ліній та устаткування мережі, а також на вартість пристроїв заземлення; на надійність електропостачання споживачів; на можливість виникнення ферорезонансних та резонансних процесів; на умови безпеки обслуговування електроустановок; на виконання та функціонування пристроїв захисту від замикання на землю. Отже, правильний вибір способу заземлення електричних мереж має принципове і практичне значення.

Відомо, що в середньому електротравми складають 3% від загального числа травм. При цьому смертельні електротравми від загального числа смертельних випадків складають 12-13%. Це дуже багато, якщо враховувати високий рівень травматизму в країні.

Обчислювати електротравматизм прийнято з розрахунку на 1 млн. жителів. В Україні цей показник складає 8,8 смертельних електротравм на 1 млн жителів країни за рік (у передових промислово розвинених країнах не більше 3).

До найбільш небезпечних сфер життя відносяться: легка промисловість, де електротравматизм складає 17 % від кількості смертельних нещасних випадків, енергетика – 14 %, хімічна промисловість – 13 %, будівництво, сільське господарство – по 20%, наш горезвісний побут – приблизно 24 % та інші.

Для подолання такої негативної статистики смертельних нещасних випадків відповідні заходи захисту від ураження електричним струмом повинні бути достатніми вже під час проектування та реалізованими під час виготовлення електрообладнання або в процесі монтажу електроустановки чи в обох випадках.

10.2. Загальні відомості про заземлювальні пристрої та їх елементи

Заземлювач – провідна частина (провідник) або сукупність з'єднаних між собою провідних частин (провідників), які перебувають в електричному контакті із землею безпосередньо або через проміжне провідне середовище, наприклад, через бетон.

Для захисту від ураження електричним струмом при замиканнях на корпус застосовуються захисні заходи безпеки. Таких заходів сім: заземлення, занулення, вирівнювання потенціалів, мала напруга, ізоляція, захисне відключення, роздільні трансформатори.

Штучний заземлювач – заземлювач, який створюють спеціально з метою заземлення. Штучні заземлювачі виконують з вертикальних і (або) горизонтальних електродів. Електроди можуть бути зі сталі або міді.

Вертикальні електроди заглиблюють в землю таким чином, щоб їх верхня кінцівка знаходилася на глибині 0,7-0,8 м від поверхні землі. Якщо заземлювач має кілька вертикальних електродів, то вони з'єднуються між собою горизонтальними електродами, які також розміщуються на глибині 0,7–0,8 м. Довжина вертикальних електродів зазвичай приймається 3–5 м, а у разі великого питомого опору у верхньому шарі землі і значно меншого опору в нижньому може сягати 10–15 м і більше. Відстань між сусідніми вертикальними електродами повинна бути не меншою, ніж довжина електроду. Краще, щоб ця відстань була у два чи три рази більшою за довжину електроду. Якщо питомий опір землі у верхньому шарі незначний, штучні заземлювачі можуть виконуватися шляхом закладання в землю лише горизонтальних електродів, без застосування вертикальних.

Природний заземлювач – провідна частина, яка, крім своїх безпосередніх функцій, одночасно може виконувати функції заземлювача (наприклад, арматура фундаментів та інженерних комунікацій будівель і споруд, підземна частина металевих і залізобетонних опор ПЛ тощо). Перевага: застосування природних заземлювачів дозволяє отримати значну економію коштів і матеріалів на спорудженні заземлювальних пристроїв. Недоліком природних заземлювачів у багатьох випадках є доступність до них людей, які не мають ніякого відношення до електроустановки, тож за цієї причини існує можливість пошкодження неперервності їх з'єднань. Тому у разі використання природних заземлювачів це повинно враховуватися.

Електрично-незалежні заземлювачі – заземлювачі, розташовані на такій відстані один від одного, що максимально можливий струм, який може стікати в землю по одному з них, суттєво не впливає на електричний потенціал інших.

Заземлювальний провідник – провідник, який з'єднує заземлювач з визначеною точкою системи або електроустановки чи обладнання.

Заземлювальний пристрій – сукупність електрично з'єднаних між собою заземлювача і заземлювальних провідників, включаючи елементи їх з'єднання.

Основними електричними параметрами заземлювального пристрою є опір розтікання заземлювача, напруга дотику, напруга кроку в зоні розтікання. Заземлення – виконання електричного з'єднання між визначеною точкою системи або установки чи обладнання і локальною землею.

Примітка: з'єднання з локальною землею може бути навмисним, ненавмисним і випадковим, а також постійним або тимчасовим.

Захисне заземлення – заземлення точки чи точок системи, установки або обладнання з метою забезпечення електробезпеки.

Функціональне (робоче) заземлення – заземлення точки чи точок системи, установки або обладнання з метою, що не пов'язана з електробезпекою (наприклад, для забезпечення електромагнітної сумісності).

Захисний провідник – провідник, призначений для забезпечення електробезпеки.

Захисний заземлювальний провідник – заземлювальний провідник, призначений для захисного заземлення.

Провідник системи зрівнювання потенціалів – захисний провідник, призначений для захисного зрівнювання потенціалів.

10.3. Призначення та класифікація провідників заземлення

РЕ – провідник (від англ. protective earthing – захисне заземлення) – захисний провідник (рис. 10.1) в електроустановках напругою до 1 кВ, призначений для захисту від ураження електричним струмом [1].

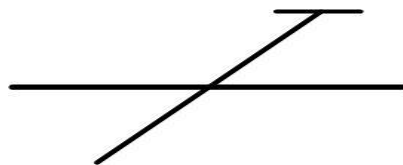


Рисунок 10.1. РЕ-провідник

N–провідник (нейтральний провідник) – це провідник в електроустановках напругою до 1 кВ електрично-з'єднаний з нейтральною точкою джерела живлення, яке використовується для розподілення електричної енергії (рис. 10.2).

Нейтральна точка (джерело живлення) – спільна точка з'єднаної в зірку багатофазної системи або заземлена точка однофазної системи.

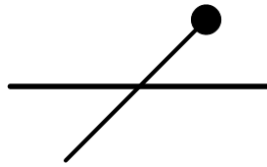


Рисунок 10.2. N-провідник

M-провідник (провідник середньої точки) – провідник в електроустановках напругою до 1 кВ, який електрично з'єднаний з середньою точкою джерела живлення і використовується для розподілення електричної енергії.

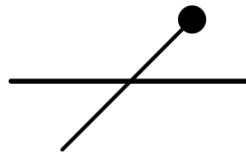


Рисунок 10.3. M-провідник

PEN-провідник - провідник в електроустановках напругою до 1 кВ, який поєднує в собі функції - захисного (PE-) і нейтрального (N-) провідників.

Терміни «нейтральний» і «захисний» провідники в системі TN є синонімами відповідних термінів «нульовий робочий» і «нульовий захисний» провідники. Вони описані в попередніх редакціях ПУЕ, а також в нормативних документах України, і не відповідають термінам міжнародних стандартів.

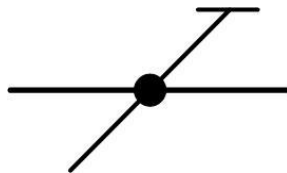


Рисунок 10.3. PEN-провідник

10.4. Класифікація типів заземлення та їх характеристика

Тип заземлення системи – це показник, який характеризує розташування нейтрального провідника (N-провідника) або провідника середньої точки (M-провідника) і з'єднання з землею струмопровідних частин джерела живлення та відкритих провідних частин в електроустановках напругою до 1 кВ.

Позначення типу заземлення системи (ГОСТ 30331.2) системи TN:

система TN-S; система TN-C; система TN-C-S; система TT; система IT.

Системи TN – системи, в яких мережа живлення має глухе заземлення однієї точки струмопровідних частин джерела живлення, а електроприймачі і відкриті провідні частини електроустановки приєднуються до цієї точки за допомогою відповідно N- або M- і захисного PE-провідників. де: T – terra – «земля», N – нейтраль.

T – terra – «земля»: безпосереднє приєднання однієї точки струмопровідних частин джерела живлення до заземлювального пристрою. Позначення землі на схемі показано на рис. 10.4.

У трифазних мережах такою точкою, як правило, є нейтраль джерела живлення (якщо нейтраль недоступна, то заземлюють фазний провідник), у трипровідних мережах однофазного струму і постійного струму – середня точка, а у двопровідних мережах – один з виводів джерела однофазного струму або один з полюсів джерела постійного струму.

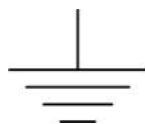


Рисунок 10.4. Позначення землі на схемі

N – нейтраль (від англ. neutral – «нейтраль») – безпосередній зв'язок відкритих провідних частин електроустановки з точкою заземлення. N – друга літера, яка позначає характер заземлення відкритих провідних частин електроустановки.

10.5. Схеми виконання систем заземлень

Система TN-S – система TN, в якій N- або M- і PE- провідники розділено по всій мережі. Літера S показує розташування нейтрального N- і захисного PE- провідників: S (від англ. separate – «розділяти») – функції N- і PE- провідників виконують окремі провідники

Схеми виконання систем TN-S (рис. 10.5, 10.6): ДЖ – джерело живлення; L1, L2, L3 – лінійні (фазні) провідники; 1 – заземлювач джерела живлення; 2 – відкриті провідні частини; 3 – заземлювач відкритих провідних частин; 4 – захисний заземлювальний провідник. Заземлення системи позначено потовщеними лініями.

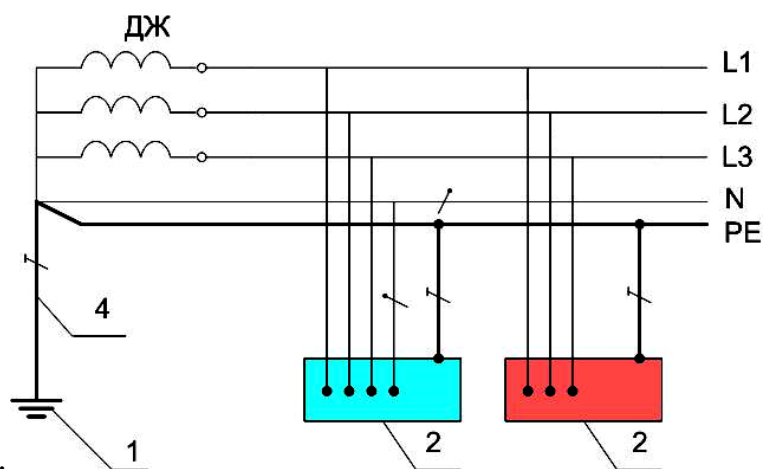


Рисунок 10.5. Схема 1 виконання системи TN-S (у джерела схема «зірка»)

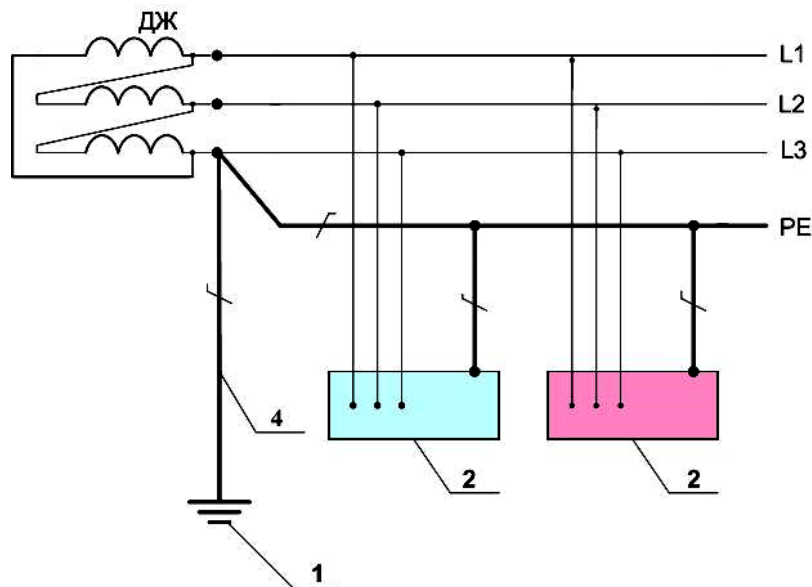


Рисунок 10.6. Схема 2 виконання системи TN-S (у джерела схема «трикутник»)

Система TN-C (рисунок 10.7) – система TN, в якій N- або M- і PE-провідники поєднано в одному PEN-провіднику по всій мережі C (від англ. combine – «об'єднувати») – функції N- і PE- провідників виконує один PEN-провідник.

Схеми виконання систем TN-C: ДЖ – джерело живлення; L1, L2, L3 – лінійні (фазні) провідники; 1 – заземлювач джерела живлення; 2 – відкриті провідні частини; 3 – заземлювач відкритих провідних частин; 4 – захисний заземлювальний провідник. Заземлення системи позначено потовщеними лініями.

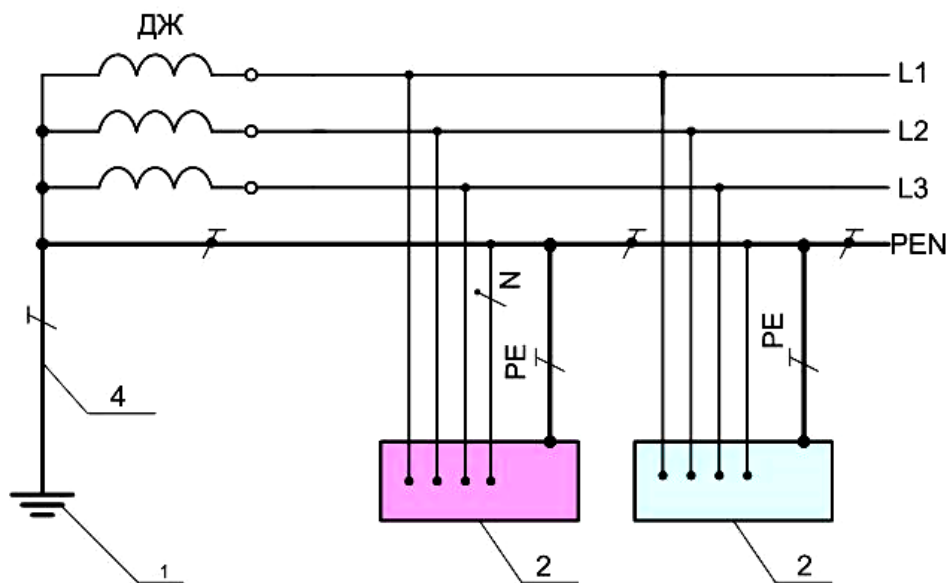


Рисунок 10.7. Схеми виконання систем TN-C (у джерела схема «зірка»)

Система TN-C-S (рис. 10.8) – система TN, в якій N- або M- і PE-провідники поєднано в одному провіднику в частині мережі, починаючи від джерела живлення.

Схеми виконання систем TN-C-S: ДЖ – джерело живлення; L1, L2, L3 – лінійні (фазні) провідники; 1 – заземлювач джерела живлення; 2 – відкриті провідні частини; 3 – заземлювач відкритих провідних частин; 4 – захисний заземлювальний провідник. Заземлення системи позначено потовщеними лініями.

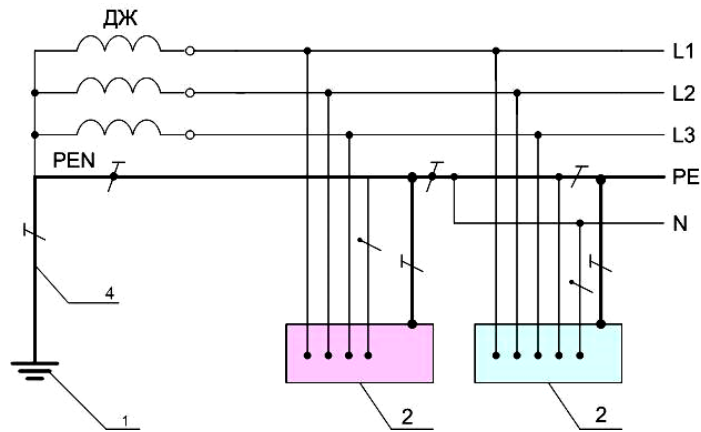


Рисунок 10.8. Схема виконання систем TN-C-S (у джерела схема «зірка»)

Система TT (рис. 10.9) – система, одна точка струмопровідних частин джерела живлення якої заземлена, а відкриті провідні частини електроустановки приєднано до PE-провідника, з'єднаного із заземлювачем, електрично-незалежним від заземлювача, до якого приєднано точку струмопровідних частин джерела живлення.

Схеми виконання систем TT: ДЖ – джерело живлення; L1, L2, L3 – лінійні (фазні) провідники; 1 – заземлювач джерела живлення; 2 – відкриті провідні частини; 3 – заземлювач відкритих провідних частин; 4 – захисний заземлювальний провідник. Заземлення системи позначено потовщеними лініями.

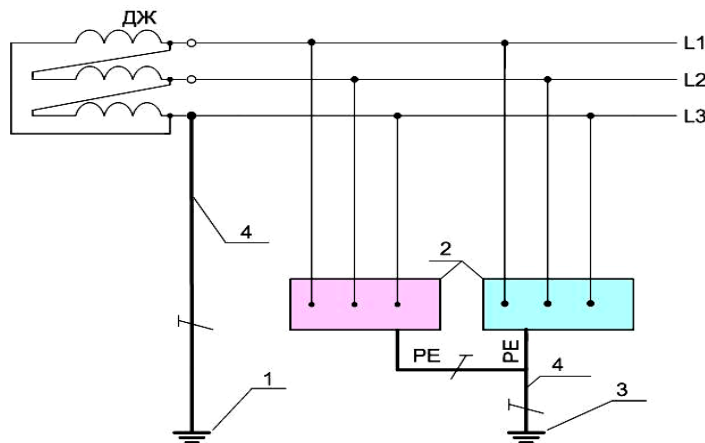


Рисунок 10.9. Схема 1 виконання системи TT

Схеми виконання системи ТТ (рис. 10.9, рис. 10.10): ДЖ – джерело живлення; L1, L2, L3 – лінійні (фазні) провідники; 1 – заземлювач джерела живлення; 2 – відкриті провідні частини; 3 – заземлювач відкритих провідних частин; 4 – захисний заземлювальний провідник. Заземлення системи позначено потовщеними лініями.

Система ІТ (рис. 10.11) – система, в якій мережа живлення ізолювана від землі чи заземлена через прилади або (і) пристрої, що мають великий опір, а відкриті провідні частини електроустановки приєднано до заземленого РЕ-провідника.

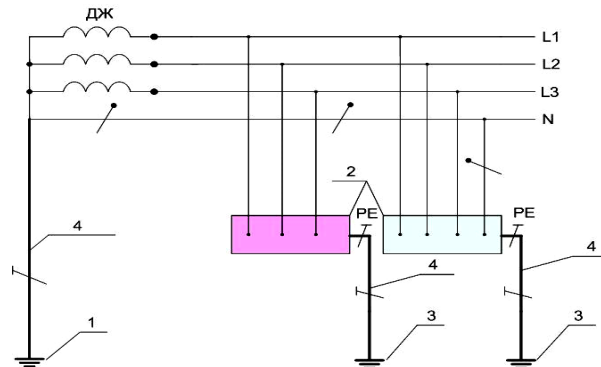


Рисунок 10.10. Схема 2 виконання системи ТТ (у джерела схема «зірка»)

Система ІТ – система, в якій мережа живлення ізолювана від землі чи заземлена через прилади або (і) пристрої, що мають великий опір, а відкриті провідні частини електроустановки приєднано до заземленого РЕ-провідника.

Схема 1 виконання систем ІТ (рис. 10.11): ДЖ – джерело живлення; L1, L2, L3 – лінійні (фазні) провідники; 1 – заземлювач джерела живлення; 2 – відкриті провідні частини; 3 – заземлювач відкритих провідних частин; 4 – захисний заземлювальний провідник. Заземлення системи позначено потовщеними лініями.

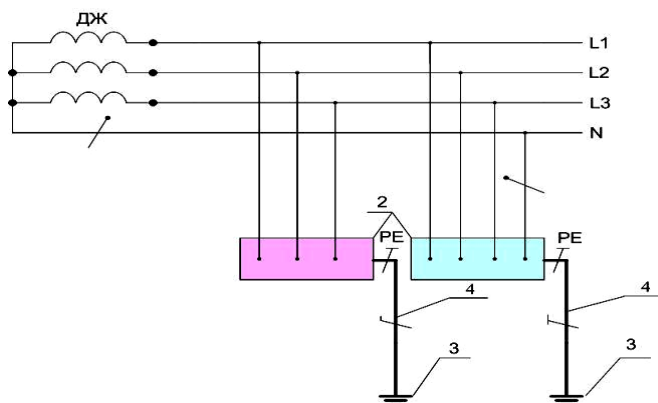


Рисунок 10.11. Схема 1 виконання системи ІТ (у джерела схема «зірка»)

Схема 1 і схема 2 виконання систем ІТ (рис. 10.11 та рис. 10.12) містять: ДЖ – джерело живлення; L1, L2, L3 – лінійні (фазні) провідники; 1 – заземлювач джерела живлення; 2 – відкриті провідні частини; 3 – заземлювач відкритих провідних частин; 4 – захисний заземлювальний провідник. Заземлення системи позначено потовщеними лініями.

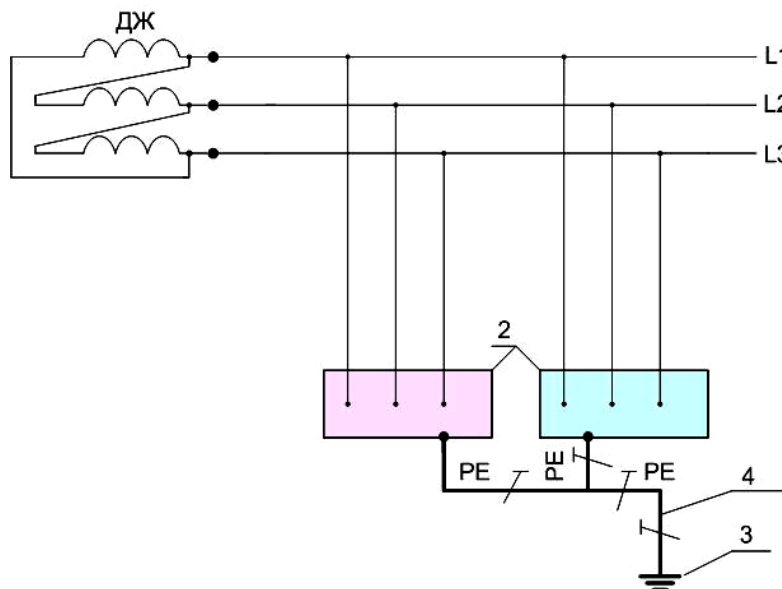


Рисунок 10.12. Схема 2 виконання системи ІТ (у джерела схема «трикутник»)

10.6. Вплив зовнішніх факторів на заземлювальні пристрої

Вплив зовнішніх факторів на заземлювальні пристрої наведено в таблиці 10.1.

Таблиця 10.1–Вплив зовнішніх факторів на заземлювальні пристрої

Ґрунти	Питомий опір, Ом·см		
	Мінімальний	Середній	Максимальний
Зольні ґрунти, шлаки, засолені ґрунти, пустинні	590	2370	7000
Ґлини, глинисті сланці, мулистий ґрунт, суглинок	340	4060	16000
Ґлина з піском або щебенем	1020	15800	135000
Ґравій, пісок, камені з невеликою кількістю глини або суглинку	59000	94000	458000

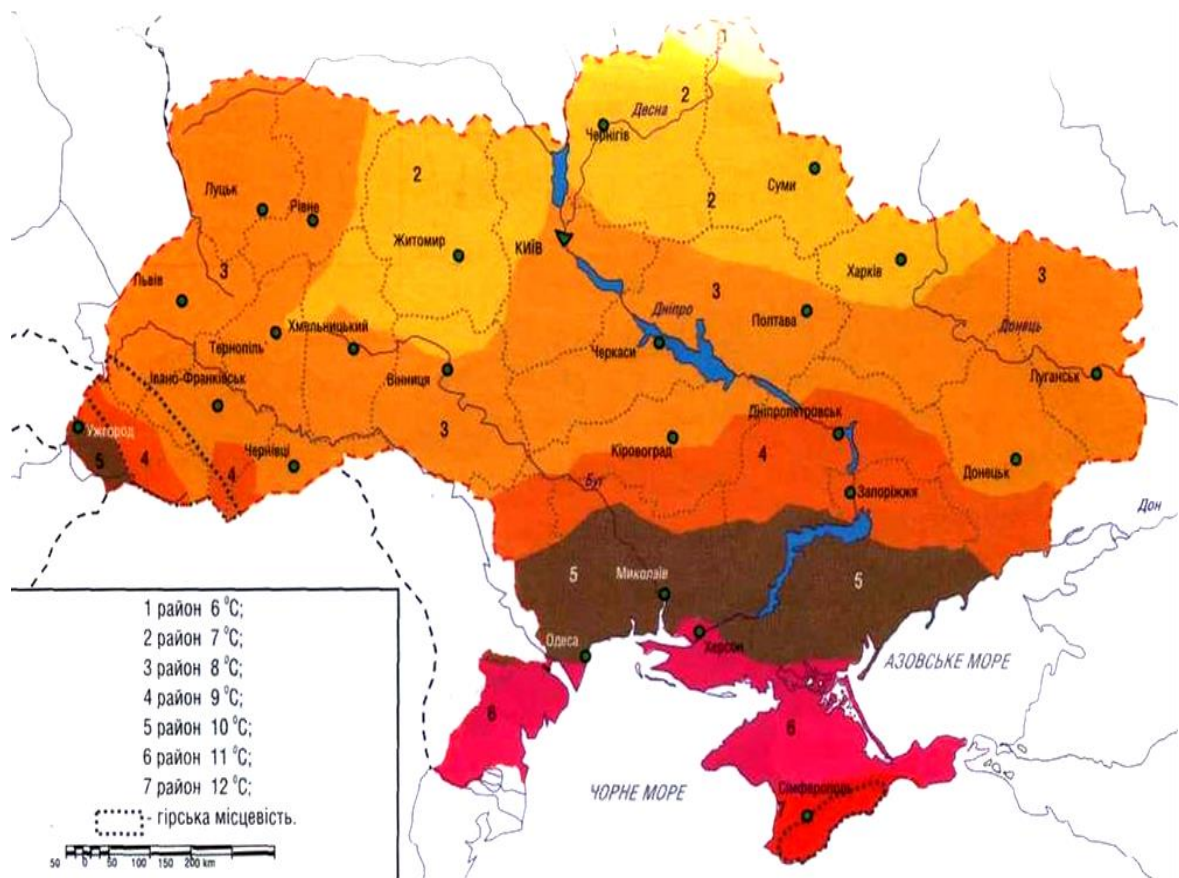


Рисунок 10.13. Територіальне районування України за середньорічною температурою повітря

Як бачимо в таблиці 10.2, опір зразка ґрунту змінюється дуже швидко при збільшенні вмісту вологи в ньому приблизно до 20%.

Таблиця 10.2. Опори зразків ґрунту

Вміст вологи, %	Питомий опір, Ом·см	
	Ґрунт	Піщаний суглинок
0	>109	>109
2,5	250000	150000
5	165000	43000
10	53000	18500
15	19000	10500
20	12000	6300
30	6400	4200

Питомий опір ґрунту також залежить від температури (таблиця 10.3). Питомий опір піщаного суглинку зі вмістом води 12,5% змінюється при зміні температури від +20 до -15°C від 7200 до 330 000 Ом·см

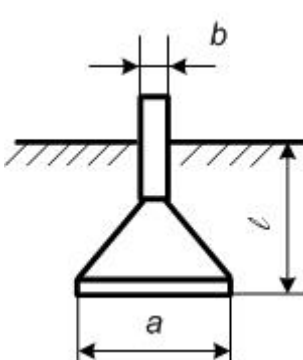
Таблиця 10.3. Залежність питомого опору піщаного суглинку від температури

Температура, °C	Температура по Фаренгейту, F	Питомий опір, Ом·см
20	68	7200
10	50	9900
0	32 (вода)	13800
0	32 (лід)	30000
-5	23	79000
-15	14	330000

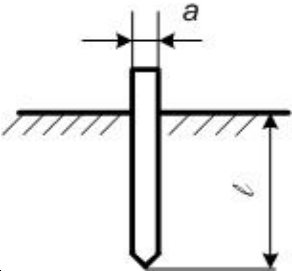
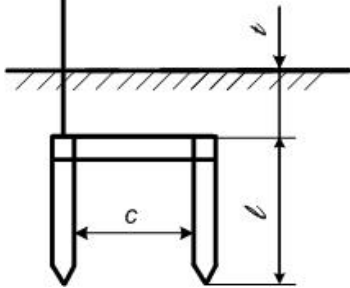
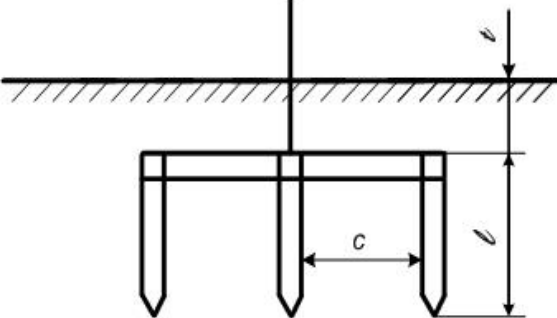
Кліматичні зони розташування заземлювальних пристроїв. Найнесприятливішими умовами для заземлювальних пристроїв є тропічні і субтропічні кліматичні пояси, а також пояси з великою кількістю сезонних дощів. Так, під час промерзання ґрунту або в посушливий період (під час його висихання) значно збільшується питомий опір у верхніх шарах, а, відповідно, і опір заземлювальних пристроїв. Особливо значних змін зазнає опір горизонтальних заземлювачів, закладених в землю на глибину 0,7-0,8 м.

Види конструкцій заземлювальних пристроїв показано в таблиці 10.4.

Таблиця 10.4. Види конструкцій заземлювальних пристроїв

Заземлювач	Рисунок	Розміри, м
Залізобетонний підніжник		$a^3 = 1,8$ $b^3 = 0,4$ $l^3 = 2,2$

Продовження таблиці 10.4

Заземлювач	Рисунок	Розміри, м
Залізобетонний брус		$d = 0,25-0,4$ $l^3 = 5$
Сталева двострижнева: полоса розміром 40×4 мм стрижні діаметром $d=10-20$ мм		$t^3 = 0,5$ $l = 3-5$ $c = 3-5$
Сталева тристрижнева: полоса розміром 40×4 мм, стрижні діаметром $d= 10-20$ мм		$t^3 = 0,5$ $l = 3-5$ $c = 5-6$

Питання для самоконтролю

1. Чинники, які впливають на безпеку експлуатації, обслуговування і ремонту силового енергетичного обладнання.
2. Що таке заземлювач? Що таке штучний, природній заземлювач?
3. Перерахувати захисні засоби безпеки при перемиканнях на корпус.
4. Які основні електричні параметри заземлювального пристрою.
5. Які є схеми виконання систем заземлень?
6. Наведіть класифікацію провідників заземлення.
7. Типи заземлення, їх види.
8. Від чого залежить опір заземлюючого пристрою?
9. Які заходи безпеки застосовують в цілому для захисту від ураження електричним струмом?

11. РОЗРАХУНОК І КОНСТРУЮВАННЯ ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ

11.1. Завдання розрахунку і конструювання заземлювальних пристроїв

Головною метою розрахунку є вибір конструктивних параметрів штучного заземлювача, при яких заземлювальний пристрій (ЗП) електроустановок задовольняє вимоги прийнятого нормування, має необхідну довговічність і мінімальні витрати на спорудження.

До таких конструктивних параметрів відносяться: габаритні розміри штучного заземлювача; місця прокладки повздовжніх і поперечних горизонтальних заземлювачів; довжина, кількість і місце встановлення вертикальних заземлювачів; переріз заземлювачів і заземлюючих провідників; глибина закладання горизонтальних заземлювачів.

Окрім визначення конструктивних параметрів штучного заземлювача в процесі розрахунку повинна бути отримана додаткова інформація, яка містить необхідні дані для вибору захисту від небезпечних потенціалів, захисту обладнання електроустановок від грозових перенапруг і для експлуатаційного контролю ЗП. До таких даних відносяться:

- сезонний коефіцієнт опору для приведення вимірних значень опору розтікання ЗП до розрахованих сезонних умов, коли вимірювання проводяться не в розрахунковий сезон;

- еквівалентний питомий опір ґрунту для оцінки відповідності співвідношення вимірних значень опору розтікання ЗП з його нормованим значенням у разі великих питомих опорів ґрунту (ПУЕ 1-7-69);

- еквівалентний питомий опір ґрунту для вибору заходів щодо блискавкозахисту обладнання електроустановок (ПУЕ 4-2-136, 4-2-137, 4-2-139, 4-2-144).

- допустимий розрахунковий опір ЗП, коли розрахунок проводиться з урахуванням можливості підвищення мінімального опору (ПУЕ 1-7-69);

- розподіл потенціалів за межами електроустановки, необхідного для розрахунку протяжних природних заземлювачів і винесення по них потенціалів;

- сезонний коефіцієнт опору являє собою відношення розрахункових значень опору розтікання ЗП, отриманих для сезонів найбільшого і найменшого значень питомого опору верхніх шарів ґрунту.

Еквівалентний питомий опір ґрунту для оцінки відповідності вимірних значень опору розтікання ЗП його нормованим значенням визначається по розрахунковому опору штучного заземлення, отриманому для сезону з найбільшим значенням питомого опору верхніх шарів ґрунту.

Еквівалентний питомий опір ґрунту для вибору блискавкозахисних заходів визначається по розрахунковому значенні опору штучного заземлювача, відповідного літньому сезону.

Результати розрахунку відображають на кресленні ЗП і у відповідному розділі пояснювальної записки до проекту підстанції або станції.

Головною метою конструювання є розробка робочих креслень штучного і виносного заземлювачів на основі результатів розрахунку ЗП і з урахуванням вимог, представлених до їх конструктивного виконання.

11.2. Основні положення розрахунку

На стадії розрахунку визначаються основні параметри, необхідні для конструювання ЗП, тому розрахунок є найбільш відповідальним етапом процесу проектування ЗП. Принципове значення при цьому набуває точність розрахунку, оскільки від цього, перш за все, залежить економна ефективність рішення, що приймається за конструктивним виконанням ЗП.

Точність розрахунку ЗП залежить від двох основних факторів: точності вихідної інформації для розрахунку і точності методів розрахунку. Ці обставини повинні враховуватися при організації і проведенні передпроектних досліджень і при виборі методів розрахунку ЗП.

Найбільш важливими параметрами вихідної інформації для розрахунку є параметри електричної структури ґрунту; розрахунковий струм для визначення напруги дотику і напруги на ЗП; вхідний опір природних заземлювачів або необхідні для його визначення дані (додаток А).

За відсутності інформації про геоелектричну структуру і розрахунковий струм розрахунок ЗП має чисто формальний характер і не повинен виконуватися. У цьому випадку при конструюванні ЗП виконується лише базова конструкція з урахуванням того, що у разі необхідності електричні характеристики ЗП будуть доведені до норми на стадії будівництва і здачі в експлуатацію електроустановки. За відсутності інформації про природні заземлення розрахунок несе орієнтовний характер, що повинно враховуватися, коли за результатами розрахунку вимагається істотне розширення природного заземлювача або виконання свердловинних і виносних заземлювачів. У цьому випадку, як і за відсутності інформації про геоелектричну структуру і розрахунковий струм, виконується лише базова конструкція.

Для підвищення точності розрахунку ЗП повинні застосовуватися методи розрахунку складних заземлювачів з урахуванням реального розташування їх елементів.

Розрахунок ЗП виконується з урахуванням перспективи розвитку станцій і підстанцій. Якщо на стадії проектування станцій і підстанцій можна виділити періоди в їх експлуатації (пусковий період, період експлуатації і проміжні етапи), при яких розрахунковий струм замикання на землю і час

його дії, а також розміри штучних заземлювачів можуть набувати різних значень, розрахунок ЗП виконується для кожного з таких періодів.

За результатами розрахунку повинно бути прийнято рішення щодо виконання ЗП для пускового періоду і подальшого розвитку підстанції і розподільчого пристрою станції.

Розрахунок ЗП електроустановок включає два основні етапи: перший - підготовка початкових даних; другий – розрахунок штучного і виносного заземлювачів.

На стадії підготовки вихідних даних вирішуються такі часткові задачі: приведення вимірних параметрів електричної структури ґрунту до розрахункових сезонних умов; визначення розрахункового струму; розрахунок природних заземлювачів; вибір розрахункової моделі штучного і виносного заземлювачів. При використанні методів розрахунку ЗП, враховуючих розподілені параметри заземлювачів, часткова задача розрахунку природних заземлювачів може бути включена в етап розрахунку штучного заземлювача.

11.3. Конструювання заземлюючих пристроїв переробних підприємств АПК

Конструювання ЗП підстанцій і розподільчих пристроїв станції зводяться до конструювання штучного і виносного заземлювачів, яке виконується на підставі рекомендацій щодо їх побудови і коректується за результатами розрахунку. В якості розрахункових даних для конструювання заземлювачів використовуються їхні габаритні розміри; відстань між поздовжніми і поперечними горизонтальними заземлювачами; довжина, кількість і місце встановлення вертикальних заземлювачів; переріз заземлювача і заземлюючих провідників; глибина закладання горизонтальних заземлювачів.

Конфігурація штучного заземлювача визначається необхідною площею під заземлювач, конфігурацією базової конструкції і конфігурацією огорожі електроустановки. Конфігурація виносного заземлювача визначається вільною територією в зоні його спорудження.

На кресленні приводяться узагальнені дані за розрахунками матеріалів на спорудження штучного і виносного заземлювачів. До таких даних відносяться: довжина, переріз, кількість і маса горизонтальних заземлювачів зі вказівкою на їх застосування; довжина, діаметр, кількість і маса вертикальних заземлювачів з вказівкою на їх застосування.

Окрім конструкції штучного і виносного заземлювачів, креслення повинно містити необхідну інформацію для здійснення експлуатаційного контролю ЗП, а також вибір заходів приведення до норми електричних характеристик.

Для цього при проектуванні ЗП за напругою дотику на кресленні зазначається:

- допустима напруга на ЗП;
- розрахунковий струм для визначення напруги на ЗП;

- сезонний коефіцієнт опору ЗП;
- допустима напруга дотику на робочих місцях і на решті території;
- розрахункові струми для робочих місць і решті території;
- дані ВЗЕ;
- еквівалентний питомий опір ґрунту;
- план підземних металевих комунікацій в зоні розташування підстанцій (зображується на ситуаційному плані підстанції).

При проектуванні ЗП по опору розтікання на кресленні зазначається:

- допустима напруга на ЗП (тільки для електроустановок напругою 110-750 кВ);
 - допустимий опір розтікання ЗП;
 - розрахунковий струм для визначення напруги на ЗП;
 - сезонний коефіцієнт опору ЗП;
 - дані ВЗЕ;
 - еквівалентний питомий опір ґрунту;
 - план підземних металевих комунікацій в зоні розташування підстанцій.
- На кресленні зазначаються найбільш важливі особливості монтажу ЗП.

11.4. Приклад розрахунку заземлювального пристрою

Розрахувати пристрій заземлення для ВРУ напругою 110/10 кВ. Площа ВРУ 15×25 м². Задано $\rho_1=400$ Ом×м; $\rho_2=80$ Ом×м; $h_1=2$ м; $t=0,7$ м; $t_{p3}=0,1$; $t_{BB}=0,1$ с; струм замикання на землю при однофазному короткому замиканні на підстанції, яка розглядається, $I_3=2$ кА. Природних заземлювачів немає. Нейтраль обмотки 110 кВ трансформатора заземлена безпосередньо, нейтраль обмотки 10 кВ – ізольована від землі.

Для $t_e=t_{p3} + t_{BB}=0,1+0,1=0,2$ с допустима напруга дотику $U_{don.dom}=400$ В. Для визначення напруги на заземлювачі U_3 необхідно знайти коефіцієнт напруги дотику:

$$K_{\text{доп}} = \frac{M \beta}{\left(\frac{l_B L_r}{a \sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,75 \cdot 0,625}{\left(\frac{5 \cdot 190}{6 \sqrt{15 \cdot 25}}\right)^{0,45}} = 0,1678; \quad (11.1)$$

де $M=0,75$ при $\rho_1/\rho_2=400/80=5$,

$$\beta = \frac{R_L}{R_L + R_C} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 400} = 0,625;$$

$$L_r = 190 \text{ (м)};$$

$$U_3 = \frac{U_{\text{доп.доп}}}{K_{\text{доп}}}; \quad (11.2)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,1678} = 2382,8 \text{ (В)}.$$

Напруга на заземлювачі (11.2) знаходиться в межах допустимої напруги (менша 10 кВ).

Допустимий опір заземлючого пристрою:

$$R_{3.\text{доп}} = \frac{U_3}{I_3}; \quad (11.3)$$

$$R_{3.\text{доп}} = \frac{U_3}{I_3} = \frac{2383,8}{2000} = 1,19 \text{ (Ом)}.$$

Дійсний план пристрою заземлення перетворюємо в розрахункову модель зі стороною:

$$\sqrt{S} = \sqrt{15 \cdot 25} = 19,36 \text{ м}.$$

Кількість комірок по стороні квадрата:

$$m = \frac{L_r}{2\sqrt{S}} - 1; \quad (11.4)$$

$$m = \frac{190}{2 \cdot 19,36} - 1 = 3,9.$$

Приймаємо $m=4$.

Довжина штаби у розрахунковій моделі:

$$L_r' = 2\sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot 19,36 \cdot (4+1) = 193,6 \text{ (м)}; \quad (11.5)$$

$$L_r' = 2 \cdot 19,36 \cdot (4+1) = 193,6 \text{ (м)}.$$

Довжина сторін комірки

$$b = \frac{19,36}{4} = 4,84.$$

Кількість вертикальних заземлювачів по периметру контуру за умови $a/l_B=1$:

$$n = \frac{4\sqrt{S}}{l_B} \quad (11.6)$$

$$n = \frac{19,36 \cdot 4}{5} = 15,49 \text{ (м)}$$

Приймаємо $n_B=16$.

Загальна довжина вертикальних заземлювачів:

$$L_B = l_B \cdot n_B;$$

$$L_B = 5 \cdot 16 = 80 \text{ (м)}.$$

Відносна глибина:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{19,36} = 0,244 > 0,1.$$

Тоді:

$$A = \left(0,385 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \right);$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,244 = 0,324.$$

Для $\rho_1/\rho_2=5$; $a/l_B=1$ знаходимо:

При

$$\frac{h_1 - t}{l_B} = \frac{2 - 0,7}{5} = 0,26;$$

$$\rho_\ell/\rho_2 = 1,256,$$

тоді

$$\rho_\ell = 1,256 \cdot 80 = 100,48 \text{ (Ом}\cdot\text{м)}.$$

Знаходимо опір заземлювача:

$$R_3 = A \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_{\Gamma} + L_B}; \quad (11.7)$$

$$R_3 = 0,324 \frac{100,48}{19,36} + \frac{100,48}{19,36 + 80} = 2,048 \text{ (Ом)},$$

що більше за $R_{3,\text{дон}}=1,19$ Ом.
Визначаємо напругу дотику

$$U_{\text{дот}} = K_{\text{дот}} R_3 I_3; \quad (11.8)$$

$$U_{\text{дот}} = 1,1678 \cdot 2,048 \cdot 2000 = 687,7 \text{ (В)},$$

що більше допустимого значення 400 В.

Необхідно зменшити напругу дотику. Припускаємо, що на підстанції можуть бути застосовані природні заземлюючі системи «трос – опора» лінії 110 кВ з загальним опором $R_{\text{пр}}=2$ Ом. Тоді необхідний опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{шт}} = \frac{R_{\text{пр}} \cdot R_{3,\text{доп}}}{R_{\text{пр}} - R_{3,\text{доп}}};$$

$$R_{\text{шт}} = \frac{2 \cdot 1,19}{2 - 1,19} = 2,938 \text{ (Ом)}.$$

Отже, опір заземлюючого пристрою підстанції з урахуванням природних заземлювачів:

$$R'_3 = \frac{R_3 \cdot R_{\text{пр}}}{R_3 + R_{\text{пр}}}; \quad (11.9)$$

$$R'_3 = \frac{R_3 \cdot R_{\text{пр}}}{R_3 + R_{\text{пр}}} = \frac{2 \cdot 2,048}{2 + 2,048} = 1,012 \text{ (Ом)},$$

тоді напруга дотику:

$$U_{\text{дот}} = K_{\text{дот}} R'_3 I_3; \quad (11.10)$$

$$U_{\text{дот}} = 0,1678 \cdot 1,012 \cdot 2000 = 339,6 \text{ (В)},$$

що менше допустимої напруги 400 В.

Напругу дотику $U_{\text{дот}}$ можна зменшити іншим способом. Наприклад, зробимо підсіпку гравієм по всій поверхні підстанції. Шар гравію 0,2 м. Питомий опір шару гравію у цьому випадку буде $\rho_{\text{г.ш}} = 3000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, тоді:

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,18;$$

$$K_{\text{доп}} = \frac{0,75 \cdot 0,18}{\left(\frac{5 \cdot 190}{5\sqrt{15 \cdot 25}} \right)^{0,45}} = \frac{0,135}{2,794} = 0,048.$$

Підсіпка гравію не впливає на розтікання струму з пристрою заземлення, оскільки глибина закладання заземлювачів на 0,7 м більше товщини шару гравію, тому співвідношення ρ_1/ρ_2 та величина залишаються незмінними.

Отже,

$$U_3 = \frac{400}{0,048} \text{ (В)}.$$

Допустимий опір заземлення

$$R_{\text{з.доп}} = \frac{8333,3}{2000} = 4,166 \text{ (Ом)},$$

що більше $R_3 = 2,048 \text{ Ом}$.

Напругу дотику:

$$U_{\text{дот}} = K_{\text{дот}} R_3 I_3; \quad (11.11)$$

$$U_{\text{дот}} = 0,048 \cdot 2,048 \cdot 2000 = 196,6 \text{ (В)},$$

що менше допустимої напруги дотику.

Отже, підсіпка шару гравію є ефективним засобом для зменшення напруги дотику.

Визначаємо також максимально допустимий струм однофазного короткого замикання на даній підстанції:

$$I_{з.мах} = \frac{U_{\text{дот.доп}}}{K_{\text{дот}} \cdot R_з}; \quad (11.12)$$

$$I_{з.мах} = \frac{400}{0,048 \cdot 2,048} = 4069,17 \text{ (А)}.$$

Висновки

1. Головною метою розрахунку є вибір конструктивних параметрів штучного заземлювача, при яких ЗП електроустановок задовольняє вимогам прийнятого нормування, має необхідну довговічність і мінімальні витрати на споруду.

2. До конструктивних параметрів заземлювального пристрою відносяться: габаритні розміри штучного заземлювача; місця прокладки повздожних і поперечних горизонтальних заземлювачів; довжина, кількість і місця встановлення вертикальних заземлювачів; переріз заземлювачів і заземлюючих провідників; глибина закладання горизонтальних заземлювачів.

3. Точність розрахунку ЗП залежить від двох основних факторів: точності вихідної інформації для розрахунку і точності методів розрахунку. Ця обставина повинна враховуватися при організації і проведенні передпроектних досліджень і при виборі методів розрахунку ЗП.

4. Найбільш важливими параметрами вихідної інформації для розрахунку є: параметри електричної структури ґрунту; розрахунковий струм для визначення напруги дотику і напруги на ЗП; вхідний опір природних заземлювачів або необхідні для його визначення дані.

5. Для оцінки корозійної активності ґрунту варто використовувати результати досліджень, проведених для інших цілей, або наявні карти засоленості ґрунтів.

Питання для самоконтролю

1. Що відноситься до конструктивних параметрів заземлювального пристрою?
2. Від чого залежить точність розрахунку ЗП та які є найбільш важливі параметри вихідної інформації для розрахунку?
3. Два основних етапи розрахунку ЗП електроустановок.
4. Що обов'язково має позначатися на кресленні?
5. Які найбільш важливі параметри вихідної інформації для розрахунку?
6. Що варто використовувати для оцінки корозійної активності ґрунту?
7. Як визначається допустимий опір заземлення?
8. Як визначається максимально допустимий струм однофазного короткого замикання?

12. ВИМІРЮВАННЯ ПИТОМОГО ОПОРУ ҐРУНТУ

12.1. Вплив зовнішніх факторів на заземлювальні пристрої

Опір заземлення заземлювачів визначається в основному питомим опором ґрунту, розміром і формою заземлювача, глибиною закладення його в ґрунті. На опір ґрунту впливають вид ґрунту, температура, волога та інші фактори.

В таблиці 12.1. представлені межі змін питомих опорів ґрунтів.

Таблиця 12.1. Межі змін питомих опорів ґрунтів

Ґрунти	Питомий опір, Ом·см		
	Мінімальний	Середній	Максимальний
Зольні ґрунти, шлаки, засолені ґрунти, пустинні	590	2370	7000
Ґлини, глинисті сланці, мулистий ґрунт, суглинок	340	4060	16000
Ті ж з піском або щебнем	1020	15800	135000
Ґравій, пісок, камені з невеликою кількістю глини або суглинку	59000	94000	458000

Територіальне районування України за середньорічною температурою повітря показано на рис. 12.1 і 12.2.

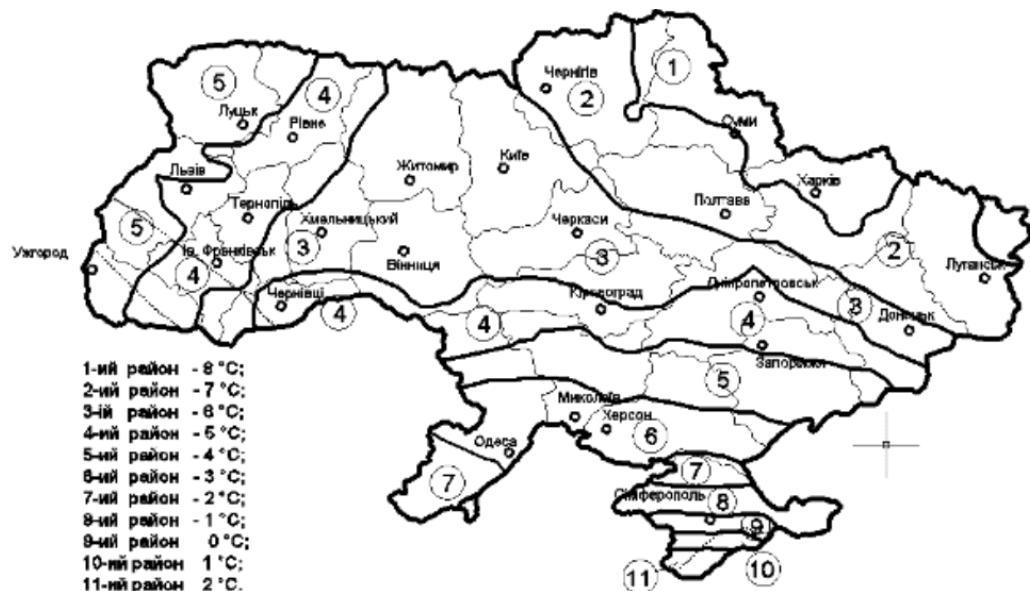


Рисунок 12.1. Середні температури повітря в січні M_1

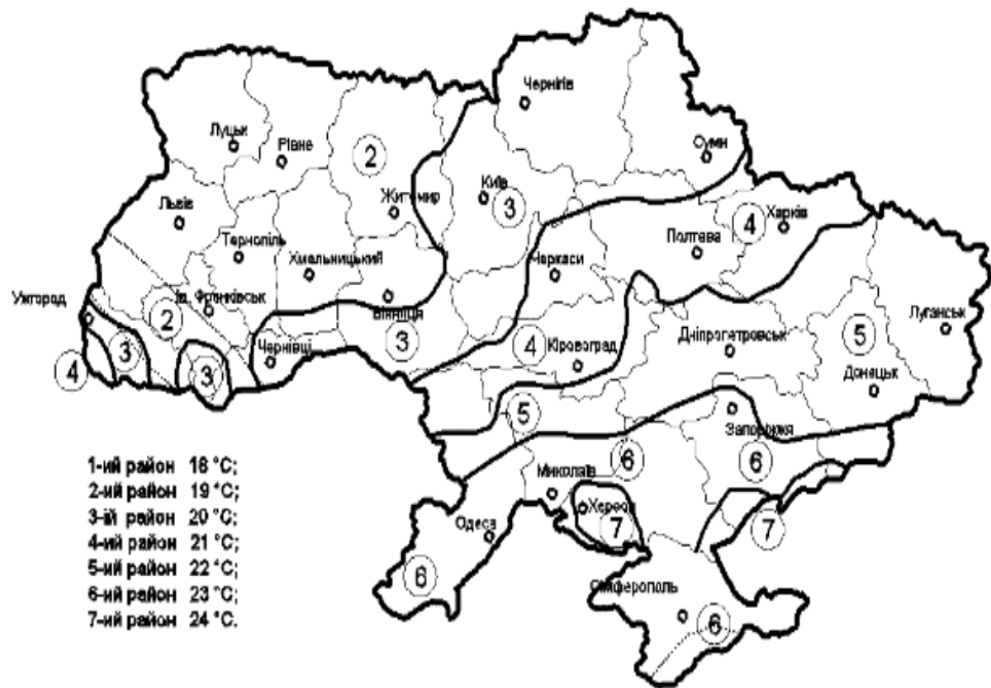


Рисунок 12.2. Територіальне районування України за середньорічною температурою повітря та середні температури повітря в липні M_7

Як можна бачити з таблиць 12.1 та 12.2, опір зразка ґрунту змінюється вельми швидко при збільшенні вмісту вологи в ньому приблизно до 20%.

Таблиця 12.2. Вплив вологи на опори зразків піщаного суглинку

Вміст вологи, %	Питомий опір, Ом·см	
	Ґрунт	Піщаний суглинок
0	>109	>109
2,5	250000	150000
5	165000	43000
10	53000	18500
15	19000	10500
20	12000	6300
30	6400	4200

Питомий опір ґрунту залежить також від температури, як показано в таблиці 12.3. Питомий опір піщаного суглинку з вмістом вологи 12,5% змінюється при зміні температури від +20 до 15°C від 7200 до 330 000 Ом·см.

Кліматичні зони розташування заземлювальних пристроїв впливають на їх опір. Найнесприятливішими умовами для заземлювальних пристроїв є тропічні й субтропічні кліматичні пояси, а також пояси з великою кількістю сезонних дощів.

Так, під час промерзання ґрунту або в посушливий період (під час його висихання) значно збільшується питомий опір у верхніх шарах, а, відповідно,

і опір заземлювальних пристроїв. Особливо значних змін зазнає опір горизонтальних заземлювачів, закладених в землю на глибину 0,7–0,8 м.

Таблиця 12.3. Залежність питомого опору піщаного суглинку від температури

Температура, °С	Температура по Фаренгейту, F	Питомий опір, Ом·см
20	68	7200
10	50	9900
0	32 (вода)	13800
0	32 (лід)	30000
-5	23	79000
-15	14	330000

Таблиця 21.4. Види та характеристики ґрунтів

Ґрунт	Питомий опір ґрунту Ом·м
Пісок	400÷1000 і більше
Супісок	150÷400
Суглинок	40÷150
Глина	8÷70
Чорнозем	10÷50
Садова земля	40

12.2. Приведення параметрів електричної структури землі до розрахункових сезонних умов

Якщо вимірювання параметрів електричної структури землі проводиться не в розрахунковий сезон, то отримані в результаті усереднювання основних допоміжних ВЗЕ дані приводяться до розрахункових сезонних умов за допомогою сезонного коефіцієнта питомого опору землі k_c з глибини сезонних вимірювань h_c . Коефіцієнт k_c і глибина h_c залежать від кліматичної зони, в якій розташована проектувальна електроустановка. Кліматичні зони відповідають кліматичним районам і підрайонам за БНіП 2.01.01-82 (Будівельна кліматологія і геофізика). Для районів, що в зимовий період мають мінусові температури, в якості сезонних змін приймається нормативна глибина сезонного промерзання ґрунтів, яка визначається за БНіП 2.02.01-83 (Основа будинків і споруд) або за довідниковими даними клімату. Для всіх інших районів глибина сезонних змін приймається рівною 0,5 м.

Значення k_c і h_c можуть бути отримані шляхом спеціальних досліджень, виконаних у зоні розташування станцій і підстанцій. Для цього можна використовувати результати ВЗЕ, виконані в період найменших і найбільших значень питомого опору верхніх шарів землі. Тоді значення коефіцієнта можна визначити по максимальній і мінімальній величинах питомого опору першого шару за формулою:

$$k_c = \frac{\rho_{\max}}{\rho_{\min}}. \quad (12.1)$$

Глибина h м k_c визначається шляхом порівняння потужності верхніх шарів землі.

За відсутності необхідних даних k_c можна вибирати по таблиці 12.5.

Таблиця 12.5. Значення сезонного коефіцієнта k_c

Кліматична зона	Зволоженість ґрунту		
	Перезволожений	Зволожений	Малозволожений
	k_c	k_c	k_c
1	10,0	7,5	3,8
2	6,5	4,0	3,6
3	3,6	2,5	2,8
4	1,6	1,8	2,4

Таблиця 12.6. Ознаки кліматичних зон і значення коефіцієнтів

Характеристики кліматичних зон	1	2	3	4
Середня багаторічна нижча температура (січень), С	от -20 до -15	от -14 до -10	от -10 до 0	от 0 до +5
Середня багаторічна вища температура (липень), С	от +16 до +18	от +18 до +22	от +22 до +24	от +24 до +26
Середньорічна кількість опадів, см	40	50	50	30 - 50
Тривалість замерзання води, днів	190	150	100	0
Значення підвищувальних коефіцієнтів				
Для вертикальних електродів, K_v	1,8-2,0	1,5-1,8	1,4-1,6	1,2-1,4
Для горизонтальних електродів, K_r	4,5-7,0	3,5-4,5	2,0-2,5	1,5-2,0

Значення коефіцієнта q_c приймається таким, який дорівнює:

1) якщо вимірювання параметрів електричної структури землі проводилися в період, відповідний найменшим значенням питомого опору верхніх шарів землі, а розрахунковий сезон відповідає їх найбільшим значенням, то:

$$q_c = k_c; \quad (12.2)$$

2) якщо вимірювання параметрів електричної структури землі проводилися в розрахунковий сезон, то:

$$q_c = 1; \quad (12.3)$$

3) якщо вимірювання параметрів електричної структури землі проводилися в період, відповідний найбільшим значенням питомого опору

верхніх шарів землі, а розрахунковий сезон відповідає їх найменшим значенням, то:

$$q_c = \frac{1}{k_c} \cdot \quad (12.4)$$

12.3. Приклад розрахунку похибки

Умови проведення вимірювань такі: вимірюється опір заземлюючих пристроїв підстанції напругою 110 кВ; температура повітря -10°C ; вологість – не більше 100%; вимірювач живиться від внутрішнього джерела; положення вимірювача майже горизонтальне; вимірювач встановлений далеко від потужних силових трансформаторів.

Виміряна величина опору $R_x = 0,15$ Ом на діапазоні вимірювань $0 \div 0,3$ Ом. У вимірюваного кола були виявлені завади від джерела змінного струму.

Зведена похибка визначається з огляду на такі складові додаткових похибок:

від індуктивності заземлювача $\Delta C_1 = 8\%$;

від температури:

$$\Delta C_2 = \frac{20^{\circ}\text{C} - (-10^{\circ}\text{C})}{10^{\circ}\text{C}} \cdot 4 = 12\%; \quad (12.5)$$

від напруги живлення $\Delta C_3 = 4\%$;

від завод змінного струму $\Delta C_4 = 2\%$;

$$\Delta = \Delta_0 + \Delta C_1 + \Delta C_2 + \Delta C_3 + \Delta C_4 = 4 + 8 + 12 + 4 + 2 = 30\%.$$

Відносна похибка γ може бути визначена за формулою:

$$\gamma = \frac{N}{R_x} \cdot \Delta, \quad (12.6)$$

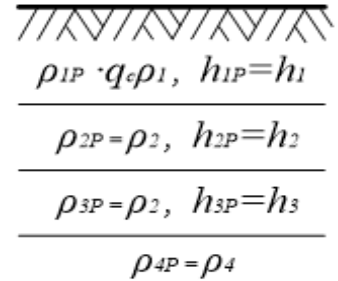
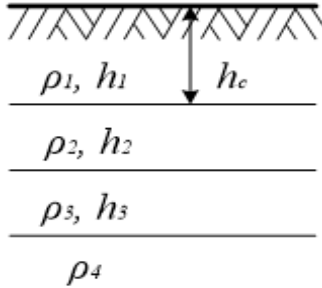
$$\gamma = \frac{0,3}{0,15} \cdot 30 = 60\%.$$

Імовірність того, що всі складові похибки матимуть максимальну величину з однаковим знаком, надзвичайно мала, тому похибка вимірювань буде значно меншою.

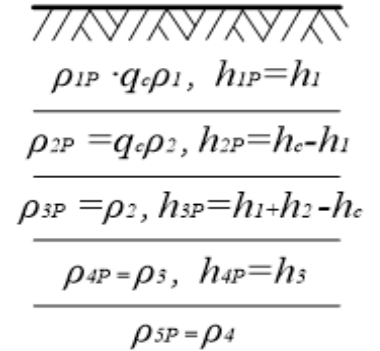
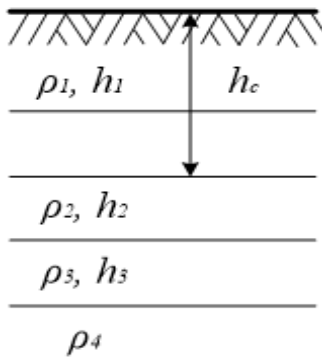
Вихідна структура землі

Розрахункова структура землі

а) при $h_1 = h_c$



б) при $h_1 < h_c$



в) при $h_1 > h_c$

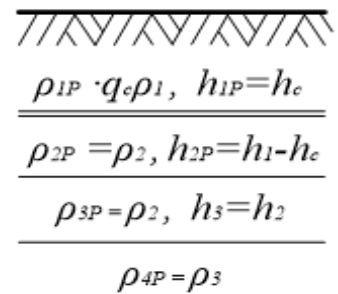
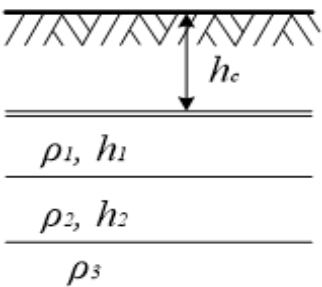


Рисунок 12.3. Приведення вимірних параметрів електричної структури землі до розрахункових сезонних умов

12.4. Короткі відомості про прилад Ф4103

Вимірювач опору заземлень Ф4103-М1 (рис. 12.4) призначений для вимірювання опору заземлюючих пристроїв будь-яких геометричних

розмірів, питомого опору ґрунтів і активних опорів як при наявності перешкод, так і без них.



Рисунок 12.4. Зовнішній вигляд приладу Ф4103

Прилад відноситься до засобів вимірювань групи 4 за ГОСТ 22261-94 «Засоби вимірювань електричних і магнітних величин. Загальні технічні умови», але з розширеним значенням робочих температур від мінус 25°C до плюс 55°C і відносній вологості до 90% при температурі 30°C.

Клас точності приладу 4.0 на діапазоні 0÷0,3 Ом і 2,5 на інших діапазонах.

Межі основної зведеної похибки приладу ± 4% у діапазоні 0÷0,3 Ом і ± 2,5% на інших діапазонах від кінцевого значення діапазону вимірювання.

Частота вимірювального струму знаходиться в межах 265÷310 Гц.

Змінна напруга на затискачах Т1 і Т2 при розімкнутому зовнішньому ланцюзі не більше 36 В.

Електроживлення вимірювача здійснюється від дев'яти вбудованих гальванічних елементів 373, А373 (R20, LR20) або від зовнішнього джерела постійного струму напругою від 11,5 до 15 В.

Струм споживання від джерела живлення струмом – не більше 160 мА.

Час встановлення показів в положенні «ИЗМ I» не перевищує 6 секунд, а в положенні «ИЗМ II» – не більше 30 с.

Час встановлення робочого режиму не більше 10 с.

Тривалість безперервної роботи вимірювача при живленні від зовнішнього джерела не обмежена. Тривалість безперервної роботи від вбудованого джерела живлення обмежується ємністю електрохімічного джерела струму.

Габаритні розміри: 305x25x55 мм.

Маса приладу: не більше 2,2 кг.

12.5. Методика вимірювання питомого опору ґрунту

Методика вимірювання питомого опору ґрунту передбачає таку послідовність дій.

1. Встановити сухі елементи у відсік живлення з дотриманням полярності. За їхньої відсутності підключити вимірювач до зовнішнього джерела за допомогою шнура живлення.

2. Встановити вимірювач на рівній поверхні і зняти кришку, за необхідності закріпити її на бічній поверхні корпусу.

3. Перевірити рівень завад перевіреного ланцюга. Для цього встановити перемикачі в положення «ИЗМ» і «0,3» і натиснути кнопку «ИЗМ». Якщо червоний світлодіод КПМ не світиться, то рівень завад не перевищує допустимого і вимірювання можна проводити. Якщо світлодіод КПМ світиться, то рівень завад перевищує допустимий для діапазону $0 \div 0,3 \text{ Ом}$ (3 В) і необхідно перейти на діапазон $0 \div 1 \text{ Ом}$, де допустимий рівень завад 7 В. Якщо в цьому випадку світлодіод не світиться, то можна проводити вимірювання на всіх діапазонах (окрім $0 \div 0,3 \text{ Ом}$).

УВАГА! Забороняється підключати дроти до затискачів Т1, Т2 і проводити вимірювання, якщо лампа КПМ засвітиться у діапазоні $0 \div 1 \text{ Ом}$, щоб уникнути поломки приладу.

При короткочасному підвищенні рівня завад вище допустимого провести повторний контроль після деякого часу.

4. Перевірити напругу джерела живлення. Для цього «закоротити» затискачі Т1, П1, П2, Т2, встановити перемикачі в положення «ИЗМ» і «0,3», а ручку «ИЗМ» в крайнє праве положення. Натиснути кнопку «ИЗМ». Якщо при цьому червоний світлодіод КП не світиться, то напруга живлення в нормі.

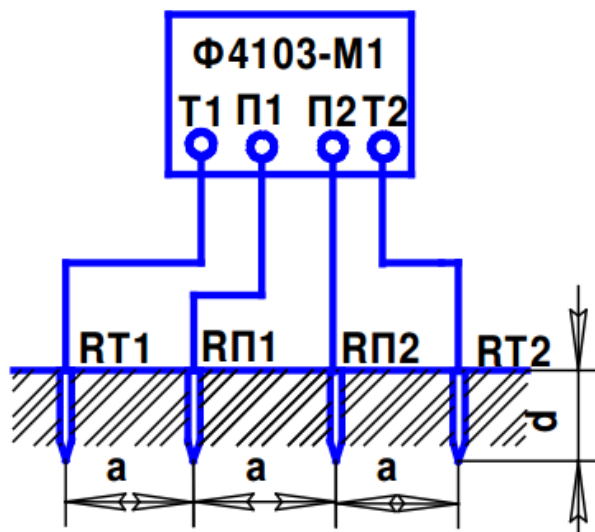


Рисунок 12.5. Схема вимірювань питомого опору ґрунту

5. Перевірити роботоздатність вимірювача. Для цього в положенні «ИЗМ» перемикача, встановити нуль рукою стоячи, натиснути кнопку «ИЗМ», рукою «ИЗМ» встановити стрілку на відмітку «30».

6. Виміряти питомий опір ґрунту.

7. Записати результати вимірювань у таблицю.

8. Переставити електроди в інше місце, поряд з попереднім.

9. Підключити прилад Ф4103 в схему вимірювання відповідно до рис. 12.5.

10. Відкалібрувати прилад Ф4103.

11. Виміряти питомий опір ґрунту.

12. Записати результати вимірювань у таблицю.

13. Переставити електроди в інше місце, поряд з попереднім.

14. Підключити прилад Ф4103 в схему вимірювання відповідно до рис. 12.5.

16. Відкалібрувати прилад Ф4103.

17. Виміряти питомий опір ґрунту.

18. Записати результати вимірювань у таблицю.

19. Визначити середнє арифметичне значення питомого опору ґрунту за результатами трьох вимірів.

20. Визначити розрахункове (уявне) значення питомого опору ґрунту $\rho_{\text{уявн}}$ на глибині, яка дорівнює відстані між електродами «а» за формулою:

$$\rho_{\text{уявн}} = 2\pi \cdot a \cdot R_a, \quad (12.7)$$

де R_a – покази приладу Ф4103, Ом.

21. Заповнити протокол вимірювань питомого опору ґрунту за зразком (додаток А).

22. Визначити похибку приладу Ф4103 (максимальне можливе значення похибки вимірювання), яка враховує всі фактори, що впливають на похибки вимірювань.

Для цього визначте зведену похибку вимірювання за формулою:

$$\Delta = \Delta_0 + \sum_{n=1}^N (\Delta C_n), \quad (12.8)$$

де Δ_0 – межа допустимої основної зведеної похибки;

ΔC_n – межа допустимої додаткової зведеної похибки з урахуванням впливу фактора на похибку.

Перед проведенням вимірів необхідно, по можливості, зменшити кількість факторів, що викликають додаткову похибку, наприклад, встановлювати вимірювач практично горизонтально, далеко від потужних силових трансформаторів, використовувати джерело живлення напругою $12 \pm 0,25$ В, індуктивну складову враховувати лише для контурів заземлення, опір яких менший 0,5 Ом, визначати наявність завад тощо.

Завади змінного струму виявляються по коливаннях стрілки приладу Ф4103 під час обертання ручки налаштування «ПДСТ f» в режимі вимірювання «ІЗМ».

Завади імпульсного (стрибкоподібного) характеру і високочастотні радіоперешкоди виявляються за постійними неперіодичними коливаннями стрілки.

На рис. 12.6 показано приклади того, як потрібно виконувати перевірку наявності заземлення під час занять з діагностування в лабораторії ВНАУ.



Рисунок 12.6. Схема підключення мегомметра

Питання для самоконтролю

1. Чим в основному визначається опір заземлення заземлювачів?
2. В яких приблизно межах змінюються питомі опори ґрунтів?
3. Як кліматичні зони впливають на опір заземлювальних пристроїв?
4. Як на питомий опір ґрунту впливає його волога?
5. Значення k_c , q_c і h_c . Формули їх визначення.
6. Як розрахувати зведену похибку? Відносну?
7. Призначення і принцип дії вимірювача опору заземлень Ф4103-М1.
8. Методика вимірювання питомого опору ґрунту.
9. Як визначається розрахункове (уявне) значення питомого опору ґрунту $\rho_{уявн}$?
10. Що потрібно зробити перед проведенням вимірів?

13. ПРАКТИЧНІ ЗАДАЧІ

Діагностування ізоляції

Задача 1.

Умова. Вимірювання опору ізоляції трансформатора $R_{60''}$ проводиться за схемою ВН – НН, бак.

Дані заводського протоколу:

– опір ізоляції обмоток трансформатора $R_{60''} = 1500$ МОм був вимірний при температурі t_0 , яка записана у паспорті цього трансформатора, $t_0 = 54$ °С;

– вимірний у лабораторії тангенс кута діелектричних втрат масла $tg(\delta_{M1}) = 0,18\%$ (при температурі $t_{M1} = 22$ °С).

Дані протоколу випробувань під час монтажу:

– опір ізоляції $R_{60''\text{вим}} = 520$ МОм при температурі $t_x = 63$ °С;
– тангенс кута діелектричних втрат і $tg(\delta_{M2}) = 2,1\%$ при температурі $t_{M2} = 65,2$ °С.

Завдання. Розрахуйте фактичне значення опору ізоляції.

Розв'язок задачі.

Визначаємо коефіцієнт K_2 , який враховує вплив на значення опору ізоляції обмоток різницю в температурах ізоляції при заводських і монтажних випробуваннях параметрів ізоляції:

$$K_2 = 1,5 \cdot 10^{\frac{t_x - t_0}{61 - 58}},$$
$$K_2 = 1,5 \cdot 10^{\frac{61 - 58}{10}} = 1,13 \text{ в.о.}$$

Визначимо коефіцієнт K_{M1} , який враховує вплив на значення опору ізоляції обмоток, відмінності в значеннях $tg(\delta)_M$ масла при заводських і монтажних випробуваннях параметрів ізоляції:

$$K_{M1} = \frac{tg(\delta)_{M2}}{tg(\delta)_{M1}} \cdot 1,5^{\frac{(t_x - t_0) + (t_{M1} - t_{M2})}{10}},$$
$$K_{M1} = \frac{2,5}{0,15} \cdot 1,5^{\frac{(61 - 58) + (20 - 69,7)}{10}} = 2,51.$$

Значення фактичного опору ізоляції обмоток з урахуванням впливу температури і $tg(\delta)_M$ масла становить:

$$R_{60'' \text{ факт}} = R_{60'' \text{ вим. м}} \cdot K_2 \cdot K_M,$$

$$R_{60}''_{\text{факт}} = 420 \cdot 1,13 \cdot 2,51 = 1191 \text{ МОм.}$$

Висновок. Значення фактичного опору ізоляції обмоток становить 91,6% ($1191 \cdot 100 / 1300 = 91,6\%$) від значення опору, який був виміряний під час заводських випробувань. Цей опір знаходиться в допустимих межах (його величина менша допустимої, яка дорівнює 70%).

Задача 2.

Завдання. Розрахуйте фактичне значення $\text{tg}(\delta)$ ізоляції обмоток.

Умова. Вимірювання $\text{tg}(\delta)$ ізоляції обмоток проводиться за схемою ВН - НН, бак.

Дані заводського протоколу: при температурі $t_0 = 58^\circ\text{C}$ виміряний $\text{tg}(\delta)$ ізоляції обмоток склав $\text{tg}(\delta) = 0,7\%$; виміряний в лабораторії при температурі $t_{M1} = 20^\circ\text{C}$ тангенс кута діелектричних втрат масла склав $\text{tg}(\delta_{M1}) = 0,15\%$.

Дані протоколу випробувань після монтажу: при температурі $t_x = 61^\circ\text{C}$ виміряний $\text{tg}(\delta_{\text{вим}})$ ізоляції обмоток склав $\text{tg}(\delta_{\text{вим}}) = 0,95\%$; виміряний в лабораторії при температурі $t_{M2} = 70^\circ\text{C}$ тангенс кута діелектричних втрат масла склав $\text{tg}(\delta_{M2}) = 0,40\%$.

Завдання. Розрахуйте фактичне значення $\text{tg}(\delta)_{\text{факт}}$ ізоляції обмоток.

Розв'язок задачі.

1. Визначимо коефіцієнт K_1 , що враховує вплив на значення $\text{tg}(\delta)$ ізоляції обмоток, відмінності в температурах ізоляції при заводських і монтажних випробуваннях характеристик ізоляції:

$$K_1 = 1,26 \frac{t_x - t_0}{10} = 1,26 \frac{61 - 58}{10} = 1,09 \text{ в.о.}$$

Визначимо значення від'ємного K_{M2} , що враховує вплив на значення $\text{tg}(\delta)$ ізоляції обмоток, відмінності в значеннях $\text{tg}(\delta)$ масла при заводських і монтажних випробуваннях характеристик ізоляції:

$$\begin{aligned} K_2 &= 0,45 \cdot \left[\text{tg}(\delta_{M_2}) \cdot 1,5 \frac{t_x - t_{M_2}}{10} - \text{tg}(\delta_{M_1}) \cdot 1,5 \frac{t_x - t_{M_1}}{10} \right] = \\ &= 0,45 \cdot \left[0,40 \cdot 1,5 \frac{61 - 70}{10} - 0,15 \cdot 1,5 \frac{61 - 20}{10} \right] = 0,2 \text{ в.о.} \end{aligned}$$

Значення фактичного $\text{tg}(\delta)$ ізоляції обмоток з урахуванням впливу температури і $\text{tg}(\delta)$ масла становить:

$$\text{tg}(\delta)_{\text{факт}} = \frac{\text{tg}(\delta)_{\text{вим}}}{K_1} - 0,45 \cdot K_{M_2} = \frac{0,95}{1,09} - 0,45 \cdot 0,2 = 0,78 \text{ в.о.}$$

Висновок. Значення фактичного $\text{tg}(\delta)_{\text{факт}}$ ізоляції обмоток перевищує значення $\text{tg}(\delta)_{\text{вим}}$ ізоляції обмоток при заводських випробуваннях на 11%, але знаходиться в допустимих межах (менше допустимих 50%).

Діагностування електричного двигуна

Задача 1.

Дефекти електричних двигунів, що впливають на струм холостого ходу.

Основними причинами збільшення струму холостого ходу є:

- надмірне «розпушене» осердя статора;
- помилкове збирання електричного двигуна (ротор розгорнутий щодо статора);
- занадто великий зазор між ротором і статором (ротор проточений або від іншого двигуна);
- листи осердя статора замикають між собою (результат зачіпання ротора за статор);
- пошкодження ізоляції між листами осердя статора;
- статор намотаний неправильно (зменшена кількість витків у пазу, збільшена кількість паралельних віток у фазі, зменшений крок тощо).

Будемо вважати, що осердя статора не має затирань, обмотка статора покладена і з'єднана правильно, двигун зібраний правильно, і, тим не менше, струм холостого ходу перевищує гранично допустиме значення. У переважній більшості випадків причиною є руйнування ізоляції між листами осердя статора під час відпалу двигунів в печі перед демонтажем обмотки.

Усі вітчизняні двигуни, починаючи з 1992 року, і двигуни іноземних фірм з 1985 року виготовляються з електротехнічної сталі з лаковим покриттям, яке частково руйнується під час відпалу при температурі 380°C (раніше ізоляцією була оксидна плівка). Це призводить до зростання втрат в осерді статора, до його нагрівання, і, як наслідок, до зростання струму холостого ходу.

На рис. 13.1 показано криві намагнічування осердя статора зі справною ізоляцією (крива 1) і з пошкодженою ізоляцією (крива 2) листів магнітопроводу статора.

У певному масштабі так само змінюється струм холостого ходу електричного двигуна $I_{\text{хх}}$ залежно від напруги, яка прикладена до обмотки статора цього двигуна.

На рисунку видно, що при нарузі 380 В. струм холостого ходу при непошкодженому осерді значно менший, ніж у електричного двигуна з осердям з порушеною ізоляцією. Для наочності візьмемо конкретний двигун з такими паспортними даними: тип – АІР 180S-4, 22 кВт; напруга статора – 380 В; струм статора – 43 А; кількість обертів ротора – 1460 об / хв.; тип обмотки – двошаровий; крок по пазах – 1-11; діаметр проводу – 1,6 мм;

проводів у витку – 2; витків у пазу 23; паралельних гілок в фазі – 2; сполучення фаз – «зірка».

Під час випробування на холостому ходу при 380 В споживаний струм склав 27А. Це перевищує гранично допустиму норму, яка дорівнює 12 А. У цьому випадку необхідно знизити напругу, що подається на двигун, до значення, при якому струм зменшиться до гранично допустимої норми, в нашому випадку – до 12 А. Тим самим по кривій 2 з точки 2 ми перейшли в точку 3 (рис. 13.1). Напруга при цьому буде $U_2 = 330$ В.

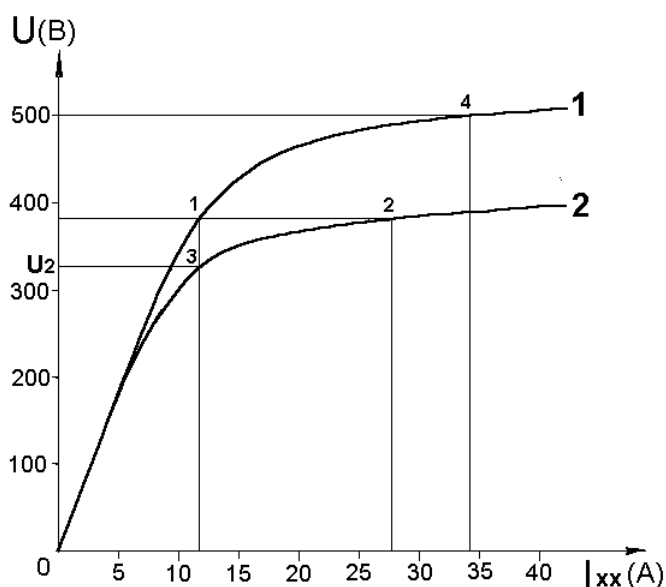


Рисунок 13.1. Криві намагнічування осердя статора

Струм і втрати холостого ходу визначають у кожного виготовленого або капітально відремонтованого асинхронного двигуна. За струм холостого ходу приймають середньоарифметичне значення результатів вимірювань цього струму в трьох фазах. У разі відсутності заводських даних про допустиме значення струмів холостого ходу для асинхронних двигунів старих серій, серії А і, орієнтовно, для серії А2 можуть бути використані дані таблиці 13.1.

Таблиця 13.1. Граничні допустимі значення струму холостого ходу для трифазних асинхронних двигунів

Потужність (кВт)	Частота обертів (об/за хвилину)				
	3000	1500	1000	750	600
0,12	0,25	0,35	0,5		
0,18	0,35	0,45	0,6		
0,27	0,45	0,5	0,65	0,75	
0,37	0,55	0,65	0,8	1,0	
0,55	0,7	0,8	1,0	1,2	1,5
0,75	0,8	1,1	1,3	1,6	2,0
1,1	0,9	1,3	1,6	1,8	2,2
1,5	1,2	1,5	1,9	2,2	2,5
2,2	1,6	2,0	2,5	3,0	3,5

Потужність (кВт)	Частота обертів (об/за хвилину)				
	3000	1500	1000	750	600
3,0	2,0	2,5	3,0	4,0	5,0
4,0	2,5	3,2	4,0	5,0	6,0
5,5	3,5	4,0	5,5	7,0	9,0
7,5	4,5	5,5	7,0	9,0	12
11	6,0	7,0	9,0	12	15
15	9,0	11	12	15	18
18,5	11	12	15	18	21
22	14	16	19	22	27
30	18	22	23	27	31
37	23	25	28	32	35
45	27	30	35	40	45
55	30	35	40	47	52
75	35	40	45	55	60
90	40	45	50	55	65
110	45	50	55	60	70
132	50	55	60	67	
160	60	65	70	75	
200	70	75	80		
250	80	85	90		

Задача 2. Методика перерахунку обмотувальних даних асинхронних двигунів при неприпустимо високому значенні струму холостого ходу

Ця методика поширюється на трифазні електричні машини потужністю до 400 кВт та робочою напругою до 660 В.

Будемо вважати, що осердя статора не має затирань, обмотка статора покладена і з'єднана правильно, двигун зібраний правильно. І, тим не менше, струм холостого ходу перевищує гранично допустиме значення. У переважній більшості випадків причиною є руйнування ізоляції між листами сердечника статора під час відпалу двигунів в печі перед демонтажем обмотки.

Всі вітчизняні двигуни, починаючи з 1992 року, і двигуни іноземних фірм з 1985 року виготовляються з електротехнічної сталі з лаковим покриттям, яке частково руйнується під час відпалу при температурі 380⁰С (раніше ізоляцією служила оксидная плівка). Це призводить до збільшення втрат в осерді статора, його нагріванню, і, як наслідок, збільшення струму холостого ходу.

На рис. 13.1 показано криві намагнічування сердечника статора з хорошою ізоляцією (крива 1) і з порушеною ізоляцією (крива 2) листів. У

певному масштабі так само змінюється І х.х. двигуна від прикладеної напруги.

На рисунку видно, що при напрузі 380 В струм холостого ходу при непошкодженому осерді значно менший, ніж у електричного двигуна з осердям із порушеною ізоляцією. Для наочності візьмемо конкретний двигун з такими паспортними даними: тип – АІР 180S-4, 22 кВт; напруга статора – 380 В; струм статора – 43 А; кількість обертів ротора – 1460 об/хв; тип обмотки – двошаровий; крок по пазах – 1-11; діаметр проводу – 1,6 мм; проводів у витку – 2; витків в пазу – 23; паралельних гілок в фазі – 2; сполучення фаз – «зірка».

Під час випробування на холостому ходу при 380 В. споживаний струм склав 27 А. Це перевищує гранично допустиму норму, яка дорівнює 12 А. У цьому випадку необхідно знизити напругу, що подається на двигун, до значення, при якому струм зменшиться до гранично допустимої норми, в нашому випадку – до 12 А. Тим самим по кривій 2 з точки 2 ми перейшли в точку 3 (рис. 13.1). Напруга при цьому буде $U_2 = 330$ В.

Тепер необхідно змінити обмотувальні дані двигуна так, щоб струм 12 А був при напрузі 380 В. Для цього кількість витків у пазу треба збільшити за формулою:

$$W_2 = W_1 \frac{380}{U_2},$$

де:

W_2 – необхідна кількість витків у пазу;

W_1 – наявна кількість витків у пазу;

U_2 – напруга, при якій встановлюється необхідний струм холостого ходу.

У нашому випадку $W_1 = 23$, тому необхідну кількість витків:

$$W_2 = 23 \frac{380}{330} = 26,48$$

Округляємо отриманий результат до найближчого цілого числа і отримуємо необхідну кількість витків у пазу $W_2 = 26$.

Для того, щоб така кількість витків вмістилася в пазу, необхідно знизити перетин витка обернено пропорційно збільшенню їх кількості в пазу. Розрахунок потрібно провести за формулою:

$$S_{\text{доп}} = S_1 \frac{W_1}{W_2},$$

Де $S_{\text{доп}}$ – максимально допустимий переріз витка, (мм²);

S_1 – наявний перетин витка (мм²).

У нашому випадку виток складається з 2-х проводів діаметром 1,6 мм, що становить 4,02 мм². Тоді допустимий переріз витка складе:

$$S_{\text{доп}} = 4,02 \frac{23}{26} = 3,55 (\text{мм}^2)$$

Підбираємо стандартне проведення, що забезпечує необхідний перетин витка. Вибираємо провід діаметром 1,5 мм в 2 дроти, тоді перетин витка S_2 складе:

$$S_2 = \frac{1,5^2 \cdot 3,14}{4} \cdot 2 = 3,53 (\text{мм}^2),$$

що не перевищує допустимий переріз.

Таким чином, ми отримали електродвигун із задовільним струмом холостого ходу за рахунок збільшення числа витків у котушці і зниження перетину витка. Решта обмотувальних даних залишаються без змін.

Тепер розберемося, який двигун ми отримали.

1. Потужність двигуна знизилася пропорційно зниженню перетину витка:

$$P_2 = P_1 \frac{S_2}{S_1} = \frac{3,53}{4,02} = 19,3 (\text{кВт}),$$

що становить 12%;

2. Двигун розрахований на іншу напругу $U = 380 \times 26/23 = 430\text{В}$, а включається на 380В. Збільшення кількості витків у кінцевому рахунку те ж саме, що і включення двигуна на знижену напругу, в нашому випадку на 13%, що веде до зниження індукції на ті ж 13% у всіх елементах магнітного ланцюга двигуна (це і дозволило знизити струм холостого ходу).

Як наслідок, у двигуна знижується пусковий і максимальний моменти, збільшується час розгону, знижується частота обертання при номінальному навантаженні. Сказане легко пояснюється при розгляді механічних характеристик на рис. 13.2.

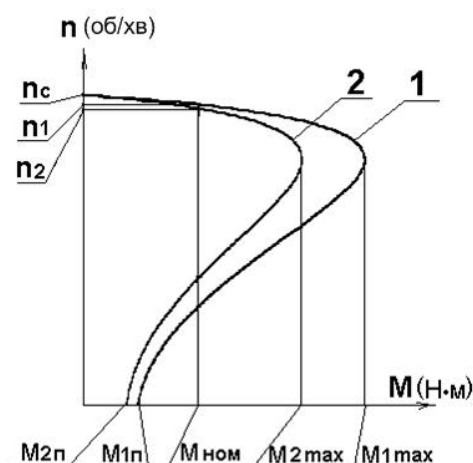


Рисунок 13. 2. Механічні характеристики асинхронного двигуна: 1 – із заводськими обмотковими даними; 2 – зі змінними обмотковими даними

На рис. 13.2 показані :

- n_c – синхронна частота обертання;
- n_1 і n_2 – частота обертання при номінальному навантаженні двигуна із заводськими і зі зміненими обмотувальними даними;
- $M_{1п}$ і $M_{2п}$ – пусковий момент двигунів із заводськими і зі зміненими обмотувальними даними;
- $M_{ном}$ – момент на валу двигуна при номінальному навантаженні;
- M_{1max} і M_{2max} – максимальний момент двигунів із заводськими і зі зміненими обмотувальними даними.

Пусковий і максимальний моменти в асинхронних електродвигунах зменшуються в квадраті від підведеної напруги. Для перерахованого нами двигуна напруга була зменшена на 13%. Вона становить 87% від номінального. Тоді пусковий і максимальний моменти складуть 75,7% від номінального.

Враховуючи вищевикладене, можна захоплюватися зниженням струму холостого ходу шляхом збільшення витоків в обмотці статора т. К. Двигун може просто не розкрутитися або працювати нестабільно, тому що можна стверджувати, що реактивний струм в асинхронних двигунах виконує ту ж роль, що і махові маси в двигунах внутрішнього згорання.

Наведений метод перерахунку двигуна з метою зниження струму холостого ходу дорого обходиться для ремонтного цеху, тому що доводиться два рази перемотувати обмотку статора: спочатку за заводськими обмотувальними даними, потім – за переліченими.

У деяких випадках можна уникнути подвійного перемотування. Розглянемо кілька способів.

Спосіб 1. Зменшуємо кількість паралельних гілок в схемі обмотки статора в 2 рази і з'єднуємо фази в трикутник. Такі перемикання еквівалентні збільшенню кількості витків:

$$\frac{2}{\sqrt{3}} = 1,15$$

що дозволяє знизити індукцію на 15% і струм холостого ходу на 30 – 60%.

За відсутності паралельних гілок у фазі в промисловому виконанні необхідно передбачити можливість такого перемикання, перерахувавши обмотку статора на 2 паралельні гілки.

Для цього потрібно:

- збільшити кількість витків у пазу в 2 рази;
- перетин витка зменшити в 2 рази;
- з'єднати фази в 2 паралельні гілки.

Спосіб 2. Перехід з двохшарової обмотки статора на одношарову дає зниження індукції на 3...4% (за рахунок більш високого обмоточного коефіцієнта) і за рахунок менших втрат від потоків розсіювання в лобових

частинах дозволяє в підсумку знизити струм холостого ходу на 10...20%, при цьому потужність двигуна не змінюється. В цьому випадку необхідно передбачити можливість складання двигуна т. К. Вильоти лобових частин одношарової обмотки більше, ніж у двошарової.

Спосіб 3. При перемотуванні двигунів з обмоткою, просоченою в епоксидному компаунді і підданою випалюванню ізоляції, для полегшення демонтажу обмотки навмисно збільшити кількість витків в котушці на 8 – 12%. Це також може запобігти повторному перемотуванню двигуна. Природно необхідно заручитися згодою замовника на зниження потужності. Якщо зниження потужності неприпустиме, треба застосувати матеріали з більш високим класом нагрівостійкості, що дозволить експлуатувати двигун при більш високих температурах при номінальному навантаженні.

Якщо всі перераховані заходи щодо зниження струму холостого ходу виявилися недостатніми і зниження потужності двигуна неприпустимо, необхідно перешихтувати осердя статора з лакуванням листів.

ТЕСТОВІ ЗАВДАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ

1. Струм що зумовлений накопиченням об'ємних зарядів на неоднорідностях у діелектриків називають:
 1. Ємнісним; 2. Індуктивним;
 3. Струмом абсорбції; 4. Не називають окремим терміном.
2. Заземлення точки чи точок системи, установки або обладнання з метою, що не пов'язана з електробезпекою це:
 1. Захисне заземлення; 2. Функціональне заземлення;
 3. Всі відповіді правильні; 4. Правильних відповідей немає.
3. Лінійна напруга U_L визначається за формулою:
 1. $U_L = 3 \cdot U_\phi$, 2. $U_L = \sqrt{3} \cdot U$,
 3. $U_L = \sqrt{3} \cdot U_\phi$, 4. $U_L = 3 \cdot U$.
4. До конструктивних параметрів штучного заземлення НЕ відносяться:
 1. Габаритні розміри штучного заземлювача; 2. Переріз заземлювачів;
 3. Місце встановлення вертикальних стрижнів; 4. Матеріал заземлювачів.
5. При якому значенні вібропереміщення є необхідність додаткового аналізу стану обладнання?
 1. Менше 10 мкм; 2. Більше 10 мкм; 3. Більше 100 мкм; 4. Більше 20 мкм.
6. Якщо товщина бар'єрів 3 мм і більше, то коефіцієнт ΔW_m має значення:
 1. 15; 2. 5; 3. 20; 4. 10.
7. До стандартних газів, що використовуються для оцінювання стану маслозаповненого устаткування та ідентифікації аномального стану не належить:
 1. H_2 ; 2. CO_2 ; 3. C_2H_4 ; 4. C_3H_6 .
8. Похибка вимірювань під час перевірки стану ізоляції не може сягати:
 1. 10%; 2. 25%; 3. 40%.
9. Нейтральний провідник позначається:
 1. PE; 2. N; 3. M; 4. PEN.
10. Яким приладом вимірюють опір ізоляції?
 1. Амперметр; 2. Ватметр; 3. Мегометр; 4. Вольтметр.
11. При проектуванні заземлюючих пристроїв по опору розтікання на кресленні зазначається:
 1. Вхідний опір природних заземлювачів; 2. Допустимий опір розтікання ЗП; 3. Допустима напруга на ЗП; 4. Параметри електричної структури ґрунту.
12. До параметрів безперервного контролю обладнання під напругою з метою діагностування стану НЕ відносяться:
 1. Розчинені в маслі гази; 2. Вологовміст;

3. Вібрації; 4. Немає правильної відповіді.
13. Яка характеристика вібрації характеризує вібраційні навантаження від яких залежить стан баку?
1. Віброприскорення; 2. Вібропереміщення;
 3. Віброшвидкість; 4. Немає правильної відповіді
14. Як виглядає вираз для визначення коефіцієнту абсорбції?
1. $k_{abc} = R_{60}/R_{15}$; 2. $k_{abc} = R_{15}/R_{60}$; 3. $k_{abc} = R_{40}/R_{20}$; 4. $k_{abc} = R_{20}/R_{40}$.
13. Провідна частина, яка крім своїх безпосередніх функцій одночасно може виконувати функції заземлювача це:
1. Штучний заземлювач;
 2. Природний заземлювач
14. Для зменшення косинусної похибки застосовується насадка на фотоелемент, вона позначена буквою...
1. Р, 2. М, 3. К, 4. Т.
15. Якщо підключити мегометр між фазами «А» і «Б» то прилад покаже?
1. Опір між фазами «А» і «Б»;
 2. Сумарний опір фаз «А» і «Б»;
 3. Опір фази «А»;
 4. Опір фази «Б»;
16. Яка характеристика вібрації характеризує її енергію?
1. Віброприскорення; 2. Вібропереміщення;
 3. Віброшвидкість; 4. Немає правильної відповіді.
17. При якому значенні вологовмісту шарів ізоляції, інтенсивність ЧР складає 1000-10000 нК?
1. >15%; 2. >7%; 3. < 4%; 4. >4%.
18. Для контролю пристроїв РПН вимірюються:
1. Рівень ЧР; 2. Вологовміст; 3. Потужність двигуна; 4. Струм холостого ходу.
19. Для вимірювання опору ізоляції кабелів і проводів прикладають напругу:
1. Постійну; 2. Змінну;
 3. Не прикладають. 4. Правильних відповідей немає.
20. Провідник, призначений для забезпечення електробезпеки це:
1. Захисний провідник; 2. Захисний заземлювальний провідник;
 3. Провідник системи зрівнювання потенціалів; 4. Всі відповіді правильні
21. Повна потужність холостого ходу електричного двигуна визначається за виразом:
1. $S = \sqrt{3}U_{\phi} \cdot I_{\phi}$,
 2. $S = U_{\phi} \cdot I_{\phi}$,
 3. $S = 3U_{\phi} \cdot I$,
 4. $S = 3U_{\phi} \cdot I_{\phi}$.
22. До найбільш важливих параметрів вихідної інформації для розрахунку заземлюючих пристроїв НЕ відносять:
1. Параметри електричної структури ґрунту;

2. Розрахунковий струм для визначення напруги дотику і напруги на ЗП;
 3. Місце встановлення вертикальних стрижнів;
 4. Вхідний опір природних заземлювачів.
23. Симптомом дефектного стану вентилятора обдува є віброшвидкість на підшипниках:
1. Менше 7,1 мм/с;
 2. Більше 7,1 мм/с;
 3. Менше 5,3 мм/с;
 4. Більше 5,3 мм/с.
24. Який метод володіє вищою чутливістю?
1. Метод частотного аналізу;
 2. Метод низьковольтних імпульсів;
 3. Метод вимірювання опору КЗ;
 4. Дані методи не відрізняються за чутливістю.
25. До додаткових газів, що використовуються для оцінювання стану маслозаповненого устаткування та ідентифікації аномального стану не належить:
1. C₃H₈;
 2. C₄H₈;
 3. C₂H₂;
 4. CH₂.
26. Скільки первинних обмоток у трифазних трансформаторів напруги перед вимірюваннями закорочують?
1. Три;
 2. Дві;
 3. Одну;
 4. Правильних відповідей немає.
27. Провідник середньої точки позначається:
1. PE;
 2. N;
 3. M;
 4. PEN.
28. За допомогою мегометра вимірюють?
1. Опір постійному струму;
 2. Опір змінному струму;
 3. Частоту;
 4. Потужність.
29. Допустимий опір заземлюючого пристрою визначається за формулою:
1. $R_{з.доп} = \frac{I_з}{U_з}$;
 2. $R_{з.доп} = \frac{U_з}{I_з}$;
 3. $R_{з.доп} = U_з \cdot I_з$;
 4. Немає правильної відповіді.
30. Яка характеристика вібрації характеризує інерційні сили, що діють на бак?
1. Віброприскорення;
 2. Вібропереміщення;
 3. Віброшвидкість;
 4. Немає правильної відповіді.
31. Якою повинна бути тривалість витримки обладнання при заданій температурі, щоб забезпечити дифузю помітної кількості вологи з поверхневих шарів ізоляції в масло, при значенні вологовмісту 2 – 2,5%?
1. До 48 год;
 2. До 36 год;
 3. До 24 год;
 4. 36 – 48 год.
32. Провідник, який з'єднує заземлювач з визначеною точкою системи або електроустановки чи обладнання це?
1. Заземлювальний провідник;
 2. Заземлювальний пристрій;
 3. Всі відповіді правильні;
 4. Правильних відповідей немає.
33. Природне освітлення може бути...
1. Боковим, нижнім, верхнім;
 2. Комбінованим, верхнім, внутрішнім;
 3. Боковим, комбінованим, верхнім;
 4. Внутрішнім, нижнім, верхнім.
34. В якому з перерахованих випадку проведення вимірів мегометром

забороняється?

1. При обриві однієї з фаз; 2. При наявності на провіднику напруги;
 3. При явному пошкодженні провідника; 4. Якщо провідник заземлений.
35. *До основних параметрів, що використовуються для безперервного контролю вводів не відносять:*
1. Момент опору на валу приводу; 2. Струм витoku;
 3. Струм небалансу; 4. Ємність основної ізоляції.
36. *Електроди для перевірки стану ізоляції не виготовляють з:*
1. Хрому; 2. Сталі; 3. Міді; 4. Латуні.
37. *Заземлювальний провідник, призначений для захисного заземлення це:*
1. Захисний провідник; 2. Захисний заземлювальний провідник;
 3. Провідник системи зрівнювання потенціалів; 4. Правильних відповідей немає.
38. *У асинхронних електричних двигунах визначають:*
1. Струм х. х, втрати х. х, струм к. з,
 2. Струм к. з, коефіцієнт трансформації, втрати х. х,
 3. Струм к. з, коефіцієнт трансформації, струм х. х,
 4. Струм к. з, коефіцієнт трансформації, струм х. х, втрати х. х.
39. *На стадії підготовки вихідних даних вирішуються наступні часткові задачі:*
1. Визначення розрахункового струму; 2. Визначення матеріалу заземлювача;
 3. Визначення кількості стрижнів;
 4. Визначення глибини встановлення заземлення.
40. *Симптомом дефектного стану маслососа є віброшвидкість на підшипниках:*
1. Менше 9 мм/с; 2. Більше 9 мм/с; 3. Менше 4,5 мм/с; 4. Більше 4,5 мм/с.
41. *До задач вимірювання частотних розрядів в експлуатації не відносять:*
1. Оцінювання стану особливо відповідального устаткування;
 2. Виявлення розрядів та іскріння в маслі;
 3. Оцінювання якості ізоляції після ремонту, реконструкції, модернізації;
 4. Немає правильної відповіді.
42. *Як критерій ефективного терміну служби масла використовують:*
1. Індукційний період окислення; 2. Залишковий ресурс;
 3. Результати випробування на стабільність; 4. Всі відповіді правильні.
43. *Скільки вторинних обмоток у трифазних трансформаторів напруги перед вимірюваннями закорочують?*
1. Три; 2. Дві; 3. Одну.
44. *Провідник який поєднує в собі захисний і нейтральний?*
1. PE; 2. N; 3. M; 4. PEN.
45. *В який момент часу значення опору ізоляції набуває постійного значення?*
1. $t=10c$; 2. $t=20c$; 3. $t=30c$; 4. $t=60c$.
46. *Опір заземлювача визначається за формулою:*

$$1. R_3 = \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + A \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_{\Gamma} + L_B}; \quad 2. R_3 = \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} - A \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_{\Gamma} + L_B};$$

$$3. R_3 = A \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} - \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_{\Gamma} + L_B}; \quad 4. R_3 = A \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_{\Gamma} + L_B}.$$

47. При якому значенні віброприскорення є необхідність додаткового аналізу стану обладнання?

1. Менше 10 м/с²; 2. Більше 5 м/с²; 3. Більше 10 м/с²; 4. Менше 5 м/с².

48. Основним показником для оцінювання ступеня зволоження ізоляції є:

1. Ізотерма сорбції; 2. Ізотерма десорбції;
3. Екзотерма сорбції; 4. Екзотерма десорбції.

49. Сукупність електрично- з'єднаних між собою заземлювача і заземлювальних провідників, включаючи елементи їх з'єднання це:

1. Заземлювальний провідник;
2. Заземлювальний пристрій.

50. Штучне освітлення виробничих приміщень може бути двох видів:

1. Комбіноване, верхнє; 2. Верхнє, бокове;
3. Загальне, комбіноване; 4. Комбіноване, бокове.

51. Коефіцієнт який визначається за формулою R_{60}'' / R_{15}'' називається?

1. Коефіцієнт вивільнення; 2. Коефіцієнт фільтрації;
3. Коефіцієнт абсорбції; 4. Коефіцієнт відгалуження.

53. При аналізі складу масла обмежуються визначенням вмісту:

1. Вологи; 2. Нафтових і парафінових вуглеців;
3. Поліароматичних вуглеводнів; 4. Всі відповіді правильні.

53. Для перевірки стану ізоляції електроди зі зразком не з'єднують за допомогою:

1. Притирання; 2. Спаювання;
3. Притискання; 4. Правильних відповідей немає.

54. Захисний провідник, призначений для захисного зрівнювання потенціалів це:

1. Захисний провідник; 2. Захисний заземлювальний провідник;
3. Провідник системи зрівнювання потенціалів; 4. Всі відповіді правильні

55. Машини, відремонтовані без зміни потужності або частоти обертання, проходять...

1. Типові; 2. Приймально – здавальні; 3. Спеціальні; 4. Контрольні.

56. Визначальними факторами конфігурації штучного заземлювача є:

1. Необхідна площа під заземлювач; 2. Конфігурація базової конструкції;
3. Конфігурація огорожі електроустановки; 4. Всі варіанти правильні.

57. Який з методів НЕ є методом визначення параметрів часткових розрядів?

1. Акустичний метод; 2. Метод холостого ходу;
3. Електричний метод; 4. Електромагнітний метод.

58. Характеристиками ЧР не є:

1. Значення заряду;
2. Середній струм ЧР;
3. Середня потужність ЧР;
4. Віброшвидкість.

59. Для діагностування стану високовольтних вводів використовують наступні характеристики ізоляції:

1. Коефіцієнт абсорбції;
2. Опір;
3. $\text{tg}\delta$;
4. Всі відповіді правильні.

60. У трифазних трансформаторів напруги перед вимірюваннями закорочуються:

1. Первинні обмотки;
2. Первинні і вторинні обмотки;
3. Вторинні обмотки;
4. Правильних відповідей немає.

61. Світло – це...

1. Вузька частина електромагнітного спектра з довжинами хвиль $10 \div 250000$ нм.
2. Вузька частина електромагнітного спектра з довжинами хвиль $50 \div 340000$ нм.
3. Вузька частина електромагнітного спектра з довжинами хвиль $10 \div 340000$ нм.
4. Вузька частина електромагнітного спектра з довжинами хвиль $50 \div 250000$ нм.

62. Які дефекти ізоляції НЕ можна визначити за методом виміру R60?

1. Неоднорідність ізоляції;
2. Місцеві зволоження ізоляції;
3. Забруднення ізоляції;
4. Пошкодження ізоляції.

63. Напруга дотику визначається за формулою:

1. $U_{\text{дот}} = K_{\text{дот}} \frac{R_3}{I_3}$;
2. $U_{\text{дот}} = K_{\text{дот}} \frac{I_3}{R_3}$;
3. $U_{\text{дот}} = K_{\text{дот}} R_3 \cdot I_3$;
4. $U_{\text{дот}} = \frac{R_3 \cdot I_3}{K_{\text{дот}}}$.

64. При якому значенні віброшвидкості є необхідність додаткового аналізу стану обладнання?

1. Менше 20 мм/с;
2. Менше 10 м/с;
3. Більше 10 м/с;
4. Більше 20 мм/с.

65. Вважаючи, що основним джерелом вологи є тонка ізоляційна структура, вологовміст ізоляції оцінюється з рівняння:

1. $W_k \approx W_e - (5 \div 10) \cdot W_m$;
2. $W_k \approx W_e + (5 \div 10) \cdot W_m$;
3. $W_k \approx W_e - (20 \div 10) \cdot W_m$;
4. $W_k \approx W_e + (20 \div 10) \cdot W_m$.

66. Що не є основними електричними параметрами заземлювального пристрою:

1. Опір розтікання;
2. Струм;
3. Напруга дотику;
4. Напруга кроку.

67. Встановлено два види випробувань після капітального ремонту електродвигунів:

1. Приймально-здавальні та типові;
2. Типові та спеціальні;
3. Контрольні та спеціальні;
4. Експлуатаційні та спеціальні.

68. Коефіцієнт абсорбції визначається як відношення?

1. R60" / R15"; 2. R30" / R50"; 3. R50" / R30"; 4. R60" / R10".
69. Основним показником для оцінювання ступеня зволоження ізоляції є:
1. Ізотерма сорбції;
 2. Ізотерма десорбції;
 3. Екзотерма сорбції;
 4. Екзотерма десорбції.
70. Терміній дефект низької температури визначається в межах:
1. <math>< 300^{\circ}\text{C}</math>;
 2. <math>< 150^{\circ}\text{C}</math>;
 3. <math>< 100^{\circ}\text{C}</math>;
 4. <math>< 700^{\circ}\text{C}</math>.
71. Захисний провідник позначається:
1. PE;
 2. N;
 3. M;
 4. PEN.
72. Якщо змінюється потужність або частота обертання електродвигуна після капітального ремонту то він проходить такі випробування:
1. Типові;
 2. Приймально – здавальні;
 3. Спеціальні;
 4. Контрольні.
73. При проектуванні заземлюючих пристроїв по напрузі дотику на кресленні зазначається:
1. Вхідний опір природних заземлювачів;
 2. Допустимий опір розтікання ЗП;
 3. Сезонний коефіцієнт опору ЗП;
 4. Параметри електричної структури ґрунту;
74. Який метод дає можливість геометричної локації джерела сигналів?
1. Електромагнітний метод;
 2. Метод холостого ходу;
 3. Акустичний метод;
 4. Немає правильної відповіді.
75. Через скільки секунд здійснюється відлік показів мегаомметра після початку вимірювання:
1. 25;
 2. 40;
 3. 60;
 4. Всі відповіді правильні.
76. Видима частина сонячного спектра займає діапазон хвиль від...
1. 400 до 760 нм;
 2. 410 до 760 нм;
 3. 370 до 760 нм;
 4. 420 до 760 нм.
77. Місця неоднорідності ізоляції визначається за методом?
1. Багаторазових вимірів;
 2. Часткових розрядів;
 3. Прикладання надвисокої напруги;
 4. Протікання струму високої частоти.
78. При якому значенні вмісту води, питомий опір ґрунту має значення > 109 Ом·см:
1. 5%;
 2. 0%;
 3. 2,5%;
 4. 1%.
79. Якщо товщина бар'єрів 2 мм і менше, то коефіцієнт ΔW_m має значення:
1. 15;
 2. 5;
 3. 20;
 4. 10.
80. Заземлення точки чи точок системи, установки або обладнання з метою забезпечення електробезпеки це:
1. Захисне заземлення;
 2. Функціональне заземлення.
81. Збільшення повітряного зазору на 1% викликає зростання струму холостого ходу на ...
1. 0,5% і зниження коефіцієнта потужності на 0,6%;
 2. 0,6% і зниження коефіцієнта потужності на 0,5%;
 3. 0,7% і зниження коефіцієнта потужності на 0,3%;
 4. 0,6% і зниження коефіцієнта потужності на 0,3%.

82. При погіршенні стану ізоляції коефіцієнт абсорбції?
1. Збільшується;
 2. Зменшується;
 3. Залишається сталим;
 4. Стає рівним 0.
83. Термічний дефект в діапазоні високих температур визначається в межах:
1. >300 °C;
 2. >150 °C;
 3. >700 °C;
 4. 300 °C – 700 °C.
84. Покази опору ізоляції знімають за допомогою:
1. Амперметра;
 2. Мегаомметра;
 3. Вольтметра;
 4. Всі відповіді правильні
85. Світловий потік (F) – це ...
1. Потік, що випускається точковим джерелом світла всередині тілесного кута, який дорівнює одному стерadianу ізотропним точковим джерелом із силою світла одна кандела;
 2. Потужність променевої енергії джерела, яка оцінюється по світловому відчуттю, яке відчувають очі.
 3. Освітлення поверхні, що створюється світловим потоком, який падає на поверхню.
 4. Відношення сили світла в даному напрямку до площі проекції випромінювальної поверхні на площину, перпендикулярну до даного напрямку випромінювання.
86. Якщо замкнути клема мегометра і прокручувати ручку табло покаже?
1. Нескінченність;
 2. Високий опір;
 3. Низький опір;
 4. Нуль;
87. Який з наведених ґрунтів має найменше значення питомого опору:
1. Пісок;
 2. Суглинок;
 3. Чорнозем;
 4. Глина.
88. Який з методів НЕ є методом висначення параметрів часткових розрядів?
1. Акустичний метод;
 2. Метод холостого ходу;
 3. Електричний метод;
 4. Електромагнітний метод.
89. Якою повинна бути ривалість витримки обладнання при заданій температурі, щоб забезпечити дифузю помітної кількості вологи з поверхневих шарів ізоляції в масло, при значенні вологовмісту 2 – 2,5%?
1. До 48 год.
 2. До 36 год.
 3. До 24 год.
 4. 36 – 48 год.
90. Необхідно вимірювати опір ізоляції обмотки відносно корпусу, при цьому інша обмотка трансформатора (вторинна або первинна) повинна бути:
1. Закорочена і заземлена;
 2. Закорочена;
 3. Заземлена;
 4. Правильних відповідей немає.
91. Сила світла (I) визначається за формулою:
1. $I = \frac{F}{\omega}$,
 2. $I = \frac{\omega}{F}$,
 3. $I = \frac{S}{\omega}$,
 4. $I = \frac{\omega}{S}$.
91. Якщо роз'єднати клема мегометра і прокручувати ручку табло покаже?
1. Нескінченність;
 2. Високий опір;
 3. Низький опір;
 4. Нуль.
92. Заземлювач, який спеціально виконують з метою заземлення це:
1. Штучний заземлювач;
 2. Природний заземлювач;
 3. Технологічний заземлювач;
 4. Робочий заземлювач.

93. *Одиниця вимірювання освітленості...*

1. Кандела; 2. Люмен; 3. Люкс; 4. Люмен/секунда.

94. *Для чого після проведення вимірів на короткий час заземлюють щупи мегометра?*

1. Для зняття залишкових розрядів; 2. Для їх очищення;
3. Для перевірки справності приладу; 4. Для перевірки справності щуп.

95. *Якщо вимірювання параметрів електричної структури землі проводилися в розрахунковий сезон, то коефіцієнт q_c рівний:*

1. $q_c = \frac{1}{k_c}$; 2. $q_c = 0$; 3. $q_c = 1$; 4. $q_c = k_c$.

96. *Через скільки секунд здійснюється відлік показів І27егометра після початку вимірювання:*

1. 25; 2. 40; 3. 60; 4. Правильних відповідей немає.

97. *Провідна частина (провідник) або сукупність з'єднаних між собою провідних частин (провідників), які перебувають в електричному контакті із землею безпосередньо або через проміжне провідне середовище це:*

1. Заземлювач; 2. Занулювач;
3. Всі відповіді правильні; 4. Правильних відповідей немає.

98. *Фон – це ...*

1. Характеристика здатності ока сприймати об'єкт.
2. Поверхня, прилегла безпосередньо до об'єкта розпізнавання, на якій він розпізнається.
3. Критерій оцінки сліпучої дії, створюваного освітлювальної установкою.
4. Відношення сили світла в даному напрямку до площі проекції випромінювальної поверхні на площину.

99. *При якій температурі НЕ можна проводити вимірювання опору ізоляції?*

1. $T=0\text{ }^{\circ}\text{C}$; 2. $T=15\text{ }^{\circ}\text{C}$; 3. $T=20\text{ }^{\circ}\text{C}$; 4. $T=30\text{ }^{\circ}\text{C}$.

100. *Якщо вимірювання параметрів електричної структури землі проводилися в період, відповідний найменшим значенням питомого опору верхніх шарів землі, а розрахунковий сезон відповідає їх найбільшим значенням, то коефіцієнт q_c рівний:*

1. $q_c = \frac{1}{k_c}$; 2. $q_c = 0$; 3. $q_c = 1$; 4. $q_c = k_c$.

101. *Якщо заземлювач має кілька вертикальних електродів то:*

1. Їх з'єднують між собою;
2. Їх не з'єднують між собою.

102. *У виробничих умовах для контролю за освітленістю поширені люксметри типів:*

1. Ю16, Ю115, Ю1174 2. Ю15, Ю116, Б117;
3. Ю16, Б116, Ю117; 4. Ю16, Ю116, Ю117.

103. *Якщо вимірювання параметрів електричної структури землі проводилися в період, відповідний найбільшим значенням питомого опору*

верхніх шарів землі, а розрахунковий сезон відповідає їх найменшим значенням, то коефіцієнт q_c рівний:

1. $q_c = \frac{1}{k_c}$; 2. $q_c = 0$; 3. $q_c = 1$; 4. $q_c = k_c$.

104. Якщо роз'єднати клеми мегомметра і прокручувати ручку табло покаже:

1. Нескінченність; 2. Високий опір; 3. Низький опір; 4. Нуль;

105. Сезонний коефіцієнт питомого опору визначається за формулою:

1. $k_c = \frac{\rho_{\max}}{\rho_{\min}}$; 2. $k_c = \frac{\rho_{\min}}{\rho_{\max}}$; 3. $k_c = \rho_{\min} \cdot \rho_{\max}$; 4. $k_c = \frac{\rho_{\max}}{\rho_{\min}} \cdot 100\%$.

106. В якому з перелічених випадку проведення вимірів мегомметром забороняється?

1. При обриві однієї з фаз; 2. При наявності на провіднику напруги;

3. При явному пошкодженні провідника; 4. Якщо провідник

заземлений.

107. Якщо вимірювання параметрів електричної структури землі проводилися в розрахунковий сезон, то коефіцієнт q_c рівний:

1. $q_c = \frac{1}{k_c}$; 2. $q_c = 0$;

3. $q_c = 1$; 4. $q_c = k_c$.

108. Коефіцієнт, який визначається за формулою R_{60}'' / R_{15}'' називається:

1. Коефіцієнт вивільнення; 2. Коефіцієнт фільтрації;

3. Коефіцієнт абсорбції; 4. Коефіцієнт відгалуження

109. Через скільки секунд здійснюється відлік показів мегомметра після початку вимірювання:

1. 25; 2. 40; 3. 60; 4. Правильних відповідей немає.

110. Якщо вимірювання параметрів електричної структури землі проводилися в період, відповідний найменшим значенням питомого опору верхніх шарів землі, а розрахунковий сезон відповідає їх найбільшим значенням, то коефіцієнт q_c рівний:

1. $q_c = \frac{1}{k_c}$; 2. $q_c = 0$; 3. $q_c = 1$; 4. $q_c = k_c$.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Калетнік Г. М. Поняття альтернативних джерел енергії та їх місце в реалізації політики енергоефективності України/ Г. М. Калетнік, М. В. Пиндик// Економіка. Фінанси. Менеджмент: актуальні питання науки і практики». – 2016. – №8. – С. 7-16.
2. Калетнік Г. М. Екологічна енергетика – основа розвитку економіки держави/ Г. М.Калетнік, О. В.Климчук// Збалансоване природокористування. – 2013. – №2-3. – С. 14-17.
3. Калетнік Г. М. Основи інженерних методів розрахунків на міцність і жорсткість/ Г. М. Калетнік, М. Г. Чаусов, В. М. Швайко. – Київ: «Хайт-Тек Прес», 2013. – 528 с.
4. Кудря С. О. Стан та перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні/ С.О.Кудря// Вісник НАН України. – 2015. – №12. – С. 19-26.
5. Рубаненко О. Є. Визначення дефектів трансформаторного обладнання з використанням частотних діагностичних параметрів / О. Є. Рубаненко, М. П. Лабзун, М. О. Грищук// Вісник Нац. техн. ун-ту "ХПІ" : зб. наук. пр. Сер. : Нові рішення в сучасних технологіях. – Харків : НТУ "ХПІ", 2017. – № 23 (1245). – С. 41-46.
6. Грищук М. О. Дослідження пошкодження силового трансформатора на фотовольтаїчній електростанції/ М. О. Грищук, О. Є. Рубаненко, І. О. Гунько// Вісник Хмельницького національного університету: технічні науки. – Х.; Видавництво ХНУ, 2019. – С. 178-183.
7. Rubanenko O. Determination of optimal transformation ratios of EES transformers in conditions of incomplete information regarding the values of diagnostic parameters / O. Rubanenko, O. Kazmiruk, V. Bandura, V. Matvijchuk O. Rubanenko // Eastern-European Journal of Enterprise Technology. – 2017. – №4. – P. 66 - 79.
8. Матвійчук В. А. Визначення якості функціонування ділянки із зниженим опором ізоляції мережі оперативного постійного струму за допомогою нейро-нечіткого моделювання/ В. А. Матвійчук, О. Є. Рубаненко, О. О. Рубаненко// Вісник Хмельницького національного університету. – 2015 – №3. – С. 187-195.
9. Матвійчук В. А. Технології наукових досліджень: навчальний посібник / В. А. Матвійчук, П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко. – Вінниця: ВНАУ, 2015. – 190 с.
10. Гобрей Р. М. Технічне діагностування, випробування та вимірювання електрообладнання в умовах монтажу, налагоджування і в експлуатації. Частина 1./ Р. М. Гобрей, О. Є. Рубаненко та ін. – К.: «ДП НТУКЦ», 2008. – 524 с.
11. Гобрей Р. М. Технічне діагностування, випробування та вимірювання електрообладнання в умовах монтажу, налагоджування і в

експлуатації. Частина 2./ Р. М. Гобрей, Г. В. Шинкаренко та ін. – К.: «ДП НТУКЦ», 2011. – 1008 с.

12. Кутін В. М. Методи та засоби діагностування елегазових вимикачів: монографія/ В. М. Кутін, О. Є. Рубаненко, С. В. Мисенко. – Вінниця: ВНТУ, 2018. – 124 с.

13. Матвійчук В. А. Електротехнології в АПК : навчальний посібник / В. А. Матвійчук, О. Є. Рубаненко, І. П. Стаднійчук– Вінниця: ВНАУ, 2020. – 271 с.

14. Матвійчук В. А. Особливості електропостачання потужних підприємств АПК з використанням мікромереж та розподілених джерел електроенергії / В. А. Матвійчук, О. Є. Рубаненко, О. О. Рубаненко// Збірник наукових праць ВНАУ. Серія: Технічні науки. – 2015 – № 2 (90). – С. 117-123.

15. Голота А. Д. Автоматика в електроенергетичних системах: Навч. посіб. – К.: Вища шк., 2006. – 367 с.

16. Коновалюк О. В. Технічний сервіс в агропромисловому комплексі: навчальний посібник/ О. В. Коновалюк, В. М. Кіяшко, М. В. Колісник. – К.: Аграрна освіта, 2013. – 404 с.

17. Овчаренко Н. И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: Учебник для вузов/ Под ред. А. Ф. Дьякова. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 504 с.

18. Рубаненко О. Є. Вдосконалення методів і засобів діагностування високовольтних вимикачів: монографія/ О. Є. Рубаненко. – Вінниця: ВНТУ, 2012. – 188 с.

19. Рубаненко О. Є. Високовольтні вводи. Конструкція, експлуатація, діагностика та ремонт: монографія/ О. Є. Рубаненко, О. І. Гуменюк. – Вінниця: ВНТУ, 2011. – 183 с.

20. Гуменюк О. І. Технологія ремонту і експлуатація високовольтних введів та їх конструктивні особливості: Довідково методичний посібник/ Гуменюк О. І., Рубаненко О. Є., Остапчук О. М., Таловея В. Л., Шаповалов Ю. О. – К.: ДП «Науково-технічний учбово-консультаційний центр», 2012. – 552 с.

21. Лабзун М. П. Методи та засоби діагностування опорно-стрижневих ізоляторів: монографія/ М. П. Лабзун, О. Є. Рубаненко, В. М. Кутін – Вінниця: ВНТУ, 2010. – 323 с.

22. Техническое обслуживание релейной защиты и автоматики электростанций и электрических сетей/ Ф. Д. Кузнецов, А. К. Белотелов; под ред. Б. А. Алексеева. – Ч. 4: Электроавтоматика. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 72 с.

23. Букович Н. В. Протиаварійна режимна автоматика електроенергетичних систем: навч. посібник. – Львів: Видавництво «Бескід

Бит», 2003. – 224 с.

24. Анреев В. А., Овчаренко Н. К. Быстродействующее микропроцессорное устройство АВР// Промышленная энергетика. – 2000. – №2. – С. 5-8.

25. Пономарев И. В. Рекомендации по выбору устройств защиты электрического оборудования с использованием микропроцессорных устройств фирмы GE Multilin. – М.: EMV CD «Энергомашвин», 2004. – 67 с.

26. Серия реле частоты MICOM 940 (ALSTOM). – М.: EMV CD «Энергомашвин», 2004. – 16 с.

27. Главацкий В. Г., Пономарев И. В. Современные средства релейной защиты и автоматики электрических сетей. – М.: EMV CD «Энергомашвин», 2004. –4-я версия. – 147 с.

28. Микропроцессорные гибкие системы релейной защиты/ В. А. Михайлов, Е. В. Кириевский, Е. М. Уленицкий и др./ Под ред. В. П. Морозкина. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 240 с.

**Розрахунок параметрів заземлювального пристрою підстанції
35/10 кВ**

В якості вихідних даних для розрахунку приймаємо наступні дані. Мережі 35 та 10 кВ працюють з ізольованою (а не з компенсованою) нейтраллю трансформаторів. На стороні 35 кВ струм замикання на землю (I_{33}) $I_{33}=6$ А, на стороні 10 кВ $I_{33}=20$ А. Власні потреби підстанції одержують живлення від трансформатора 10/0,4 кВ. Обмотка 0,4 кВ має заземлену нейтраль. Природних заземлювачів немає. Питомий опір землі при нормальній вологості $\rho=100$ Ом·м. Устаткування підстанції розташовано на площі 18×28 м. Підстанція знаходиться в другому кліматичному районі.

Опір пристрою заземлення для ВРУ 35 кВ за формулою (А.1)

$$R_3 \leq \frac{250}{I_{33}} = \frac{250}{6} = 41,66 \text{ Ом.} \quad (\text{А.1})$$

Опір пристрою заземлення для установок 10 кВ за формулою (А.2)

$$R_3 \leq \frac{250}{I_3} = \frac{250}{20} = 12,5 \text{ Ом.} \quad (\text{А.2})$$

Опір пристрою заземлення нейтралі обмотки 0,4 кВ трансформатора не повинен бути більше 4 Ом. Отже остання умова є вирішальною для розрахунків:

$$R_3 \leq 4 \text{ Ом.} \quad (\text{А.3})$$

Пристрій заземлення виконують як контур із штаби (полоси – рос.) 40×4 мм, яка прокладається на глибині 0,7 м навколо устаткування підстанції, та вертикальних стержнів довжиною 5 м і діаметром 12 мм. Відстань між стержнями попередньо приймаємо $a = 10$ м. Загальна довжина штаби 100 м. Попередня кількість стержнів 10 одиниць.

Визначаємо опір одного вертикального стержня за формулою (А.4)

$$R_{ст.од} = \frac{0,0366 \cdot \rho_{розр.}}{l} \times \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right), \quad (\text{А.4})$$

де $\rho_{розр.}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту, Ом·м; l – довжина стержня заземлювача, м; d – діаметр стержня, м; t – глибина закладання стержня, яка дорівнює відстані від поверхні землі до середини заземлювача, м.

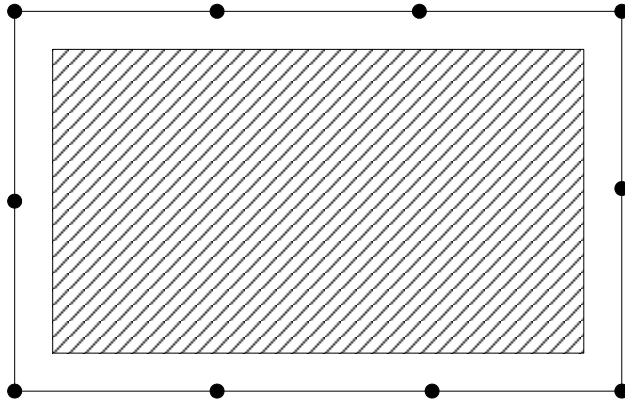


Рисунок А.1 – Розташування контуру заземлювального пристрою

$$R_{ct.од} = \frac{0,366 \cdot 125}{5} \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{12 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3,5 + 5}{4 \cdot 3,5 - 5} \right) =$$

$$= 9,15 (\lg 833,3 + 0,5 \lg 2,1) = 26,725 + 1,47 = 28,198 \text{ Ом},$$

де $\rho_{розр} = K_{кл} \rho = 1,25 \cdot 100 = 125 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $K_{кл} = 1,25$ в.о., $\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Питомий опір ґрунту ρ вимірюється при нормальній вологості ґрунту.

$K_{кл}$ - кліматичний коефіцієнт. У середніх кліматичних районах (другий, третій кліматичні райони) для вертикальних електродів довжиною 3...5 м $K_{кл} = 1,45...1,15$; для горизонтальних електродів довжиною 10...15 м, $K_{кл} = 3,5...2,0$ (табл. А.1).

Таблиця А.1 – Наближені питомі опори ґрунтів

Ґрунт	Питомий опір, Ом·м	Ґрунт	Питомий опір, Ом·м
Пісок	100...400	Чорнозем	10...50
Супісок	150...400	Торф	20
Суглинок	40...150	Вапняк	1000...2000
Глина	8...70	Скелястий	2000...4000

Визначаємо попередню конфігурацію заземлювача з урахуванням його розміщення на відведеній території, причому відстань між вертикальними електродами беремо не менше їх довжини. За планом заземлюючого пристрою визначаємо попередню кількість вертикальних заземлювачів і довжину горизонтальних заземлювачів.

Необхідна кількість вертикальних заземлювачів

$$n_B = \frac{R_{ct.од}}{R_3 \cdot \eta_B}, \quad (\text{А.5})$$

де η_B - коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів, який залежить від відстані a між ними, їх довжини l та кількості n_B (таблиця А.2).

Так для $a/l=2$, $R_3=4 \text{ Ом}$ – значення η_B дорівнює $0,66 \text{ в.о.}$

Таблиця А.2 - Коефіцієнти η_B використання вертикальних заземлювачів, розміщених по контуру, без урахування впливу з'єднувальної штаби

Відношення a/l	Кількість електродів n_B	Коефіцієнт використання, η_B	Відношення a/l	Кількість електродів n_B	Коефіцієнт використання, η_B
1	4	0,66...0,72	2	20	0,61...0,66
	6	0,58...0,65		40	0,55...0,61
	10	0,52...0,58		60	0,52...0,58
	20	0,44...0,50	3	4	0,84...0,86
40	0,38...0,44	6		0,78...0,82	
60	0,36...0,42	10		0,74...0,78	
2	4	0,76...0,80	3	20	0,68...0,73
	6	0,71...0,75		40	0,64...0,69
	10	0,66...0,71		60	0,62...0,67

$$n_B = \frac{28,198}{4 \cdot 0,66} = 10,28 \text{ одиниць.}$$

Приймаємо $n_B=10$ одиниць вертикальних електродів.

Визначимо опори горизонтальних заземлювачів (заземлювальної, з'єднувальної штаби контуру)

$$R_r = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{розр.г}}}{l} \lg \frac{2l}{b \cdot t}, \quad (\text{А.6})$$

де $\rho_{\text{розр.г}}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту для горизонтальних заземлювачів, Ом·м; l – довжина з'єднувальної штаби, м; b – ширина штаби, м; t – глибина закладання штаби, м.

Тоді

$$R_r = \frac{0,366 \cdot 3 \cdot 10}{100} \lg \frac{2 \cdot 100^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7} = 1,098 \lg \frac{2 \cdot 100000 \cdot 10^3}{40 \cdot 0,7} = 1,098 \lg 714,285 \cdot 10^3 = 6,427 \text{ Ом.}$$

З урахуванням коефіцієнта використання η_r опір з'єднувальної штаби (А.7):

$$R'_r = \frac{R_r}{\eta_r}, \quad (\text{A.7})$$

$$R'_r = \frac{6,427}{0,4} = 16,06 \text{ Ом},$$

де η_r - коефіцієнт використання з'єднувальної штаби.

Значення коефіцієнта η_r визначаємо з таблиці А.3. Так для $a/l=2$, $n=10$ шт. значення η_r дорівнює 0,4 в.о.

Таблиця А.3 – Коефіцієнт використання з'єднувальної штаби в контурі з вертикальних електродів

Відношення a/l	Кількість вертикальних електродів						
	4	6	8	10	20	30	50
1	0,45	0,40	0,36	0,34	0,27	0,24	0,21
2	0,55	0,48	0,43	0,40	0,32	0,30	0,28
3	0,70	0,64	0,60	0,56	0,45	0,41	0,37

Необхідний опір вертикальних заземлювачів з урахуванням використання з'єднувальної штаби визначають за виразом (А.8):

$$R'_B = \frac{R'_r R_3}{R'_r - R_3}, \quad (\text{A.8})$$

$$R'_B = \frac{16,06 \cdot 4}{16,06 - 4} = 5,327 \text{ Ом}.$$

Уточнена кількість стержнів

$$n'_B = \frac{R_{\text{см.од}}}{R'_B \cdot \eta'_B}, \quad (\text{A.9})$$

$$n'_B = \frac{28,198}{5,327 \cdot 0,66} = 8,$$

де η'_B – уточнене значення коефіцієнта використання.

Так для $a/l=2$, $n=10$ штук значення η'_B дорівнює 0,4 в.о.

Отже остаточно приймаємо $n=8$, тобто двох стержнів в торцях контуру підстанції не встановлюємо (рис. А.2)

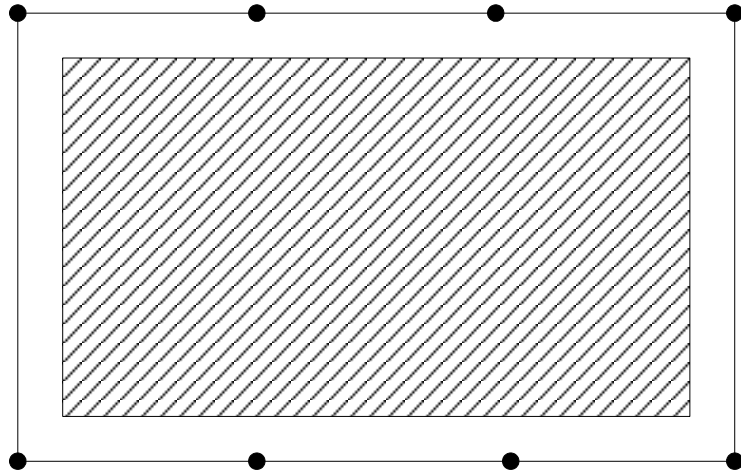


Рисунок А.2 – Розташування контуру заземлювального пристрою

Навчальне видання

Віктор Андрійович Матвійчук
Олександр Євгенійович Рубаненко
Ірина Олександрівна Гунько

ДІАГНОСТУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

Навчальний посібник

Оригінал-макет підготовлено авторами

Підписано до друку 26.06.2020. Формат 30 × 42/4.

Папір офсетний. Різографія. Авт. арк. 5,6.

Обл.-вид. арк. 8,7. Тираж 300 прим. Зам._____.

Підготовлено до друку та видруковано у
вищому навчальному закладі

«Вінницький національний аграрний університет».

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842.

21000, м. Вінниця, вул. Сонячна, 3.