

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА
імені О.М. БЕКЕТОВА**

Методичні вказівки

до самостійного вивчення курсу

«Монтаж, наладка та експлуатація електрообладнання»

(для студентів денної та заочної форм навчання за напрямом підготовки 6.050701 – Електротехніка та електротехнології, а також слухачів другої вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи електроспоживання)

Методичні вказівки до самостійного вивчення курсу «Монтаж, наладка та експлуатація електрообладнання» (для студентів денної та заочної форм навчання за напрямом підготовки 6.050701 – Електротехніка та електротехнології, а також слухачів другої вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи електроспоживання) / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О.М. Бекетова, уклад.: А. В. Хитров, О. Ю. Поліщук, Д. В. Рум'янцев. – Харків : ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2016. – 45 с.

Укладачі: А. В. Хитров,

О. Ю. Поліщук,

Д. В. Рум'янцев

Рецензент: І.Г. Абраменко

Рекомендовано кафедрою « Електропостачання міст», протокол засідання № 6 від 26.06.13 р.

Зміст

Загальні вказівки.....	4
1 Прогнозування відмов систем електропостачання (СЕП).....	5
1.1 Сутність прогнозування відмов СЕП. Параметри прогнозування.....	5
1.2 Методи прогнозування відмов елементів СЕП і їх класифікація. Критерії якості прогнозування відмов.....	7
1.3 Особливості прогнозування відмов контактних з'єднань в СЕП.....	13
2 Експлуатація силових трансформаторів.....	18
2.1 Загальна характеристика силових трансформаторів.....	18
2.2 Контроль технічного стану трансформаторів.....	20
2.3 Паралельна робота трансформаторів.....	33
2.4 Фазування трансформаторів.....	34
2.5 Сушіння трансформаторів.....	37
2.6 Режими роботи силових трансформаторів.....	38
2.7 Профілактичне обслуговування трансформаторів.....	42
Список джерел.....	44

Загальні вказівки

Викладання дисципліни «Монтаж, наладка та експлуатація електрообладнання» спрямоване на формування у студентів знань та вмінь, пов'язаних з ефективною експлуатацією систем електропостачання України. В курсі розглянуті питання монтажу, налагоджування та технічної експлуатації підстанційного обладнання та розподільних пристроїв, повітряних та кабельних ліній електропередачі, пристроїв релейного захисту та автоматики, а також основи експлуатації ізоляційних конструкцій та техніки експлуатаційних вимірювань.

В методичних вказівках до самостійного вивчення курсу розглянуті питання, які недосить докладно висвітлені на лекціях.

1 Прогнозування відмов систем електропостачання (СЕП)

1.1 Сутність прогнозування відмов СЕП. Параметри прогнозування

Прогнозування - це спеціальні наукові дослідження перспектив розвитку якогось явища. Як одна з форм конкретизації наукового передбачення в соціальній сфері знаходиться у взаємозв'язку з плануванням, програмуванням, проектуванням, керуванням.

Прогнозування відмови виробу - визначення імовірності виникнення його відмови протягом заданого інтервалу часу за дослідними даними, отриманими до початку цього інтервалу часу.

На практиці, виходячи з вимог забезпечення потрібного рівня безвідмовності, завдання прогнозування ТС формулюють як завдання передбачення потенційних відмов на основі кількісних оцінок значень прогнозованих параметрів відносно заданих допусків. При цьому вирішуються такі часткові завдання:

- визначення погіршення якісних характеристик виробу в межах нормативних вимог;
- оцінювання імовірності виникнення фактичної відмови протягом заданого інтервалу часу;
- визначення моменту часу відмови виробу;
- оцінювання наслідків можливої відмови;
- визначення причин виникнення потенційної відмови;
- визначення можливості подальшої експлуатації виробу;
- визначення переліку і обсягів ремонтно-відновлюваних робіт.

Таким чином, прогнозування технічного стану – цілеспрямований процес, який дозволяє виявляти потенційні відмови виробу й забезпечувати своєчасне прийняття рішень.

Загальна теорія прогнозування розглядає основні передумови для здійснення прогнозування явища (стану виробу, об'єкта тощо):

- сформульоване завдання прогнозування;
- знання минулого прогнозованого явища (ПЯ), тобто дані про його поведінку до теперішнього моменту часу;
- модель явища;
- методи й засоби прогнозування.

Розглянутий процес представлений на рисунку 1.1.

Методи прогнозування. На відміну від розрахунків жорстко детермінованих явищ (наприклад, сонячних чи місячних затемнень), з одного боку, і ненаукових прорікань - з іншого, прогнозування відрізняється імовірносним підходом до предметів дослідження. Цим визначаються характер і структура методів прогнозування. Звичайно виділяють три класи методів прогнозування: екстраполяція, моделювання, опитування експертів. Але така класифікація умовна, тому що прогностичні моделі припускають екстраполяцію і експертні оцінки, останні представляють підсумок

екстраполяції та моделювання експертом досліджуваного об'єкта і т.д.

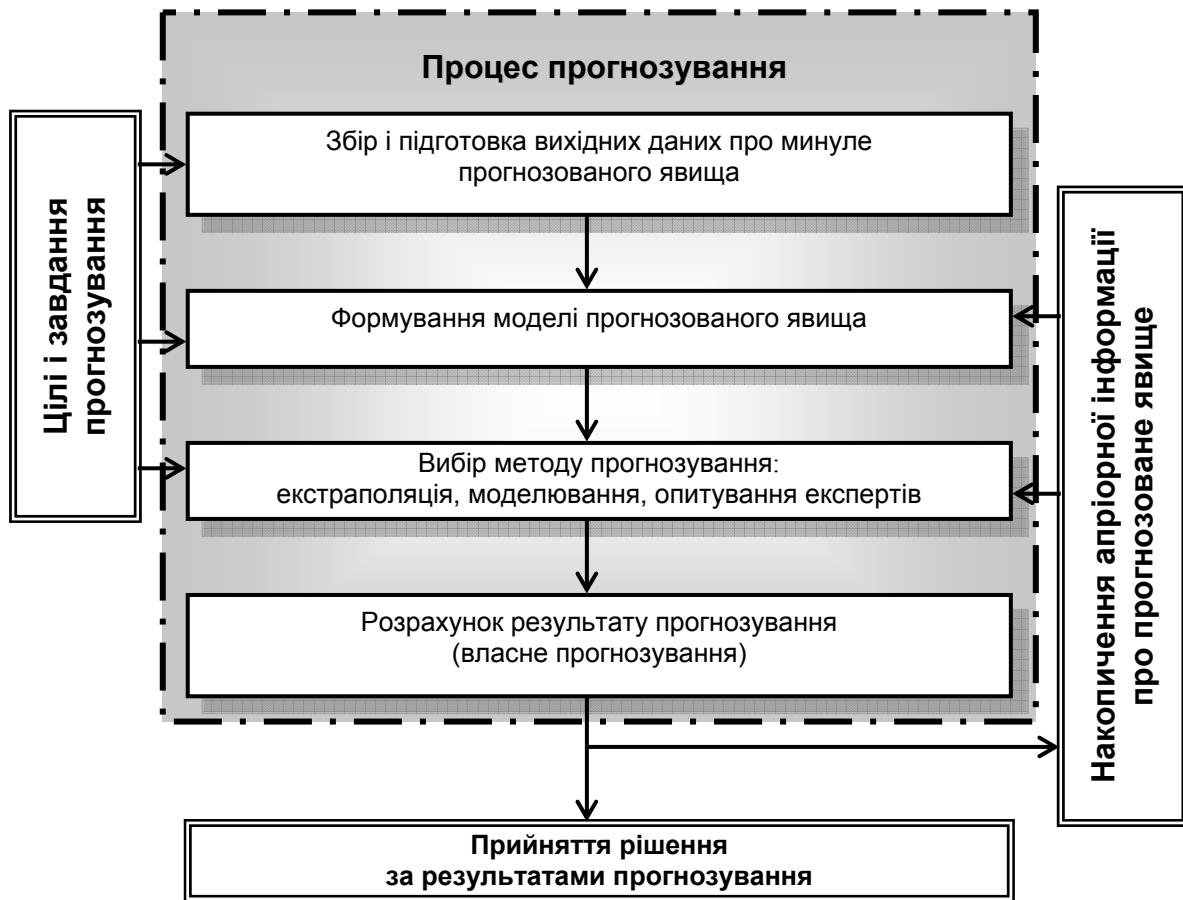


Рисунок 1.1 – Методи прогнозування відмов СЕП

Методи прогнозування відмов елементів розрізняють за типом використовуваного контрольованого параметра.

Контрольованим параметром називають таку характеристику, контроль за якою дозволяє визначити технічний стан устаткування, об'єкта, вузла або елемента.

Контрольовані параметри діляться на визначальні й допоміжні.

Визначальним параметром називають такий параметр, що визначає технічний стан об'єкта (устаткування) в цілому.

За визначальним параметром одержують найбільш повні відомості про якість виконання устаткуванням заданої функції.

Допоміжним параметром називають такий параметр, що визначає технічний стан окремого вузла або елемента і дозволяє встановити місце несправності.

На кожен параметр можна встановити рівень прогнозу, тобто таке значення параметра, при досягненні якого ймовірність появи відмови $Q_{\text{прог}}$ протягом періоду прогнозування $T_{\text{прог}}$ стає більше заданого значення

$Q_{\text{пр. доп}}$, тобто

$$Q_{\text{пр}}(T_{\text{прог}}) \geq Q_{\text{пр. доп}} \quad (1.1)$$

Імовірність безвідмовної роботи системи або елемента протягом періоду прогнозування $T_{\text{прог}}$ (у міжрегламентний період) називають вірогідністю прогнозу $P_{\text{пр}} = 1 - Q_{\text{пр}}$.

Прогнозування відмов можна здійснювати на основі використання статистичних або апаратурних (інструментальних) методів.

Прогнозування відмов є одним із способів підвищення надійності СЕП у процесі її експлуатації.

Сутність прогнозування відмов елементів СЕП полягає в тому, що на підставі наявної інформації про параметри системи або елементів визначають імовірний момент появи відмови та вживають заходи щодо його попередження (заміна елемента, відновлення елемента, регулювання).

Таким чином, основним змістом прогнозування відмов є процес одержання інформації про стан елемента або системи в даний момент часу, обробка цієї інформації і на підставі цього визначення ймовірності появи відмови при роботі СЕП у міжрегламентний період (період прогнозування).

З викладеного випливає, що прогнозування може здійснюватися переважно тільки для поступових відмов.

Співвідношення між поступовими і раптовими відмовами різні для різних елементів устаткування. У таблиці 1.1 наведено типовий розподіл відмов.

Таблиця 1.1 – Співвідношення між поступовими й раптовими відмовами

Елементи	Поступові відмови, %	Раптові відмови, %
Напівпровідникові прилади	70—80	20—30
Трансформатори, реле	50—60	40—50
Селенові випрямлячі	70—80	20—30
Електромотори	40—60	40—60
Резистори	20—30	70—80
Конденсатори	7-10	90-93

З табл. 1 видно, що поступові відмови займають більшу частину всіх відмов (більше 50%). При прогнозуванні відмов є можливість значно підвищити експлуатаційну надійність устаткування.

1.2 Методи прогнозування відмов елементів СЕП і їх класифікація

Критерії якості прогнозування відмов

Статистичні методи прогнозування

Сутність статистичних методів прогнозування полягає в тому, що на

підставі відомих статистичних даних про інтенсивність відмов елементів у процесі експлуатації даного устаткування роблять розрахунок їх надійності та визначення моменту для профілактичної заміни (ремонт, регулювання).

При експлуатації СЕП для кожного елемента можна встановити допуск на його визначальний (або допоміжний) параметр $x(t)$:

$$\alpha < x(t) < \beta, \tag{1.2}$$

де α, β - граничні значення визначального параметра.

Нехай у деякої СЕП є група з n однотипних систем (елементів), щільність розподілу визначального параметра яких для будь-якого моменту часу підкоряється нормальному закону. Тоді ймовірність справного стану елемента (системи) для будь-якого моменту часу може бути визначена за формулою:

Імовірність безвідмовної роботи виробу, що працює до першої відмови, з урахуванням старіння або зносу – характеризує ймовірність виникнення поступових відмов

Нормована функція Лапласа

Граничні значення визначального параметра

Математичне очікування визначального параметра в момент часу

$$P(t) = P[\alpha < x(t) < \beta] = \frac{1}{2} \left[\Phi \left(\frac{\beta - m(t)}{\sigma(t)\sqrt{2}} \right) - \Phi \left(\frac{\alpha - m(t)}{\sigma(t)\sqrt{2}} \right) \right] \tag{1.3}$$

Імовірність того, що за термін t значення визначального параметра x не вийде за задані межі

Середнє квадратичне відхилення визначального параметра в момент часу

де

Кількість елементів у системі

Математичне очікування визначального параметра в момент часу

$$m(t) = \frac{\sum_{i=1}^n x_i(t)}{n} \tag{1.4}$$

Значення визначального параметра i -го елемента в момент часу

Кількість елементів у системі

— середнє значення (математичне очікування) визначального параметра $x(t)$ в момент часу t ;

Кількість елементів у системі

Значення визначального параметра i -го елемента в момент часу

Математичне очікування визначального параметра в момент часу

$$\sigma(t) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n [x_i(t) - m(t)]^2}{n - 1}} \tag{1.5}$$

Середнє квадратичне відхилення визначального параметра в момент часу

Кількість елементів у системі

- середнє квадратичне відхилення визначального параметра $x(t)$;
- $\Phi(y)$ нормована функція Лапласа.

Таким чином, на підставі наявних статистичних даних про реалізації параметрів n елементів знаходять $m(t)$ та $\sigma(t)$ для будь-якого моменту часу, та за допомогою (3) знаходять імовірність $P(t)$.

Далі, виходячи з потрібного рівня надійності $P_{\text{тр}}$, визначають час $t_{\text{прог}}$, при досягненні якого виробляється профілактична заміна елементів. Час профілактичної заміни елементів визначають із виразу (3) при підстановці $P(t) = P_{\text{тр}}$:

The diagram shows the formula for $P_{\text{тр}}$ enclosed in a box. Three callout boxes point to parts of the formula:

- Top-left callout: "Граничні значення визначального параметра" (Boundary values of the defining parameter) points to β and α .
- Top-right callout: "Математичне очікування визначального параметра в момент часу $t_{\text{прог}}$ " (Mathematical expectation of the defining parameter at time $t_{\text{прог}}$) points to $m(t_{\text{прог}})$.
- Bottom callout: "Середнє квадратичне відхилення визначального в момент часу $t_{\text{прог}}$ " (Average quadratic deviation of the defining parameter at time $t_{\text{прог}}$) points to $\sigma(t_{\text{прог}})$.

$$P_{\text{тр}} = \frac{1}{2} \left[\Phi \left(\frac{\beta - m(t_{\text{прог}})}{\sigma(t_{\text{прог}}) \sqrt{2}} \right) - \Phi \left(\frac{\alpha - m(t_{\text{прог}})}{\sigma(t_{\text{прог}}) \sqrt{2}} \right) \right]$$

Розглянемо три часткових випадки.

Перший випадок. Реалізації допоміжного (визначального) параметра апроксимуються прямими й описуються віяловою функцією.

У цьому випадку досить визначити числові характеристики m та σ для двох моментів часу t_j та t_{j+1} , що дозволить знайти значення $m(t)$ та $\sigma(t)$ для будь-якого моменту часу t за формулами:

$$m(t) = m_0 + t \operatorname{tg} \varphi; \quad (1.6)$$

$$\sigma(t) = \sigma_0 + t \operatorname{tg} \varphi_1, \quad (1.7)$$

де

$$m_0 = \frac{t_{j+1} m_j - t_j m_{j+1}}{t_{j+1} - t_j} \quad (1.8)$$

— середнє значення параметра в момент часу t_0 ,

$$\sigma_0 = \frac{t_{j+1} \sigma_j - t_j \sigma_{j+1}}{t_{j+1} - t_j}. \quad (1.9)$$

— середнє квадратичне відхилення параметра в момент часу t_0 ,

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{m_{j+1} - m_j}{t_{j+1} - t_j}; \quad \operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{\sigma_{j+1} + \sigma_j}{t_{j+1} - t_j}. \quad (1.10)$$

Виведення цих формул пояснюється рис. 1, на якому показані залежності m та σ від часу.

Знайшовши значення $m(t)$ та $\sigma(t)$ за допомогою (6), (7) і підставивши їх в (9), знаходимо $P(t)$, а потім, дорівнявши $P(t) = P_{\text{тр}}$, обчислюємо час $t_{\text{прог}}$.

Другий випадок. Значення параметра змінюються в одну сторону, для нього встановлений односторонній допуск:

$$x(t) > \alpha. \quad (1.11)$$

У цьому випадку розрахункову формулу для визначення $P(t)$ одержують із (3) при заміні в неї $\beta = \infty$:

$$P(t) = 0,5 [1 + \Phi(y)], \quad (1.12)$$

де

$$y = \frac{m(t) - \alpha}{\sigma(t) \sqrt{2}}. \quad (1.13)$$

Задаючись необхідним значенням $P(t) = P_{\text{тр}}$, з виразу (1.12) знаходимо припустиму величину аргументу $y_{\text{доп}}$. Далі, вирішуючи спільно вираз (1.13) при $y = y_{\text{доп}}$, (1.4) та (1.5), можна визначити момент часу для профілактичної заміни елементів.

Третій випадок. Допоміжні параметри елементів змінюються лінійно в одну сторону, й на них установлений односторонній допуск α .

Для розрахунку ймовірності безвідмовної роботи $P(t)$ і моменту часу $t_{\text{прог}}$ в цьому разі необхідно скористатися формулами (1.12), (1.13), (1.6) і (1.7). Від числових характеристик $m(t)$ та $\sigma(t)$ можна легко перейти до часових числових характеристик t та σ_t . Для цього скористаємося рис.1.1, у результаті одержимо:

$$t_\alpha = \frac{(t_{j+1} - t_j) \alpha - t_{j+1} m_j + t_j m_{j+1}}{m_{j+1} - m_j}; \quad (1.14)$$

$$\sigma_\alpha = \frac{0,5 (\sigma_{j+1} - \sigma_j) t_\alpha + t_{j+1} \sigma_j - t_j \sigma_{j+1}}{|m_{j+1} - m_j|}, \quad (1.15)$$

де t_α — момент часу, при якому відбувається перетинання функції $m(t)$ із припустимою величиною параметра α ;

σ_α — середнє квадратичне відхилення моменту часу, що відповідає $x(t) = \alpha$, від величини t_α .

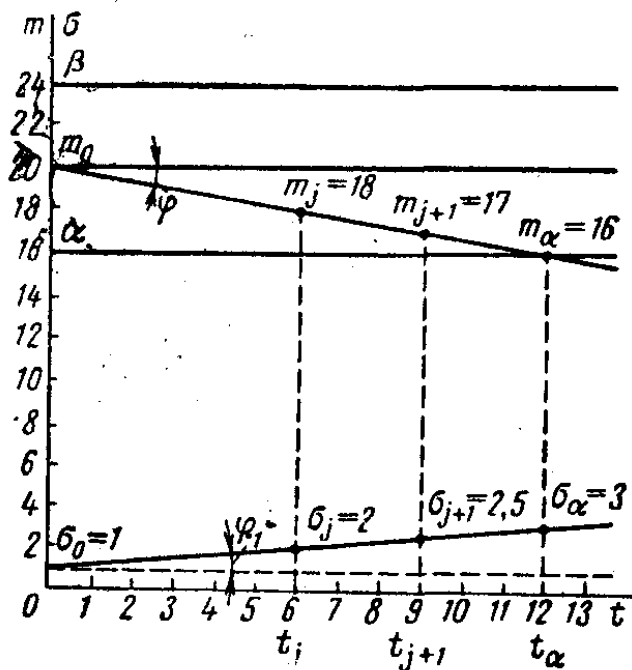


Рисунок 1. 2 – Принцип статистичного методу прогнозування відмов

На рисунку 1.2 показаний приклад знаходження прогнозованих параметрів при лінійній залежності $m(t)$, $\sigma(t)$ у випадку, коли значення параметра змінюються в одну сторону, для нього встановлений однобічний допуск ($\beta = \infty$):

1. На осі ординат відкладаємо граничні значення α , β визначального параметра $x(t)$ й залежності $m(t)$, $\sigma(t)$.
2. У точці перетину прямих $m(t)$ та α знаходимо момент часу t_α та відповідне значення σ_α .

Знайдені значення t_α та σ_α дають можливість розрахувати ймовірність $P(t)$ за формулою

$$P(t) = 0,5[1 + \Phi(y_1)] , \quad (1.16)$$

де

$$y_1 = \frac{t_\alpha - t}{\sigma_\alpha \sqrt{2}} . \quad (1.17)$$

Задаючись потрібною величиною $P(t) = P_{\text{тр}}$, за формулою (1.17) знаходимо момент часу

$$t_{\text{прог}} = t_\alpha - \sigma_\alpha \sqrt{2} y_{1 \text{ доп}} , \quad (1.18)$$

де $y_{1 \text{ доп}}$ — знаходять із (1.16) при підстановці $P(t) = P_{\text{тр}}$.

Таким чином, маючи у своєму розпорядженні статистичні дані про результати експлуатації або спеціальних випробувань різних елементів, можна розглянути методами роботи статистичне прогнозування відмов.

Апаратурні методи прогнозування відмов

Для використання апаратурних методів прогнозування відмов необхідно мати статистичні дані про характер зміни визначального параметра та результати періодичного апаратурного контролю параметра конкретного елемента при роботі СЕП у *нормальному* або *спеціальному* (контрольному) режимі.

При роботі СЕП у нормальному режимі сутність прогнозування відмов пояснимо за допомогою рис. 1.3. Для того, щоб мати можливість прогнозувати відмову елемента, треба обґрунтовано вибрати рівні допусків (α, β) й прогнозу $(\alpha_{\text{пр}}, \beta_{\text{пр}})$ на його визначальний параметр $x(t)$, як показано на рисунку 1.3:

$$\alpha < \alpha_{\text{пр}} < x(t) < \beta_{\text{пр}} < \beta . \quad (1.19)$$

Нехай величина параметра в часі змінюється за лінійним законом. Тоді, якщо зробити вимірювання визначальних параметрів елементів у моменти часу t_i та t_{i+1} , можна аналогічно показаному раніше знайти величини $m(t)$ та $\sigma(t)$ для будь-якого моменту часу. Підставивши у формулу (1.3) величини $m(t)$ та $\sigma(t)$, визначимо ймовірність $P(t)$ безвідмовної роботи для будь-якого моменту часу, що дає можливість робити прогнозувати відмови елементів.

При досягненні визначальним параметром значення рівня прогнозу $(\alpha_{\text{пр}}, \beta_{\text{пр}})$ роблять профілактичну заміну елементів (регулювання, відновлення) з метою попередження відмови устаткування. Таким є принцип апаратурного методу прогнозування при роботі елементів СЕП у нормальному режимі.

Розглянемо сутність апаратурного методу прогнозування відмов при роботі елементів СЕП у спеціальних режимах. Найбільше просто спеціальний режим роботи елемента забезпечується за рахунок зміни електричних режимів живлення приладів.

Сутність цього методу прогнозування відмов елементів пояснюється рис. 1.4, де позначено:

$x(t)$ — залежність визначального параметра від часу при роботі елемента СЕП у нормальному режимі;

$x_{\text{к}}(t)$ — залежність визначального параметра від часу при роботі елемента СЕП у спеціальному (контрольному) режимі;

$T_{\text{пр}}$ — період виконання профілактичних робіт (ТО).

Як видно з рисунку 1.4, застосування спеціального режиму приводить до того, що момент перетинання рівня допуску визначальним параметром

$x_k(t)$, тобто поява співвідношення $x_k(t) < \alpha$, настає раніше, ніж параметром $x(t)$.

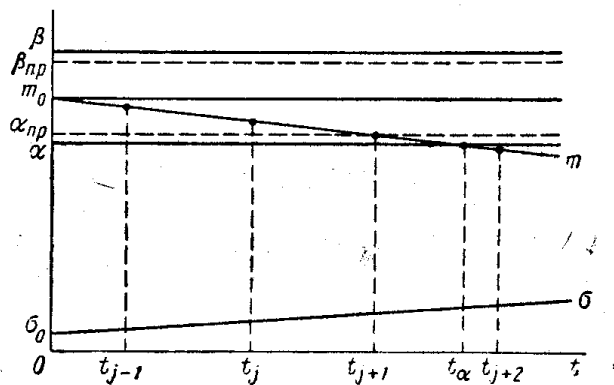


Рисунок 1.3 – Принцип апаратного методу прогнозування відмов при роботі елементів у нормальному режимі

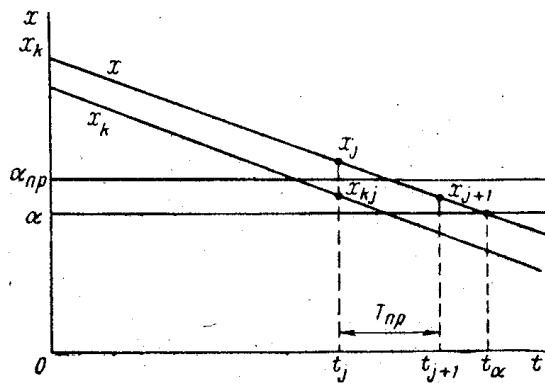


Рисунок 1.4 – Принцип апаратного методу прогнозування відмов при роботі елементів у спеціальному режимі

1.3 Особливості прогнозування відмов контактних з'єднань в СЕП

Всі електричні установки так чи інакше зв'язані між собою електричними колами через контактні з'єднання. Слово контакт походить від латинського *contactus*, що значить дотик. Відповідно до ДСТ 2774-74 електричний контакт являє собою «місце переходу з однієї струмовідної частини в іншу». У загальному випадку під контактом розуміють сукупність двох або декількох провідників електричного струму, з'єднаних між собою певною силою стиску.

За своїм призначенням електричні контакти можна розділити на дві великі групи: сполучні й комутаційні.

Досвід експлуатації показав, що як би ні була ретельно оброблена контактна поверхня, в місці з'єднання контактів завжди є деякий перехідний опір. Наявність цього опору пов'язана з двома обставинами:

- по-перше, електричний струм проходить з одного контакту в інший тільки в окремих точках, тому що абсолютно гладкої контактної поверхні одержати не можна ні при якому методі її обробки;
- по-друге, поверхня контактів завжди покрита плівкою. Інтенсивність

утворення плівки на контактній поверхні залежить від матеріалу контактів, а також від температури й середовища, в якому вони знаходяться у процесі експлуатації.

Контактне з'єднання може бути визнано задовільним, якщо виконуються такі умови:

- електричний опір ділянки струмовідної частини, що містить контакт, не перевищує опору провідника рівної довжини, який підводить струм;
- нагрівання або перегрівання контакту при проходженні номінального струму не перевищують установленної температури;
- не відбувається ослаблення контакту й збільшення електричного опору при циклічних нагріваннях, при нагріваннях струмами короткого замикання, при вібрації тощо.

До технічних характеристик контактних з'єднань у першу чергу слід віднести:

- опір контактів;
- статичну й динамічну нестабільність;
- зусилля стиску (іноді його називають тиском у контактах).

Комутуючі контакти, крім того, характеризуються такими параметрами, як:

- зусилля з'єднання і роз'єднання;
- вільний хід або розчин контактів, вжим або провал;
- неодноразовість торкання контактів різних фаз та т.п.

Нестабільність контактної пристрою полягає в зміні його контактної опору в часі під впливом зовнішніх чинників. При цьому розрізняють статичну й динамічну нестабільність.

Стабільність контактної пристрою звичайно досягається забезпеченням достатньої сили стиску контактів. Для попередження змінання слід уникати підвищення місцевих тисків на матеріал, що можуть проявитися при наявності в контактах задирок або напливів, що утворилися при механічному опрацюванні контактів або при гарячому лудінні. Неприпустима також передача контактної тиску за допомогою деталей з ізоляційних матеріалів, усихання яких згодом неминуче призведе до ослаблення контактної натискання.

Залежність величини опору контактної пристрою від зусилля стиску показана на рис. 1.5. Для кожної контактної пари існує номінальний робочий тиск P_p , при перевищенні якого опір контакту вже не має помітного зменшення. Більше того, при досягненні деякого критичного значення P_k опір починає збільшуватися внаслідок деформації контактної поверхні та текучості матеріалу. Крім того, досвід експлуатації показує, що перевищення контактної натискання приводить до більш інтенсивного ослаблення сполучних контактів за рахунок перегріву при протіканні струмів переважання або струмів короткого замикання.

У той же час деяке зменшення контактної натискання після затягування приводить до підвищення стабільності опору контакту, про що

свідчить пунктирна крива на рисунку 1.5. Нормальний розрахунковий тиск для контактів алюмінієвих шин повинен бути порядку 150 кг/см^2 . Для мідних або алюмінієвих шин, армованих міддю, тиск у контактах повинен бути на рівні 100 кг/см^2 . Для забезпечення встановленої величини контактного тиску рекомендується затягування контактів робити за допомогою ключів із регульованим крутним моментом.

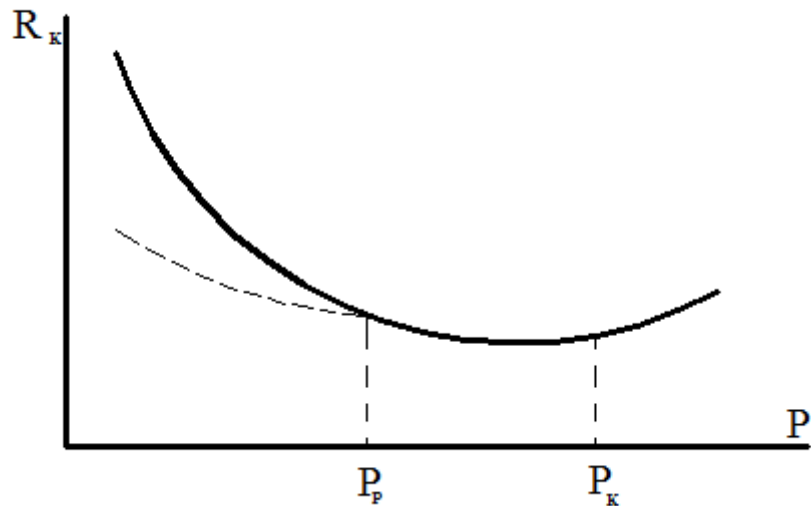


Рисунок 1.5 – Залежність опору контактів від зусилля стиску

Слід мати на увазі, що під впливом ряду чинників контактні пристрої здатні до старіння. Наприклад, при протіканні великих навантажувальних струмів або струмів короткого замикання в контактах розвиваються динамічні зусилля, що прагнуть розсунути поверхні, які з'єднуються. При цьому відбувається деяке зниження тиску в контактах, що сприяє підвищенню їх температури. Оскільки деталі контактних пристроїв складаються з різномірних матеріалів з різною механічною тривкістю і різним коефіцієнтом термічного розширення, то циклічні зміни струму викликають втому матеріалів, що веде до руйнування контактів.

При з'єднанні різномірних матеріалів або при забрудненні контактних поверхонь одного металу іншим (мідь – алюміній, алюміній – залізо та ін.) через різницю їхніх потенціалів утворюються електролітичні (гальванічні) пари, що викликають електрохімічну корозію. Цей вид корозії протікає більш активно при підвищенні температури контактів і зволоженні, особливо в середовищі з промисловими або морськими солями.

До алюмінію найбільш близький за електричним потенціалом цинк, тому його вводять у різні припої для алюмінію. *Найбільша різниця потенціалів є між такими металами, як алюміній і мідь*, тому безпосереднє з'єднання алюмінієвих шин та наконечників до мідних стрижнів вводів дозволяється тільки в закритих приміщеннях із відносною вологістю не більше 80% й при струмах не більше 400 А. В установках, розташованих на відкритому повітрі або в приміщеннях з активним хімічним середовищем, приєднання алюмінієвих шин до мідних затисків устаткування повинно

проводитися тільки через спеціальні суцільнометалеві мідно-алюмінієві переходи, виготовлені зварюванням, плакуванням або паянням.

Приєднання алюмінієвих шин до стрижнів повинно проводитися за допомогою спеціальних гайок з міді. При струмах менше 30 А допускається застосування сталевих гайок, але вони повинні бути покриті нікелем або кадмієм.

Фізичне спрацювання контактів відбувається при тривалій вібрації, при перевищенні встановленого рівня температури, при підгорянні, оплавленні, ерозії і т.п.

Статистичні дані показують, що на розподільних пристроях через дефекти контактних з'єднань відбувається близько 10% усіх відмов. Найчастіше причиною відмов є погіршення контактів у болтових з'єднаннях за рахунок ослаблення контактної тиску і утворення поверхневих плівок.

В умовах експлуатації видалення плівок, що утворилися, здійснюють тільки механічним шляхом. З огляду на швидкість утворення плівок на алюмінієвих поверхнях, зачищення їх робиться тільки під шаром технічного вазеліну, що перешкоджає доступу повітря до поверхні, яка зачищається. Після останнього зачищення вазелін із контактної поверхні не видалиться і в затягнутому контактному з'єднанні він довгий час виконує роль герметика.

Основним показником, що характеризує технічний стан контактної структури, є опір контактної з'єднання. Опір контактів ошиновування розподільних пристроїв при температурі шин 70 °С не повинен перевищувати опору цілої ділянки шини рівної довжини більш ніж на 20%.

Величина опору контактів звичайно визначається технічними умовами заводу-виготівника. Припустимі значення опорів комутаційної апаратури розподільних пристроїв наведені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Припустимі значення перехідних опорів комутаційної апаратури розподільних пристроїв

Найменування та номінальні напруги устаткування	Номінальний струм	Опір контактів, мкОм	
		нових	які були в експлуатації
Масляний вимикач ВМ-14, ВМ-16, 3–10 кВ	600	130	150
Масляний вимикач ВМБ-10, ВМГ-133, 3–10 кВ	600	100	150
То же	1000	75	100
Маломасляний вимикач ВМП-10, 10 кВ	600	55	70
Масляні вимикачі всіх інших типів, 3–10 кВ	200	350	400
Те ж	600	150	200
Те ж	1000	100	150

Найменування та номінальні напруги устаткування	Номінальний струм	Опір контактів, мкОм	
		нових	які були в експлуатації
Те ж	2000	75	100
Роз'єднувачі всіх типів та напруг	600	175	200
Те ж	1 000	120	150
Те ж	1500-2000	50	60
Роз'єднуючі контакти силових кіл шаф комплектних розподільних пристроїв	900	50	60

Для вимірювання перехідного опору рознімних контактів застосовують подвійні мости типу МД-6, Р-316, Р-333, а також мікроомметри типу М-246. Іноді для цих цілей застосовують метод амперметра-вольтметра.

2 Експлуатація силових трансформаторів

2.1 Загальна характеристика силових трансформаторів

Загальні визначення

Трансформатором називається статичний електромагнітний апарат з двома або більше обмотками, призначений для перетворення змінного струму однієї напруги в змінний струм іншої напруги.

За видом охолодження трансформатори підрозділяються на сухі, масляні й трансформатори з заповненням негорючим рідким діелектриком.

Трансформатори, в яких основним ізолюючим середовищем є твердий діелектрик, а охолоджуючим - атмосферне повітря, одержали назву сухих. Умовно відкриті сухі трансформатори прийнято позначати літерою С, закриті - літерами СЗ, герметизовані - літерами СГ.

Трансформатори, в яких основною ізолюючим і охолоджуючим середовищем, є трансформаторне масло, називаються масляними. При природному охолодженні трансформатори позначають літерою М, масляні трансформатори з дуттям та природною циркуляцією масла - літерою Д, масляні трансформатори з дуттям та примусовою циркуляцією масла - літерами ДЦ.

Трансформатори, заповнені негорючим рідким діелектриком, із природним охолодженням позначаються літерою Н, що проохолоджуються дуттям, - літерами НД.

Літерами позначають і число фаз: для однофазних трансформаторів - О, для трифазних - Т.

Наявність пристрою регулювання напруги під навантаженням (РПН) відбивається в назві трансформатора додатковою літерою Н (Табл.2.1).

Таблиця 2.1 – Позначення типу трансформаторів

Т	М	Н	2500/35	
трифазний	масляний	з регулюванням напруги під навантаженням (РПН)	2500 – номінальна потужність, кВА	35 – вища напруга, кВ

Силові трансформатори характеризуються номінальними величинами потужності, напруги, струму й частоти, значення яких звичайно вказують на заводському щитку.

Номінальною потужністю називається корисна потужність, на яку розрахований трансформатор за умовами нагрівання, тобто потужність вторинної обмотки при повному (номінальному) навантаженні трансформатора при номінальних температурних умовах навколишнього середовища. Ця потужність виражається в кіловольт-амперах (кВА).

Номінальною напругою первинної і вторинної обмоток називається напруга на затискачах цих обмоток у режимі холостого ходу.

Номінальними струмами трансформатора називаються вказані в паспорті значення струмів обмоток, при яких допускається тривала нормальна робота трансформатора.

Номінальні струми трансформатора можуть бути розраховані за відповідними значеннями номінальної потужності та номінальної напруги:

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}.$$

Основними частинами трансформаторів є: осердя, обмотка, бак (для трансформаторів із заповненням) й вивідні ізолятори.

Осердя набирають з листів трансформаторної сталі товщиною 0,35 або 0,5 мм, ізольованих один від одного масляним лаком. Стрижні магнітопроводу стягаються шпильками.

Обмотки, виконані з проводу прямокутного або круглого перерізу, ізолюють кабельним папером і концентрично встановлюють на стрижні магнітопроводу. Обмотки нижчої напруги розміщують близько до стрижня, а обмотки вищої напруги – над ними. Для поліпшення умов охолодження між обмотками залишають канал шириною 5-8 мм.

Конструкція бака трансформатора визначається потужністю та умовами його охолодження. Тому в експлуатації зустрічаються трансформатори, що мають баки з гладкою і ребристою поверхнею з додатковими радіаторами і без них.

Ряд деталей трансформатора розташовують на кришці бака. Основними з них є вивідні ізолятори вищої і нижчої напруги, маслорозширювач, вихлопна труба, термометр та т.д. Маслорозширювач призначений для компенсації температурної зміни об'єму масла і обмеження площі поверхні масла, що стикається з повітрям. У трубі, що з'єднує маслорозширювач з баком, встановлюють газове реле і запірний кран для перекриття маслопроводу.

Для уповільнення старіння масла застосовують термосифонний фільтр. Внутрішню порожнину фільтра заповнюють адсорбентом - речовиною, здатною поглинати продукти окислювання масла. У якості адсорбенту використовують силікагель або активований окис алюмінію.

Для обмеження зволоження масла при попаданні вологого повітря, в розширниках встановлюють повітряосушувачі. Їх встановлюють таким чином, щоб повітря, що засмоктується при зниженні рівня масла, проходило через шар адсорбенту - силікагелю. Для того щоб адсорбент не стикався із зовнішнім повітрям постійно і не воложився без потреби, повітряосушувачі обладнуються гідравлічним затвором, що пропускає повітря тільки в необхідному для «дихання» трансформатора кількості. Для визначення ступеня зволоження адсорбенту його офарблюють у розчині хлористого кобальту. Сухий силікагель має яскраво-блакитний колір. У міру зволоження він становиться спочатку бузковим, потім рожевим, а при граничному

зволоженні – брудно-білим.

Надійність трансформаторів напругою 6-10 кВ характеризується числом пошкоджень за рік на кожні 500 штук. Дані експлуатації показують, що число пошкоджень таких трансформаторів не перевищує 3%. Такий відносно високий рівень надійності силових трансформаторів можна пояснити, по-перше, відсутністю в них рухомих частин, а по-друге, високою достовірністю результатів контролю рідких діелектриків.

Приблизний розподіл пошкоджень між окремими елементами трансформаторів такий:

- у головній ізоляції - 7%;
- у поздовжній ізоляції - 60%;
- у перемикачах - 7%;
- у магнітопроводах - 2%;
- у вводах - 7%;
- у відводах - 8%;
- у баках та прокладках - 7%;
- у системах охолодження - 2%.

Таким чином, найбільш слабким місцем трансформатора є ізоляція.

2.2 Контроль технічного стану трансформаторів

Зовнішній огляд

При огляді трансформаторів повинні бути перевірені:

- а) показання термометрів;
 - б) стан кожухів трансформаторів і відсутність течі масла, відповідність рівня масла в розширнику температурній позначці;
 - в) стан маслоохолоджуючих і маслозбірних пристроїв, а також ізоляторів;
 - г) стан ошиновування кабелів, відсутність нагрівання контактних з'єднань;
 - д) справність пристроїв сигналізації й пробивних запобіжників;
 - е) стан мережі заземлення;
 - ж) стан маслоочисних пристроїв безперервної регенерації масла, термосифонних фільтрів і вологовбирних патронів;
- з) стан трансформаторного приміщення.

Перевірка стану ізоляції

Внутрішня ізоляція трансформаторів являє собою складне сполучення твердих (папір, картон, кіперна стрічка) і рідких діелектриків, зміна фізико-хімічних властивостей яких у процесі експлуатації відбувається неоднаково. Тому для своєчасного виявлення погіршення стану окремих елементів ізоляції проводять комплекс вимірювань, за результатами яких й робиться остаточна їх оцінка

Опір ізоляції

Опір ізоляції обмоток силових трансформаторів вимірюють за схемами, наведеними у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Схема вимірювання характеристик ізоляції трансформаторів

Двохобмоточні трансформатори		Триобмоточні трансформатори	
Обмотки, на яких здійснюють вимірювання	Заземлюються частини трансформатора	Обмотки, на яких здійснюють вимірювання	Заземлюються частини трансформатора
НН	Бак, ВН	НН	Бак, СН, ВН
ВН	Бак, НН	СН	Бак, ВН, НН
ВН+НН	Бак	ВН	Бак, НН, СН
		ВН+СН	Бак, НН
		ВН+СН+НН	Бак

Вимірювання виконують мегомметром напругою 2500 В з верхньою межею вимірювання не менше 10 000 Мом. Відлік показання здійснюється через 15 і 60 с після подавання напруги до випробуваної ізоляції. Для трансформаторів напругою до 35 кВ, що знов вводяться, залитих маслом, значення опору ізоляції повинно бути не нижче значень, зазначених у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Найменші припустимі значення опору ізоляції R_{60} обмоток трансформатора в маслі, МОм

Потужність трансформатора	Температура обмотки, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
До 6300 кВА включно	450	300	200	130	90	60	40

Для перерахування значення обмірюваного опору ізоляції до стандартних умов використовують коефіцієнти перерахування K_2 , наведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Коефіцієнт перерахування опору K_2

Різниця температур, $\Delta\theta$, °С	1	2	3	4	5	10	15	20	30	40
Коефіцієнт перерахування опору, K_2	1,04	1,08	1,13	1,17	1,23	1,5	1,84	2,25	3,4	5,1

Для сухих силових трансформаторів опір R_{60} при температурі 20-30°С

повинний бути не нижче значень, указаних у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Найменші припустимі значення опорів ізоляції R_{60} обмоток сухих силових трансформаторів

Номинальна напруга трансформаторів, кВ	Опір ізоляції, МОм
До 1	100
1 – 6	300
Більше 6	500

В умовах експлуатації опір ізоляції R_{60} не нормується, але повинен враховуватися при комплексному розгляді результатів випробувань.

Коефіцієнт абсорбції

У тому випадку, якщо опір ізоляції нижче приведених норм або його значення знизилося більш ніж на 30% у порівнянні із заводськими даними і є підозра щодо зволоження ізоляції трансформатора, визначають коефіцієнт абсорбції:

$$R_{\text{абс}} = \frac{R_{60}}{R_{15}},$$

де R_{15} - значення опору ізоляції, відлічене через 15 с після подачі напруги;

R_{60} - значення опору ізоляції, відлічене через 60 с.

Мінімально припустимі значення коефіцієнта абсорбції для трансформатора потужністю менше 10000 кВА і напругою до 35 кВ включно при температурі 10-30⁰С повинні бути не менше 1,3. У трансформаторів, зволжених або з дефектом ізоляції, це відношення наближається до 1,0. У цьому разі необхідно провести додаткове випробування ємнісними методами і вимірювання $\text{tg}\delta$.

Діелектричні втрати

Вимірювання діелектричних утрат ($\text{tg}\delta$) виконують в тієї ж послідовності й за тими же схемами, що й при вимірюванні опору ізоляції (табл. 2.6). Вимірювання здійснюють мостами типу МД-16, Р-595 за переверненою схемою. Схема зовнішніх з'єднань подана на рис. 1. Всі виводи обмоток, що не беруть участь у вимірюваннях, замикають накоротко і з'єднують з корпусом трансформатора. Схема подавання випробувальної напруги ідентична схемі випробування електроустановок підвищеною напругою.

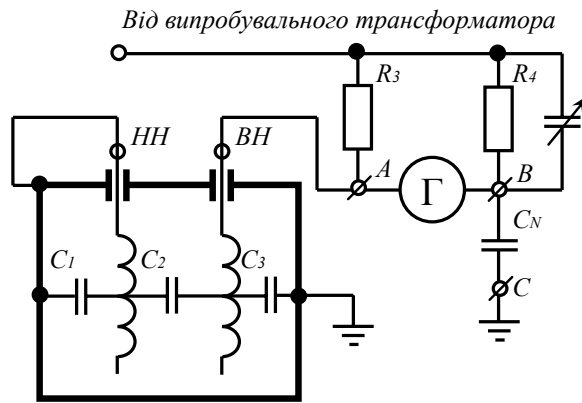


Рисунок 2.1 – Схема вимірювання діелектричних втрат в ізоляції трансформаторів

Для трансформаторів, залитих мастилом, напругою до 35 кВ включно, значення $\text{tg}\delta$, виміряне при контролі і приведене до температури вимірювання на заводі, повинно бути не вище значень, указаних у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Найбільші припустимі значення $\text{tg}\delta$ ізоляції обмоток у мастилі

Температура, $\vartheta^{\circ}\text{C}$	10	20	30	40	50	60	70
$\text{tg}\delta$	1,2	1,5	2,0	2,5	3,4	4,5	6,0

Перевірка опору обмоток

Контроль опору обмоток постійного струму проводять для виявлення дефектів в електричній частині трансформатора. До таких дефектів відносяться:

- недоброякісне паяння обмотки;
- недоброякісне паяння в приєднанні відводів;
- погіршення стану контактів перемикаючого пристрою;
- обриви окремих проводів в обмотках, виконаних із декількох паралельних проводів, та т.п.

При контролі вимірюють лінійні опори на всіх відгалуженнях фазних обмоток. Якість приєднання нульового проводу перевіряється вимірюванням одного з фазних опорів.

Вимірювання опору засновано на законі Ома:

$$R = \frac{\Delta U}{I},$$

тобто за даними вимірювання падіння напруги на обмотці та величини струму, що протікає по ній. Вимірювання звичайно проводиться за методом амперметра-вольтметра (рис. 2.2).

Щоб уникнути нагрівання обмотки і внесення помилок у результати вимірювання, струм при вимірюваннях не повинен перевищувати 20%

значення номінального струму обмотки. У якості джерела живлення застосовують акумуляторні батареї, напруга яких звичайно не перевищує 15 В. При підключенні батареї на обмотку необхідне значення струму встановлюється не відразу, а залежно від величини індуктивності за час 20-60 с та більш. Якщо показання мілівольтметра нестійкі, то при вимірюваннях обмотку сусідньої фази слід закортити.

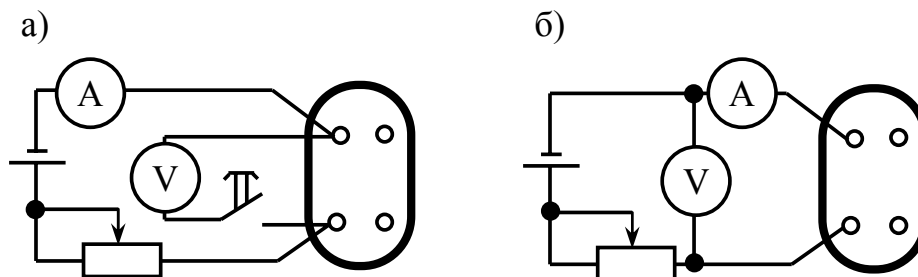


Рисунок 2.2 – Схема вимірювання опору обмоток трансформатора постійному струму:

а – малі опори, *б* – великі опори

Для вимірювання падіння напруги застосовуються прилади магнітоелектричної системи класу точності 0,2-0,5. При цьому використовуються вольтметри з межами вимірювання від 45 мВ до 3 В і амперметри з межею вимірювання до 30 А.

Опір сполучних проводів, що приєднуються до мілівольтметра, не повинен перевищувати 0,5% опору обмотки. Приєднання цих проводів до виводів трансформатора повинно робитися роздільно від проводів струмового кола.

При вимірюваннях повинен дотримуватися певний порядок операцій. Так, вольтметр під'єднують до схеми вимірювання тільки при сталому значенні струму, а відключення його - до відключення струму. Невиконання такої послідовності може привести до пошкодження вольтметра.

Вимірюване значення лінійного опору можна перерахувати за формулами: для обмоток, з'єднаних зіркою

$$R_{\phi} = \frac{R_{\text{вимір}}}{2},$$

а для випадку з'єднання обмоток трикутником

$$R_{\phi} = \frac{3}{2} R_{\text{вимір}},$$

де R_{ϕ} - фазний опір;

$R_{\text{взм}}$ - обмірюваний опір між лінійними виводами.

Результати вимірювань вважаються задовільними, якщо фазні значення опорів однієї та тієї ж обмотки відрізняються один від одного не більш ніж на 2%. У тих випадках, коли потрібна підвищена точність вимірювання опору, застосовують мости постійного струму з вбудованими гальванометрами типу Р-333. Мости дозволяють проводити вимірювання опору від 10^{-6} до 10^6 Ом.

Визначення коефіцієнта трансформації

Під коефіцієнтом трансформації розуміють відношення ЕРС, що наводяться у первинній та вторинній обмотках трансформатора основним магнітним потоком:

$$n = \frac{E_1}{E_2} = \frac{\pi\sqrt{2}f\omega_1\Phi_T}{\pi\sqrt{2}f\omega_2\Phi_T} = \frac{\omega_1}{\omega_2},$$

де ω_1 і ω_2 - число витків обмоток вищої та нижчої напруг відповідно.

При холостому ході трансформатора $E_1 \approx U_1$ та $E_2 \approx U_2$. Отже коефіцієнт трансформації можна подати у вигляді

$$n_T = \frac{E_1}{E_2} \approx \frac{U_1}{U_2}.$$

Приведені співвідношення справедливі для однофазних трансформаторів і для фазних коефіцієнтів трифазних трансформаторів. При вимірюванні ж лінійних коефіцієнтів трансформації ці співвідношення справедливі тільки при однакових з'єднаннях обмоток (Y/Y, Δ/Δ). Для інших сполучень з'єднання обмоток приведені рівності мають такий вигляд:

- для з'єднання за схемою зірка-трикутник

$$n_T = \frac{U_1}{U_2} = \frac{\sqrt{3}U_{1\phi}}{U_{2\phi}} = \sqrt{3} \frac{\omega_1}{\omega_2};$$

- для з'єднання за схемою трикутник-зірка

$$n_T = \frac{U_1}{U_2} = \frac{U_{1\phi}}{\sqrt{3}U_{2\phi}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{\omega_1}{\omega_2}.$$

Для визначення коефіцієнта трансформації використовують метод двох вольтметрів, компенсаційний метод і метод зразкового трансформатора (диференціальний).

Принципова схема вимірювання коефіцієнта трансформації методом двох вольтметрів подана на рисунку 2.3. Напряга при вимірюваннях підводиться до виводів обмотки вищої напруги. Величина напруги може бути довільною, але уникнути вимірювання на нелінійній ділянці кривої намагнічування, його величина мусить бути не менше $0,01 U_H$. Звичайно коефіцієнт трансформації визначають при напрузі, рівній $(0,02-0,1) U_H$ обмоток вищої напруги.

Для вимірювання коефіцієнта трансформації трифазних трансформаторів на виводи вищої напруги подають симетричну напругу від трифазної мережі змінного струму (рис. 2.4).

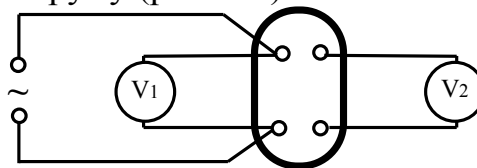


Рисунок 2.3 – Схема вимірювання коефіцієнта трансформації

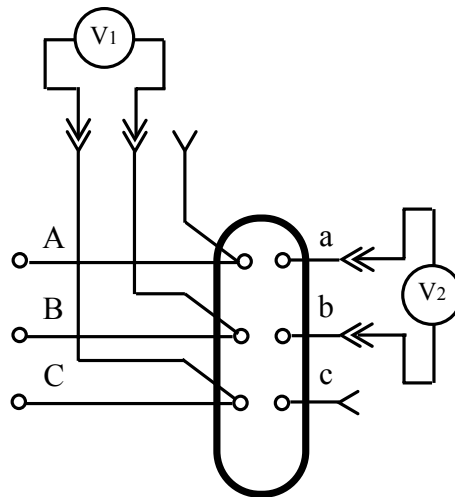


Рисунок 2.4 – Схема вимірювання коефіцієнта трансформації трифазних трансформаторів

Коефіцієнт трансформації визначають як

$$n_{AB} = \frac{U_{AB}}{U_{ab}}; \quad n_{BC} = \frac{U_{BC}}{U_{bc}}; \quad n_{CA} = \frac{U_{CA}}{U_{ca}}.$$

Вимірювання проводять для усіх фаз і на всіх відгалуженнях обмотки.

Середнє значення коефіцієнта трансформації

$$n_T = \frac{n_{AB} + n_{BC} + n_{CA}}{3}.$$

Обмірюваний коефіцієнт трансформації однієї фази не повинен відрізнятися більш ніж на 2% від коефіцієнтів трансформації, отриманих на цьому ж відгалуженні для інших фаз і від величини, наведеної в паспорті трансформатора.

Перевірка групи з'єднання обмоток

Групою з'єднання умовно називають зсув фаз між ЕРС первинних і вторинних обмоток. У трифазних трансформаторах група з'єднань визначається як зсув фаз між лінійними напругами. Через те, що цей зсув може змінюватися від 0 до 360°, а кратність зсуву складає 30°, то для позначення групи з'єднань вибирають ряд чисел від 0 до 11, у якому кожна одиниця відповідає куту зсуву 30°.

Група з'єднання обмоток трансформаторів має велике значення при вмиканні їх на паралельну роботу, оскільки при вмиканні трансформаторів різних груп з'являються зрівняльні струми, що на багато разів переважають номінальні.

Перевірку групи з'єднання може робити методом фазометра, методом двох вольтметрів, методом постійного струму.

Визначення групи з'єднання обмоток методом фазометра

Визначення групи з'єднання обмоток фазометром проводять за схемою (рис. 2.7).

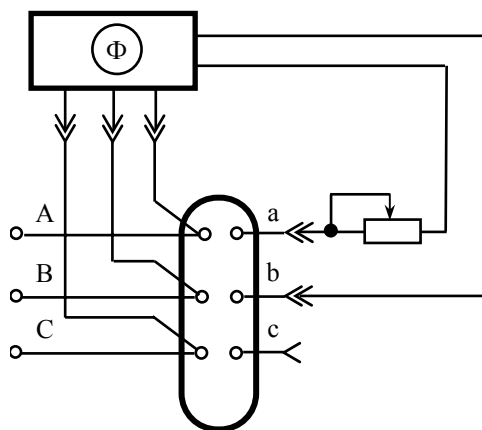


Рисунок 2.7 – Схема визначення групи з'єднання трансформаторів за допомогою фазометра.

Струміву обмотку однофазного фазометра підключають через реостат до виводів однієї з обмоток, а обмотку напруги - до однойменних виводів іншої обмотки випробуваного трансформатора. До цієї ж обмотки подають змінну напругу, достатню для роботи фазометра, що показує кут зсуву між векторами напруг обмоток

При визначенні групи з'єднання обмоток трифазних трансформаторів роблять не менше двох вимірювань для різних пар лінійних виводів.

Визначення групи з'єднання обмоток методом двох вольтметрів

Визначення групи з'єднання цим методом виконують за схемами (рис. 2.8).

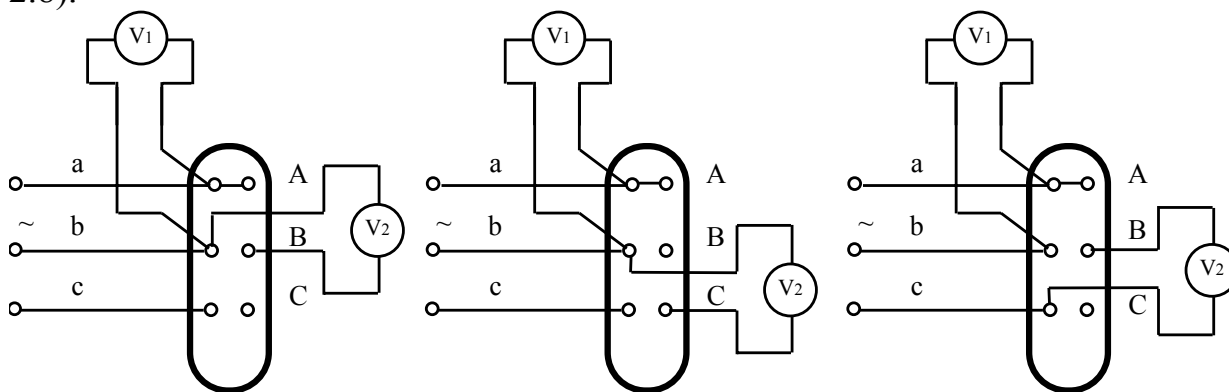


Рисунок 2.8 – Схема визначення групи з'єднання обмоток трансформатора методом двох вольтметрів

При визначенні виводи «А» і «а» випробуваного трансформатора з'єднують разом. До однієї з обмоток (наприклад, ав) випробуваного трансформатора підводять змінну напругу порядку 220 В. Вимірювання виконують між виводами в—В, в—С та с—В при випробуваннях трифазних трансформаторів і виводами х—Х при випробуванні однофазних трансформаторів.

Виміряну напругу порівнюють з відповідними розрахунковими напругами, обчисленими за формулами, приведеними у спеціальних

таблицях. У таблиці 2.6 для прикладу наведені розрахункові формули для нульової та одинадцятої груп.

У таблиці 2.6 U_{HH} - лінійна напруга на виводах обмотки нижчої напруги, а n - лінійний коефіцієнт трансформації.

Якщо обмірювані й розрахункові значення зазначених напруг відповідно рівні (у межах допуску на коефіцієнти трансформації та точності вимірювань), то групу вважають правильною.

Таблиця 2.6 – Розрахункові формули для визначення груп з'єднання обмоток трансформаторів

Група	U_{b-B}	$U_{в-C}$	U_{c-B}	Можливі з'єднання
0	$U_{HH}(n-1)$	$U_{HH}\sqrt{1-n+n^2}$	$U_{HH}\sqrt{1-n+n^2}$	Y/Y, Δ/Δ
11	$U_{HH}\sqrt{1-\sqrt{3}\cdot n+n^2}$	$U_{HH}\sqrt{1+n^2}$	$U_{HH}\sqrt{1-\sqrt{3}\cdot n+n^2}$	Y/Δ, Δ/Y, Y/Z

Визначення групи з'єднання обмоток методом постійного струму

Принцип перевірки групи з'єднання обмоток постійним струмом полягає в тому, що за умовно прийнятою полярністю виводів обмотки вищої напруги за допомогою гальванометра визначається полярність виводів обмотки нижчої напруги.

Перевірку групи однофазних трансформаторів проводять за схемою (рис. 2.9). В обмотку низької напруги включають гальванометр або вольтметр з нулем у центрі шкали, а в обмотку вищої напруги подають постійний струм від батареї. Якщо плюс джерела та гальванометра приєднані до однополярних затискачів, то стрілки гальванометра при вмиканні струму відхиляються вправо, а при відключенні - вліво, вектори напруг обмоток вищої і нижчої напруг збігаються, й трансформатор належить до нульової групи. Для шостої групи відхилення стрілки гальванометра будуть протилежними. Перед початком вимірювань необхідно перевірити маркування плюсового затискача вимірювального приладу.

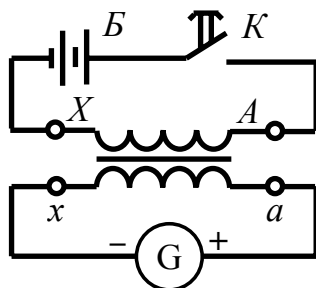


Рисунок 2.9 – Схема визначення групи з'єднання обмоток трансформатора методом постійного струму

Групу з'єднання обмоток трифазних трансформаторів визначають за

схемами (рис. 2.10). При кожному вимірюванні плюс джерела живлення постійного струму підводиться послідовно до виводів А, В, С вищої напруги, а плюс гальванометра - відповідно до виводів а, b, с обмотки нижчої напруги. Напрямок відхилення стрілки приладу в момент вмикання струму записують у вигляді таблиці. При відхиленні стрілки вправо записують плюс, а при відхиленні вліво - мінус. Результати вимірювань порівнюють з даними, приведеними в довідкових таблицях. У таблиці 2.7 наведений напрямок відхилення стрілки для нульової і одинадцятої груп.

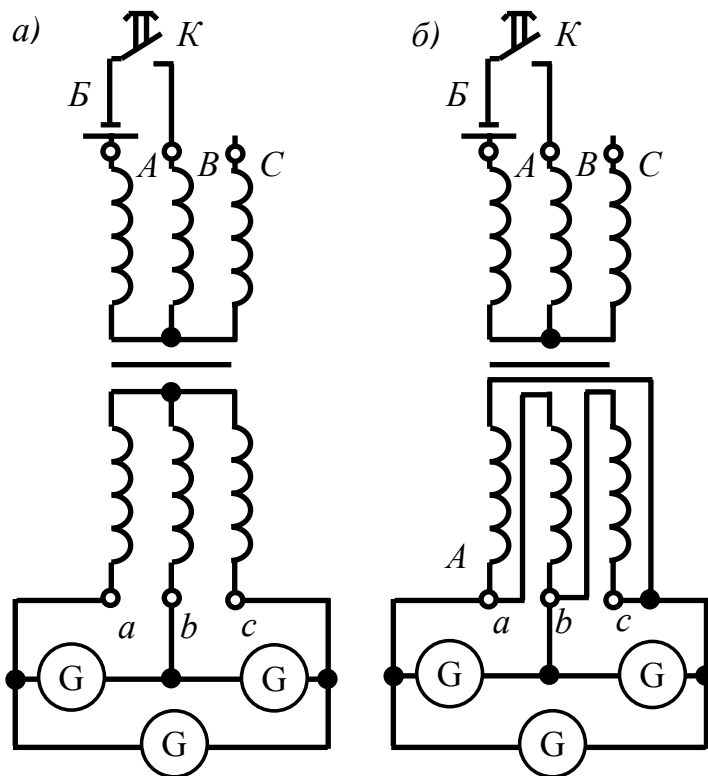


Рисунок 2.10 – Схеми визначення групи з'єднання обмоток трифазних трансформаторів методом постійного струму.

Таблиця 2.7 – Показання гальванометра при визначенні групи з'єднань обмоток трансформатора

Живлення, підведене до виводів	Відхилення стрілки гальванометра					
	для групи 0			для групи 11		
	a-b	b-c	c-a	a-b	b-c	c-a
AB	+	—	—	+	0	—
BC	—	+	—	—	+	0
CA	—	—	+	0	—	+

Дослідження холостого ходу

Холостим ходом трансформатора називається такий граничний режим його роботи, при якому вторинна обмотка розімкнута і струм у ній дорівнює

нулю.

Отже, втрати потужності в трансформаторі визначаються в основному втратами на гістерезис й вихрові струми:

$$P_0 \approx P_{ст}.$$

У процесі експлуатації втрати потужності при холостому ході можуть збільшитися за рахунок замикання листів сталі магнітопроводу й при порушенні ізоляції стяжних шпильок. До збільшення струму холостого ходу може привести також зменшення щільності пресування листів сталі, збільшення зазорів у стрижнях і т.п.

Вимірювання проводять за схемою рисунка 2.11. До однієї з обмоток трансформатора при розімкнутих інших підводять номінальну напругу частотою 50 Гц. При випробуваннях трифазних трансформаторів напруга повинна бути симетричною за фазами.

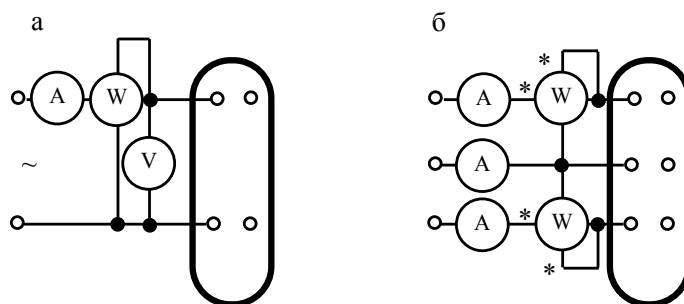


Рисунок 2.11 – Схема вимірювання втрат холостого ходу:
а – однофазного трансформатора; б – трифазного трансформатора

Результати вимірювання вважаються задовільними, якщо вони відрізняються від паспортних даних:

- не більш ніж на +15% для втрат потужності холостого ходу;
- не більш ніж на +30% для струму холостого ходу.

Дослідження короткого замикання трансформатора

Дослідження короткого замикання є другим граничним режимом роботи трансформатора, що поряд із дослідженням холостого ходу дозволяє визначити параметри трансформатора при будь-якому навантаженні. При дослідженні короткого замикання вторинну обмотку трансформатора замикають накоротко, а до первинної обмотки підводять таку знижену напругу U_k , при якій в обмотках протікають номінальні струми. Ця напруга називається напругою короткого замикання і вимірюється у відсотках від номінальної

$$u_k \% = \frac{U_k}{U_H} \cdot 100\% .$$

Відповідно до ДСТ 11677-65 напруга короткого замикання $u_k\% = (5,5 - 10,5)\%$. При такій малій напрузі магнітний потік настільки незначний, що

струм, що намагнічує, $I_{0кз} = 0$. Тому можна вважати, що сила первинної обмотки, що намагнічує, трансформатора йде лише на компенсацію сили вторинної обмотки, що намагнічує. Зневажаючи струмом, що намагнічує, при дослідженні короткого замикання, можна записати $I_1 = -I_2'$, тобто струм первинної обмотки дорівнює приведеному струму вторинної обмотки зі зворотним знаком.

При дослідженні короткого замикання трансформатора для зниження напруги використовують індукційні регулятори, трансформатори і т.д. У коло первинної обмотки включають амперметр А, вольтметр V і ватметр W (рис. 2.12). Для більшої точності вимірювання, в якості первинної використовується обмотка високої напруги. Напруга короткого замикання складає усього декілька відсотків від номінального значення, тому для обмотки високої напруги воно матиме велику величину й може бути виміряне з більш високою точністю, ніж для обмотки низької напруги. Крім того, для підвищення точності вимірювання вторинну обмотку замикають накоротко шиною з малим опором. Вмикання амперметрів та інших яких-небудь приладів у коло вторинної обмотки неприпустимо, тому що це знизить точність вимірювань.

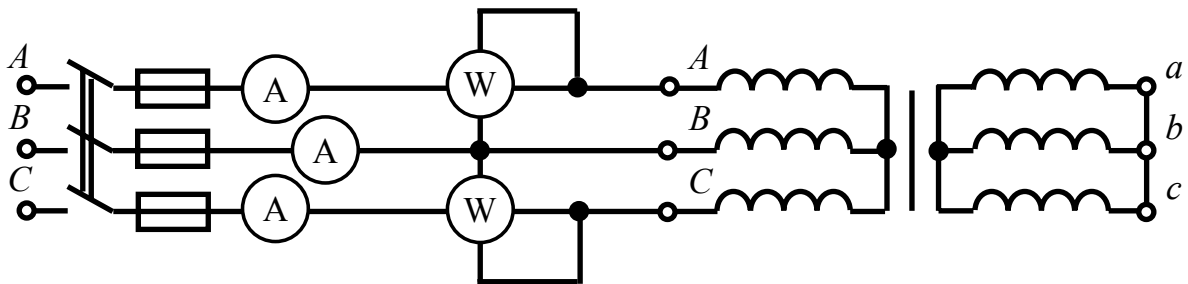


Рисунок 2.12 – Схема дослідження короткого замикання

Дослідження короткого замикання трансформатора дозволяє визначити напругу короткого замикання U_k , втрати в обмотках P_m й опори короткого замикання Z_k, r_k, x_k .

Напругу короткого замикання визначають за показниками вольтметра при номінальному струмі трансформатора. За величину напруги короткого замикання U_k приймають середнє арифметичне значення трьох напруг:

$$U_k = \frac{U_{AB} + U_{BC} + U_{AC}}{3}.$$

Втрати в обмотках P_m визначають за показниками ватметра. При дослідженні короткого замикання корисна потужність трансформатора дорівнює нулю, а втрати потужності в сталі мізерно малі, оскільки малий магнітний потік у магнітопроводі, тому потужність P_x , споживана трансформатором, при дослідженні короткого замикання витрачається в основному на нагрівання проводів обмоток (на втрати потужності в міді P_m):

$$P_k = P_m = I_H^2 \cdot r_k,$$

де I_H - номінальний струм первинної обмотки. Активний опір

короткого замикання дорівнює $r_k = \frac{P_k}{I_H^2}$; повний опір $Z_k = \frac{U_k}{I_H}$; індуктивний опір $x_k = \sqrt{Z_k^2 - r_k^2}$.

Перевірка перемикаючих пристроїв

Регулювання напруги трансформаторів у процесі експлуатації проводиться головним чином зміною числа витків обмотки. Для цього обмотки мають відгалуження, виведені на спеціальні перемикаючі пристрої, призначені для зміни коефіцієнта трансформації.

Залежно від типу й призначення силових трансформаторів вони можуть обладнатися пристроєм перемикачів відгалужень з відключенням трансформатора від мережі (перемикач без збудження - ПБВ) або пристроєм перемикачів відгалужень обмоток під навантаженням (регулювання під навантаженням - РПН). Трансформатори з перемикачем без збудження мають звичайно п'ять відгалужень для одержання чотирьох ступенів напруги відносно номінального +5; +2,5; -2,5 та -5. Трансформатори з регулюванням під навантаженням мають більше відгалужень і більш широкий діапазон регулювання.

У програму випробувань перемикаючих пристроїв входять:

- вимірювання перехідного опору контактів;
- вимірювання сили контактного натискання;
- контроль ізоляції;
- перевірка послідовності дії контактів.

Перевірка перехідного опору контактів може проводитися разом із перевіркою опору обмоток трансформатора постійного струму або автономно. Вимірювання виконують або методом амперметра-вольтметра, або за допомогою приладів, призначених для вимірювання малих опорів (мікроомметри, подвійні мости).

Вимірювання сили контактного натискання проводять за допомогою динамометра. Момент розриву контактів визначають або за загасанням контрольної лампи, включеної в коло контактів, або за звільненням щупа товщиною не більше 0,1 мм. За величину контактного натискання приймають середнє значення з трьох вимірювань. Розкид у вимірюваннях не повинен перевищувати +10% від середнього значення.

Контроль ізоляції перемикачів проводять разом із випробуванням ізоляції обмоток трансформатора.

Перевірку послідовності дії контактів проводять для перемикачів із регулюванням напруги під навантаженням. Порядок і схема визначення послідовності роботи контактів залежать від типу перемикача і доводяться в заводських інструкціях. Суть перевірки полягає в тому, що перевіряється замкнутий або розімкнутий стан контактів перемикача залежно від положення приводного механізму (вала або рейки). Визначення проводять за допомогою сигнальних ламп, включених у схему перевірки таким чином,

щоб контакти перемикача управляли колом їх живлення.

Для перемикачів під навантаженням знімається кругова діаграма, що являє собою графічне віддзеркалення послідовності роботи контактора і перемикача залежно від кута повороту вертикального вала за один цикл.

Результати перевірки послідовності вмикання контактів у сполученні з обмірюваними опорами постійного струму й коефіцієнтами трансформації дозволяють зробити остаточний висновок про придатність трансформатора до подальшої експлуатації.

2.9 Перевірка герметичності трансформатора

Для перевірки герметичності трансформатора в пробку розширювача або кришки встановлюють трубу з лійкою (рис. 2.13). Трубу в отворі кришки ущільнюють і заливають маслом. Висота рівня масла в лійці над кришкою для трансформаторів з трубчастим радіатором і гладкими баками повинна дорівнювати 1,5 м, а з хвилястими й радіаторними баками - 0,9 м. Висота над верхньою точкою розширювача - відповідно 0,6 та 0,3 м. Попередньо внутрішню трубу повітреосушувача ущільнюють заглушкою.

Встановлений рівень масла повинен залишатися незмінним протягом 3 годин. Якщо за цей час не виявиться просочування і відпливи масла, то бак вважається таким, що витримав випробування, у противному разі він підлягає ремонту.

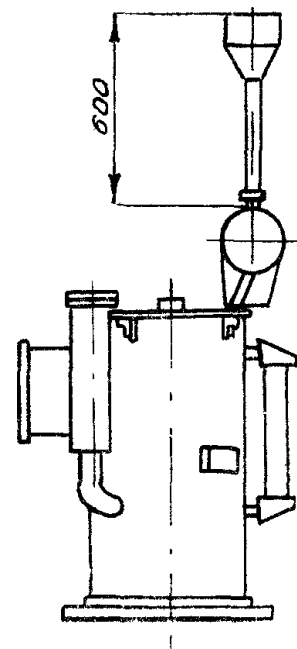


Рисунок 2.13 – Перевірка герметичності трансформатора

2.3 Паралельна робота трансформаторів

При паралельній роботі первинної обмотки трансформаторів підключені до загальної первинної мережі, а вторинної обмотки - до загальної вторинної мережі. Паралельно можуть бути включені два та більш трансформатори.

Основною трудностю, що виникає при паралельній роботі трансформаторів, є забезпечення рівномірного розподілу навантаження між ними. При вмиканні на паралельну роботу трансформаторів, однакових по потужності та конструкції, навантаження рівномірно розподіляється між ними автоматично завдяки симетрії всіх паралельних кіл. Однак на практиці доводиться часто включати паралельно трансформатори, не однакові по потужності та різні в конструктивному відношенні. У цьому випадку рівномірний розподіл навантажень між паралельно працюючими

трансформаторами часто виявляється неможливим. При паралельному вмиканні трансформаторів їх вторинні обмотки утворюють замкнуте коло, в якому не повинно виникати яких-небудь неврівноважених напруг, тобто сума ЕРС вторинних обмоток повинна дорівнювати нулю.

Для нормального функціонування паралельно включених трансформаторів необхідно дотримання таких умов:

а) групи з'єднань однакові, а співвідношення між потужностями не більше 1:3;

б) коефіцієнти трансформації рівні або розрізняються не більше ніж на $\pm 0,5\%$;

в) напруги короткого замикання розрізняються не більше ніж на $\pm 10\%$ середнього арифметичного значення напруги короткого замикання трансформаторів, що включають на паралельну роботу. Перед включенням трансформаторів виконують їх фазування.

2.4 Фазування трансформаторів

При вмиканні трансформаторів на паралельну роботу необхідно переконатися в їх правильному фазуванні, тому що при розбіжності фаз між трансформаторами буде циркулювати зрівняльний струм.

Фазування може виконуватися або переносними приладами, або для нього можуть бути використані стаціонарні вимірювальні пристрої, призначені для контролю напруги в установці. Розглянемо фазування переносними приладами.

Для фазування на напругу нижче 1000 В можуть бути використані вольтметр або контрольна лампа, розраховані на подвійну напругу установки, для фазування на напругу вище 1000 В - переносні трансформатори напруги з підключеними до них вольтметром або лампами розжарення (розраховане також на подвійну напругу) і фазопоказчик. Користування переносними приладами припустимо при фазуванні на напругу 10 кВ і нижче.

Фазопоказчик, застосовуваний для фазування на напругу 6-10 кВ, складається із двох показчиків напруги 10 кВ, включених послідовно за допомогою проводу з ізоляцією типу «магнито». В одному з них неонові лампочки й конденсатори вилучені та замість них вмонтовано кілька опорів по 2-5 МОм. Фазувати одним показчиком неприпустимо, тому що він не розрахований на подвійну напругу; фазувати двома послідовно включеними показчиками ненадійно, тому що дві послідовно включені неонові лампи дадуть невиразне світіння і не дозволять розрізнити фазу, лінійну й подвійну фазу напруги. Схема фазопоказчика наведена на рисунку 2.14.

Вимірювання при фазуванні доцільно робити за допомогою одного й того ж пристрою - однієї й тієї ж лампи, вольтметра, двох послідовно включених фазопоказчиків, тому що при цьому виходять більш виразні результати і забезпечуються кращі умови безпеки.

Для того, щоб прилад давав показання, необхідно, щоб в

контрольованому колу було джерело напруги, що замикається через прилад.

При цьому можуть зустрітися три випадки:

- фазується лінія, кабельна або повітряна; мережа, від якої живиться ця лінія, та установка, де виконується фазування, мають електричний зв'язок (не через трансформатор);
- фазується трансформатор, що має заземлену нейтраль обмотки, на якій виконується фазування; у цій же мережі є трансформатор із заземленою нейтраллю;
- фазується трансформатор, який не має на обмотці, якою фазується, заземленої нейтралі.

У першому й другому із зазначених вище випадків коло для протікання струму через прилади існує, як це показано на рисунках 2.15 і 2.16, *а*. У третьому випадку для забезпечення протікання струму через прилади необхідно з'єднати між собою два протилежних провідники тимчасовою перемичкою або включенням ножа роз'єднувача (рис. 2.16, *б*). Таке з'єднання не викличе шкідливих наслідків, тому що при ньому не створюється замкнуте коло між фазами і через місце з'єднання струму не буде. Роботи з установки перемички повинні виконуватися при знятті напруги з провідників, що фазуються.

Після того як протікання струму через прилади забезпечено, проводиться фазування, що складається з трьох операцій:

1. Виконують перевірку симетрії напруг на кожній із сторін, що фазуються, усього шість вимірювань між фазами — три з однієї сторони $a_1 - b_1$; $a_1 - c_1$; $b_1 - c_1$ та три з іншої: $a_2 - b_2$; $a_2 - c_2$; $b_2 - c_2$. При наявності різниці у вимірюваннях, більшої 10%, фазування припиняють.

2. Визначають кінці, розташовані на різних сторонах, що фазуються, між якими немає різниці напруг. Якщо ці кінці не перебувають безпосередньо один проти одного, напруги знімають і робляться зміни в монтажі сполучних провідників, необхідні для правильного розташування фаз.

3. Проводиться перевірка збігу фаз, для чого по черзі вимірюються напруги між фазами $a_1 - a_2$; $a_1 - b_2$ та $a_1 - c_2$; $b_1 - a_2$; $b_1 - b_2$ та $b_1 - c_2$; $c_1 - a_2$; $c_1 - b_2$ та $c_1 - c_2$. При вимірюванні між однойменними фазами повинні вийти нульові показання, при інших шести — лінійна напруга (рис. 2.16, *а*). При незаземлених нейтралях (рис. 2.16, *б*) одного з нульових вимірювань (а саме на тій фазі, на якій установлена перемичка) не буде, при інших повинні вийти такі ж значення, як зазначено вище.

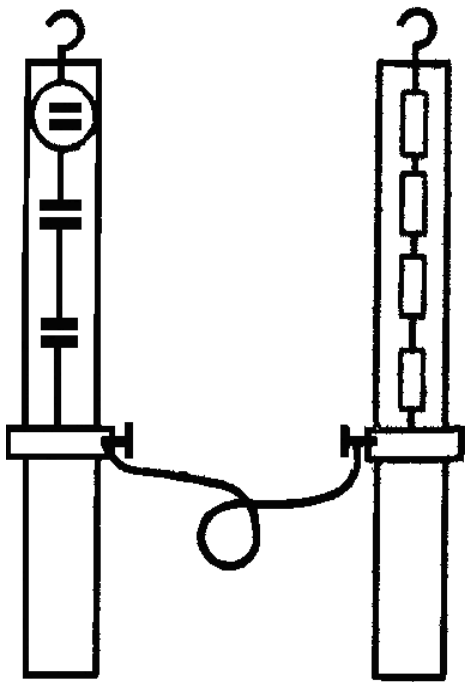


Рисунок 2.14 – Фазопоказчик для фазування на напрузі 6 – 10 кВ

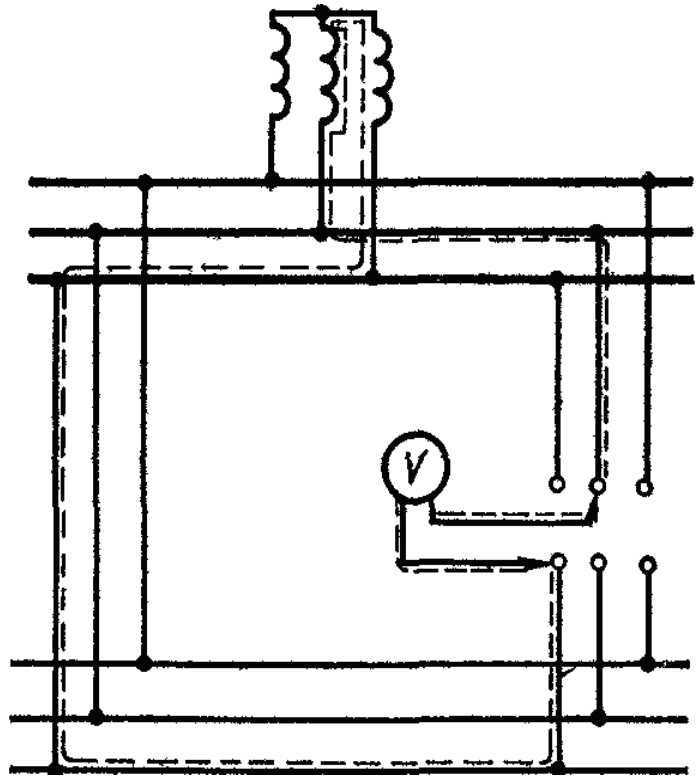


Рисунок 2.15 – Схема проходження струму через прилад при фазуванні лінії

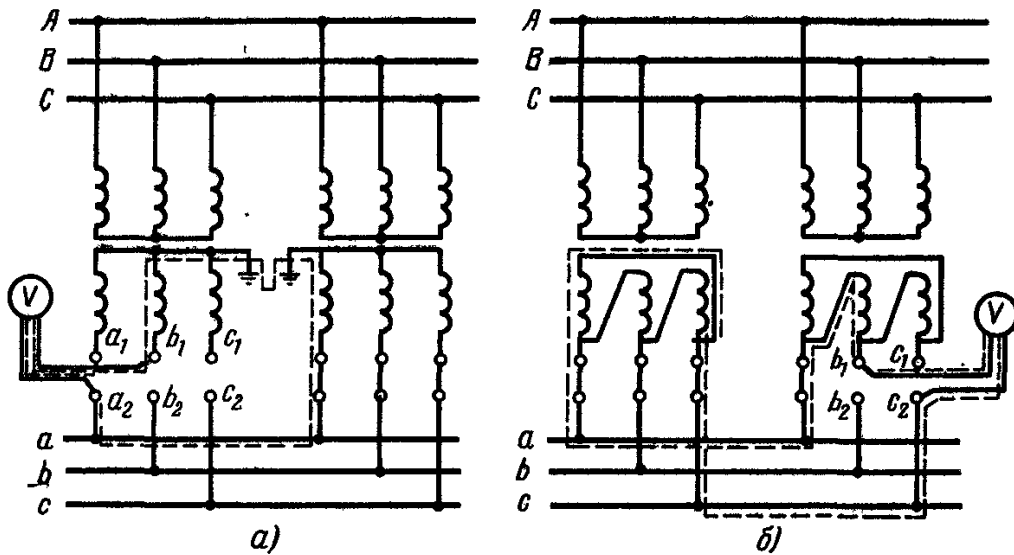


Рис. 2.16 – Схема проходження струму через прилад при фазуванні трансформаторів:

а – із заземленими нейтральми; *б* – з ізольованими нейтральми.

Непрямі методи фазування застосовують на підстанціях з двома системами шин за допомогою підключених до них трансформаторів напруги.

2.5 Сушіння трансформаторів

В умовах експлуатації одержали поширення найбільш економічні й зручні методи сушіння трансформаторів за рахунок втрат потужності у власному баку і за рахунок розсіювання потужності при протіканні струмів нульової послідовності. І в тому, і в іншому випадку сушіння можна проводити на місці установки трансформаторів при будь-якій температурі навколишнього середовища, але зі зливом масла з баків.

Сушіння за рахунок втрат потужності у власному баку

Іноді цей метод називають індукційним. Для нагрівання трансформатора на його бак 1 намотують обмотку 2, що намагнічує, (рис. 2.17). Щоб одержати більш рівномірний розподіл температури всередині бака обмотку, що намагнічує, намотують на 40-60% висоти бака (знизу), причому на нижній частині витки розташовують більш щільно, чим на верхній. Провід для обмотки може бути обраний будь-який.

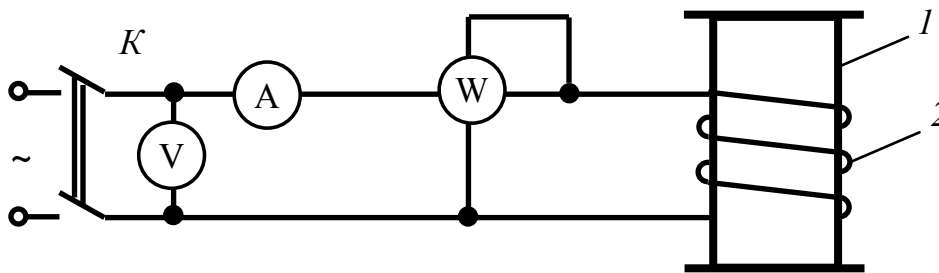


Рисунок 2.17 – Схема сушіння трансформаторів втратами в баку

Температуру нагрівання трансформатора можна регулювати зміною напруги, що подається, зміною числа витків обмотки, що намагнічує, періодичними відключеннями живлення обмотки, що намагнічує.

Сушіння струмами нульової послідовності

Цей спосіб відрізняється від попередніх тим, що обмоткою, яка намагнічує, служить одна з обмоток трансформатора, з'єднана за схемою нульової послідовності. Трансформатори, що частіше застосовуються в експлуатації, мають 0-у групу з'єднання обмоток. У цьому випадку в якості обмотки, що намагнічує, зручно використовувати обмотку нижчої напруги, що має виведену нульову точку (рис 2.18).

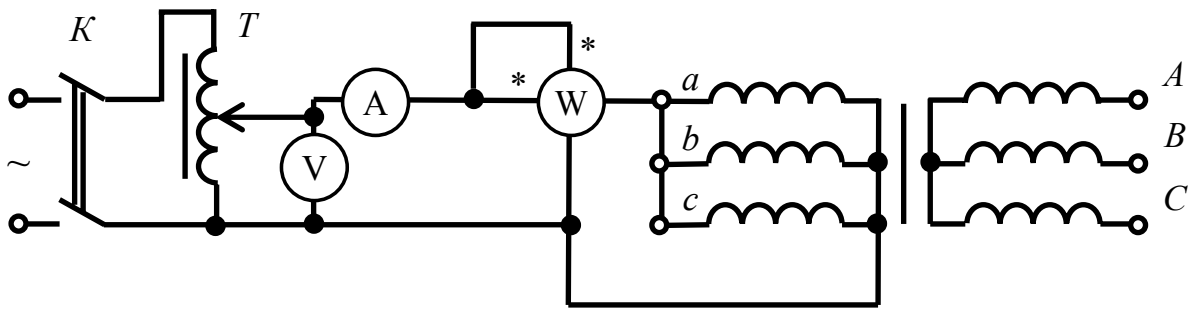


Рисунок 2.18 – Схема сушіння трансформаторів струмами нульової послідовності

При сушінні трансформатора струмами нульової послідовності нагрівання відбувається за рахунок розсіювання потужності в обмотці, що намагнічує, в сталі магнітопроводу, в його конструктивних деталях і в баку. Таким чином, при сушінні трансформаторів струмами нульової послідовності є внутрішні й зовнішні джерела тепла. Це сушіння являє собою немовби сполучення двох способів сушіння - сушіння струмом короткого замикання та втратами потужності у власному баку.

2.6 Режими роботи силових трансформаторів

Вмикання і вимикання трансформаторів

При вмиканні трансформатора виникає перехідний процес, пов'язаний зі зміною магнітного потоку від початкового стану до сталого. Перед вмиканням магнітний потік може дорівнювати нулю або залишковому магнітному потоку, що може мати будь-який знак залежно від напрямку поля при відключенні трансформатора. За величиною залишковий потік може досягати половини значення нормального потоку.

При включенні трансформатора без навантаження магнітний потік в осерді можна розглядати як суму трьох потоків: сталого, залишкового й перехідного. Величина перехідного потоку залежить від миттєвого значення напруги в момент вмикання і від величини залишкового потоку. У найбільш сприятливому випадку з першого ж моменту вмикання перехідного потоку не виникає. Найбільш різко перехідний потік виявляється при великому залишковому потоці, протилежному за знаком потоку, що виникнув у момент вмикання. У цьому випадку амплітуда сумарного потоку в перехідному режимі може досягти 2,5-кратного значення амплітуди сталого потоку приблизно через половину періоду після включення.

При насиченому осерді струм, що намагнічує, визначається кривою намагнічування, та 2,5-кратне збільшення амплітуди магнітного потоку може викликати збільшення амплітуди струму, що намагнічує, в 100 разів і більше в порівнянні з нормальним значенням. У нормальних умовах сталого режиму струм, що намагнічує, становить кілька відсотків номінального струму, в перехідному режимі струм, що намагнічує, може бути значно більше

номінального струму. Тривалість перехідного режиму невелика та не перевершує декількох періодів, тому що залишковий і перехідний магнітний потоки швидко спадають із постійною часу, пропорційною відношенню r/L .

Із зростанням номінальної потужності трансформатора відношення r/L звичайно зменшується, тому в трансформаторах малої потужності перехідний процес при вмиканні протікає швидше і зв'язаний з меншим кидком струму. При кидку струму виникають електродинамічні зусилля між витками первинної обмотки, подібні до зусиль при к. з. Цей кидок може впливати на релейний захист трансформаторів, та при неточному регулюванні викликати її помилкову роботу. Чим більше номінальна потужність трансформатора і чим менше опір кола між ним та джерелом напруги, тим відчутніше позначається включення трансформатора.

Як правило, у нормальних умовах трансформатор включається «поштовок» на повну напругу мережі з боку живлення. Тому швидкодіючий захист від струмів повинен бути відстроєний від поштовок струму намагнічування. Газовий захист (якщо він є) повинен бути включений з дією на вимикання.

Послідовність вмикання і вимикання обмоток трансформатора залежить від схеми трансформаторної установки, від схеми мережі й від типу комутаційних апаратів трансформатора.

Найбільш простим випадком є вмикання і вимикання одиночного трансформатора. Можливі два випадки:

- з боку живлення встановлений комутаційний апарат, призначений відключати струми навантаження трансформатора (вимикач або вимикач навантаження);
- з боку живлення встановлений апарат, що здатний вимикати струми х.х. трансформатора (роз'єднувач).

В обох випадках на вторинній стороні трансформатора повинен бути встановлений апарат, здатний вимикати струми навантаження. При вмиканні доцільний наступний порядок вмикання: трансформатор вмикається з боку живлення на х.х., потім апаратом на вторинній стороні вмикається навантаження; вимикання здійснюється у зворотному порядку.

Хоча для першого випадку порядок операцій міг би бути змінений, з метою однаковості доцільно вважати нормальним описаний вище порядок, тим більше що при послідовності вмикання спочатку трансформатора, потім навантаження швидше встановлюється місце несправності при невдалому вмиканні.

При роботі трансформатора паралельно з іншими трансформаторами доцільно прийняти такий же порядок вмикання і вимикання, як й для одиночного трансформатора: вмикати з боку живлення на х.х., потім вмикати навантаження, а вимикати у зворотній послідовності, виходячи з міркувань однаковості порядку операцій. Слід зазначити, що при вмиканні трансформатора під напругу із вторинної сторони поштовок струму намагнічування менше, ніж при включенні з первинної сторони. Але при

такому порядку струм вмикання нового трансформатора буде накладений на навантаження вже працюючого, що підвищить небезпеку помилкової дії захисту.

Контроль режимів роботи трансформаторів

Відомо, що в процесі експлуатації навантаження силових трансформаторів не залишається постійним, а змінюється залежно від часу року й протягом доби.

При номінальних умовах роботи силових трансформаторів температура верхніх шарів мастила повинна знаходитися в межах 70-95⁰С. У той же час температурний режим трансформатора істотно залежить від умов навколишнього середовища, тому, якщо трансформатор встановлюється в закритому приміщенні, де умови охолодного середовища можуть відрізнятися від номінальних, необхідно робити перерахування номінальної потужності за формулою

$$S = S_n \left(1 + \frac{5 - \vartheta_0}{100} \right),$$

де S_n - номінальна потужність, кВА;

ϑ_0 - середньорічна температура приміщення, у якому встановлений трансформатор.

При роботі трансформатора з навантаженням менше номінального, температура мастила буде нижче, що збільшує термін служби ізоляції. Однак такий режим трансформатора є не економічним, оскільки при цьому не повністю використовуються можливості міді обмоток.

При номінальних умовах розрахунковий термін служби трансформаторів складає близько 20 років.

Відповідно до ДСТ 14209-69 вважається, що при зміні температури ізоляції трансформатора на 6⁰С термін її служби змінюється вдвічі. (при збільшенні температури - скорочується, а при зниженні - збільшується).

Через нерівномірність навантаження трансформаторів у часі вони мають значний запас за терміном служби, тому залежно від добового графіка навантаження і недовантаження, що було в літню пору року, трансформатори допускають деякі перевантаження.

Припустимі навантаження розділяють на нормальні (систематичні) й аварійні.

Нормальні перевантаження визначаються за допомогою коефіцієнта заповнення добового графіка K_3 з урахуванням навантажувальної спроможності трансформатора.

Припустима кратність навантаження стосовно її номінального значення визначається за діаграмою (рис. 2.19). На осі абсцис відкладена тривалість припустимого перевантаження, а на осі ординат - кратність навантаження стосовно номінальної. На діаграмі подані криві для різних значень коефіцієнта заповнення добового графіка K_3 , що представляє собою відношення площі, обмеженої лінією добового графіка навантаження, до

площі прямокутника зі сторонами, одна з яких дорівнює абсцисі (24 год), а друга - ординаті (максимум навантаження).

Коефіцієнт заповнення визначають за формулою

$$K_3 = \frac{\sum I_t}{24 \cdot I_{\max}} = \frac{I_{\text{ср}}}{I_{\max}},$$

де $\sum I_t$ - площа фактичного графіка навантаження;

I_{\max} - максимальний струм навантаження протягом доби;

$I_{\text{ср}}$ - середньодобовий струм навантаження.

Знаючи значення K_3 , за діаграмою навантажувальної спроможності можна знайти, протягом якого часу трансформатор може працювати з необхідним перенавантаженням.

Якщо максимум навантаження на графіку в літню пору менше номінальної потужності трансформатора, то в зимовий час допускається його перенавантаження в розмірі 1% на кожний відсоток недовантаження влітку, але не більше 15%.

Розглянуті перевантаження можна допускати одночасно, але варто враховувати, що сумарне перенавантаження трансформатора не повинне перевищувати 30%.

Систематичні перенавантаження допускають й сухі трансформатори. Величина та час перенавантажень визначається по діаграмі (рис. 2.19, б).

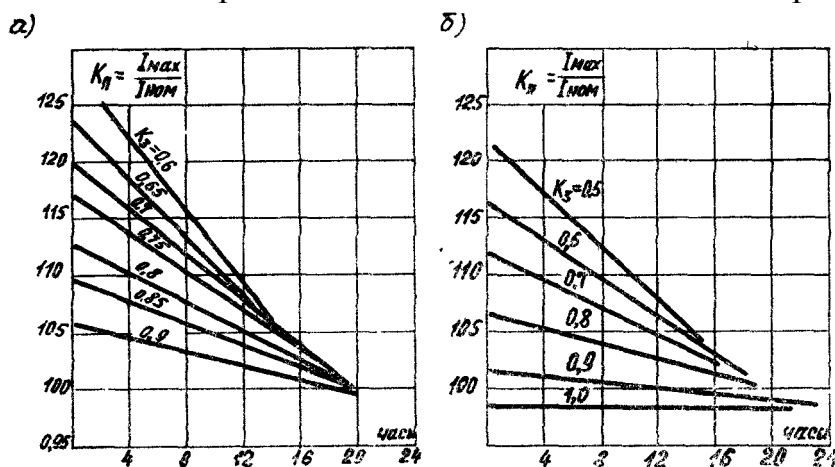


Рисунок 2.19 – Діаграми навантажувальної спроможності трансформаторів:

a – масляних; *б* – сухих

В аварійних умовах допускається аварійне перевантаження, величина якого не залежить від попереднього навантаження і температури навколишнього середовища (табл. 2.8).

В аварійних режимах при наявності рухомого резерву допускаються перенавантаження масляних трансформаторів до 40% на час не більше 6 годин у добу протягом не більше 5 діб підряд. Коефіцієнт початкового навантаження при цьому повинен бути не більше 0,93.

Таблиця 2.8 – Припустимі аварійні перенавантаження трансформаторів

Масляних		Сухих	
перевантаження, %	тривалість, хв.	перевантаження, %	тривалість, хв.
30	120	20	60
45	80	30	45
60	45	40	32
75	20	50	18
100	10	60	5
200	1,5		

Нерівномірний розподіл потужності приймачів електричної енергії між фазами трифазних силових трансформаторів приводить до несиметрії струмів за фазами. Ступінь нерівномірності визначають за формулою

$$K = \frac{100(I_{\text{макс}} - I_{\text{ср}})}{I_{\text{ср}}},$$

де $I_{\text{макс}}$ - струм максимально навантаженої фази в момент найбільшого навантаження трансформатора;

$I_{\text{ср}}$ — середнє арифметичне значення струму трьох фаз у той же момент часу

Відповідно до правил ступінь нерівномірності не повинен перевищувати 20%.

2.7 Профілактичне обслуговування трансформаторів

Експлуатацію силових трансформаторів проводять відповідно до затверджених переліків технічного обслуговування. При їх відсутності інструкції з експлуатації повинні передбачати огляди трансформаторів без відключення і технічне обслуговування.

У процесі огляду трансформатора під напругою, за допомогою вимірювальних приладів контролюють напругу, струм на сторонах вищої і нижчої напруг, а також температуру масла й повітря у трансформаторному приміщенні. Запис показань вимірювальних приладів (вольтметри, амперметри, термометри) в установках з постійним чергуванням ведуть не рідше двох разів за зміну, а в інших установках – при кожному огляді.

Безпосередньо в трансформаторних приміщеннях перевіряють стан жалюзі й витяжних труб для вентиляції, температуру в приміщенні, стан дверей та замків, стріхи, освітлення, стан гравію і справність бортових огорожень маслоприймального пристрою під трансформатором, рівень мастила в маслорозширювачі та його відповідність температурі мастила. Одночасно перевіряють, чи немає течі масла в місцях ущільнень (під кришкою, радіаторами, кранами та т.п.), а також викиду його через вихлопну трубу.

При наявності повітряосушувача звертають увагу на колір адсорбенту,

що при зволоженні змінюється з блакитного на рожевий. Перевіряють також стан введів, на яких можуть бути виявлені забруднення, появу тріщин, відколів, перегрівши контактів та т.п.

Перевіряють характерний звук працюючого трансформатора. Зміна тембру звука в порівнянні зі звичайним може вказувати на неповнофазний режим роботи, на порушення пресування сталі або виникнення пошкодження стрижня. Поява періодичних розрядів усередині бака свідчить про обрив заземлення внутрішніх деталей.

Викид масла через вихлопну трубу вказує на внутрішні пошкодження з газоутворенням. Підвищене нагрівання і зміна кольору масла є результатом виткових замикань або замикань у сталі магнітопроводу.

Огляди трансформаторів без відключення проводять в установках з черговими обслуговуваннями, відповідно до місцевих інструкцій, звичайно не рідше одного разу в добу.

У разі автоматичного відключення трансформатора дією захисту від внутрішніх пошкоджень (газової, диференціальної або струмової відсічки) виконують позачерговий огляд, при якому з'ясовують причину відключення.

З метою своєчасного виявлення і усунення дефектів, що розвиваються, та запобігання аварійних відключень проводять технічне обслуговування, періодичність якого визначається місцевими інструкціями з урахуванням конкретних умов експлуатації.

Технічне обслуговування передбачає:

- зовнішній огляд і усунення виявлених несправностей;
- очищення ізоляторів та бака від пилу та бруду, відновлення лакофарбових покриттів;
- зміну сорбенту у фільтрах;
- перевірку якості ущільнень і справність спускних кранів;
- перевірку захисту і розрядників на трансформаторах із РПН;
- відбір і перевірку проб масла, відновлення рівня масла. Необхідний обсяг вимірювань та випробувань проводять відповідно до заводських інструкцій.

СПИСОК ДЖЕРЕЛ

1. Дьяков Є. Д. Визначення місць пошкодження в силових кабелях: навч. посібник / Є. Д. Дьяков, А. В. Хитров. – Харків: ХНАМГ. – 2006.
2. Соколов Б. А. Монтаж электрических установок. / Б. А. Соколов, Н. Б. Соколова. – Москва : ЭАИ, 1991.
3. Мусаэлян Э. С. Наладка и испытания электрооборудования электростанций и подстанций. – Москва : ЭАИ, 1986
4. Буряк В. М. Експлуатація електрообладнання систем електропостачання: навч. посібник. / В. М. Буряк. – Харків: ХДАМГ, 2001.
5. Грудинский П. Г. Техническая эксплуатация основного электрооборудования станций и подстанций. / П. Г. Грудинский, С. А. Мандрыкин, М. С. Улицкий. – Москва : «Энергия», 1974.
6. Правила устройства электроустановок. – Москва : Атомэнергоиздат, 1998.
7. Загальна характеристика та розрахунок режимів розподільних мереж: Навч. посібник. / В. А. Лушкін, І. Г. Абраменко, І. В. Барбашов та ін. – Харків : ХНАМГ. – 2012.
8. Хитров А. В. Монтаж, наладка і експлуатація електрообладнання. : конспект лекцій / А. В. Хитров; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва. – Харків : ХНУМГ, 2013.

Навчальне видання

**Методичні вказівки до самостійного вивчення курсу
«МОНТАЖ, НАЛАДКА ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ
ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ»**

*(для студентів денної та заочної форм навчання за напрямом підготовки
6.050701 – Електротехніка та електротехнології, а також слухачів другої
вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи
електроспоживання)*

Укладачі: **ХИТРОВ** Анатолій Васильович,
ПОЛЩУК Оксана Юріївна,
РУМ'ЯНЦЕВ Дмитро Валерійович.

Відповідальний за випуск *О. М. Ляшенко*

Редактор *З. І. Зайцева*

Комп'ютерне верстання *Д. В. Рум'янцев*

План 2014, поз. 217М

Підп. до друку 31.10.2013

Друк на ризографі.

Зам. №

Формат 60x84/16

Ум. друк. арк. 1,8

Тираж 50 пр.

Видавець і виготовлювач:

Харківський національний університет міського господарства

імені О.М. Бекетова,

вул. Революції, 12, Харків, 61002

Електронна адреса: rectorat@kname.edu.ua

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:

ДК № 4705 від 28.03.2014