

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний аграрний університет
Інженерно-технологічний факультет
Кафедра електроенергетики, електротехніки та електромеханіки

Допущений до захисту:
завідувач кафедри ЕЕЕ
д.т.н. проф. Матвійчук В.А.

(Підпис, вчене звання, прізвище, ініціали)

“ ____ ” _____ 2019 р.

Удосконалення методів та засобів визначення дефектів ізоляції
енергетичного обладнання АПК

Робота на здобуття освітнього ступеня «Магістр»
за спеціальністю 141 – Електроенергетика,
електротехніка і електромеханіка

Виконав: студент групи ЕІ-18-1 (маг)

Коваль Ігор Анатолійович _____

Керівник: д.т.н., професор, каф. ЕЕЕ

Стаднік Микола Іванович _____

ЗАТВЕРДЖУЮ
завідувач кафедри ЕЕЕ
д.т.н., професор Матвійчук В.А.

« ___ » _____ 2019 р.

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТА
Коваль Ігор Анатолійович

1.Тема роботи: Удосконалення методів та засобів визначення дефектів ізоляції енергетичного обладнання АПК

Керівник роботи: Стаднік Микола Іванович, д.т.н., професор
Затверджені наказом ВНАУ від « ___ » _____ 2019 року № _____.

2. Строк подання студентом роботи: _____

3. Вхідні дані: 1. Матвійчук В.А., Стаднік М.І., Рубаненко О.О., Методичні вказівки по оформленню дипломних робіт магістра для студентів ОКР «Магістр» спеціальності 8.10010101 «Енергетика сільськогосподарського виробництва» та студентів ОС «Магістр» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка». – Вінниця: ВНАУ, 2016. - 64 с., 2 Автоматизація технологічних процесів на теплових електричних станціях. Тези. Стаднік М.І., д.т.н., професор, Рубаненко О.О., к.т.н., доцент Скалецький Д.І., студент групи ЕЕС-13 . Стор.95, Том. 3., 3 Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. – М.: НИЦ ЭНАС, 2002. – 216 с., 4 Алексеев Б.А. Объем и нормы испытаний электрооборудования. / Б.А. Алексеев, Ф.Л. Коган, Л.Г. Мамикоянца. – М.: НИЦ ЭНАС, 2001. – 256 с., 5 Рубаненко О.Є. Високовольтні вводи. Конструкція, експлуатація, діагностика і ремонт : монографія / О. Є. Рубаненко, О. І. Гуменюк – Вінниця: ВНТУ, 2011. – 183 с., 6. Гобрей Р. М. Технічне діагностування, випробування та вимірювання електрообладнання в умовах монтажу, налагоджування і в експлуатації. / Р. М. Гобрей, О. Є. Рубаненко, В. Л. Таловер'я – К.: «НТУКЦ АсЕлЕнерго» – 2008. – 528 с., 7 Рубаненко О. Є. Вдосконалення методів і засобів діагностування високовольтних вимикачів : монографія / О. Є. Рубаненко. – Вінниця: ВНТУ, 2012.-188 с.

4. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити):

Аналіз стану енергетичного обладнання з паперово-масляною ізоляцією., Дослідження процесів старіння ізоляції енергетичного обладнання., Методи та засоби контролю ізоляції обладнання ЕЕС., Вдосконалення методів та засобів контролю ізоляції обладнання ЕЕС., Техніко-економічний розрахунок., Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуація., Висновки.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи (роботи)	Примітка
	Вступ Зовнішня інформація для виконання дипломної роботи.		
	Виконання розділу 1		
	Виконання розділу 2		
	Виконання розділу 3		
	Виконання розділу 4		
	Виконання розділу 5		
	Виконання розділу 6		
	Оформлення пояснювальної записки		
	Підготовка доповіді і презентаційного матеріалу		

Завдання прийняв до виконання студент _____ Коваль І.А.
(підпис)

Керівник роботи _____ Стаднік М.І.
(підпис)

Зміст

Анотація	8
ВСТУП.....	10
1. АНАЛІЗ СТАНУ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ З ПАПЕРОВО-МАСЛЯНОЮ ІЗОЛЯЦІЄЮ	12
1.1 Стан енергетичного обладнання в АПК	12
1.2 Види та особливості ізоляції енергетичного обладнання	16
2. ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ СТАРІННЯ ІЗОЛЯЦІЇ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ	23
2.1 Процеси старіння твердої ізоляції	23
2.2 Процеси старіння паперово-масляної ізоляції	24
2.3 Залежність пробивної напруги від площі електродів.....	32
2.4 Вплив товщини й щільності паперу, сорту мінерального масла на короткочасну електричну міцність.....	38
3. МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ КОНТРОЛЮ ІЗОЛЯЦІЇ ОБЛАДНАННЯ ЕЕС	44
3.1 Класифікація методи та засобів періодичного контролю ізоляції	44
3.2 Методи та засоби періодичного ручного контролю ізоляції	46
3.2.1 Вимірювання опору ізоляції.....	46
3.2.2 Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат і ємності	47
3.3 Автоматизовані засоби періодичного контролю ізоляції	50
3.3.1 Пристрій контролю стану паперово-масляної ізоляції типу КІВ-500	50
3.3.2 Переваги ПМІ порівняно з РІР	50
3.3.3. Пристрій контролю паперово-масляної ізоляції вводів, розробленого в	

НДЦ.....	53
3.3.4 Пристрій визначення параметрів ізоляції «Вектор». Випробування ПМІ високою напругою промислової частоти.....	55
3.3.5. Пристрій визначення параметрів ізоляції «СА-7100».....	56
3.3.6 Пристрій визначення параметрів ізоляції «КІН-750».....	60
3.4 Контроль часткових розрядів.....	64
3.5 Хроматографи для періодичного контролю.....	65
4 ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ КОНТРОЛЮ ІЗОЛЯЦІЇ ОБЛАДНАННЯ ЕЕС.....	68
4.1 Нерівновжно-компенсаційний метод.....	68
4.2 Метод автоматизованого вимірювання $\text{tg}\delta_1$ і C_1 мостом змінного струму.....	72
4.3 Контроль часткових розрядів.....	79
4.3.1 Дослідження часткових розрядів в апаратній паперово-масляній ізоляції.....	82
4.3.2 Залежність напруженості часткових розрядів від товщини ізоляції.....	83
4.3.3 Часткові розряди в ізоляції електричних машин.....	84
4.3.4 Розрахунки результатів вимірювання ЧР.....	86
5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗРАХУНОК.....	92
5.1 Техніко – економічне обґрунтування.....	92
5.2 Визначення капіталовкладень.....	93
5.3 Визначення економічної ефективності впровадження системи визначення дефектів паперово-масляної ізоляції обладнання 35-110 кВ в умовах	

експлуатації.....	94
6. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯ	96
6.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта.....	96
6.2 Мікроклімат	96
6.3 Виробниче освітлення.....	97
6.4 Виробничий шум.....	98
6.5 Виробничі вібрації.....	100
6.6 Дослідження стійкості роботи електродіагностичного обладнання в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	100
6.6.1 Дослідження стійкості роботи електродіагностичного обладнання умовах дії іонізуючих випромінювань	101
6.6.2 Дослідження стійкості роботи електродіагностичного обладнання в умовах дії електромагнітного імпульсу	103
6.6.3 Розробка заходів по забезпеченню стійкості роботи обладнання ДРВВ у надзвичайній ситуації	105
ВИСНОВКИ.....	108
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	109
ДОДАТКИ.....	114

СПИСОК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ

ВВ – високовольтні вводи;

ВРП – відкритий розподільний пристрій;

ВО – високовольтне обладнання;

ЕЕС – електроенергетична система;

ННТ – найбільш нагріта точка;

ПМІ – паперово-масляна ізоляція;

ПМІКТ – паперово-масляна ізоляції конденсаторного типу;

ТННТ – температура найбільш нагрітої точки;

ТС – трансформатор струму;

ЧР – часткові розряди;

RBP – Resin bounded paper – папір, покритий смолою;

RIP – Resin Impregnated Paper – папір, просочений смолою;

UCTE – Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (Спілка з координації передачі електроенергії).

Анотація

В магістерській роботі на тему: «Удосконалення методів та засобів визначення дефектів ізоляції енергетичного обладнання АПК» приведена характеристика роботи кабелів де визначені види пошкоджень та їх причини, удосконалені методи визначення дефектів ізоляції завдяки чому здійснюється забезпечення надійної роботи кабельної мережі та визначені заходи по їх реалізації.

Стор 126., табл. 15., рис. 43., бібліографія 51., додатки 12.

Annotation

In the master's work on the theme: "Improvement of methods and means of defect isolation of power equipment of agrarian and industrial complex" the characteristic of work of cables where the types of damages and their causes, the improved methods of determination of defects of isolation by which the reliable operation of the cable network is carried out and the measures for their realization are provided. .

Page 126. Table. 15., Fig. 43, bibliography 51., annexes 12.

ВСТУП

Складні умови експлуатації електричних мереж обумовлюють виникнення аварій, що часто стають причиною не тільки економічних втрат, але й людських жертв. В більшості випадків пошкодження відбувається не відразу, а після тривалої дії несприятливого чинника. На сьогоднішній день найбільш ефективним засобом підвищення надійності роботи енергетичного обладнання є впровадження методів і засобів оперативної діагностики.

Об'єкт дослідження: Ізоляція кабелів електроенергетичного обладнання АПК.

Наукова новизна: Ремонт та діагностування силового електротехнічного обладнання, зокрема паперово-масляної ізоляції в умовах експлуатації, сьогодні стає звичайним технічним заходом підвищення надійності і якості електропостачання. Для цього є всі передумови: з одного боку це економічна необхідність і доцільність, а з іншого – технічні можливості. Перше зумовлено високою вартістю енергетичного обладнання, складністю і значними витратами на його транспортування і монтаж, а також збитками, викликаними порушенням технологічних процесів через обмеження електропостачання. Друге пояснюється потенційними можливостями сучасного апаратного і програмного забезпечення. В той же час актуальною є розробка нових методів ремонтів, модернізації та діагностування, що відповідають, вимогам, які істотно зросли до систем діагностики, і повною мірою використовували б можливості комп'ютерного моделювання.

Впровадження цих засобів є бажання експлуатуючого персоналу отримати відповіді на три основні питання:

- 1) який поточний технічний стан енергетичного обладнання, які проблеми і дефекти підсистем зумовили погіршення його стани;
- 2) який, на даний момент часу, залишковий ресурс роботи обладнання, як довго ще можлива його безаварійна експлуатація;
- 3) які регламентні і ремонтні роботи (по складу, ефективності і термінам проведення) повинні бути застосовані до даного обладнання для продовження його безаварійної експлуатації.

Практичне значення: Оскільки паперово-масляна ізоляції енергетичного обладнання є одним з найбільш складних і відповідальних елементів

електрообладнання електроенергетичних систем, то для оцінки її технічного стану створені і розвиваються спеціальні системи контролю. Вони обслуговують обладнання різної потужності та підвищують надійність на вузлових підстанціях. Для визначення дефектів паперово-масляної ізоляції енергетичного обладнання в умовах експлуатації доцільно застосовувати навіть складні і дорогі контрольно-діагностичні системи, наприклад, систему автоматичного визначення діагнозу та інші.

Найбільш ефективними, в попередженні аварій обладнання, є мікропроцесорні системи безперервного контролю і діагностики, які використовують комплекс сенсорів. Характерною для таких систем метою є - виявлення на ранній стадії розвитку небезпечних для обладнання дефектів безпосередньо під час роботи, а також обробка, аналіз і відображення параметрів стану обладнання (його ізоляції) в зручному для експлуатаційного персоналу вигляді. Тому актуальним є завдання вдосконалення існуючих і розробки нових методів та засобів діагностування паперово-масляної ізоляції енергетичного обладнання, які можуть бути використані при побудові алгоритмів функціонування мікропроцесорних систем контролю стану обладнання.

Основні задачі: визначення дефектів кабелів полягає в отриманні достовірної інформації про їхній технічний стан. Технічний стан кабелів може бути такий:

- режим нормального функціонування, робота під діючою напругою;
- лінія відімкнена – явних пошкоджень ізоляції, струмоведучих жил, кінцевих муфт немає. Необхідно провести технічне обслуговування, тобто оцінити параметри кабелю;

Аварійний стан – кабель пошкоджений, необхідно визначити місце пошкодження.

Апробація результатів: Матеріали магістерської роботи доповідались на конференціях та семінарах кафедри «Електроенергетики, електротехніки та електромеханіки» Вінницького національного аграрного університету протягом навчання.

1. АНАЛІЗ СТАНУ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ З ПАПЕРОВО-МАСЛЯНОЮ ІЗОЛЯЦІЄЮ

Надійна робота електрообладнання підстанцій є одним з основних чинників, що визначають стабільне електропостачання споживачів. В даний час, як в Україні, так і у всьому світі, склалася тенденція "старіння" парку електрообладнання, в першу чергу – найбільш відповідального трансформаторного обладнання

1.1 Стан енергетичного обладнання в АПК

По даним досліджень, на об'єктах ВАТ "ФСК ЄЕС" (Росія) відносна кількість силових автотрансформаторів і шунтуючих реакторів, нормований термін служби яких вичерпаний, складає від 18% до 45% залежно від класу напруги, причому тенденція до "старіння" обладнання продовжується. Подібна ситуація спостерігається і на об'єктах АПК. На тлі старіння парку трансформаторного обладнання виникають наступні завдання:

1. Оцінка можливості продовження експлуатації обладнання після закінчення нормованого терміну його служби.

2. Об'єктивне обґрунтування вибору черговості і тимчасової послідовності переоснащення.

3. В умовах ринкових відносин міняється ідеологія системи обслуговування обладнання.

Підприємства відмовляються від планової заміни і ремонту електротехнічного обладнання, і переходять на систему обслуговування "по стану". Для вирішення цих завдань необхідне знання закономірностей старіння електричної ізоляції. Критерієм оцінки її стану служить, перш за все, знос целюлозної ізоляції.

Розглянемо такий вид обладнання з целюлозною ізоляцією, як високовольтні вводи силових трансформаторів. Автотрансформаторів, шунтових реакторів. Світовою енергетичною промисловістю випускаються

вводи з різними типами ізоляції, основні з яких приведені в таблиці 1.1.

Ряд підприємств випускають вводи по класах напруги 35 - 110 кВ змінного струму. У загальному обсязі випуску вводи з твердою RIP- ізоляцією займають близько 70%. Вводи класів напруги до 220 кВ включно випускаються тільки з RIP - ізоляцією.

Найважливішою частиною будь-кого вводу являється внутрішня ізоляція, якість якої визначає його надійність і внутрішній ресурс. Більше за півстоліття у вітчизняних і зарубіжних вводах використовується ПМІ конденсаторного типу. Майже монопольне становище ПМІ у вводах високої напруги обумовлено цілим рядом достоїнств цієї ізоляції.

Таблиця 1.1 - Типи ізоляції, що використовуються світовою енергетичною промисловістю

Найменування типу внутрішньої ізоляції	Найменування(аббревіатура), що відповідає публікації МЭК 137 і зарубіжним каталогам	Допустима робоча напруженість $E_{роб.доп.}$ кВ/мм
З паперово-масляною ізоляцією(ПМІ)	Oil impregnated paper(OIP) папір, просочений олією	3,6-4,0
З паперовою ізоляцією, покритою смолою	Resin bounded paper(RBP) папір, покритий смолою	1,6-2,0
З паперовою ізоляцією, просоченою смолою	Resin impregnated paper(RIP) папір, просочений смолою	4,0-6,0

Передусім, це досить висока електрична міцність (короткочасна і тривала), відносно низький рівень діелектричних втрат, сумісність з ізоляцією силових трансформаторів. В той же час, добре відомі і істотні недоліки вводів з ПМІ. З точки зору експлуатації – це відносно високі витримки по обслуговуванню введень, контроль герметичності введень і тиску масла в них, періодичний відбір масла для визначення його характеристик, у тому числі

хроматографічний аналіз розчинних газів в маслі Найголовніший недолік – це вибухово- та пожежонебезпека. Експлуатація маслонаповнених вводів завжди пов'язана з потенційною небезпекою пробою вводу і можливого витіку масла як з вводу, так і з трансформатора через пошкодження вводу. Пробій ПМІ або перекриття паперового остову у вводі, як правило, спричиняють за собою руйнування нижньої фарфорової покривки і подальшу пожежу на трансформаторі з важкими економічними і екологічними наслідками. Реальна небезпека забруднення довкілля при витіканні трансформаторної масла з маслонаповненого обладнання – силових трансформаторів, бакових масляних вимикачів та ін. Тому намітилася тенденція відходу від трансформаторного масла і заміна його на інші види ізоляції. У вводах високої напруги альтернативою трансформаторного масла стала тверда ізоляція. При застосуванні твердої ізоляції ушкодження самого вводу не призведе до таких тяжких наслідків, як при вводах з ПМІ, оскільки виключено витікання масла з силового трансформатора, що містить його десятки тон.

Розглянемо вводи з RVP ізоляцією. До 2004 року на основі RVP ізоляції випускалися вводи для трансформаторів та масляних вимикачів (МВ), а з 2006 року тільки для МВ. Ізоляцію цього типу отримують при намотуванні лакованого паперу, який під впливом високої температури і тиску полімеризується, перетворюючись на монолітне тіло. Для регулювання електричного поля між шарами паперу поміщаються ті, що проводять графітові обкладання. При такій ізоляції вдається усунути ряд недоліків, характерних для введень з ПМІ. Проте у RVP ізоляції є і певні недоліки, пов'язані з технологією її виробництва. Значна частина об'єму залишається непросочені, тобто містить велику кількість газових включень. Це пов'язано з тим, що смола, нанесена на папір, при намотуванні проникає тільки в поверхневий шар (~ на 20 мкм) при загальній товщині паперу 70 мкм. Тому діелектричні характеристики RVP-ізоляції поступаються відповідним характеристикам ПМІ, не дивлячись на значно понижені значення напруженості електричного поля. Рівень часткових розрядів, характеризуючи електричну міцність ізоляції, у вводах з RVP-ізоляцією доходить до 250 пКл, замість 10 пКл у вводах з ПМІ, що обмежує

область використання RVP-ізоляції. електрична міцність RVP ізоляції виявляється недостатньою для створення вводів на напругу 110 кВ з високими економічними показниками. Крім того, впровадження на силових трансформаторах нових методів діагностики припускає проведення досліджень трансформаторів під робочою напругою. Наявність на трансформаторі вводів з рівнем часткових розрядів до 250 пКл створює серйозні проблеми для таких діагностичних робіт.

Розглянемо вводи з RIP ізоляцією. Повне рішення проблем, характерних для вводів з ПМІ і RVP ізоляції може дати тільки застосування твердої RIP-ізоляції, що має низький рівень часткових розрядів до 5 пКл при робочій напрузі і до 10 пКл. При такій ізоляції заздалегідь намотаний паперовий остов просочується епоксидним компаундом під вакуумом, що виключає наявність в ньому газових включень. RP-ізоляція має високу термічну і механічну стійкість. Із застосуванням RP-ізоляції повністю вирішуються проблеми вибухово - і пожежонебезпечних факторів, відпадає необхідність в нижній фарфорової покривці, з'являється можливість заміни верхньою фарфорової покривки захисною оболонкою з ребрами з кремнійорганічної гуми. В результаті значно знижується вага вводу, зменшується його радіальні розміри, відпадають проблеми герметизації конструкції, компенсації температурних змін об'єму масла і так далі. Вводи з RIP ізоляцією складається з наступних конструктивних елементів:

- внутрішній твердій ізоляції типу RIP, виготовленою намоткою на центральну трубу зміцненого електроізоляційного паперу з подальшим просоченням епоксидним компаундом під вакуумом і полімеризацією;
- сполучної втулки, напресованої на внутрішню ізоляцією;
- вимірювального виведення, заземленого під час експлуатації;
- опорного фланця;
- фарфорової покривки або зовнішньої полімерної ізоляції типу RTV-2;
- захисного екрану;
- контактної шпильки і контактної клеми.

Основною конструктивною частиною вводів з RIP ізоляцією служить його ізоляційний остов, який виготовляється із спеціального зміцненого паперу з конденсаторними обкладаннями з алюмінієвої фольги.

Старіння ізоляції в процесі експлуатації обладнання обумовлене впливом великої кількості різних чинників. Дослідження СИГРЕ показують, що старінням є комплексний процес, що включає: - деструкцію целюлози в результаті піролізу (термічного розкладання); - деструкцію целюлози в результаті гідролізу (розкладання унаслідок обмінної реакції з водою); - деструкцію целюлози в результаті окислення (під впливом кислот, кисню і ін.). Гідроліз і піроліз целюлози приводять до її деполімеризації. Обидва механізми утворюють фуранові похідні, які розчиняються в маслі і використовуються для оцінки можливого зниження ступеня полімеризації. Обидва механізми (особливо гідроліз) утворюють воду. Піроліз целюлози викликає також виділення кислот і характерних газів С і CO_2 . Останні використовуються для виявлення перегріву ізоляції. Основними чинниками прискореного старіння ізоляції є: підвищена температура, підвищена вологість виткової ізоляції, кисень і продукти старіння масла. Істотним чинником окислення масла навіть при невеликому змісті кисню є підвищений вміст в маслі металів, особливо мідь.

1.2 Види та особливості ізоляції енергетичного обладнання

Ізоляція є одним з найважливіших елементів конструкції електричних апаратів і значною мірою визначає габарити і надійність роботи апаратів у процесі експлуатації.

Для ізоляції струмоведучих частин апаратів використовуються найрізноманітніші діелектрики: газоподібні, рідкі та тверді. Класифікація ізоляції електричних апаратів може бути проведена за різними ознаками. Тому, ізоляція може бути розділена на дві істотно різні категорії: зовнішня і внутрішня.

Зовнішня ізоляція знаходиться в безпосередньому контакті з навколишнім повітрям і використовує його ізоляційні властивості. Умови роботи зовнішньої ізоляції істотно залежать від місця установки апарату: на повітрі у відкритому розподільному пристрої (ВРП) або в закритому приміщенні - комплектному розподільному пристрої (КРП). У першому випадку (ВРП) зовнішня ізоляція піддається впливу несприятливих атмосферних умов (зниження тиску повітря, коливання температури, зволоження та ін.) і забруднень. Зовнішня ізоляція апаратів КРП працює в більш легких умовах (практично відсутні забруднення). Проте в неопалюваних приміщеннях на поверхні ізоляторів може випадати роса. Внутрішня ізоляція електричних апаратів не має безпосереднього контакту з атмосферним повітрям і розміщується в ізоляційних або металевих оболонках.

В умовах експлуатації ізоляція апаратів піддається комплексу різних впливів: робочої напруги і короточасних підвищень напруги (перенапруг), механічних навантажень, високих температур, електричної дуги та ін. При цьому найважливішою характеристикою ізоляції є її електрична міцність в умовах експлуатації. Ізоляцію поділяють на самовідновлювальну і несамовідновлювальну. Самовідновлювальна ізоляція повністю відновлює свої ізоляційні властивості після перекриття і відключення струму короткого замикання, який міг виникнути в результаті перекриття, розряду. Несамовідновлювальна ізоляція втрачає свої ізолюючі властивості після пробою або відновлює їх неповністю після відключення напруги. Зовнішня ізоляція, як правило, самовідновлювальна.

Внутрішня ізоляція електричних апаратів в більшості випадків несамовідновлювальна. Для багатьох видів несамовідновлювальної ізоляції характерний ефект накопичення часткових незворотних пошкоджень, що призводять до старіння ізоляції.

В електричних апаратах зазвичай використовується комбінація різних видів ізоляції: зовнішньої і внутрішньої самовідновлювальної і несамовідновлювальної. Наприклад, у трансформатора струму є зовнішня

ізоляція і внутрішня ізоляція (між обмотками і елементами однієї і тієї ж обмотки).

Перекриття зовнішньої ізоляції по повітрю або уздовж поверхні фарфорової покрити при її забрудненні і зволоженні (якщо час горіння дуги короткого замикання малий) не призводить до пошкодження апарату. Внутрішня ізоляція трансформаторів струму високої напруги виконується зазвичай на основі комбінації двох діелектриків: рідкого (мінеральне трансформаторне масло) твердого (електротехнічний папір). Такий вид комбінованої паперово-масляної ізоляції (рис. 1.1) широко застосовується в електричних апаратах.

Висока електрична міцність паперово-масляної ізоляції забезпечується за рахунок того, що волокнисті матеріали з целюлози (папір) добре просочуються рідким діелектриком. Перед просоченням паперова ізоляція піддається тривалому сушінню під вакуумом (тиск порядку $10^2 - 10^1$ Па) при високій температурі (90-120° С).

Просочення паперової ізоляції рідким діелектриком проводиться також під вакуумом, при цьому пори і об'єми між волокнами, капіляри волокон заповнюються рідким діелектриком, електрична міцність якого істотно вище, ніж повітря.

При якісному технологічному режимі газові включення в паперово-масляній ізоляції практично відсутні. Пробій внутрішньої паперово-масляної ізоляції призводить до її обуглювання, пропалювання і при протіканні струму короткого замикання до руйнування апарату.

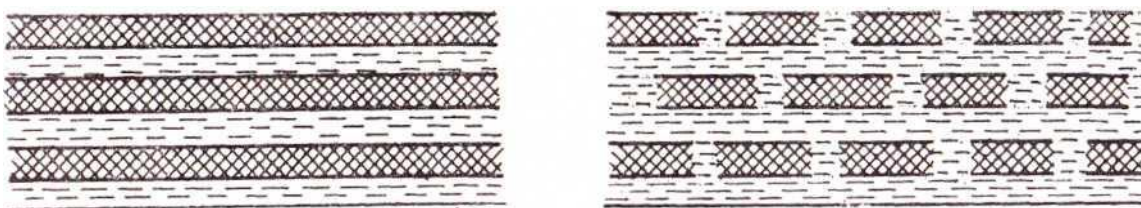


Рисунок 1.1 - Структура паперово-масляної ізоляції: а - листовая; б - при намотуванні стрічкою з зазором між шарами.

На рис 1.2 представлені найбільш розповсюдженні фактори і дефекти пов'язані з пошкодженням ізоляції. Такі дефекти бажано виявляти на ранній

стадії розвитку. В наш час вони виявляються в результаті періодичного контролю тангенса кута діелектричних втрат та шляхом контролю засобами інфрачервоної техніки. До причин появи дефектів можна віднести дію струмів короткого замикання і високочастотних перенапруг, зволоження, утворення струмопровідних відкладень на внутрішній поверхні фарфорової покритишки для введів і т.п.

У міру розвитку дефектів з'являються часткові розряди і змінюється значення тангенса кута діелектричних втрат основної ізоляції. Дефекти в ізоляції можуть розвиватися як повільно, так і за короткий час. Тому періодичний контроль не завжди дозволяє їх зафіксувати, а це диктує необхідність використовувати пристрої безперервного контролю за характеристиками ізоляції. В світі існує декілька виробників таких пристроїв, всі вони базуються на різних методах контролю, проте різні методи нерівнозначні і не однаково ефективні. На даний момент більшість підприємств займаються впровадженням різних систем безперервного контролю ізоляції енергетичного обладнання. Тому, метою роботи є оцінка можливості, ефективності та доцільності використання систем безперервного контролю ізоляції залежно від використовуваного методу контролю.

Дослідники давно займаються оцінкою ступеня старіння ізоляції трансформаторів. Ще в кінці 20-х років ХХ століття були проведені фундаментальні дослідження погіршення властивостей ізоляції в результаті теплового старіння.

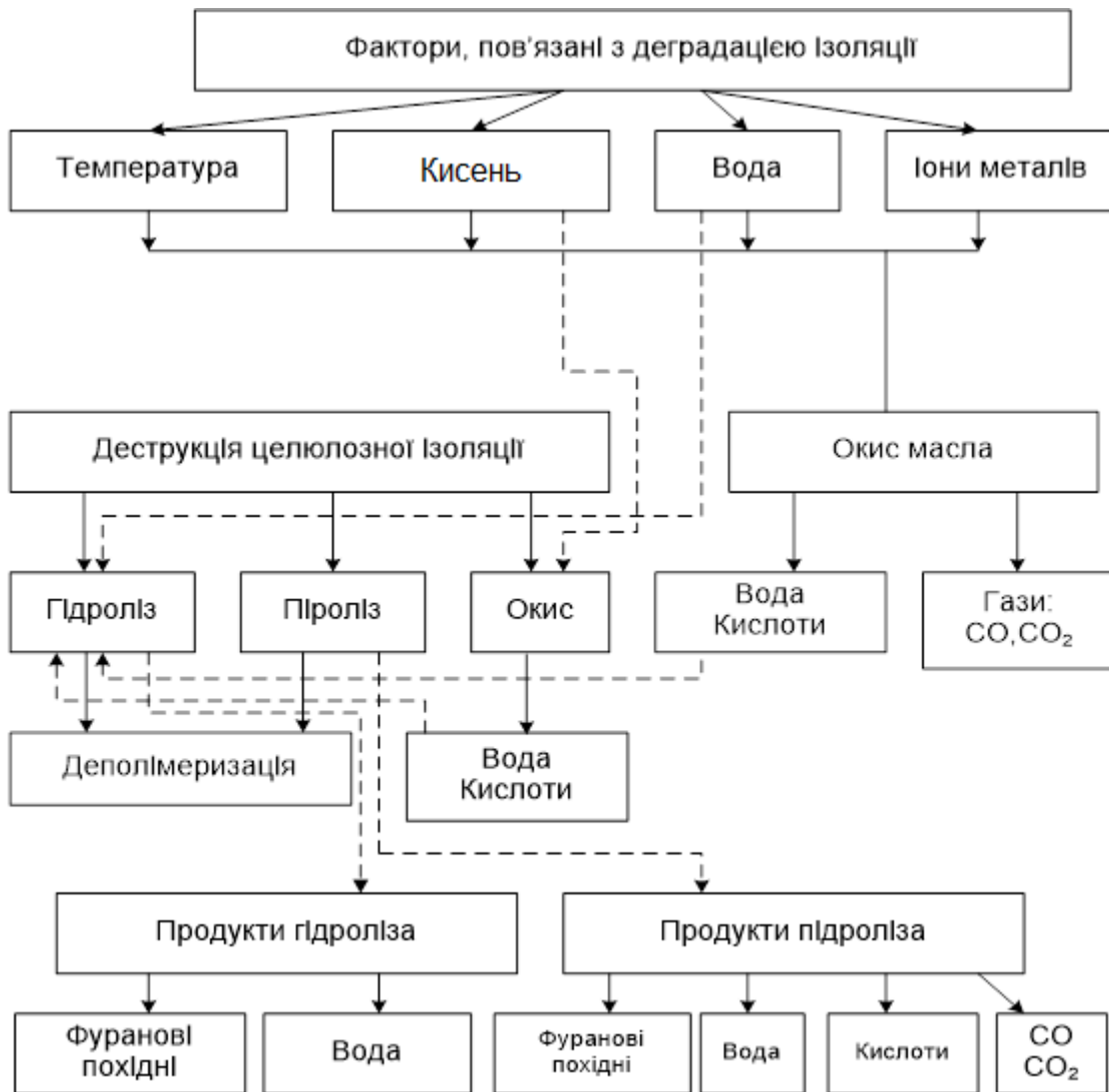


Рисунок 1.2 – Фактори пов'язані з пошкодженням ізоляції

Так, наприклад, широко використовується безперервний контроль температури верхніх шарів масла. Відомо, що теплове старіння ізоляції – термін служби до критичної деструкції целюлозної ізоляції і деградації механічних властивостей паперу. Процеси старіння мають незворотний характер.

Як показник старіння твердої ізоляції (електрокартон та електропапір) трансформатора широко використовується діагностичний параметр - залишкова механічна міцність ізоляції, оскільки її електрична міцність знижується повільніше і основною причиною пошкоджень ізоляції в трансформаторах практично завжди є її руйнування.

Визначення ступеня деградації твердої ізоляції обмоток трансформатора достатньо ефективно проводиться по ступеню полімеризації (СП). Проте її

визначення вимагає відбору проб ізоляції з частин обмотки, що найбільш нагріваються, але з розбиранням обладнання, що, як правило, небажано але, а в робочому стані – взагалі нереально. У такій ситуації важливу роль повинні відіграти непрямі методи, що дозволяють накопичувати достатні дані для оцінки стану ізоляції без розбирання обладнання.

Системи безперервного контролю ізоляції покликані забезпечити зниження аварійності в енергосистемах, а також накопичення даних, необхідних для вдосконалення системи діагностування, автоматизацію вимірювань і аналізу, зменшення об'єму робіт персоналу, зниження впливу людського чинника, автоматичного запису і зберігання даних вимірювань, виявлення тенденцій і швидкості зміни параметрів і своєчасного отримання сигналів про відхилення як черговим персоналом підстанції, так і службами діагностики підприємств. Вони повинні дозволити планувати ремонти обладнання і при необхідності проводити термінове відключення об'єктів, що знаходяться в передаварійному стані. Проте забезпечити такі високі вимоги здатні пристрої, що базуються на методах, які дозволяють з необхідною точністю вимірювати основні характеристики ізоляції. Такими методами, на даний момент, є мостовий метод і метод векторного порівняння.

Закони термічного старіння паперової ізоляції вивчені добре, і на їх основі розроблені методики оцінки зносу ізоляції високовольтного обладнання, наприклад, по температурі найбільш нагрітої точки (ТННТ) обмотки. Ці методики базуються на законі термохімічного зносу Ареніуса і на співвідношенні Монтзінгера. Розрахункові методи визначення ТННТ викладені в ГОСТ 14209-97. Вживаний в стандарті алгоритм розрахунку ТННТ обмотки трансформаторів ґрунтується на спрощених теплових моделях, що знижує точність розрахунку. На сьогоднішній день існує сучасніший міжнародний стандарт МЕК 60076-7 "Керівництво по навантаженню силових масляних трансформаторів".

Розроблена теплова модель силового автотрансформатора, що заснована на електричній схемі заміщення теплових процесів і враховує дані протоколів теплових випробувань автотрансформатора. Застосування моделі дозволяє

отримати точніший результат розрахунку температури ННТ обмотки в режимі експлуатації, і більше підходить для застосування в системах безперервного контролю. Діючі в даний час стандарти не враховують при розрахунку зносу ізоляції такі експлуатаційні параметри, як вологовміст твердої ізоляції, склад розчинних кислот, кисню і продуктів старіння в маслі. Дослідження СИГРЕ показують, що волога і продукти старіння масла, особливо активні кислоти, можуть прискорити процес декомпозиції ізоляції в два і більше разів. У багатьох випадках внутрішні шари ізоляції, виявляються менш зволожені, чим зовнішні шари ізоляції, звернені до масла. Тому розробка методики, що дозволяє враховувати ці важливі параметри, є актуальним завданням.

Висновки до першого розділу

1. Надійна робота електрообладнання підстанцій є одним з основних чинників, що визначають стабільне електропостачання споживачів.
2. В наш час широко використовуються методи та засоби періодичного контролю і значно менше – онлайн моніторингу.
3. Дефекти ізоляції бажано виявляти на ранній стадії розвитку тому потрібно вдосконалювати методи як періодичного так і постійного контролю ізоляції. Це потребує досліджень процесів старіння ізоляції.

2. ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ СТАРІННЯ ІЗОЛЯЦІЇ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

Особливістю роботи внутрішньої ізоляції вимикачів являється можливість впливу на неї в процесі відключення електричної дуги, температура якої досягає кількох тисяч градусів. Крім того, на ізоляцію впливають продукти розпаду середовища, в якій здійснюється охолодження і гасіння дуги.

2.1 Процеси старіння твердої ізоляції

Електрична міцність ізоляції і процеси, що призводять до її порушення (перекриттю або пробою), в значній мірі залежать від виду діелектрика. Тому розглянуті умови розвитку розряду а також перекуриття і пробою в різних типах діелектриків є характерні для апаратної ізоляції: гази, тверді і рідкі діелектрики, а також при їх комбінаціях.

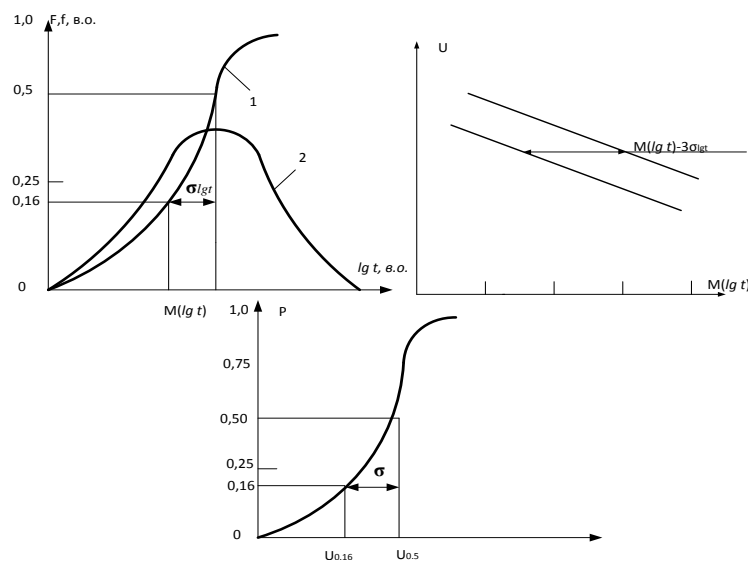


Рисунок 2.1 – Характеристики електричної міцності ізоляції: а – функція розподілу (крива 1) та щільність розподілу (крива 2) пере зарядного часу; б – вольт часова характеристика ізоляції: $U = f[M(\lg t)]$ – крива 1; $U = f[M(\lg t)] - 3\sigma(\lg t)$ – крива 2; в – крива ефекту (залежність ймовірності перекуриття P від амплітуди прикладеної напруги U_m).

2.2 Процеси старіння паперово-масляної ізоляції

Електрична міцність ізоляції при змінній напрузі промислової частоти залежить від швидкості підйому напруги і часу витримки ізоляції при заданій напрузі [32, 41, 42].

Короткочасна електрична міцність ізоляції зазвичай визначається при плавному підйомі напруги промислової частоти до пробивної, причому при таких випробуваннях для зразків ізоляції з пробивним напругою до 20 кВ швидкість підйому напруги зазвичай дорівнює 1 кВ/сек. Тривалість підйому напруги, у будь-якому випадку, не повинна бути менше 10 сек. При великих значеннях пробивної напруги швидкість підйому становить 2-3% від очікуваного пробивної напруги в секунду. При такому способі визначення електрична міцність при плавному підйомі напруги приблизно відповідає міцності при 30-секундній витримці під напругою, що прикладається до ізоляції поштовхом.

Відомо, що залежність пробивної напруги від товщини різна для листової ізоляції, виконаної з конденсаторних і з кабельних паперів.

Розглянемо залежність пробивної напруги від товщини або від числа аркушів конденсаторного паперу в листовій ізоляції з гострим краєм електрода.

Мала товщина кожного аркуша конденсаторного паперу (7-12 мк) обумовлює істотну залежність пробивної напруги від числа аркушів. В одному аркуші конденсаторного паперу завжди є провідні включення, що складаються в основному з частинок вугільного пилу, металів, їх солей та оксидів. Число таких включень залежить від товщини листа і для паперу товщиною 10-12 мк становить 50-60 на квадратний метр її поверхні [11-12].

Якщо товщина діелектрика дорівнює двом аркушам, то електрична міцність його буде визначатися тільки одним листом конденсаторного паперу. Ймовірність збігу двох включень у різних аркушах при площі електродів менше 1 м² дуже мала, тому можна вважати, що кожне провідне включення шунтує тільки один аркуш паперу. При цьому пробій відбувається в місці

розташування включення, що здебільшого відповідає області рівномірного поля.

Точно так само пробивна напруга U_{np} трьох аркушів буде визначатися електричною міцністю двох аркушів; чотирьох аркушів - міцністю трьох аркушів і т. д.

Таким чином,

$$U_{np} = E_{об}(n-1)\delta_n \quad (2.1)$$

де $E_{об}$ - пробивна напруженість паперу за відсутності включень;

δ_n - товщина одного аркушу;

n - число аркушів в шарі ізоляції.

Середня пробивна напруженість E_{np} визначається наступним співвідношенням:

$$E_{np} = \frac{U_{np}}{n\delta_n}. \quad (2.2)$$

Зі збільшенням числа аркушів у шарі ізоляції середня пробивна напруженість буде зростати за законом

$$E_{np} = E_{об} \frac{n-1}{n}. \quad (2.3)$$

Наявність провідних включень в шарі здебільшого призводить до пробую ізоляції в області середини електрода. Однак якщо число аркушів більше семи-восьми, то починає позначатися крайовий ефект на краю електрода (обкладки). Як тільки товщина діелектрика збільшиться до такого ступеня, що провідні включення практично перестануть позначатися ($\frac{n-1}{n}$ близько до одиниці), пробої будуть відбуватися в тому місці, де напруженість електричного поля найбільша.

У різко неоднорідному полі умова пробую може бути сформульована двояко. Якщо виходити з того, що різниця потенціалів, пройдена лавиною електронів, повинна перевершувати певну критичну величину, то умова переходу часткового розряду в наскрізний пробій виразиться наступною формулою:

$$\int_0^{r_k} E_r dr \geq U_{пр}$$

де r - відстань від тієї точки електрода, де напруженість найбільша, відлічена вздовж шляху розвитку розряду;

E_r - напруженість на відстані r ,

$U_{пр}$ - критична величина різниці потенціалів, пройденої лавиною електронів.

При іншій можливій умові розвитку пробою напруженість поля E_r повинна перевершувати напруженість E_0 , достатню для підтримки іонізації на певній відстані r_k , яка необхідно для утворення лавини електронів достатньої інтенсивності. Ця умова виражається формулою:

$$E_{r_k} \geq E_0.$$

Аналіз поля біля краю обкладки плоского конденсатора, з урахуванням її товщини [14, 38], призводить, незалежно від того яку з двох умов розвитку пробою прийнято за критерій, до наступної формули середньої пробивної напруженості в функції від товщини діелектрика d :

$$E_{пр} = kd^{-0,5}, \quad (2.4)$$

де коефіцієнт k залежить від величини U_0 або E_0 .

Характерна залежність пробивної напруженості від кількості аркушів представлена на рис. 2.2 [13]. Як видно з цього рисунка, в даному випадку внаслідок накладення обох розглянутих вище механізмів виникає максимум пробивної напруженості при товщині шару приблизно 80 мк (кількість аркушів близько 8). Кількість аркушів (товщина шару ізоляції), відповідна максимуму пробивної напруженості, залежить від площі електродів, зміщуючись при збільшенні площі у бік більшої кількості аркушів.

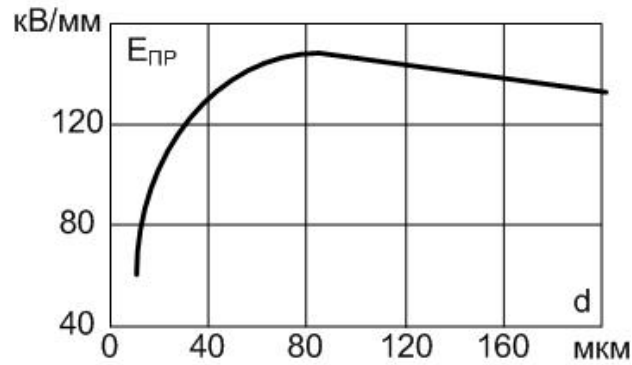


Рисунок 2.2 – Залежність пробивної напруженості від товщини ізоляції для конденсаторного паперу 10 мкм.

У ряді випадків бажано вибрати таку товщину діелектрика, при якій пробивна напруженість була б найбільшою. Тому часто товщину ізоляції секцій, виготовленої з конденсаторного паперу, приймають такою, яка дорівнює семи-восьми аркушам при товщині аркуша 10-12 мкм. Крім короточасної електричної міцності, для ізоляції характерний розкид пробивних напруг окремих зразків. При збільшенні цього розкиду в процесі масового виробництва виробів зростає ймовірність появи зразків з ослабленою ізоляцією. На рис. 2.3 [14] наведені криві розподілу зразків за пробивним напруженням при числі аркушів, рівному 3, 5 і 7. Порівняння кривих розподілу показує, що розкид зразків з п'ятьма аркушами мало відрізняється від розкиду зразків з сімома аркушами, при цьому середньоквадратичне відхилення σ одно 6-8%. Істотне збільшення розкиду в пробивних напругах настає при зменшенні числа аркушів менше п'яти. Зменшення електричної міцності і збільшення розкиду пробивних напруг при зменшенні числа аркушів у шарі менше п'яти призводить до необхідності, в цьому випадку, зниження допустимих напружень. Залежність пробивної напруженості від товщини листової ізоляції з кабельного паперу має дещо інший вигляд. Унаслідок великої її товщини мало ймовірна наявність такого включення, яке б шунтувало весь аркуш.

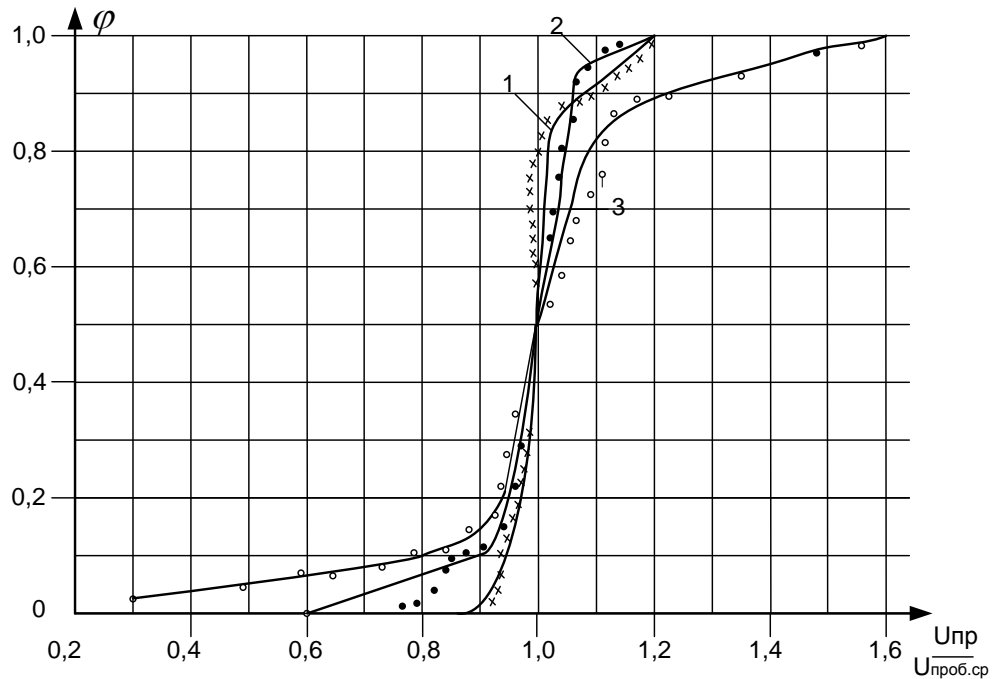


Рисунок 2.3 – Криві ймовірності пробивних напруг для конденсаторного паперу 12 мк.1 - n= 7 аркушів; 2 - n=5 аркушів, 3 - n=3 аркушів

Тому електрична міцність ізоляції з кабельного паперу в області рівномірного або слабо нерівномірного поля мало залежить від товщини ізоляції, поступово зменшуючись із збільшенням товщини діелектрика. В області сильно нерівномірного поля на краю електрода середня пробивна напруженість зменшується приблизно пропорційно $d^{-0.5}$. Залежність пробивної напруженості масляного прошарку від товщини для рівномірного поля в зазорі, прилеглому до електрода (пунктиром показана область розкиду пробивних напруженостей) показана на рисунку 2.4.

Слід зазначити, що електрична міцність листової ізоляції з конденсаторного паперу при напрузі промислової частоти перевершує міцність такої ізоляції з кабельного паперу приблизно в два рази (120 кВ/мм для конденсаторного паперу і 50 кВ/мм для кабельної). Це пояснюється як більшою щільністю конденсаторного паперу, так і меншими товщинами шарів ізоляції, застосовуваних в даному випадку.

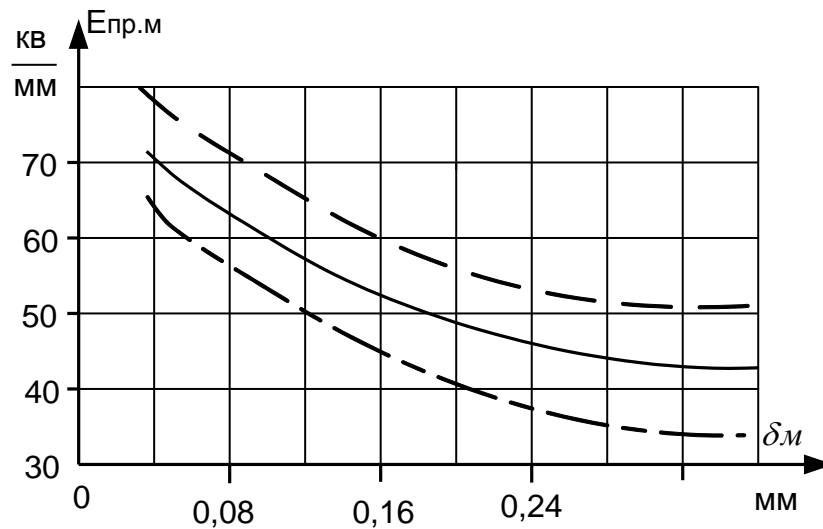


Рисунок 2.4 – Залежність пробивної напруженості масляного прошарку від товщини для рівномірного поля в зазорі, прилеглому до електрода (пунктиром показана область розкиду пробивних напружень).

У стрічкової ізоляції наявність масляних зазорів між шарами паперу значно полегшує розвиток пробою. Електрична міцність масляного зазору набагато менше міцності одного шару паперу такої ж товщини. Тому в масляних зазорах при певній напрузі виникають місцеві часткові розряди, що призводять при подальшому зростанні напруги до пробою ізоляції. Схема розвитку пробою в стрічковій ізоляції показана на рисунку 2.5. Залежність пробивної напруги від товщини ізоляції для кабельного паперу (стрічкова ізоляція) показана на рисунку 2.6.

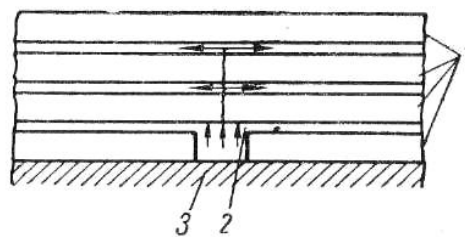


Рисунок 2.5 – Схема розвитку пробою в стрічковій ізоляції.

1 – папір; 2 – масляна прошарок, 3 – жила.

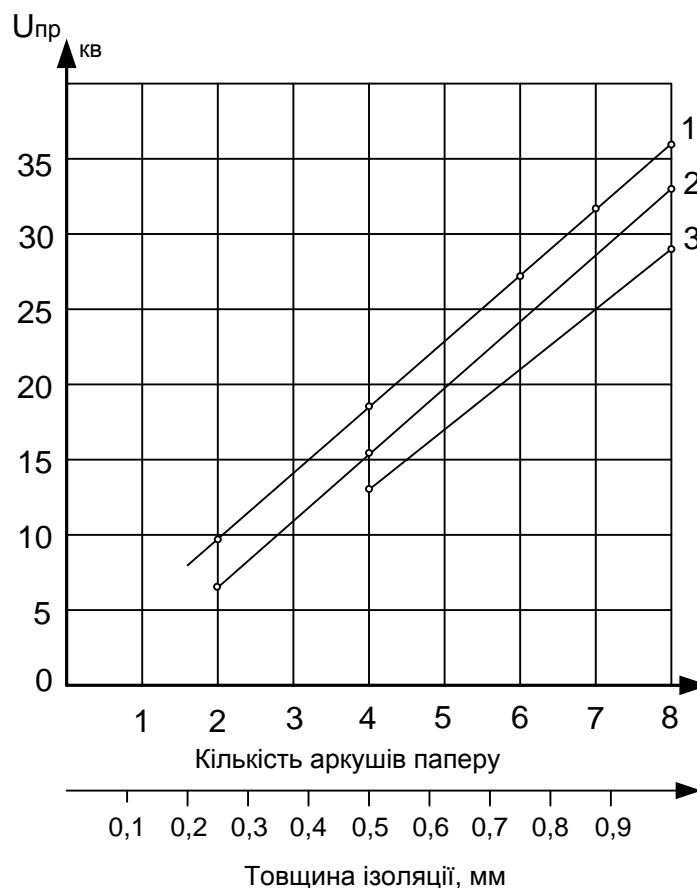


Рисунок 2.6 – Залежність пробивної напруги від товщини ізоляції для кабельного паперу (стрічкова ізоляція): 1– зразки без масляних прошарків; 2 – зразки з масляними прошарками товщиною в один шар паперу (0,12 мм) , розташованими у стрижня; 3 – теж саме тільки з масляними прошарками товщиною в два шари паперу.

Дуже часто, особливо при тривалому впливі підвищеної напруги, пробій стрічкової ізоляції розвивається на велику відстань по зигзагоподібному шляху між шарами паперу, так як при розряді в масляному зазорі виникає поздовжня складова напруженості електричного поля, що сприяє розвитку пробію між шарами до найближчого масляного каналу. Конструкція зразків паперово-масляної ізоляції показана на рис. 2.7.

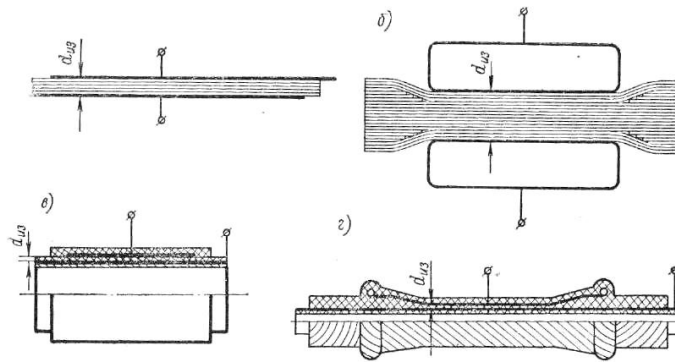


Рисунок 2.7 – Конструкція зразків паперово-масляної ізоляції: а – листова ізоляція, електроди з гострими краями, б – листова ізоляція, електроди з ослабленим крайовим ефектом; в – стрічкова ізоляція, електроди з гострими краями; г – стрічкова ізоляція, електроди з ослабленим крайовим ефектом.

У стрічкової ізоляції з кабельного паперу [15], внаслідок масляних зазорів між стрічками, електрична міцність одного шару дуже низька і суттєво зростає із збільшенням товщини ізоляції. Починаючи з восьми-десяти шарів, накладених з зазором між стрічками, і з чотирьох-п'яти шарів, накладених впівнахилу, пробивна напруженість в області слабо нерівномірного поля мало змінюється з ростом товщини ізоляції, а пробивна напруга зростає пропорційно цій товщині (рис. 2.7). За наявності значної нерівномірності поля електрична міцність у великій мірі визначається конфігурацією поля електродів.

У разі гострого краю електрода (рис. 2.7, а і в) середня пробивна напруженість падає пропорційно $d^{-0.5}$. У зразках з усуненим крайовим ефектом (рис. 2.7, г) пробивна напруженість визначається максимальною напруженістю.

У цьому випадку пробивну напругу пропорційна $r \ln \frac{r_2}{r_1}$, де r_1 і r_2 – внутрішній і зовнішній радіуси електродів.

На рис. 2.8 показана залежність пробивної напруги від товщини діелектрика для апаратної ізоляції трансформаторів струму ланкового типу, електродами якого є два тороїда. Порівняння наведеної експериментальної і розрахункової залежностей показує, що пробивна напруга в цьому випадку також визначається максимальною напруженістю, яка в середньому становить 40-50 кВ/мм.

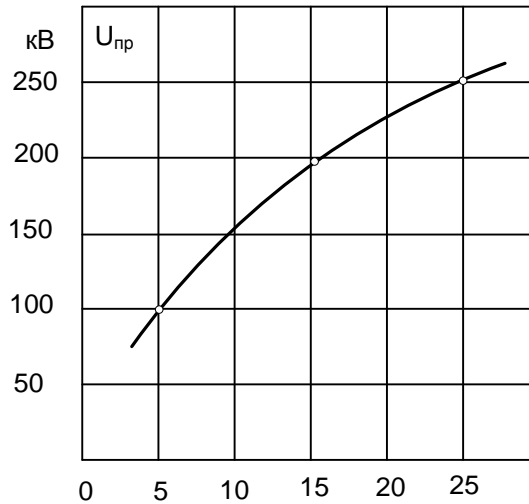


Рисунок 2.8 – Залежність пробивної напруги від товщини для ізоляції трансформаторів струму ланкового типу.

Товщина ізоляції на кожному електроді - $\frac{d}{2}$.

2.3 Залежність пробивної напруги від площі електродів

Через великий розкид величин пробивної напруги одних і тих же зразків, виготовлених з кабельного або конденсаторного паперу, ця напруга істотно залежить від площі електродів.

У ряді випадків, за технічними можливостями і економічних міркувань, недоцільно проводити досліди на зразках великої площі.

Користуючись методами статистичної обробки результатів спостережень, можна на підставі знайдених з досліду значень електричної міцності великої кількості зразків з малою площею S_0 розрахувати електричну міцність зразків з великою площею $S=mS_0$.

Назвемо зразок площею S_0 одиничним. Припустимо, що для таких зразків мінімальна пробивна напруга рівна U_1 , максимальна U_q , а ймовірність наявності зразка з пробивною напругою (зразок k - го номера) при одному випробуванні дорівнює p_k .

Імовірність наявності зразка з пробивною напругою $U \leq U_k$ дорівнює:

$$\varphi_k = \sum_{i=1}^k p_i \cdot \quad (2.5)$$

Імовірність відсутності k - го номера при m випробуваннях або в партії з m зразків дорівнює $(1 - p_k)m$. Тоді імовірність наявності хоча б одного зразка k - го номера в партії з m зразків буде визначатися співвідношенням :

$$x_k(m) = 1 - (1 - p_k)^m. \quad (2.6)$$

Припустимо, що випробуванням піддаються зразки, кожен з яких має площу $S_m = mS_0$. Зразок може бути пробитий при напрузі U_k тільки в тому випадку, коли серед m одиничних зразків, що входять до складу зразка площею S_m , не буде жодного зразка номером нижче k і буде хоча б один зразок k - го номеру.

Отже, для зразка площею $S_m = mS_0$ імовірність пробивної напруги U_k , рівна $P_k(m)$, буде визначатися добутком двох імовірностей: імовірність наявності в партії з m зразків хоча б одного з номером k , рівної $x_k(m)$, і вірогідності відсутності у цій партії зразків з номером нижче k , рівної

$$\prod_{i=0}^{k-1} [1 - x_i(m)]. \quad (2.7)$$

Таким чином,

$$P_k(m) = \frac{x_k(m) \prod_{i=0}^{k-1} [1 - x_i(m)]}{\sum_{k=1}^q x_k(m) \prod_{i=0}^{k-1} [1 - x_i(m)]}, \quad (2.8)$$

де $\sum_{k=1}^q x_k(m) \prod_{i=0}^{k-1} [1 - x_i(m)]$ – нормувальний коефіцієнт, що приводить до одиниці суму ймовірностей $P_k(m)$ пробою зразка великої площі при всіх можливих напругах.

Після перетворення формули (2.8) можна привести до простішого вигляду:

$$P_k(m) = \frac{z_{k-1}^m - z_k^m}{1 - z_q^m}, \quad (2.9)$$

де

$$z_k = \prod_{i=0}^k (1 - p_i), \quad (2.10)$$

а

$$z_0 = 1 - p_0 = 1,$$

так як p_0 згідно з визначенням дорівнює нулю (всі пробої при напрузі від 0 до U_1 віднесені до ймовірності p_0),

Ймовірність пробою зразка площею S_m напругою, рівною або меншою U_k , буде складати:

$$\psi_k(m) = \sum_{i=1}^k \rho_i(m) = \frac{\sum_{i=1}^k (z_{k-1}^m - z_k^m)}{1 - z_q^m} = \frac{1 - z_k^m}{1 - z_q^m}. \quad (2.11)$$

Оскільки зазвичай $z_q^m \approx 0$, то

$$P_k(m) \approx z_{k-1}^m - z_k^m, \quad (2.12)$$

$$\psi_k(m) \approx 1 - z_k^m, \quad (2.13)$$

Середня пробивна напруга зразка площею $S_m = {}_m S_0$ рівна:

$$U_{np}(m) = \sum_{k=1}^q P_k(m) U_k \quad (2.14)$$

При досить великому значенню m

$$z_k = \prod_{i=0}^k (1 - \rho_i) = 1 - \varphi_k + \zeta \quad (2.15)$$

де ζ дорівнює сумі похідних з ρ_i в різних комбінаціях.

Так як величини $\rho_i < 1$, то $\zeta \leq \varphi_k$, і ζ можна знехтувати в порівнянні з φ .

Тоді

$$\psi_k(m) = 1 - (1 - \varphi_k)^m, \quad (2.16)$$

$$P_k(m) = \psi_k(m) - \psi_{k-1}(m). \quad (2.17)$$

Таким чином, за формулами (2.14), (2.16) і (2.17), маючи дані про вихідний розподілі зразків площею S_0 по пробивним напругам, можна обчислити розподіл за цєю напругою зразків площею $S > S_0$, а також їх середню пробивну напругу.

На рис. 2.9 і 2.10 наведені криві розподілу зразків за їх пробивною напругою при різних площах електродів.

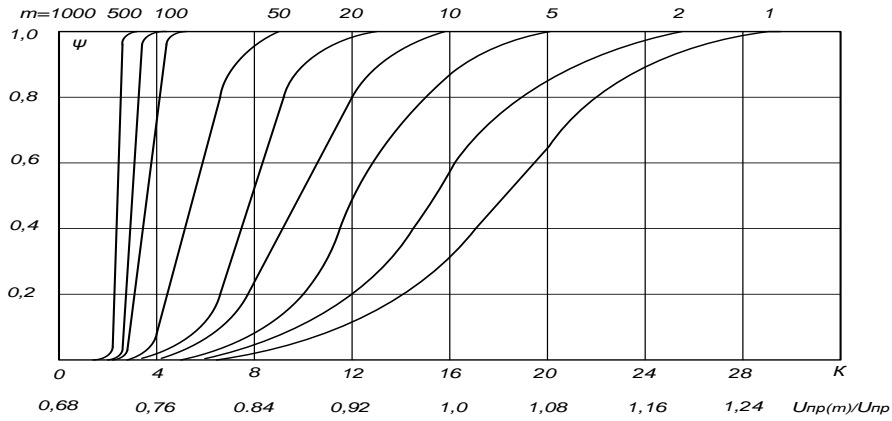


Рисунок 2.9 – Інтегральні криві розподілу зразків за пробивними

напругами при різних значеннях $m = \frac{U_{np}(m)}{U_{np}}$.

На рис. 2.10 представлена залежність пробивної напруги від площі електродів.

З кривих випливає, що із збільшенням площі зменшується як середнє пробивна напруга зразків, так і розкид їх пробивних напруг.

Формула (2.14) придатна для будь-якого розподілу зразків за пробивною напругою.

$$\psi_k(m) = 1 - (1 - \varphi_k)^m = 0,5,$$

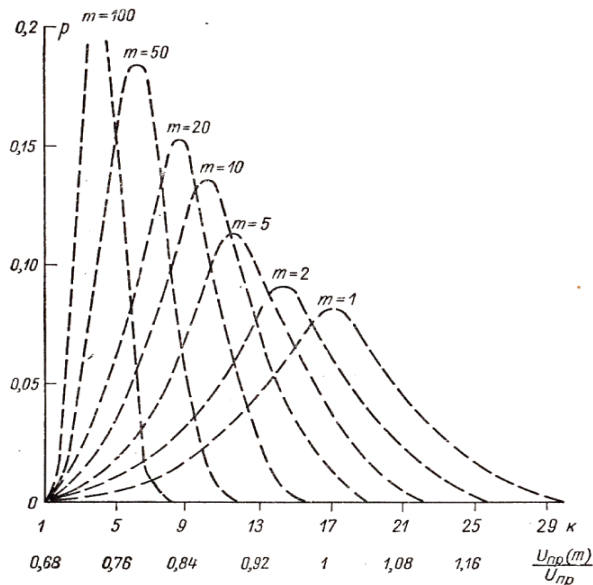


Рисунок 2.10 – Диференціальні криві розподілу зразків за пробивною напругою

при різних значеннях $m = \frac{U_{np}(m)}{U_{np}}$.

Звідки

$$\varphi_k = 1 - 0,5^{\frac{1}{m}}. \quad (2.17)$$

Число дослідів, необхідне для надійного визначення може бути знайдено з наступного виразу :

$$n = \frac{\varphi_k(1-\varphi_k)\beta^2}{\nu^2} \quad (2.18)$$

де ν - точність визначення φ_k ;

β - коефіцієнт, що залежить від бажаної надійності α , який може, бути знайдений з співвідношення $\Phi(\beta) = \alpha$.

Якщо виразити величину ν в частках від φ_k ($\frac{\nu}{\varphi_k} = \nu_1$), то

$$n = \frac{(1-\varphi_k)\beta^2}{\varphi_k \nu_1^2} = B \frac{1-\varphi_k}{\varphi_k}. \quad (2.19)$$

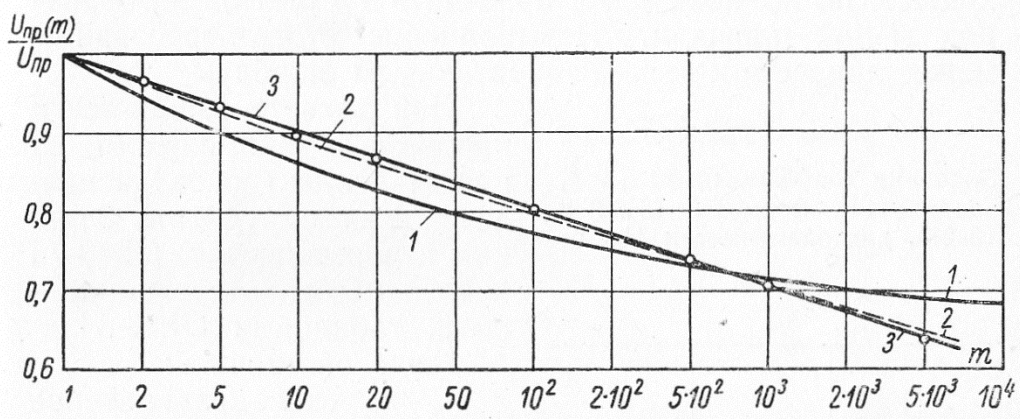


Рисунок 2.11 – Залежність пробивної напруги від площі електродів для паперово-масляної ізоляції.

1 – по (2.14), 2 – по (2.22), 3 – по (2.24).

Значення коефіцієнта B для різної надійності і точності визначення наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Значення коефіцієнта В у формулі (2.20)

Надійність α	Точність $v_1, \%$		
	± 25	± 50	± 100
0,9	43	10,75	2,7
0,997	144	36	9

З формул (2.18) і (2.20) отримуємо:

$$\frac{n}{m} = \frac{B(1 - \varphi_k)}{m(1 - 0,5^{\frac{1}{m}})} \quad (2.21)$$

При $m > 10$ формула (2.21) набуває вигляду :

$$\frac{n}{m} = \frac{B}{0,69} = 1,45B.$$

Для точності $\pm 100\%$ і надійності 0,9

$$\frac{n}{m} = 3,92 \approx 4 \text{ і } n = 4m,$$

тобто при вибраному коефіцієнті моделювання необхідно, принаймні, проробити $4m$ дослідів на зразках малої площі.

Таблиця 2.2 – Значення коефіцієнтів α і β вхідних, що входять до формули (2.22) і (2.23), для залежності U_{np} від $\frac{S_m}{s_0} = m$

m	α	β
1	0	1
10	1,54	0,59
10^2	2,5	0,43
10^3	3,25	0,35
10^4	3,85	0,3

При розрахунку залежності пробивної напруги від площі електродів розподіл можна вважати близьким до нормального і скористатися спеціальними таблицями .

Якщо позначити:

δ_0 - середнє квадратичне відхилення, для зразків площею S_0 ;

δ_m - середнє квадратичне відхилення, для зразків площею S_m ,

то

$$U_{np} - U_{np}(m) = \alpha \sigma_0 \quad (2.22)$$

$$\sigma_m = b \sigma_0, \quad (2.23)$$

де α і b табличні функції від m , значення яких наведені в табл. 2.2.

На рис. 2.12 приведена типова залежність пробивної напруги від площі електродів для листової ізоляції з кабельного паперу при 50 Гц.

У ряді випадків для більш грубої оцінки впливу площі електродів на зміну пробивної напруги можна скористатися формулою

$$U_{np}(m) = U_{np} - A \lg m, \quad (2.24)$$

де U_{np} - середня пробивна напруга зразків площею S_0 ;

A - коефіцієнт, визначений за експериментальними даними.

На рисунку 3-10 наведене порівняння залежностей, обчислених по формулах (2.14) і (2.24). Як випливає з цього малюнка, при $m < 10^3$ формула (2.24) дає досить гарне наближення.

2.4 Вплив товщини й щільності паперу, сорту мінерального масла на короткочасну електричну міцність

Характеристики ізоляційних паперів складу, що просочує, багато в чому визначають електричну міцність паперово-масляної ізоляції.

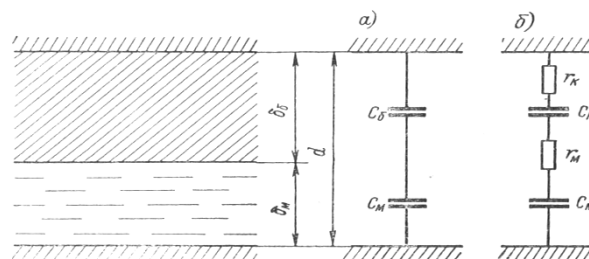


Рисунок 2.12 – Еквівалентна схема паперово-масляної ізоляції:

a – для визначення напруги на масляному прошарку;

b – для визначення діелектричних втрат в ізоляції.

Оскільки паперово-масляна ізоляція складається з ряду послідовних шарів паперу й масла, то при розгляді електричної міцності таку ізоляцію найбільше доцільно замінити еквівалентною схемою, наведеною на рис. 2.12, у якій уся товщина паперово-масляної діелектрика розбита на два шари: паперу і мінерального масла, з'єднаних послідовно .

Для напруженості електричного поля в масляному прошарку(E_M) і в папері(E_δ) справедливе співвідношення

$$\frac{E_M}{E_\delta} = \frac{\varepsilon_M}{\varepsilon_\delta} = 1,7 \quad (2.25)$$

Тому що звичайно $\varepsilon : \varepsilon \approx 1,7$ отже, в стільки ж раз напруженість у масляних прошарках перевищує напруженість у папері.

Відмінність напруженості в масляному прошарку від середньої напруженості буде залежати від співвідношення між товщинами масляної плівки й шару паперу.

Якщо ввести позначення:

δ_M – товщина масляного прошарку;

δ_δ – товщина аркуша паперу;

ΔU – частка напруги, що доводиться на двошаровий діелектрик, то для еквівалентної схеми рис. 2.12 маємо:

$$E_M = \frac{\Delta U C_\delta}{\delta_M (C_M + C_\delta)} = \frac{\Delta U \frac{\varepsilon_\delta}{\delta_\delta}}{\delta_M \left(\frac{\varepsilon_M}{\delta_M} + \frac{\varepsilon_\delta}{\delta_\delta} \right)} = \frac{\Delta U \varepsilon_\delta}{\varepsilon_M \delta_\delta + \varepsilon_\delta \delta_M}$$

І відношення E_M до середньої напруженості $E_{пр} = \Delta U : (\delta_\delta + \delta_M)$ буде рівним:

$$\frac{E_M}{E_{cp}} = \frac{\varepsilon_\delta \left(1 + \frac{\delta_M}{\delta_\delta} \right)}{\varepsilon_M + \varepsilon_\delta \frac{\delta_M}{\delta_\delta}} \quad (2.26)$$

Таким чином, величина $E_M : E_{cp}$ залежить тільки від відношення $\delta_M : \delta_\delta$.

Зазвичай для листової ізоляції величина δ_M і тоді:

$$\frac{E_M}{E_{cp}} = \frac{\varepsilon_{\delta}}{\varepsilon_M} = 1,7.$$

Для стрічкової ізоляції $\delta_M : \delta_{\delta} = 1$, і лише порушення в технології виготовлення може привести до появи великих масляних прошарків. При цьому

$$\frac{E_M}{E_{cp}} = \frac{2\varepsilon_{\delta}}{\varepsilon_M + \varepsilon_{\delta}} \approx 1,2$$

Пробивна напруженість масляного зазору суттєво залежить від його товщини.

Якщо відношення $\delta_M : \delta_{\delta}$ залишається незмінним, то як у стрічковій, так і в листовій ізоляції зі зменшенням δ_{δ} , зменшується й величина δ_M , що приводить до збільшення пробивної напруженості масла в масляному зазорі. Тому застосування більш тонкого паперу дозволяє значно погіршити утворення місцевих розрядів у масляних прошарках, а отже, підвищити електричну міцність ізоляції в цілому.

На рисунку 2.13 наведена залежність короточасної електричної міцності від товщини аркуша паперу стосовно до листової ізоляції, а на рис. 2.14 аналогічна залежність для стрічкової ізоляції.

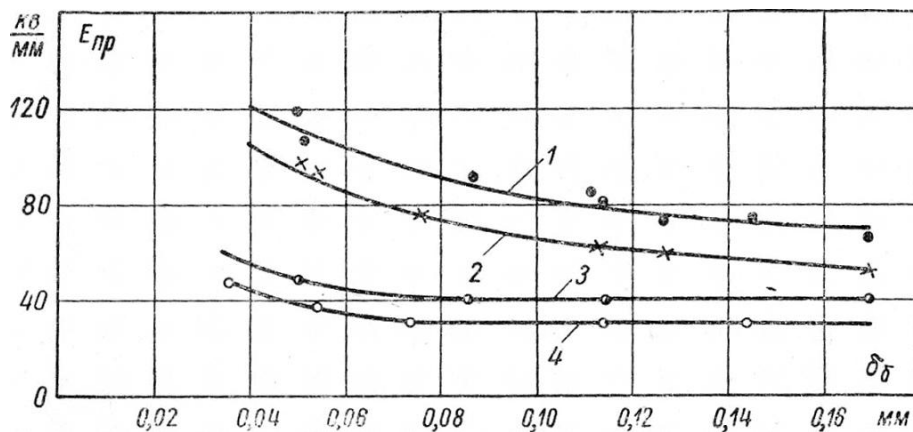


Рисунок 2.13 – Залежність пробивної напруженості від товщини аркуша паперу для листової ізоляції (плоскі зразки): 1 – бraitсток; короточасне прикладення напруги; 2 – трансформаторне масло; 50 Гц; 3 – трансформаторне масло; тривале прикладення напруги 4 – бraitсток, 50 Гц.

Збільшення щільності паперу викликає наступні зміни електричних характеристик паперово-масляної ізоляції.

З одного боку, зі збільшенням щільності зростає електрична міцність аркушів паперу внаслідок збільшення змісту клітковини в аркуші, яке пропорційно відношенню щільності паперу δ_6 до щільності клітковини γ_k . Крім того, скорочуються розміри елементарних масляних каналів у папері, що також підвищує її міцність.

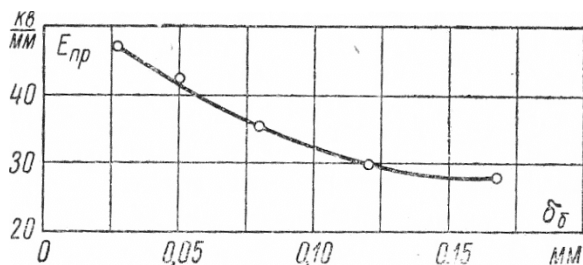


Рисунок 2.14 – Залежність пробивної напруженості від товщини листа паперу для стрічкової ізоляції

З іншого боку, збільшення щільності приводить до росту діелектричної проникності аркуша паперу ϵ_6 згідно зі співвідношенням

$$\epsilon_6 = \frac{C_M C_K}{C_M + C_K} = \frac{\epsilon_M \epsilon_K}{\epsilon_M (1 - a) + \epsilon_K a} \quad (2.26)$$

де ϵ_K – діелектрична проникність клітчатки, яка рівна $7 \epsilon_0$;

a – об’ємна частка масла в листі паперу:

$$a = 1 - \frac{\gamma_6}{\gamma_k} \quad (\gamma_k = 1,55 \text{ г/см}^3). \quad (2.27)$$

Залежність діелектричної проникності від щільності паперу наведена на рис. 2.15. Зростання діелектричної проникності паперу супроводжується збільшенням напруженості в масляних прошарках паперово-масляної ізоляції, що сприяє розвитку розрядів у цих прошарках і полегшує пробій ізоляції. При визначенні короточасної міцності переважає вплив першого фактора, що сприяє її збільшенню з ростом щільності паперу.

Так, наприклад, при збільшенні щільності паперу з 0,7 до 1,3 г/см³ електрична міцність листової ізоляції (плоскі зразки) підвищується на 60%

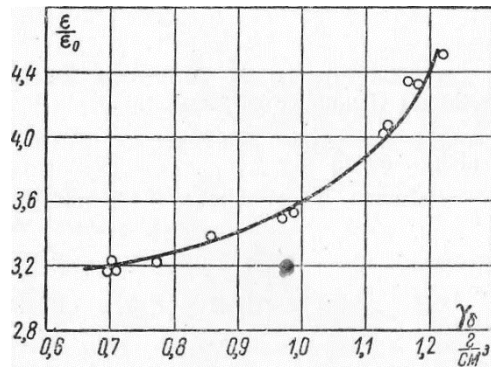


Рисунок 2.15 - Залежність діелектричної проникності від щільності паперу

Сорт мінерального масла, застосовуваного при просоченні ізоляції, також позначається на короточасній електричній міцності.

Використання більш густого масла (бraitсток), що має більшу діелектричною проникністю, приводить до зменшення напруженості в масляних прошарках і збільшенню короточасної електричної міцності ізоляції.

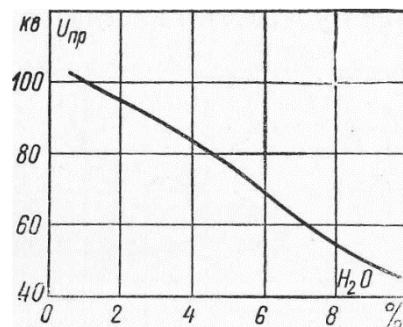


Рисунок 2.16 – Залежність пробивної напруги паперово-масляної ізоляції від вологості паперу $d=1$, мм

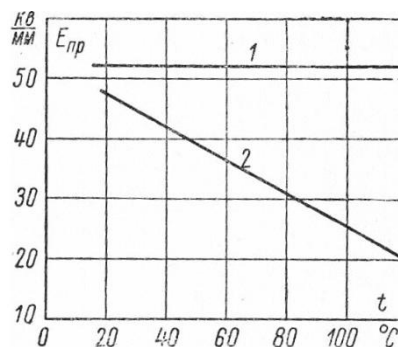


Рисунок 2.17 – Залежність пробивної напруги паперово-масляної ізоляції від температури 1 – для добре висушеного паперу і 2 – для погано висушеного паперу

Якість технологічного процесу сушіння й просочення суттєво позначається на електричній міцності ізоляції, тому що при поганому вакуумному сушінні волога з паперу віддається неповністю. Вплив залишкової вологості ізоляції на пробивну напругу ілюструється рис. 2.17.

Крім того, залишкова вологість в ізоляції приводить до помітного зниження електричної міцності з ростом температури (рис. 2.17).

Висновки до другого розділу

1. Основними завданнями діагностики старіння ізоляції в режимі експлуатації є:

- виявлення стану паперово-оливної ізоляції, при якому можливе істотне скорочення терміну служби при заданій температурі (оцінка ступеня зволоження, ступені старіння масла і накопичення активних кислот в ізоляції);

- оцінка залишкового ресурсу і виявлення ступеня старіння ізоляції, що наближається до гранично допустимою;

- виявлення аномального нагріву ізоляції.

2. Проведений аналіз показує, що істотне значення при оцінці старіння ізоляції має контроль її вологовмісту, наявність розчинних кислот в маслі.

3. МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ КОНТРОЛЮ ІЗОЛЯЦІЇ ОБЛАДНАННЯ ЕЕС

Як вітчизняний, так і закордонний досвід експлуатації вказує на відносно велику частину пошкоджуваності обладнання із-за дефектів паперово-масляної ізоляції.

Основні дефекти викликані зволоженням паперово-масляної ізоляції.

Для виявлення й усунення таких дефектів в експлуатації потрібно проведення діагностичних випробувань і ремонт із розбиранням обладнання.

3.1 Класифікація методи та засобів періодичного контролю ізоляції

На думку працівників ряду фірм ремонт енергетичного обладнання, на прикладі вводів, проведений в умовах експлуатації, не виключає надалі ушкодження електрообладнання через складну технологію відновлення рівня ізоляції й забезпечення необхідного об'єму післяремонтних випробувань, а саме:

- технологічне обладнання, що є на ремонтних ділянках енергосистем, у найкращому разі дозволяє зробити лише заміну масла й відновити в термовакuumній печі внутрішню ізоляцію у простих випадках його зволоження (як правило, для вводів класів напруги не вище 150 кВ);

- відсутність запасних деталей не дозволяє при ремонті проводити модернізацію окремих вузлів, що підвищує надійність, наприклад, підвищити коефіцієнт електричної міцності;

- повністю відсутня можливість ремонту із заміною ізоляційного остова, що необхідно у випадку необоротної деструкції (старіння) ПМІ.

Наявне на ремонтних ділянках (цехах) випробувальне обладнання не дозволяє надійно провадити перевірку якості усунення дефектів. Для якісної перевірки, особливо зістареної ізоляції, необхідні вимірювання $\text{tg } \delta$ ізоляції і ЧР при випробних напругах не нижче робочих. Як правило, є тільки можливість

вимірювання $\text{tg } \delta$ ізоляції при напрузі 10 кВ. В експлуатації відсутні методичні розробки із комплексного оцінювання стану ПМІ.

Не дивлячись на ці застереження в НЕК «Укренерго» було вирішено організувати ремонт обладнання з ПМІ на прикладі вводів, в умовах експлуатації і створити централізовану дільницю з ремонту вводів у Південно-Західній енергосистемі (ПЗЕС).

При цьому:

- технологічне обладнання, що є на дільниці, дозволяє виконати досить складний ремонту вводу з ПМІ, правда, без перемотки остова;

- наявне на дільниці випробувального обладнання дозволяє періодично проводити перевірку якості відремонтованого обладнання з ПМІ з вимірюванням діелектричних втрат при напругах до рівня 0,8 заводської випробувальної напруги;

- під час експлуатації розроблено методики із оцінювання стану високовольтних вводів.

Використання внутрішньої ізоляції без попередньої перевірки допускається в наступних випадках:

- не порушена герметичність вводу, що приводить до повної втрати внутрішнього тиску трансформаторного масла;

- проведений аналіз масла.

Якщо аналіз масла задовольняє значенням приймально-здавальних випробувань, то ізоляцію використовувати без подальшої попередньої перевірки.

Якщо аналіз масла не задовольняє результатам приймально-здавальних випробувань, або строк зберігання перевищує 3 роки, необхідно:

- масло злити;
- відвакуумувати обладнання (ввод) на протязі 12 годин;
- залити обладнання (ввод) новим трансформаторним маслом;
- зробити повторний аналіз масла, при позитивних результатах зробити високовольтні виміри.

За результатами вимірів і рішення працівників високовольтної електротехнічної лабораторії видається й відображається в акті рішення про подальше використання внутрішньої ізоляції.

Тому більшу частину випробовувань ПМІ складають періодичні випробовування.

3.2 Методи та засоби періодичного ручного контролю ізоляції

Отже, проаналізуємо методи та засоби періодичного контролю ПМІ.

3.2.1 Вимірювання опору ізоляції

Цим методом випробувань можуть бути виявлені лише грубі дефекти ізоляції. Опір основної ізоляції і ізоляції вимірювальної та останньої обкладок вимірюють мегомметром на напругу 2,5 кВ.

Виміри опору основної ізоляції і ізоляції вимірювальної та останньої обкладок слід виконувати згідно з схемою на рисунку 3.1.

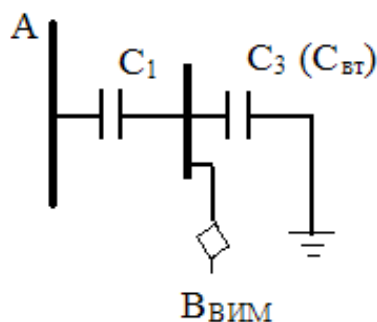


Рисунок 3.1 - Ємнісні схеми заміщення ізоляції маслонаповнених уводів з паперово - масляною ізоляцією; А - струмовідна труба уводу; ВП - вивід спеціальний; Ввим - вивід вимірювальний. C_1 – ємність основної ізоляції; C_2 – ємність останньої обкладки.

Значення опору ізоляції останньої обкладки під час уведення в експлуатацію повинно бути не меншим, ніж 1000 мОм, а в процесі експлуатації – не меншим, ніж 500мОм, якщо інше не передбачено заводськими інструкціями.

3.2.2 Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат і ємності

Величина тангенса кута діелектричних втрат $tg\delta$ дає усереднену об'ємну характеристику стану діелектрика. Чим більше ємність об'єкта, тим менше впливає на загальний $tg\delta$ величина втрат у місцевому дефекті.

Місцеві дефекти, тобто дефекти, що охопили порівняно невелику частину об'єму діелектрика, а також зосереджені дефекти погано виявляються виміром діелектричних втрат, причому тим гірше, чим більше об'єм випробовуваного діелектрика.

При випробуванні об'єктів з малим об'ємом ізоляції (з малою ємністю), наприклад, уводів, трансформаторів струму й т.п., виміром $tg\delta$ все-таки вдається виявити сильно розвинені місцеві й зосереджені дефекти.

Вимір діелектричних втрат є одним з основних методів профілактичного контролю стану органічної ізоляції (маслонаповнені й паперово-масляні уводи, трансформатори, паперово-бакелітові ізолятори й т.п.).

Виміри діелектричних втрат і ємності основної ізоляції і ізоляції вимірювальної та останньої обкладок слід виконувати згідно з схемами заміщення ізоляції маслонаповнених уводів (рис. 3.1) і таблицею 3.2.

Одночасно з виміром $tg\delta$ повинен виконуватися вимір ємності C_x ізоляції. Зростання ємності C_x у порівнянні з її нормальною величиною для даного об'єкта (або з величиною, отриманої при минулих вимірах) свідчить про зволоження ізоляції або про пробій окремих шарів ізолятора, а для ізолятора, що складається з ряду послідовно з'єднаних елементів (конденсатори, прохідні ізолятори конденсаторного типу), — про пробій одного або декількох із цих елементів. Тому величина ємності об'єкта є одним з показників стану його ізоляції. Граничне збільшення ємності основної ізоляції під час першого увімкнення повинне відповідати вимогам заводу-виробника, а під час експлуатації відрізнятись не більше ніж на 5 % від значень, що виміряні під час уведення в експлуатацію.

Випробувальна напруга основної ізоляції – 10 кВ, ізоляції останньої обкладки – 5 кВ.

Знімаючи залежність $tg\delta$ від напруги, що прикладена до об'єкту (крива іонізації, рис. 3.2), можна визначити напругу при якій починається масова іонізація включень (порог іонізації), і по нахилі кривої до порога іонізації й після нього орієнтовно оцінити інтенсивність іонізації.

У таких видів ізоляції, як паперово-масляна, процес іонізації з ростом напруги охоплює все більший об'єм, викликаючи інтенсивне руйнування ізоляції, що звичайно приводить до пробою. Це явище супроводжується ростом tg . У ряді інших випадків, наприклад, при слюдяній і частково паперово-бакелітовій ізоляції, при подальшому підйомі напруги вище порога іонізації $tg\delta$ може навіть зменшуватися (пунктир на кривій рис. 3.2). Це явище спостерігається при локальному дефекті, коли з ростом напруги не збільшується область, що охоплена іонізацією.

Втрати на іонізацію звичайно вважають такими, що лінійно залежать від напруги. Діелектричні втрати залежать від квадрата напруги.

Отримана залежність $tg\delta$ від напруги при виникненні іонізації у включеннях має характер, аналогічний наведеному на рис. 3.2.

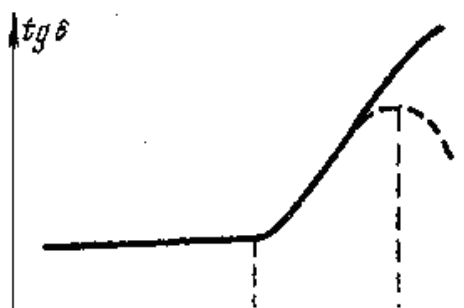


Рисунок 3.2 - Крива іонізації діелектрика

У практиці зустрічаються випадки більш різкого зменшення $tg\delta$ з збільшенням напруги. Це явище може бути пояснене тим, що в частині включень із ростом напруги через дію речовин, що утворюються при іонізації, збільшується провідність стінок, через що часткові розряди у включеннях, що викликають втрати енергії, припиняються. У ряді випадків (наприклад, пробій однієї обкладки бакелітового уводу) з ростом напруги величина $tg\delta$ може впасти

майже до первісної величини, що буде свідчити про повне закорочення ушкодженої області.

Тому після ремонту введів виконується вимір тангенса кута діелектричних втрат при підйомі напруги ступенями через 35 кВ до рівня випробувальної напруги. Приріст тангенса кута діелектричних втрат при підйомі напруги від 0,5 номінальної до 1,5 номінальної не повинен перевищувати нормованого.

При використанні аналогових мостових схем (міст Р-5036 і йому подібних) необхідно враховувати похибку вимірювання $\text{tg}\delta$, уводу внаслідок шунтування вимірювального елемента ємністю C_2 уводів із спеціальним виводом.

Наявність шунтувальної ємності збільшує вимірне значення $\text{tg}\delta$, тому

$$\text{tg}\delta = \text{tg}\delta_{\text{вим}} - (\Delta\text{tg}\delta)_{\text{ш}},$$

Поправку $(\Delta\text{tg}\delta)_{\text{ш}}$ обчислюють за формулами:

$$(\Delta\text{tg}\delta)_{\text{ш}} = \frac{C_2}{C_x} C_N \cdot 10^{-5}, \% \text{ при } R_4 = \frac{1000}{\pi}, \text{ Ом}$$

$$(\Delta\text{tg}\delta)_{\text{ш}} = \frac{C_2}{C_x} C_N \cdot 10^{-4}, \% \text{ при } R_4 = \frac{1000}{\pi}, \text{ Ом},$$

де:

- $(\Delta\text{tg}\delta)_{\text{ш}}$ - поправка на шунтувальну дію ємності C_2 , %;
- C_2 - ємність, що шунтує плече R_3 моста, пФ;
- C_x - ємність об'єкта, пФ;
- C_N - ємність зразкового конденсатора, пФ;
- R - опір плеча R_3 моста при вимірюванні ємності C_1 , Ом;
- R_4 - опір плеча вимірювального моста, Ом.

Під час вимірювання $\text{tg}\delta_3$ і ємності C_3 для запобігання похибки від струму через основну ізоляцію вивід високої напруги уводу потрібно з'єднати з екраном, а на ізолятор вимірювального виводу накласти екрануюче кільце, також з'єднане з екраном вимірювальної схеми.

Екрануюче кільце виконують у вигляді бандажа з неізольованого гнучкого мідного дроту.

Вводи в гарантійний період експлуатації мають задовільний стан, якщо значення $tg\delta_1$, $tg\delta_2$ зросли не більше, ніж у 1,2 рази, $tg\delta_3$ – не більше, ніж у 1,5 рази порівняно зі значеннями, що одержані під час уведення в експлуатацію.

Вводи після гарантійного періоду експлуатації мають задовільний стан, якщо значення параметрів, які контролюються, не перевищують значень, наведених для обладнання, що уводиться в експлуатацію. Тому потрібно вдосконалити методи періодичного контролю $tg\delta$ ПМІ таким чином, щоб з'явилася можливість безперервного контролю ПМІ високовольтного обладнання підстанцій в процесі експлуатації.

3.3 Автоматизовані засоби періодичного контролю ізоляції

3.3.1 Пристрій контролю стану паперово-масляної ізоляції типу КІВ-500.

Захисний пристрій типу КІВ-500 (контроль ізоляції вводів), призначений для моніторингу технічного стану вводів, давно і достатньо успішно використовується для захисту вводів традиційної конструкції, що мають ізоляцію «папір – масло». Основним перевагами застосування пристрою КІВ-500 є ефективно працююча збалансована схема контролю ємкості C_1 вводів, і проста схема підключення, що не вимагає використання опорних сигналів від вимірювальних трансформаторів напруги. Не дивлячись на порівняно низьку перешкодозахисну, відома велика кількість практичних випадків, коли КІВ-500 дозволяв своєчасно відключати трансформаторне обладнання, що має проблеми в ізоляції вводів.

3.3.2 Переваги ПМІ порівняно з RIP

Широке застосування вводів з твердою ізоляцією RIP несподівано привело до різкого збільшення аварійності трансформаторного обладнання. Примусове оснащення таких вводів системами КІВ-500, (а іноді і сучасними системами виробництва інших фірм, що завжди підключаються паралельно з

КІВ-500, що обумовлене існуючою нормативною базою), не дозволило істотно понизити цю аварійність.

На першому етапі всі технічні претензії експлуатаційними службами пред'являлися до вводів вітчизняного виробництва. Всім здавалося, що перейшовши на продукцію світових фірм, аварійність вдасться, якщо не звести до нуля, то хоч би істотно понизити. Практика показала, що із зростанням в експлуатації кількості вводів з RІР ізоляцією, нехай навіть виробництва будь-якої відомої фірми, кількість аварійних ситуацій все одно перевищує допустимі межі.

Причини виходу з ладу вводів з RІР ізоляцією:

- перекриття декількох вирівнюючих обкладань усередині вводу, що приводить до збільшення струму провідності ізоляції. При тестуванні вводу дефект діагностується як збільшення ємності вводу C_1 , пропорційне кількості перекритих ізоляційних проміжків.

- порушення контакту між вимірювальним виводом вводу, і останнім (зовнішнім) обкладанням остову. Цей дефект зазвичай діагностується як різке зменшення ємності вводу C_1 до декількох пікофарад.

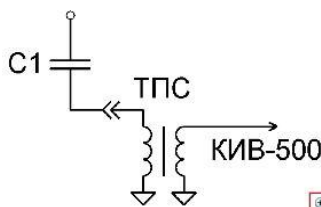


Рисунок 3.3 - Спрощена схема заміщення кола контролю стану вводу, по якій протікає струм провідності RІР ізоляції

Вона включає головну ємність введення C_1 і первинну обмотку трансформатора марки ТПС, що є складовою частиною реле КІВ-500.

Струми і напруга в такому ланцюзі, якщо проводити розрахунки на промисловій частоті 50 Гц, цілком передбачені, і не виходять за рамки

допустимих значень, що забезпечують нормальну безаварійну експлуатацію вводу. На робочій частоті трансформаторного вводу є практично ідеальним джерелом струму, вихідний струм якого (струм провідності ізоляції), не залежить від величини навантаження, якому в даному випадку відповідає

ТПС системи КІВ-500. Процеси, що відбуваються в послідовному комплексному ланцюзі на цій частоті, що включає X_{C_1} , X_{LTPC} і R , не носять резонансного характеру. Причина цього зрозуміла - індуктивний опір ТПС багатократний менше ємкісного опору вводу.

Наявність у складі функцій цього реле вбудованого захисту від неповно фазного режиму роботи трансформатора приводить до того, що напруга на вимірювальному виводі може підвищуватися до значення 750 і навіть 1000 вольт. Обмежувати напругу на вимірювальному виводі нижче за цей рівень не можна, так в цьому випадку захист від неповного режиму працюватиме неправильно, збільшиться кількість помилкових спрацьовувань реле КІВ-500. У стандартній схемі підключення КІВ-500 основним захисним пристроєм є варистор або розрядник (зазвичай на 2 кВ), що встановлюється в шафі КІВ. При дії потужних комутаційних імпульсів напруга на вимірювальному виводі в такій захисній схемі може перевищувати 3 кВ. Отже, можна говорити про те, що напруга на вимірювальному виводі вводу, у разі використання систем КІВ-500, обмежуватиметься на рівні, в 30 разів більшому, ніж при використанні сучасних електронних систем захисту вводів від дефектів паперово-масляної ізоляції.

Якщо не враховувати вплив високочастотних процесів, то така відмінність не надасть істотного значення на струми у вимірювальному виводі, за класичним визначенням, є джерелом струму, на параметри якого величина навантаження зазвичай не робить істотного впливу. Все виглядатиме інакше, якщо враховувати індуктивності ТПС, який є обов'язковою частиною системи КІВ-500, і виконати аналіз процесів при імпульсній дії на ввіді. Інтенсивність високочастотних процесів може опинитися небезпечно великий, оскільки напруга на вимірювальному виводі буде обмежена на достатньо високому рівні. Вірогідність виходу вводу з ладу із-за проблеми з виводом від останнього обкладання вводу, або пробоем обкладань, буде істотно вище.

На закінчення необхідно відзначити деякі додаткові конструктивні і експлуатаційні особливості, які приводять до збільшення впливу

високочастотних проблем в системах захисту вводів з RІР ізоляцією, і також можуть привести до виходу вводів з твердою ізоляцією з ладу:

Конструктивні і алгоритмічні особливості роботи КІВ-500.

- в першу чергу це стосується використовуваних значень амплітудних і тимчасових настройок КІВ-500, величини яких для вводів з твердою ізоляцією повинні відрізнятися від аналогічних значень для вводів з ізоляцією папір-масло.

Відмінність властивостей ізоляції двох типів – «папір - масло» і «RІР ізоляція». У твердій ізоляції вище вірогідність виникнення локальних дефектів, плюс відсутня властива маслonaповненому устаткуванню здатність деякої «регенерації» властивостей ізоляції після часткових пробоїв, що зрештою може приводити до частіших перекриттів ізоляції між обкладаннями вводу з RІР ізоляцією. З цієї причини вводи з твердою ізоляцією значно частіше страждають від високочастотних імпульсів.

Однак КІВ-500 не може бути використаний для контролю зміни значень $tg\delta$ у діапазоні від 0,08 до 0,12 в.о. Це унеможливує використання КІВ-500 в задачах виявлення дефектів ПМІ на ранніх стадіях їх розвитку.

3.3.3. Пристрій контролю паперово-масляної ізоляції вводів, розробленого в НДЦ

«Донбасенерготехнологія» та реалізованого у стаціонарному і переносному виконанні; схема стаціонарного пристрою контролю ізоляції вводів наведена на рис. 3.4 Пристрій складається із трьох основних вузлів: перетворення струмів витоку, підсумовування й виміру. Пристрій підключається до вводів через пристрої приєднання, призначення яких захист вимірювального виводу вводу, заземленого у звичайних умовах, від перенапруг при обриві жил кабелю, що йде до пристрою контролю ізоляції.

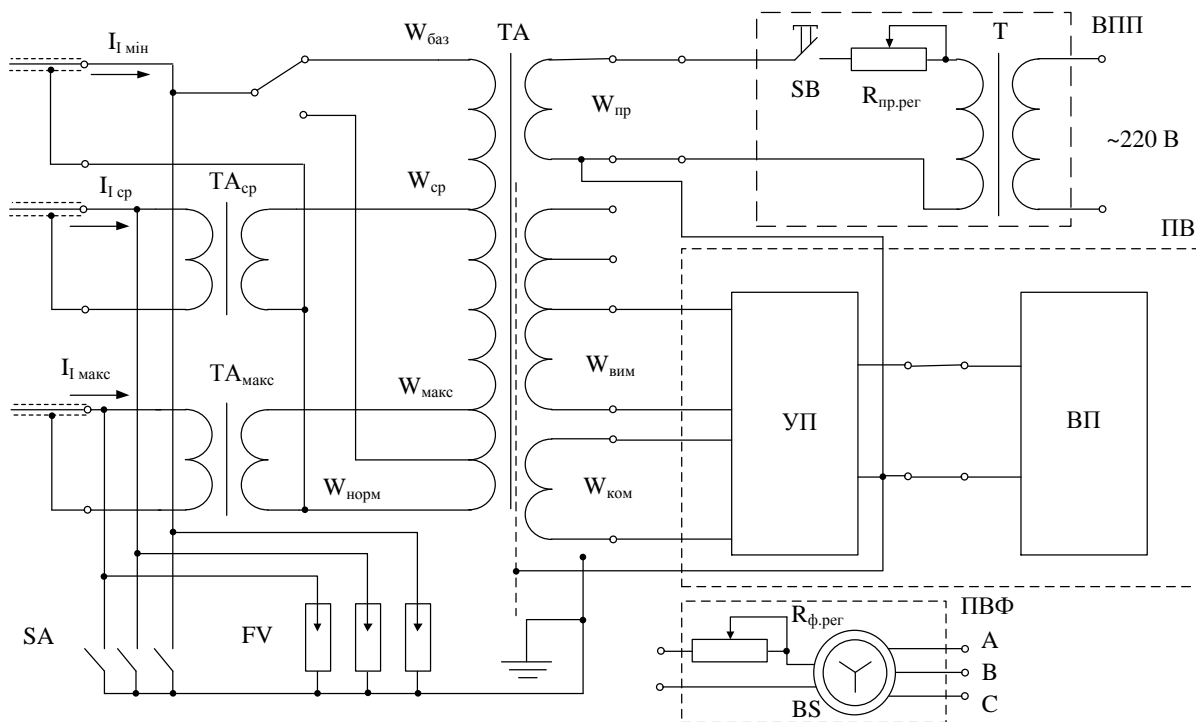


Рисунок 3.4 - Схема стаціонарного пристрою контролю ізоляції вводів, розробленого в НДЦ «Донбасенерготехнологія»

В пристрої приєднання у якості захисних елементів використано один або два шунтувальні резистори з розрядником (іноді можуть застосовуватися у вузлі приєднання стабілітрони). Функції перетворення струмів витoku й підсумовування виконує підсумовуючий трансформатор струму ТА. Він практично не міняє своїх властивостей у процесі експлуатації, має фіксовані витки обмоток для вирівнювання магнітних потоків, утворених струмами, що протікають від вузлів приєднання $I_{Lj}, j=A, B, C$.

Подібне рішення реалізовано і в пристроях КІВ. Крім підсумовуючого трансформатора струму стаціонарний пристрій контролю ізоляції вводів містить два однакові розділові трансформатори струму $ТА_{ср}$ і $ТА_{макс}$, встановлювані для груп однофазних силових трансформаторів з метою гальванічної розв'язки заземлень останніх обкладинок вводів.

Пристрої вимірювання ПВ складається із двох частин – уніфікованого підсилювача УП й вихідного приладу ВП, встановлюваного в оперативному пункті керування підстанції.

Уніфікований підсилювач і підсумовуючий трансформатор струму розташовуються поруч із силовим трансформатором у монтажній шафі; зв'язок

між підсилювачем і вихідним приладом здійснюється жилами контрольного кабелю.

Уніфікований підсилювач містить у собі схему компенсації погрішності в струмі $I_{ВИМ}$, що використовує компенсаційну обмотку $W_{КОМ}$, фільтр низьких частот, розділовий трансформатор і випрямлювач. Вихідний прилад містить схему регулювання для нормування шкали й реле для сигналізації про небезпечне зростання $I_{ВИМ}$.

Цей пристрій як і КІВ-500 не може бути використаний для контролю зміни значень $tg\delta$ у діапазоні від 0,08 до 0,12 в.о. Це унеможливило його використання в задачах виявлення дефектів ПМІ на ранніх стадіях їх розвитку.

3.3.4 Пристрій визначення параметрів ізоляції «Вектор». Випробування ПМІ високою напругою промислової частоти.

Цей вид випробувань не регламентується, однак, він впроваджений в ЕЕС України і показав себе досить ефективно при періодичному вимірюванні $tg\delta$.

Схема випробувань підвищеною напругою промислової частоти наведена на рис. 3.5.

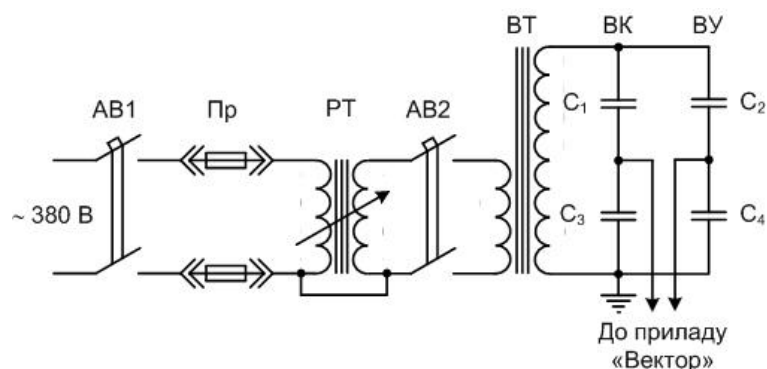


Рисунок 3.5 – Схема випробувань високою напругою на дільниці з ремонту введів

На рисунку 3.6 показані: АВ1 – вхідний автомат; Пр – запобіжник;

РТ – регулювальні трансформатор; АВ2 – захисний автомат; ВТ – випробувальний трансформатор; ВК – вимірювальний конденсатор; ВВ – ввід, що випробовується.

Цей пристрій не може бути використаний для безперервного контролю зміни значень $tg\delta$.

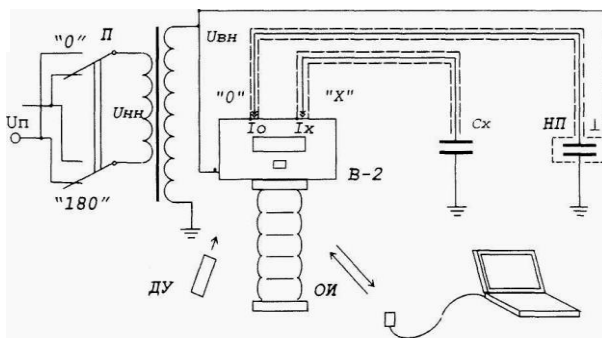


Рисунок 3.6 – Схеми випробувань та монтажу обладнання для роботи під високою напругою на ділянці з ремонту вводів

3.3.5. Пристрій визначення параметрів ізоляції «СА-7100»

Мости призначені для вимірювання електричної ємкості (далі – ємкості) і тангенса кута діелектричних втрат (далі – тангенса кута втрат), опори ізоляції постійному струму (далі – опори), електричної напруги і частоти змінного струму.

Мости випускаються в трьох виконаннях:

- СА7100-1 (без вбудованого еталонного конденсатора);
- СА7100-2 (з вбудованим еталонним конденсатором);
- СА7100-3 (з вбудованим еталонним конденсатором і модулем мегаомметра).

Область і умови застосування: мости застосовуються для контролю ізоляції і вимірювання параметрів електротехнічного, електронного устаткування і їх компонентів при виробництві і експлуатації, а також для проведення перевірки, калібрування, метрологічної атестації і випробувань засобів вимірювальної техніки. Мости можуть експлуатуватися у виробничих цехах, стаціонарних і пересувних лабораторіях.

Мости відносяться до ремонтваних і відновлюваних виробів.

Нормальні умови застосування мостів:

- температура навколишнього повітря – від 15 до 25 °С;

- відносна вологість повітря – до 80 % при температурі 25 °С;

- атмосферний тиск – від 84 до 106 кПа.

Робочі умови застосування мостів :

- температура навколишнього повітря – від мінус 10 до плюс 40 °С;

- відносна вологість повітря – до 80 % при температурі 25 ±С;

- атмосферний тиск – від 84 до 106 кПа.

Кліматичні умови при транспортуванні Мостів:

- температура навколишнього повітря – від мінус 20 до плюс 50 °С;

- відносна вологість – 80 % при температурі 35°С.

Кліматичні умови при зберіганні мостів:

- температура навколишнього повітря – від мінус 20 до плюс 50 °С;

- відносна вологість – 80 % при температурі 35 °С.

Міст одночасно автоматично вимірює: ємкість по двоелементній паралельній схемі заміщення і тангенс кута втрат; робоча напруга (значення першої гармоніки, що діє); частоту робочої напруги; температуру навколишнього повітря. Структурна схема моста приведена на рис. 3.6.

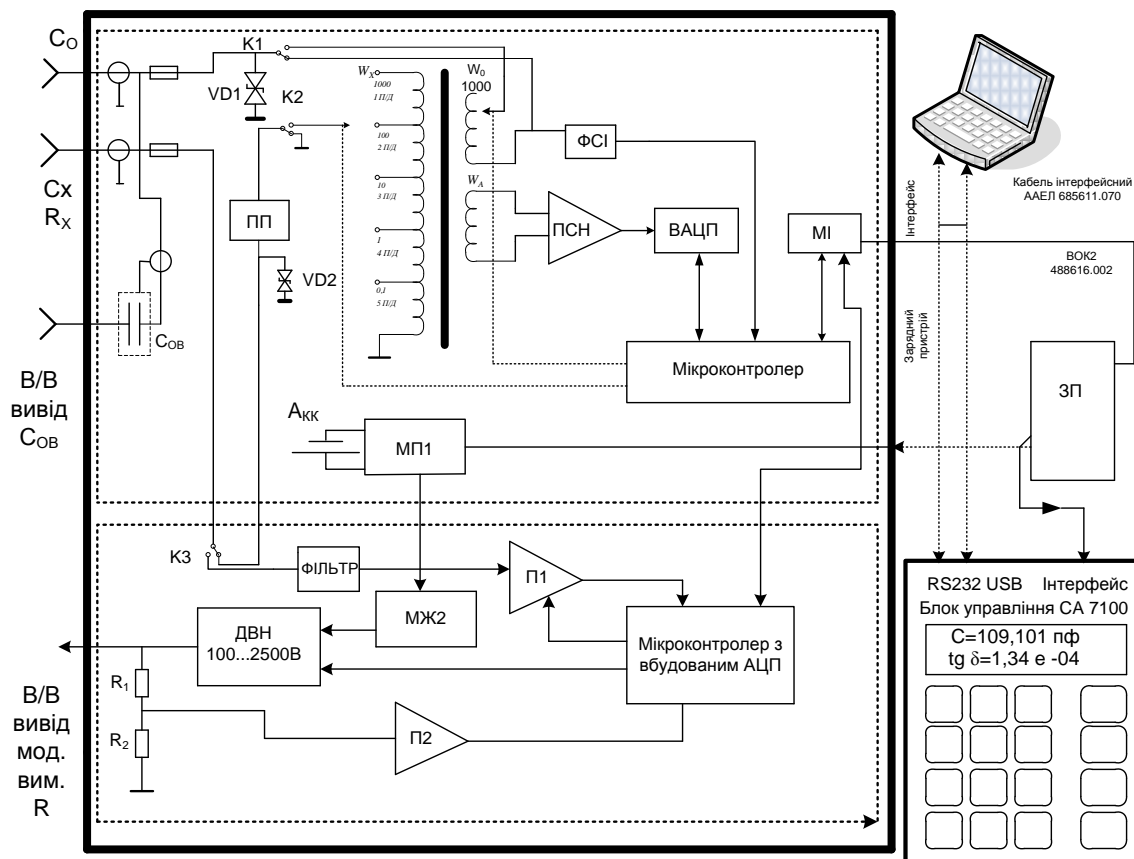


Рисунок 3.6 – Схема моста

КС - компаратор струмів; ФСІ - формувач синхроімпульсів; ПСН - підсилювач сигналу нерівноваги; ВАЦП – вектор-вимірювальний аналого-цифровий перетворювач; ПП- пороговий пристрій; МІ - модуль інтерфейсу; МЖ₁ - модуль живлення1; Акк - свинцево-кислотний акумулятор; ЗП - зарядний пристрій; П₁ – підсилювач 1 зі змінним коефіцієнтом підсилення; П₂ – підсилювач 2; МЖ₂ - модуль живлення 2; ДВН - джерело високої напруги; В/в - вивід С0; ВОК – волоконно-оптичний кабель БК (Блок керування) призначений для управління процесом вимірювання, а також для діалогу оператора з мостом.

ЗП (Зарядний пристрій) забезпечує формування живлячої напруги БК, перетворення електричних сигналів в оптичних, а також використовується для заряду акумулятора. БК і ЗП розміщуються на робочому місці оператора, а Блок вимірювання розташовується в захищеній високовольтній зоні. Зв'язок БК і Блоку вимірника здійснюється через повністю діелектричний волоконно-оптичний кабель, що дозволяє забезпечити безпеку персоналу. У БК передбачені послідовні інтерфейсні порти для зв'язку з ПК (RS232 і USB). При використанні Моста з ПК розширюються діалогові можливості приладу, а також можливості по збереженню і подальшій обробці результатів вимірювань стандартними програмами. МІ (модуль інтерфейсу) здійснює функцію перетворення оптичних сигналів в електричних. Мп1 (модуль живлення) служить для формування живлячої напруги модуля вимірювання C , tg , а також забезпечує контроль заряду акумулятора. КС (компаратор струмів), вбудований еталонний конденсатор (C_0) (або зовнішній еталонний конденсатор $C_0в$) і вимірюваний конденсатор (CX) утворюють мостову схему вимірювання. УСН (підсилювач сигналу нерівноваги) підсилює сигнал нерівноваги до рівня, необхідного для ефективної роботи ВАЦП. ВАЦП (вектормерний аналого-цифровий перетворювач) є комбінацією двох синхронних детекторів з взаємно квадратурними опорними коливаннями і два АЦП, підключених до їх виходів. Значення код, що прочитуються мікроконтролером з вказаних АЦП, пропорційні відповідним квадратурним складовим сигналу неравновесия. Мікроконтролер здійснює перетворення команд, що поступають з БК, в сигнали

управління вузлами модуля вимірювання C , $\text{tg}\delta$, а також передає в БК через ВОК (волоконно-оптичний кабель) значення код, АЦП, що виробляються, інформацію про перевантаження вхідних ланцюгів по струму і про розряд акумулятора. КТ містить обмотки W_X і W_0 , через які протікають порівнювані струми (струм вбудованого еталонного конденсатора і струм об'єкту вимірювання) і обмотку W_N , яка служить для виділення сигналу нерівноваги. Залежно від вибраного піддіапазону вимірювання, струм об'єкту вимірювання (з 1 п/д до 5 п/д) подається ступає на один з виводів обмотки W_X (на рисунку показано положення перемикача піддіапазонів, яке відповідає 2 п/д вимірювання). 5 п/д реалізовано за допомогою додаткового двоступінчатого трансформатора струму який не показаний на схемі. Схема під'єднання моста змінного струму показана на рисунку 3.7.

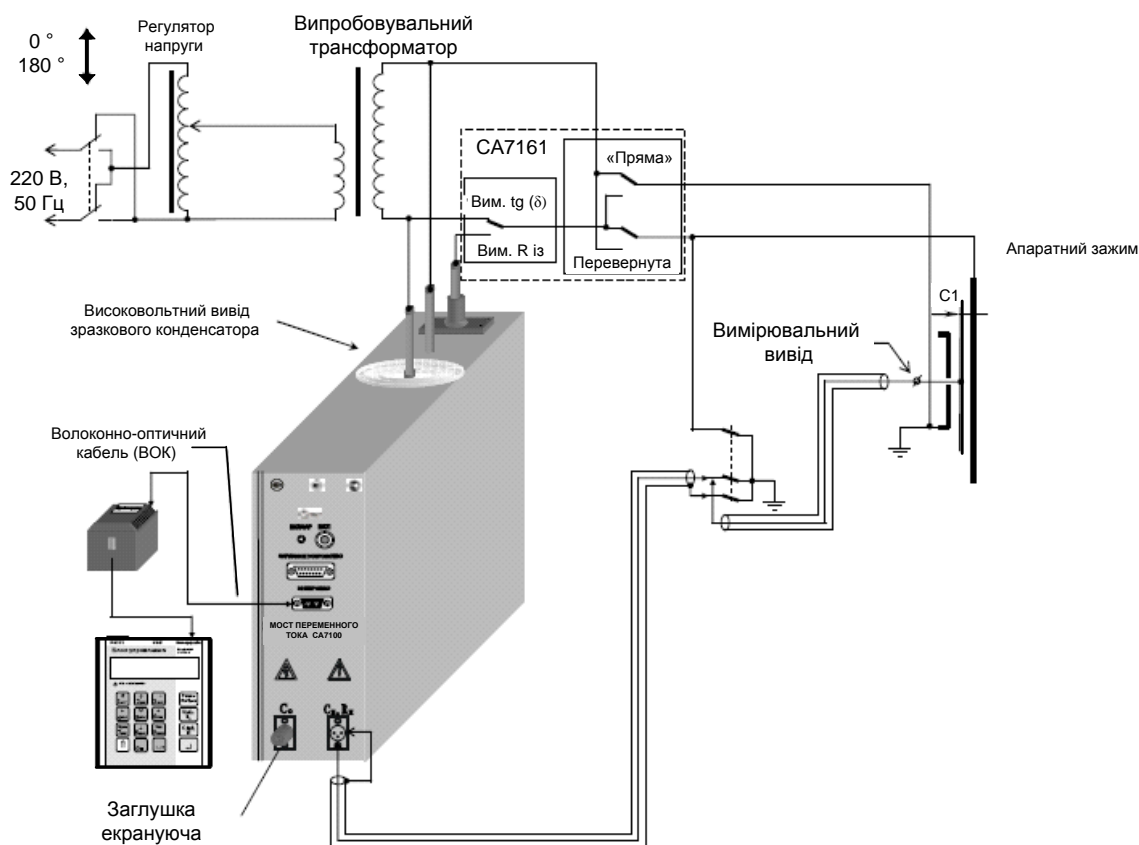


Рисунок 3.7 – Схема під'єднання моста змінного струму

Число витків обмотки W_0 може мінятися від 1 до 1000. Зміною кількості витків цієї обмотки здійснюється урівноваження мостового кола в межах піддіапазону вимірювання. ФСІ (формував синхроімпульсів) виробляє

імпульси, синхронні з вимірювальним сигналом. Період даних імпульсів вимірюється за допомогою мікроконтролера. Завдяки цьому формовані імпульси опорні коливання для синхронних детекторів. Цей пристрій як і КІВ-500 не може бути використаний для безперервного контролю зміни значень $\text{tg} \delta$.

3.3.6 Пристрій визначення параметрів ізоляції «КІН-750»

Система контролю ізоляції обладнання під робочою напругою для ПС 750 кВ „Вінницька” повинна забезпечувати автоматичний контроль стану основної ізоляції, по параметру комплексна провідність, такого обладнання:

1. Трансформатори струму типу ТРН-750 - 24 фази.
2. Трансформатори струму типу ТРН-330 - 24 фази.
3. Реактори типу РОДЦ-750 - 9 фаз (18 напівекранів).
4. Вводи 330-110 кВ - 9 шт.

Система повинна мати запас каналів для можливості в подальшому взяття під автоматичний контроль 12 вводів 750 кВ, які на даний час контролюються захистом КІВ-500, а також мати 6 каналів для контролю напруги в мережі 750-330 кВ підстанції.

Таким чином система має забезпечувати автоматичний контроль не менше як 90 аналогових сигналів. Функціональна схема контролю ізоляції під робочою напругою показана на рис.3.8.

Система автоматичного контролю стану основної ізоляції, по комплексній провідності під робочою напругою повинна забезпечувати:

1. По точності вимірів вимоги «Норм випробувань електро-обладнання» ГКД 34.20.302-2002. пункт 9.13 [24] та РД 34.45 -51.300-97 [46]. Тобто мати можливість стабільно та безперервно контролювати зміну величини комплексної провідності в інтервалі: $0,1 < \Delta Y / Y \leq 1,0$ та (або) $0,1 < \Delta \text{tg} \delta \leq 1,0$ з точність 0,5 % від величини вимірюваного сигналу. Браковочний критерій (при задовільній погоді) $\Delta Y / Y \geq 2,5 \%$.

2. Відстройку результатів від зміни не симетрії фазних напруг.
3. Відстройку результатів від зміни погодних умов.

4. Блокування каналу при завідомо хибному сигналі від об'єкту контролю. Наприклад при вимкненні від робочої напруги підконтрольного об'єкту, при виникненні дефекту датчика, при складних погодних умовах і тому подібне.

5. Видачу сигналу черговому персоналу підстанції про вихід контрольованих параметрів за межі встановлених норм на будь-якому із контрольованих об'єктів. Відображення контрольованих параметрів на комп'ютері:

- на момент виникнення аварійного сигналу;
- перед аварійного періоду;
- в процесі розвитку дефекту в аварійному каналі в реальному часі.

Крім того повинно забезпечуватись зберігання аварійних сигналів в пам'яті комп'ютера та видача попередніх рекомендацій для чергового персоналу.

6. Накопичення та збереження інформації по всім контрольованим параметрам: за відсутності аварійних сигналів – 1 раз в 10-20 хв.; при наявності аварійних сигналів – в аварійних каналах – в реальному часі; до їх закінчення або вимкнення) – в неаварійних каналах – 1 раз в хв.

Можливість розширеного аналізу записаної інформації персоналом, в тому числі на інших комп'ютерах. На рис. 3.7 показана екранна заставка контролю КІН-750 чергового ПС-750 кВ „Вінницька”.

7. Тимчасове вимкнення системи автоматичного контролю при пофазному контролі параметрів контрольованих об'єктів іншими методами (виміри рівнів часткових розрядів, виміри $\text{tg } \delta$ мостовими методами та інш.)

8. Коректування уставок спрацювання системи від аварійного сигналу у початковий період експлуатації (на протязі року).

9. Необхідну степінь подавлення вищих гармонік (коефіцієнт фільтрації – $K_f \geq 300$) $K_f = K_T * K_{c.p.} / \gamma \text{ д.мін.}$, де K_T - відношення сумарного струму вищих гармонік до ємнісного струму об'єкту; $K_{c.p.}$ – необхідне відношення сигнал / завада; $\gamma \text{ д.мін.}$ – найменша величина відносної величини дефекту, що вимірюється. (наприклад: при $K_T \leq 0,15$; $\Delta \text{ tg } \delta \approx \gamma \text{ д.мін.} = 0,001$; $K_{c.p.} = 2$;

Необхідно $K_f \geq 300$).

Система автоматичного контролю повинна працювати у безперервному режимі на протязі не менше 10 років (з короткочасними, на кілька діб, вимкненнями для поточного ремонту).

Прилади системи повинні мати резервне (безперебійне) живлення на випадок короткочасної перерви напруги живлення.

Система має забезпечувати своє власне тестування, та вихід на робочі параметри при збої живлення чи збої програмної системи.

На протязі року, після введення системи в експлуатацію, повинен бути авторський супровід, для усунення можливих недоліків та встановлення дієвого рівня уставок спрацювання системи.

У складі системи автоматичного контролю повинні бути:

- три спеціалізовані блоки реєстраторів аналогових сигналів (по 32 канали кожен), верхній рівень системи для відображення інформації у чергового персоналу та у персоналу служби діагностики (три сучасних комп'ютери), необхідні кабелі зв'язку та мобільний цифровий осцилограф для пофазного контролю рівня часткових розрядів у ізоляції обладнання підстанції. По перше це три спеціалізовані блоки реєстраторів аналогових сигналів (по 32 канали кожен).

По друге відображення у реальному часі величин контрольованих параметрів на комп'ютерах: у чергового, в нашій робочій кімнаті на ПС (щоб не заважати своєю роботою чергових) та на комп'ютерах у Вінниці. (з часом обіцяють і на мобільний телефон). Розроблена спрощена екранна форма для чергового персоналу.

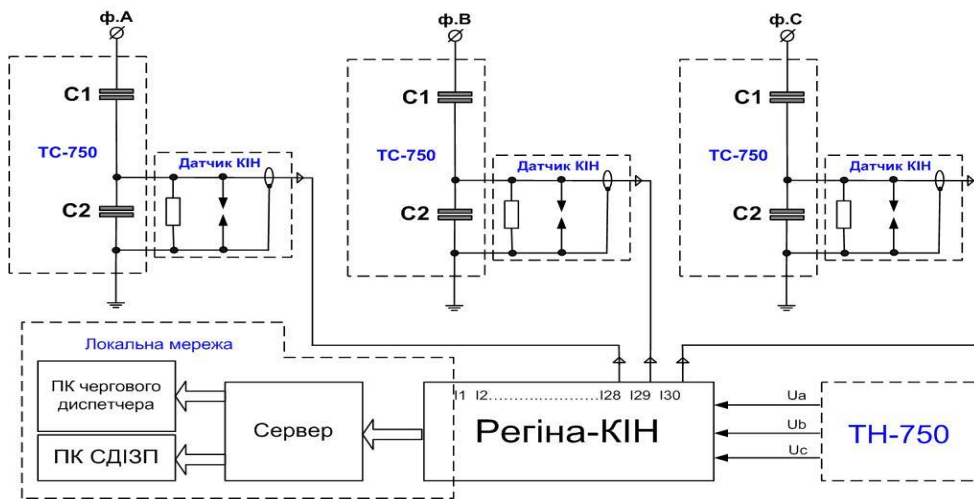


Рисунок 3.8 – Функціональна схема контролю ізоляції під робочою напругою

Після початкового дослідного етапу експлуатації на підстанції «Вінницька 750» було визначено, що найбільш коректний контроль буде по діагностичному параметру «комплексна провідність» та по зміні цього параметру в процесі експлуатації ПМІ. Також вибрали періодичність контролю кожного об'єкту (це 1-2 сек). Більша частота неможлива тому, що як система КІН-750 не встигає здійснювати контроль, а також тому, що великий об'єм інформації та мала пропускна здатність каналів зв'язку), а також встановили, що масив контрольованої інформації має періодично -1 раз на добу, передаватись на вінчестер (об'єми сучасних вінчестерів це дозволяють). а зараз на сервер, що добавило проблем із надійністю.

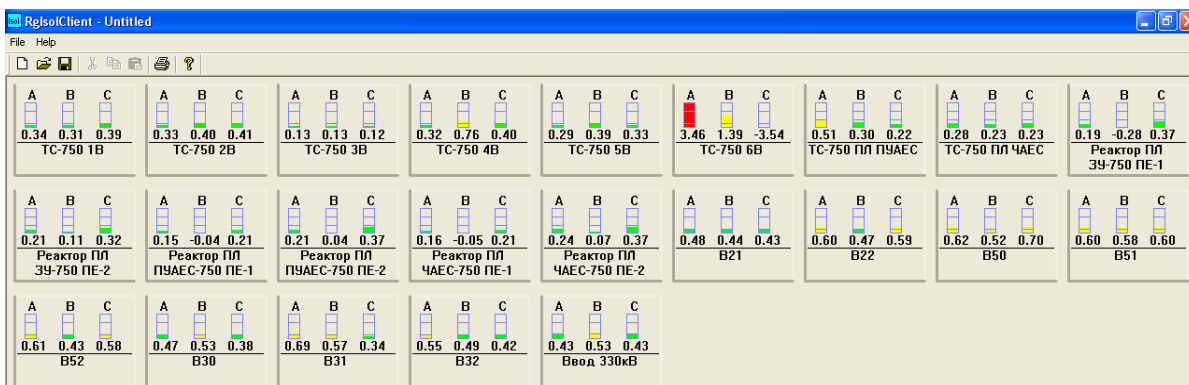


Рисунок 3.9 – Екран контролю КІН-750 чергового ПС-750 кВ „Вінницька”

На рис. 3.9 показані: червона піктограма – аварійний сигнал; жовта піктограма – попереджувальний сигнал, що рівень сигналу наближається до рівня „Уставки”.

3.4 Контроль часткових розрядів

Часткові розряди (ЧР) в основній ізоляції ТС і ВВ є першопричиною зміни $\text{tg}\delta_1$ і C_1 . Тому було б логічно контролювати інтенсивність, рівень і сумарну потужність часткових розрядів. Що підлягають виявленню в експлуатаційних умовах, часткові розряди мають, як правило, велику інтенсивність, і створення вимірювальних пристроїв з необхідною для цього чутливістю не викликає забруднень. Проте можливість виявлення дефектів ізоляції визначається зазвичай не чутливістю апаратури, а зовнішніми перешкодами. В умовах експлуатації завдання вимірювання часткових розрядів, в першу чергу, пов'язане з усуненням перешкод або зниженням їх рівня. Перешкоди при вимірюванні часткових розрядів можуть викликатися будь-якими процесами в мережі, пов'язаними з різкими змінами струму, а також джерелами високочастотної напруги. При вимірюваннях часткових розрядів в умовах експлуатації, джерела перешкод, як правило, не можуть бути усунені. Діапазон частот, який займають джерела найбільш інтенсивних високочастотних перешкод (зв'язок по лініях ВЛ, телемеханіка і т.п.), охоплює діапазони від 40-70 до 300-500 кГц. Нижче 15 кГц можливий вплив вищих гармонік промислової частоти; вище за 2 МГц можливе зниження рівня сигналу від часткових розрядів. У верхній області частот часто є перешкоди від потужних місцевих радіопередавачів, що також обмежує застосування високочастотного діапазону. Основним джерелом неусувних перешкод при вимірюваннях в експлуатаційних умовах є коронні розряди на проводах, арматурі і устаткуванні (так званий основний рівень перешкод).

У РП іноді спостерігається також високий додатковий рівень перешкод, який зазвичай є наслідком часткових розрядів, зовнішніх по відношенню до контролюваного об'єкту. До них відносяться розряди між шинами, розряди між

елементами струмупроводів, розряди на загострених краях арматури або на кінцях ножів відключених раз'єднувачів і тому подібне. Тому проблемою при вимірюванні в умовах експлуатації є селекція часткових розрядів як при вимірюванні акустичними, так і електричними методами.

У пристроях безперервного контролю ізоляції ТС і ВВ, таких як TDM (виробництва ПВФ «Вібро-центр»), існують автоматичні алгоритми селекції і підрахунку характеристик часткових розрядів. Проте такі алгоритми ще не досконалі і не здатні до фільтрації всіх видів перешкод, наприклад, за наявності джерел додаткових перешкод від зовнішніх розрядів. Також відсутня нормативна база і досвід по відбракуванню устаткування по частковим розрядам. Тому застосування таких пристроїв можливо тільки паралельно з методами, вказаними ГКД 34.20.302-2002.

3.5 Хроматографи для періодичного контролю

Прилад HYDROCAL 1008 – це перманентна система аналізу газу в маслі з функціями моніторингу трансформатора [33, 38]. Він дозволяє проводити окреме вимірювання вологості 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 в трансформаторному маслі. Водень (H_2) бере участь практично в кожному пошкодженні системи ізоляції трансформаторів, чадний газ (CO) є ознакою пошкодження целюлозної / паперовій ізоляції, присутність і збільшення ацетилену (C_2H_2) і етилену (C_2H_4) класифікує природу пошкодження як перегрівши, частковий розряд або утворення електричної дуги.

Прилад може служити компактною системою моніторингу трансформатора, якщо інтегрувати / підключити інші датчики трансформатора через його аналогові входи:

- 4 аналогових входу 0/4-20 мА пост. струму
- 6 аналогових входу 0/4-20 мА пост. струму +20% / 0-80 VAC +20%, що конфігуруються за допомогою сполучних проводів (джамперів).

Прилад також оснащений цифровими виходами для передачі аварійних сигналів або для виконання контрольних функцій (наприклад, управління системою охолодження трансформатора):

- 8 цифрових релейних виходу;
- 5 цифрових оптоз'єднувальних виходів.

Система HYDROCAL-1003 виконує індивідуальні вимірювання вмісту водню (H_2) і чадного газу (CO), розчинених в маслі трансформатора, і аналізує вмісту води (H_2O) - як відносний вміст у % так і абсолютні значення в ppm. Простий монтаж пристрою на спусковому клапані масла дозволяє встановити систему без необхідності виключення трансформатора.

На рис. 3.10 показано підвищення концентрації газів в трансформаторному маслі: водорода H_2 - масляна ізоляція; CO – паперова ізоляція.

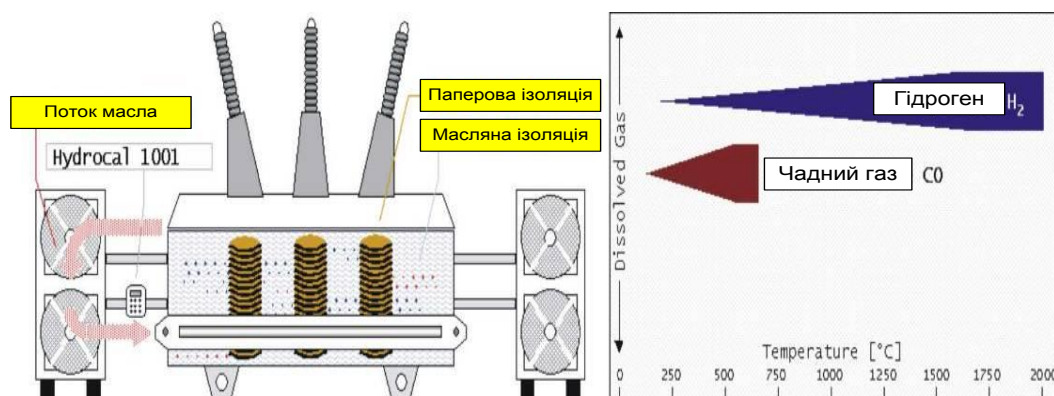


Рисунок 3.10 - Індикатори ранніх дефектів.

Висновки до третього розділу

Отже, існуючі методи діагностування та контролю ПМІ можна поділити на безперервні (on-line) та періодичні; на функційні та тестові. А засоби можна поділити на вимірювальні мости, прилади інфрачервоної техніки, прилади ультразвукового діагностування, прилади та вимірювальне обладнання для фізико-хімічного аналізу трансформаторного та конденсаторного масел,

прилади контролю ультрафіолетового випромінювання, прилади контролю проходження низькочастотних тестових сигналів та інші.

В експлуатації поряд з відомими багато років приладами, використовуються найсучасніші технології і засоби такі, як FRA Analyzer, Hidrocal, SAFE-CT™, TDM та інші.

Не зважаючи на велику кількість засобів діагностування, в експлуатації мають місце пошкодження ізоляції.

4 ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ КОНТРОЛЮ ІЗОЛЯЦІЇ ОБЛАДНАННЯ ЕЕС

4.1 Нерівновжно-компенсаційний метод

Одним з найбільш поширених методів контролю є нерівновжно-компенсаційний метод або балансовий. Він базується на тому припущенні, що характеристики ізоляції всіх трьох контрольованих об'єктів, трифазної групи не можуть змінитися одночасно і в рівній мірі [40]. При виникненні практично будь-якого дефекту в ізоляції одного або двох об'єктів 3-х фазної групи, завжди виникає струм небаланса. Величина струму небаланса кількісно характеризує ступінь розвитку дефекту в ізоляції, а кут струму небаланса указує на те, в якій фазі відбулися зміни. На рисунку 1 представлені векторні діаграми, що пояснюють принцип даного методу. Практична реалізація даного методу достатньо різноманітна, від пристроїв КІВ-500 (контроль ізоляції вводів), в яких початкове балансування векторів струму виконувалося зміною числа витків первинних обмоток трансформатора струму, з трьома первинними і однією вторинною обмоткою, до сучасних електронних пристроїв, таких як R1500 [38] виробництва ПВФ «Вібро-Центр» автоматично приводять до погрешностей в розрахунках і до необгрунтованих діагностичних висновків.

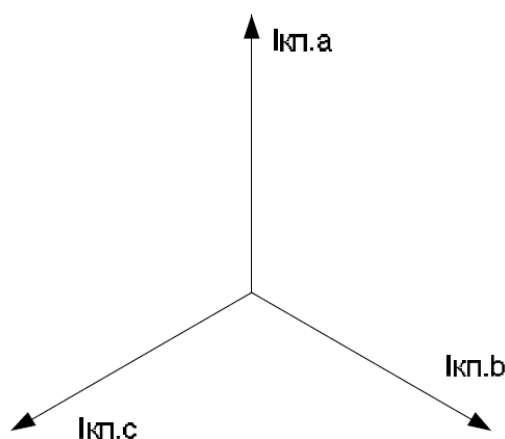


Рисунок 4.1 – Векторна діаграма, яка пояснює принцип балансового контролю: збалансована система струмів комплексної провідності.

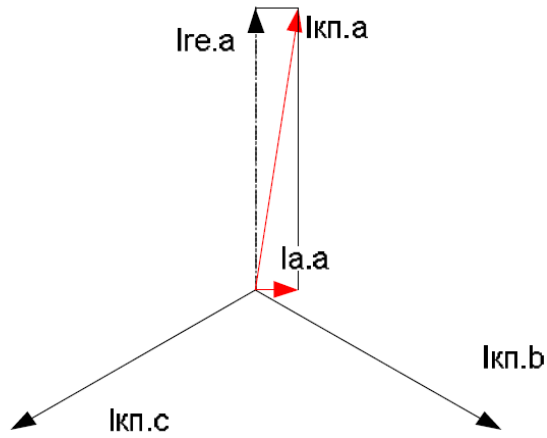


Рисунок 4.2 – Векторна діаграма, яка пояснює принцип балансового контролю: зростання активної складової струму комплексної провідності фази «А».

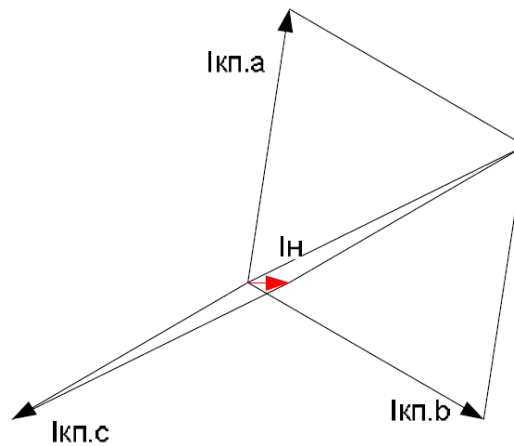


Рисунок 4.3 – Векторна діаграма, яка пояснює принцип балансового контролю: поява вектора небаланса відповідуючого ситуації

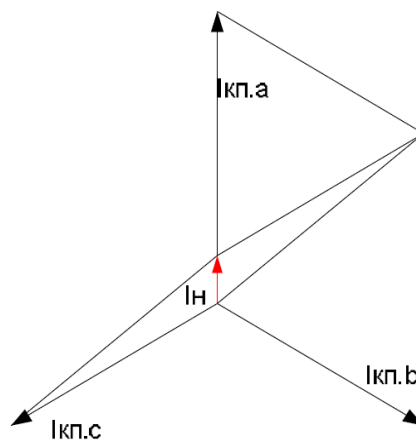


Рисунок 4.4 – Векторна діаграма, яка пояснює принцип балансового контролю: зростання реактивної складової струму комплексної провідності фази «А» і поява вектора небаланса

На рис. 4.4 показані: $I_{кн.а}$, $I_{кн.б}$, $I_{кн.с}$ – струми комплексної провідності ізоляції об'єктів відповідних фаз; I_n – струм небаланса; $I_{re.а}$, $I_{a.а}$ – реактивна і активна складові струму комплексної провідності ізоляції об'єкту фази «А».

Основними чинниками, що впливають на вектори фазної напруги є:

- зміна опорів лінії і навантаження по фазах (при протіканні по лінії струму навантаження падіння напруги по фазах буде різним що і приведе до кутових перекосів векторів фазної напруги);

- перемикання пристрою РПН;

- деформація обмоток трансформатора після дії струмів короткого замикання;

- зміна схеми включення трансформатора у енергосистему;

- наявність у вузлах енергосистеми регульованих компенсаторів реактивній потужності (при зміні об'єму реактивній потужності, що протікає по лініях, можлива зміна падіння напруги на фазах цих ліній).

- зміна напрямку руху енергії через контрольований трансформатор, також може відбутися зміна кутів між фазними векторами живлячої мережі (наприклад, в трансформаторах, обслуговуючих ГЕС, під час переходу гідроакумулюючої установки з режиму генератора у режим електродвигуна);

- зміна енергоспоживання по сезонах, зміна структури генеруючих потужностей в енергосистемі, вплив погодних умов на лінії електропередачі.

Другим негативним чинником балансового методу є те, що пристрої на його основі не здатні відмітити дефект ізоляції навіть в небезпечній стадії розвитку, оскільки передаварійною уставкой у таких пристроїв є 3%, а аварійною – 5 - 7% [19-22] від номінального струму комплексної провідності ізоляції. Нижчі значення уставок в таких пристроях приводять до невиправданих відключень обладнання і вводять в помилки експлуатаційний персонал на підстанціях. Розглянемо трифазну групу трансформаторів струму 330 кВ з ємністю 700 пФ і початковим $\text{tg}\delta_1=0,2\%$.

$$i_c = U \cdot w \cdot C_1 = 330000 / 3^{0,5} \cdot 314 \cdot 700 \cdot 10^{-12} = 41,89 \text{ мА},$$

$$i_a = i_c \cdot \text{tg}\delta_1 = 41,89 \cdot 0,002 = 0,0838 \text{ мА},$$

$$i = (i_{a2} + i_{c2})^{0,5} = 41,9 \text{ мА},$$

де i_c – реактивна складова струму комплексної провідності ізоляції; i_a – активна складова струму комплексної провідності ізоляції; i – струм комплексної провідності ізоляції.

Розраховуються зміни параметрів при небалансе 5%:

$$\begin{aligned}i &= i + 0,05 \cdot i = 44 \text{ мА}, \\i_a &= (i^2 - i_c^2)^{0,5} = 13,445 \text{ мА}, \\tg\delta_1 &= 13,445 / 41,89 = 32\%.\end{aligned}$$

При гранично нормованому значенні $tg\delta_1$ для ТС 330 кВ – 0,8%, очевидно, що аварія обладнання наступить задовго до спрацьовування такого пристрою контролю ізоляції. Проте, пристрої, що використовують даний метод, придатні для видачі аварійних повідомлень при перекритті частини основної ізоляції, оскільки сумарна ємність об'єкту зростає, а з нею зростає і струм комплексної провідності ізоляції. Наприклад, якщо узяти маслонаповнений ТС 330 кВ, з 13-ти конденсаторними обкладками, ємність однієї обкладки:

$$C_{1-1} = 700 \cdot 13 = 9100 \text{ пФ}.$$

Сумарна ємність після перекриття одного конденсатора

$$C_{1-12} = C_{1-1} / 12 = 9100 / 12 = 758 \text{ пФ}.$$

При цьому струм комплексної провідності стане:

$$i_c^{-12} = U \cdot \omega \cdot C_{1-12} = 330000 / 3^{0,5} \cdot 314 \cdot 758 \cdot 10^{-12} = 45,34 \text{ мА}.$$

При цьому струм зміниться на:

$$\Delta i = 45,34 - 41,89 = 3,45 \text{ мА}.$$

Визначити таку зміну струму здатні навіть не дуже чутливі прилади.

Аналогічним недоліком володіє і другий по поширеністю метод – вимірювання комплексної провідності. Норми ГКД 34.20.302- 2002 і СОУ-Н МПЕ 40.1.46.301-2006 дозволяють виконувати контроль двома методами: вимірюванням комплексній провідності Y або вимірюванням $tg\delta_1$ і C_1 [18]. Не можна погодитися з тим, що пропонувані методи рівноцінні, оскільки контроль комплексної провідності придатний для відстежування зміни ємності, проте не придатний для контролю зміни $tg\delta_1$, оскільки зміна $tg\delta_1$ %, викличе збільшення струму комплексної провідності всього на 1,4 мкА для трансформатора струму

330 кВ з ємністю 700 пФ. Контроль такої зміни струму комплексній провідності вимагає високоточного обладнання, а тому неможливий в реальних умовах експлуатації із-за впливів характеристик елементів самої вимірювальної схеми (зволоження поверхні і корозія резисторів, розрядників і інших елементів, а також температурна нестабільність елементів вимірювальної схеми), а також перешкод і різної дії наведеної напруги [38].

4.2 Метод автоматизованого вимірювання $\text{tg}\delta_1$ і C_1 мостом змінного струму

Наступним методом є автоматизоване вимірювання $\text{tg}\delta_1$ і C_1 мостом змінного струму. Даний метод вимагає наявності еталонного об'єкту, наприклад, об'єкт з однойменної фази з відомим $\text{tg}\delta_1$ і C_1 (трансформатор струму, вводи, конденсатор зв'язку) або трансформатор напруги. Точні результати при вимірюваннях тангенса кута діелектричних втрат під робочою напругою можна отримати, тільки застосовуючи мостову схему із заземленням екранів проводів в одній точці, на пристрої приєднання до вимірювальної обклашки. Також необхідно мати на увазі, що екрани проводів не повинні мати спільних точок в схемі моста, інакше міст вимірюватиме різницю потенціалів точок заземлення еталонного і контрольованого об'єктів. Для того, щоб виключити температурні перерахунки краще брати однотипний об'єкт, що має близьку по величині температуру.

Недоліком даного методу є достатньо великий час, необхідний для врівноваження моста. До переваг даного методу відноситься висока точність вимірювань (0,01%).

Тому пропоную вдосконалити відомий метод визначення комплексної провідності шляхом векторного порівняння струмів комплексної провідності різних об'єктів приєднаних до однієї фази. Цей метод є більш прогресивним порівняно з мостовим методом і передбачає використання еталонного та контрольованого об'єктів. Для визначення $\text{tg}\delta_1$ ізоляції пропоную

використовувати синхронний запис струмів комплексної провідності еталонного і контрольованого об'єктів, з подальшим обчисленням різниці початкових фаз перших гармонік.

Векторна діаграма, що пояснює принцип обчислення абсолютного значення $\text{tg}\delta_1$ об'єкту представлена на рисунку 4.5.

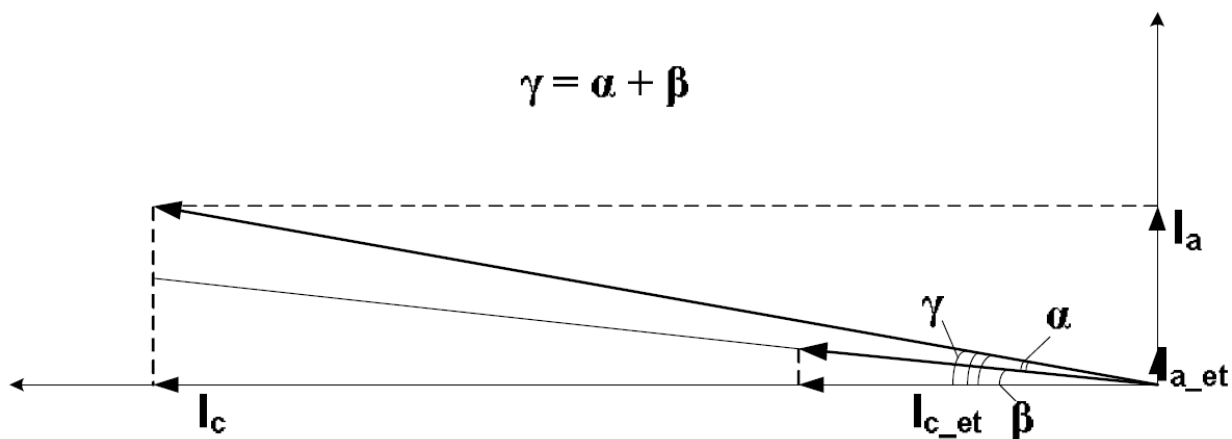


Рисунок 4.5 – Векторна діаграма обчислення кута діелектричних втрат

α – вимірний кут між двома векторами струмів комплексної провідності;

β – кут діелектричних втрат еталонного об'єкту

γ – дійсний кут діелектричних втрат контрольованого об'єкту.

Основною проблемою для даного методу є необхідність достовірного опорного об'єкту. В якості такого об'єкта пропоную вибрати інший ТС і ВВ відповідної фази або напруга з вимірювальної обмотки ТН відповідної фази. Для підвищення точності вимірювань і контролю за зміною стану опорних об'єктів, в запропонованому методі і пристрої, що використовують метод векторного порівняння як і в мостових пристроях, пропоную використовувати алгоритм перехресного вимірювання який полягає в використанні кожного об'єкту однойменної фази як для еталонного так і для контрольованого об'єкту. У результаті такого алгоритму виходить N^2 величин відносних $\text{tg}\delta$ (де N – кількість об'єктів контролю, приєднаних до однієї фази). Після обробки цих даних обчислюються істинні значення $\text{tg}\delta_1$ кожного об'єкту. При цьому точність отриманих результатів зростає із зростанням кількості об'єктів.

Такий пристрій має використовувати синхронні багатоканальні АЦП (аналогоцифрові перетворювачі), які дозволяють вимірювати відносний $\text{tg}\delta$ з

абсолютною похибкою не більше 0,01-0,02%, що дає можливість своєчасно реагувати на зміни ізоляції об'єктів.

Основним недоліком запропонованого методу векторного порівняння є неможливість його використання на підстанціях з малою кількістю об'єктів контролю, наприклад, якщо треба контролювати тільки вводи ВН одного трансформатора.

Для реалізації запропонованого методу необхідна наявність мінімум 3-х трифазних груп об'єктів, в будь-якій комбінації, або ж необхідна еталонна напруга від вимірювальної обмотки ТН, тоді можливий контроль і однієї трифазної групи.

При використанні напруги від ТН, можлива реалізація комбінованого пристрою з контролем виткових замикань ($3U_0$) для трансформатора напруги.

Затвердженим в енергомережах методом вимірювання $\text{tg}\delta_1$ і C_1 , при періодичному контролі, є вимірювання мостом змінного струму [30]. Даний метод вимагає наявність еталонного об'єкту, наприклад, об'єкт однойменної фази з відомим $\text{tg}\delta_1$ і C_1 (трансформатор струму, ввід, конденсатор зв'язку). Для СНК, найбільш прогресивним і дешевим, в порівнянні з мостовим методом, є метод векторного порівняння, в якому по аналогії з мостовим методом використовується еталонний і контрольований об'єкт. Для визначення $\text{tg}\delta_1$ ізоляції використовується синхронний запис струмів еталонного і контрольованого об'єкту, з подальшим обчисленням різниці початкових фаз перших гармонік [27]. Основною проблемою для даного методу є необхідність достовірного опорного об'єкту. Таким об'єктом може бути інший ТС і ВВ відповідної фази або напруга з вимірювальної обмотки ТН відповідної фази. Для підвищення точності і контролю за зміною стану опорних об'єктів необхідно використовувати алгоритм перехресного вимірювання, який має на увазі використання кожного об'єкту однойменної фази, як еталонний, так і в якості контрольованого об'єкту. В результаті такого алгоритму виходить N^2 величин відносних $\text{tg}\delta_1$ (де N – кількість об'єктів контролю приєднаних до однієї фази). На рис. 4.6 представлена матриця результатів вимірювання, де номери рядків (другий індекс) позначають контрольовані об'єкти, а номери

стовпців (перший індекс) еталонні. Наприклад $\text{tg}\delta_{34}$ – еталонним виступав ТС 3-ої групи, а ТС 4-ої групи як контрольований.

	$\text{tg}\delta_{10}$...	$\text{tg}\delta_{(n-2)0}$	$\text{tg}\delta_{(n-1)0}$
$\text{tg}\delta_{01}$...	$\text{tg}\delta_{(n-2)1}$	$\text{tg}\delta_{(n-1)1}$
$\text{tg}\delta_{02}$	$\text{tg}\delta_{12}$		$\text{tg}\delta_{(n-2)2}$	$\text{tg}\delta_{(n-1)2}$
...		$\text{tg}\delta_{(n-1)-(n-2)}$
$\text{tg}\delta_{0(n-1)}$	$\text{tg}\delta_{1(n-1)}$...	$\text{tg}\delta_{(n-2)(n-1)}$	

Рисунок 4.6 – Матриця результатів вимірювання відносних $\text{tg}\delta_1$ об'єктів

Після обробки цих даних обчислюються дійсні значення $\text{tg}\delta_1$ кожного об'єкту. Алгоритм обчислення базується на достатньо простому, але на надійному розвитку одночасно в ізоляції хоч би 50 % всіх контрольованих системою об'єктів однойменної фази. У загальному вигляді, розроблений алгоритм представлений на рис. 4.7.

Етап 1. Вимірювання відносних кутів між векторами струмів повинно проводитися швидкодіючим синхронним аналого-цифровим перетворювачем (АЦП). Теоретично встановлено і підтверджено на практиці, що достатнім є частота дискретизації АЦП 30 кГц, для отримання середньої погрішності вимірювань кута не більше 0,0002 рад. На рис. 3 представлений графік розрахункової середньої погрішності вимірювання $\text{tg}\delta_1$, а крапками на ньому нанесені результати практичного вимірювання $\text{tg}\delta_1$ з різною кількістю точок дискретизації на період струму промислової частоти 50 Гц.

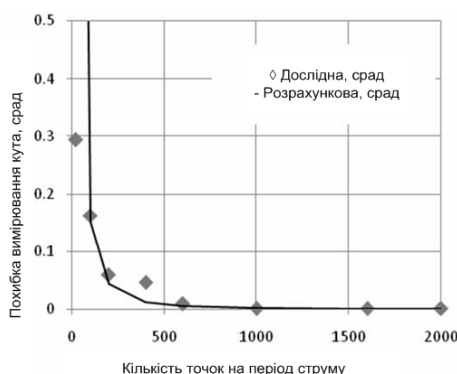


Рисунок 4.7 – Графік залежності розрахункової погрішності вимірювання $\text{tg}\delta_1$ від числа точок дискретизації на період промислової частоти 50 Гц з

нанесеними точками результатів вимірювань отриманих дослідним шляхом середній погрішності (за наслідками 50 вимірювань)

Проте з урахуванням необхідності фільтрації сигналу, умов конкретної підстанції і довжини вимірювальних кабелів частота дискретизації АЦП може бути збільшена.

Важливим зауваженням, є те, що практично неможливо отримати достовірний результат вимірювання $\text{tg}\delta_1$, використовуючи тільки один період струму, на рис. 4.8, представлена гістограма, отримана експериментальним шляхом. На ній показаний розподіл погрішності вимірювання при різній кількості аналізованих періодів.

Таким чином, для отримання міжвекторного кута з погрішністю не більше 0,05 срад, необхідно аналізувати не менше 50 періодів струму провідності ізоляції для виключення випадкових погрішностей.

Точність і розрядність АЦП, грають важливу роль при вимірюванні кута. Досвідченим шляхом було встановлено вплив розрядності АЦП на величину погрішності при вимірюванні, результати представлені в табл. 1. з розрядністю 14-16 битий. Менш чутливі АЦП вноситимуть до результату достатньо велику погрішність (20 % і більш). АЦП з розрядністю 24 біта мають велику вартість.

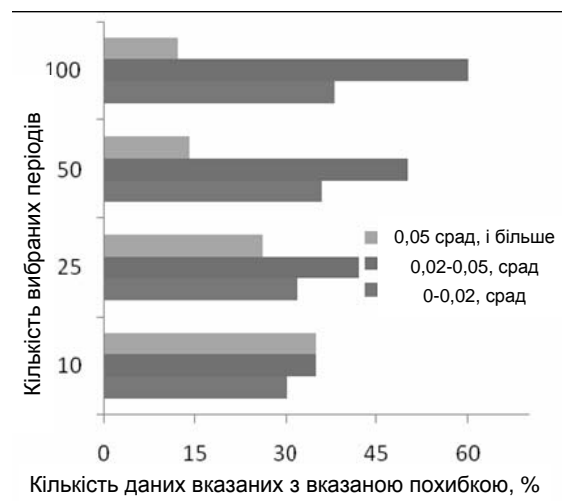


Рисунок 4.8 - Гістограма розподілу погрішностей вимірювання кута між векторами струмів провідності ізоляції два об'єктів при використанні різної кількості аналізованих періодів струму промислової частоти 50 Гц.

Етап 2. Порівняння результатів взаємних вимірювань, тобто значення $\text{tg}\delta_{01}$ і $\text{tg}\delta_{10}$ по модулю, із заданою погрішністю, і відрізнятися по знаку. Якщо результати не проходять таку перевірку, то їх місця в матриці заповнюються нулями оскільки вважається, що при даному вимірюванні результати були схильні до впливу сторонніх чинників і не можуть бути враховані при діагностиці.

Етап 3. Розраховується матриця абсолютних значень $\text{tg}\delta_1$ по формулах, показано на прикладі розрахунку для першого об'єкту, що має індекс «0».

$$\text{tg}\delta_0 = \text{tg}\delta_{1p} - \text{tg}\delta_{01};$$

$$\text{tg}\delta_0 = \text{tg}\delta_{2p} - \text{tg}\delta_{02};$$

$$\text{tg}\delta_0 = \text{tg}\delta_{(n-1)p} - \text{tg}\delta_{0(n-1)}.$$

де n – число об'єктів контролю однойменної фази; p – індекс, що означає результат минулого вимірювання. У загальному вигляді алгоритм виглядатиме:

$$x = 0 \dots n-1,$$

$$m = 0 \dots n-1,$$

$$\text{tg}\delta_x = \text{tg}\delta_{mp} - \text{tg}\delta_{xm}$$

В результаті вийде матриця абсолютних значень, що має вид рис. 4.8, де стовпець значень відповідає одному об'єкту. діелектричних втрат основної ізоляції об'єктів.

$\text{tg}\delta_{0-0}$	$\text{tg}\delta_{1-0}$...	$\text{tg}\delta_{(n-1)-0}$
$\text{tg}\delta_{0-1}$	$\text{tg}\delta_{1-1}$...	$\text{tg}\delta_{(n-1)-0}$
...
$\text{tg}\delta_{0-(n-1)}$	$\text{tg}\delta_{1-(n-1)}$...	$\text{tg}\delta_{(n-1)-(n-1)}$

Рисунок 4.8 – Матриця абсолютних значень тангенса кута діелектричних втрат основної ізоляції об'єктів

Етап 4. З числа значень необхідно отримати одне, тому застосовуючи алгоритми математичної статистики, відсіваються значення, що не потрапляють в інтервал триразового значення стандартного відхилення. Із значень, що

залишилися, розраховується середнє арифметичне, яке і є абсолютним значенням тангенса кута діелектричних втрат для об'єкту.

Етап 5. Після отримання достовірних даних необхідно здійснювати основне завдання СНК стану ізоляції. На даному етапі необхідно визначити і відсіяти вплив на результати вимірювання різних чинників, наприклад, таких як забруднена поверхня ізолятора апарату або розгерметизація вимірювального датчика. Далі застосовуються алгоритми виявлення температурних залежностей, швидкостей і значень зміни діагностичних параметрів і формування висновку про стан основної ізоляції апарату.

Етап 6. Видача користувачам СНК висновку про стан устаткування за принципом «стан нормальний», «стан передаварійний», «стан аварійний», а також видача розширеної діагностичної інформації в табличному і графічному вигляді. Використання розробленого алгоритму дозволяє, точніше отримувати дані про $\text{tg}\delta_1$ апаратів, що підвищує достовірність і ефективність застосування СНК. На рис. 4.9 видно, що дані отримані перехресним методом стабільніші і відповідають результатам перевірочних вимірювань випробувальною установкою УВПГ-250. Дані отримані перехресним методом придатні для подальшої діагностики устаткування. Наприклад, для даного ТС встановлений коефіцієнт температурній залежності 0,81, що свідчить про погіршення стану основної ізоляції, хоча зростання діелектричних втрат поки не спостерігається. Проведення такого аналізу, за даними «еталонного» методу важко. Перехресний метод виключає можливість систематичної погрішності вимірювань, при зміні характеристик еталонної групи.

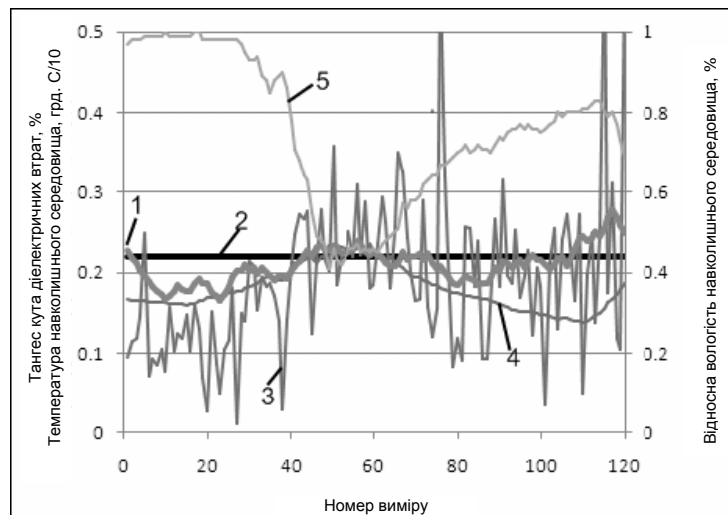


Рисунок 4.9 – Графіки результатів вимірювань $tg\delta_1$ ТС типа ТФУМ-330: 1 – результати вимірів перехресним методом; 2 – результат виміру мостом змінного струму Р5026 з використанням установки УВПГ-250; 3 – результати вимірювань класичним («еталонним») методом; 4 – температура навколишнього середовища; 5 – відносна вологість навколишнього середовища.

4.3 Контроль часткових розрядів

У силових високовольтних трансформаторах застосовується, головним чином, маслбар'єрна ізоляція, що складається із шарів електрокартону і нафтового масла, що чергуються [25-29]. З цих двох компонентів при впливі змінної й імпульсної напруг найбільш навантажені масляні канали. Так, наприклад, в області рівномірного поля співвідношення між напруженостями в маслі E_M і в електрокартоні E_K дорівнює:

$$\frac{E_M}{E_K} = \frac{\epsilon_K}{\epsilon_M} \approx 2. \quad (4.1)$$

Так як електрична міцність масла в 3-4 рази менше міцності просоченого електрокартону, то ЧР виникають насамперед у прошарках масла. Ескіз виконання ізоляції у внутрішньої поверхні обмотки (а) і картина електричного поля в масляному каналі поблизу обмотки (б) показаний на рис. 4.10.

У силових трансформаторах локальні підвищення напруженості електричного поля, достатні для виникнення ЧР, можуть виникати в різних

місцях, причому небезпека ЧР визначеної інтенсивності значно залежить від місця їхнього виникнення. Так, інтенсивні ЧР у виді стримерної корони в чисто масляному проміжку (наприклад, із фланця прохідного ізолятора) при впливі робочої напруги чи перенапруг представляють значно меншу небезпеку, чим аналогічні ЧР у маслобар'єрної ізоляції (наприклад, пробій масляного каналу), тому що в останньому випадку ці ЧР приводять до необоротних руйнувань твердої ізоляції. Крім того, ЧР однакової інтенсивності, що виникають у різних місцях по довжині обмотки, приводять до різних реєструємих значень явного розряду внаслідок загасання сигналу при його проходженні по обмотці. Ці обставини значно утрудняють установлення небезпечних рівнів ЧР при різних впливах [30, 38].

Можна виділити наступні види ЧР в ізоляції силових трансформаторів: 1) пробій масляного каналу в маслобар'єрної ізоляції середньої частини обмотки; 2) пробій масляного каналу в області краю обмотки; 3) пробій масляного зазору в місці зіткнення ізолюваного проводу і електрокартону чи папера (ізоляція відводів, перемичок, міжфазна ізоляція); 4) ЧР у паперово-масляній ізоляції на відводах, перемичках і т.п. ; 5) пробій масляного каналу між котушками (у подовжній ізоляції); 6) частковий пробій виткової ізоляції; 7) ковзний розряд по поверхні електрокартону.

Пробій масляного каналу найчастіше приводить до місцевих необоротних ушкоджень твердої ізоляції (обвуглені сліди на поверхні чи в товщі твердої ізоляції – електрокартону чи папера) і можливому подальшому розвитку цих ушкоджень. Для ізоляції трансформатора важливо не тільки збереження її ізолюючих властивостей у момент пробою масляного каналу, але і збереження її тривалої міцності в процесі подальшої експлуатації. Тому напруга, що приводить до пробою масляного каналу, прийнято ототожнювати з пробивною напругою маслобар'єрної ізоляції, що визначає її короткочасна електрична міцність [38].

У головній ізоляції трансформаторів висока напруженість виникає в поверхні проводу обмотки $E_{max} = (2 \div 2,5) E_M$, де E_M — напруженість у середині масляного каналу, що визначається по формулі:

$$E_M = \frac{U}{r_{cp} \varepsilon_M \sum_i \frac{1}{\varepsilon_i} \ln \frac{r_i}{r_{i-1}}}, \quad (4.2)$$

де r_{cp} - радіус поверхні, що проходить через середину масляного каналу; r_i - радіус граничної поверхні 1-го шару; ε_i — діелектрична проникність i -го шару. У зв'язку з значним перекручуванням поля в першому масляному каналі, як правило, пробой настають насамперед у цьому каналі, що розділяє обмотку і перший бар'єр з картону.

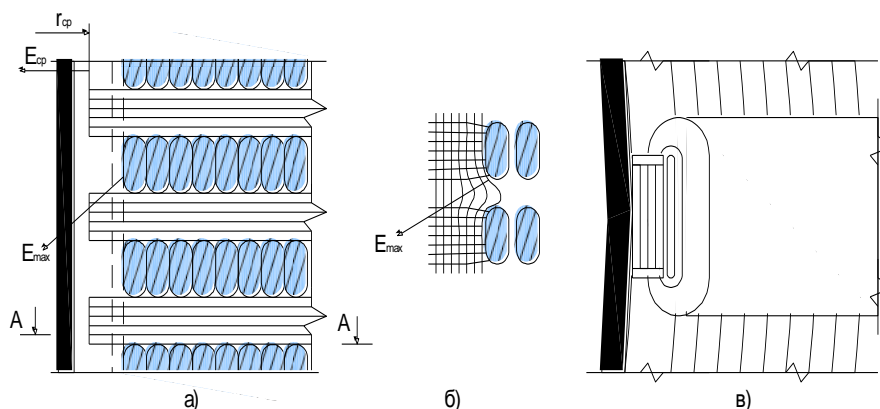


Рисунок 4.10 - Ескіз виконання ізоляції у внутрішньої поверхні обмотки (а) і картина електричного поля в масляному каналі поблизу обмотки (б)

Характерними рисами умов роботи маслобар'єрної ізоляції в трансформаторах і реакторах є відсутність відкритих металевих поверхонь електродів у місцях найбільшої напруженості поля і відсутність гострих точок і кутів на електродах. Тому початкові ЧР локалізуються не в поверхні металу, а в поверхнях ізоляції, у першу чергу - у місцях стиків ізоляційних деталей. Іншим джерелом початкових ЧР є місця торкання бар'єрів і ізолюваного проводу обмотки в переходах і перемичках.

4.3.1 Дослідження часткових розрядів в апаратній паперово-масляній ізоляції

Апаратна паперово-масляна ізоляція є неоднорідним шаровим діелектриком. Її макроскопічну структуру складають шари просоченої нафтовим маслом кабельного папера і масляні прошарки, що заповнюють зазори між шарами папера.

У залежності від призначення в конструкціях з паперово-масляною ізоляцією застосовуються два варіанти виконання ізоляційного шару: 1) листовий, чи рулонний, коли шар ізоляції виконується з суцільних аркушів (рулонів) папера; 2) стрічковий, коли шар ізоляції складається з стрічок чи смуг папера.

Листова, чи рулонна ізоляція найчастіше застосовується в прохідних ізоляторах, довжина яких не перевищує ширини паперових рулонів.

Стрічкова ізоляція застосовується для накладення на ізолюючі елементи складної конфігурації, особливо в місцях вигинів з малими радіусами, а також, коли розміри ізолюючих елементів перевершують ширину паперових рулонів, що випускаються промисловістю. Зокрема, вона застосовується в деяких типах трансформаторів струму і прохідних ізоляторів.

Ряд конструкцій апаратів і прохідних ізоляторів має негерметичне виконання, при якому внутрішня ізоляція захищена від впливу навколишньої атмосфери тільки за допомогою розширювачів, масло в який має контакт із повітрям. Унаслідок цього відбувається поступове зволоження ізоляції з постійною часу 3-5 років. Рівноважна вологомiсткість ізоляції (просоченої маслом папера) через 10-15 років експлуатації досягає 4-5% по масі. При порушенні технологічного режиму [12] ізоляція може мати підвищену (до 1-1,5%) вологомiсткість у стані постачання.

Збільшення вологості ізоляції приводить до погіршення ряду її електричних характеристик. Відбувається зниження пробивної напруженості, ріст $\text{tg}\delta$, погіршення фізико-хімічних характеристик масла, зв'язаних з

інтенсифікацією окисних процесів, особливо при температурі 80-90° С в нормальному робочому режимі. Вологість ізоляції помітно позначається на зниженні напруженості початкових і критичних ЧР, а також на збільшенні їхньої інтенсивності при заданій напруженості електричного поля. Температура не робить значного впливу на характеристики ЧР.

4.3.2 Залежність напруженості часткових розрядів від товщини ізоляції

Для ізоляції з різко нерівномірним полем, виникнення початкових і критичних ЧР визначається процесами, що відбуваються в краю електрода. Це підтверджується структурою відповідних емпіричних формул, у яких показник ступеня при d близький до 0,5. За даними експериментів залежність середніх значень E_H (на рівні $3 \cdot 10^{-12} - 10^{-14}$ Кл) від товщини діелектрика може бути представлена у виді

$$E_H = 3,6d^{0,5} \quad (4.3)$$

де d - товщина ізоляції в мм ($0,05 \leq d \leq 10$ мм); E_H - в кВ/мм. Розкид значень E_H характеризується коефіцієнтом варіації σ_H / E_H , рівним 10%.

Дослідження, зроблені на зразках великої ємності з гострим краєм електрода при схемі реєстрації ЧР з чутливістю $\sim 10^{-12}$ Кл, привели до наступних залежностей для стрічкової ізоляції з кабельного папера К-12:

$$E_H = 10 d^{0,58} \quad (4.4)$$

$$E_{KP} = 18 d^{0,58} \quad (4.5)$$

де d - товщина ізоляції в мм; E - середня напруженість електричного поля в кВ/мм.

Розкид напруженості початкових ЧР на рівні 10^{-12} Кл для окремих зразків характеризується коефіцієнтом варіації σ_H / E_H , рівним 25-30%, а критичних ч. д. σ_{KP} / E_{KP} , рівним 7-10%.

Для ізоляції із сильно нерівномірним полем у країв електродів підвищення напруженості (напруги) ЧР можна досягти шляхом ослаблення крайового ефекту електродів.

Для ізоляції з рівномірним чи слабо нерівномірним полем і з усунутих крайовим ефектом напруженості початкових і критичних ЧР, розраховані по максимальній напруженості в електрода з меншим радіусом кривизни, не залежать від товщини діелектрика. Так, наприклад, для стрічкової ізоляції з кабельного папера К-12, у якій крайовий ефект був усунутий за допомогою конусних оброблень, $E_H = 12$ кВ/мм і $E_{KP} = 30$ кВ/мм. Коефіцієнт варіації для цих величин складає відповідно 30 і 10%.

4.3.3 Часткові розряди в ізоляції електричних машин

Для ізоляції обмоток електричних машин широке поширення одержала Вплив кожного з цих факторів є досить істотним. У зв'язку з цим вибір товщини ізоляції і робочої напруженості ґрунтується головним чином на експлуатаційному досвіді. При цьому встановлений зв'язок між товщиною ізоляції d і номінальною напругою машини $U_{НОМ}$ [1], зображена на рисунку 4.11, що може бути апроксимована формулою

$$d = 1,45 + 0,24 U_{НОМ}, \quad (4.6)$$

де d у мм, а $U_{НОМ}$ у кВ.

В останні роки були зроблені розробки, що дозволили зменшити товщину ізоляції і збільшити припустимі напруженості (рис. 4.12).

Розглянемо можливість виникнення ЧР у газових включеннях ізоляції .
Так як

$$d = d_B + d_D, \quad (4.7)$$

то відповідно до амплітудного значення напруженості повітряного включення

$$E_B = \frac{U_m}{d_B + \frac{\epsilon_B d_D}{\epsilon_D}} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{НОМ}}{\sqrt{3} \left(d_B + \frac{\epsilon_B d_D}{\epsilon_D} \right)}. \quad (4.8)$$

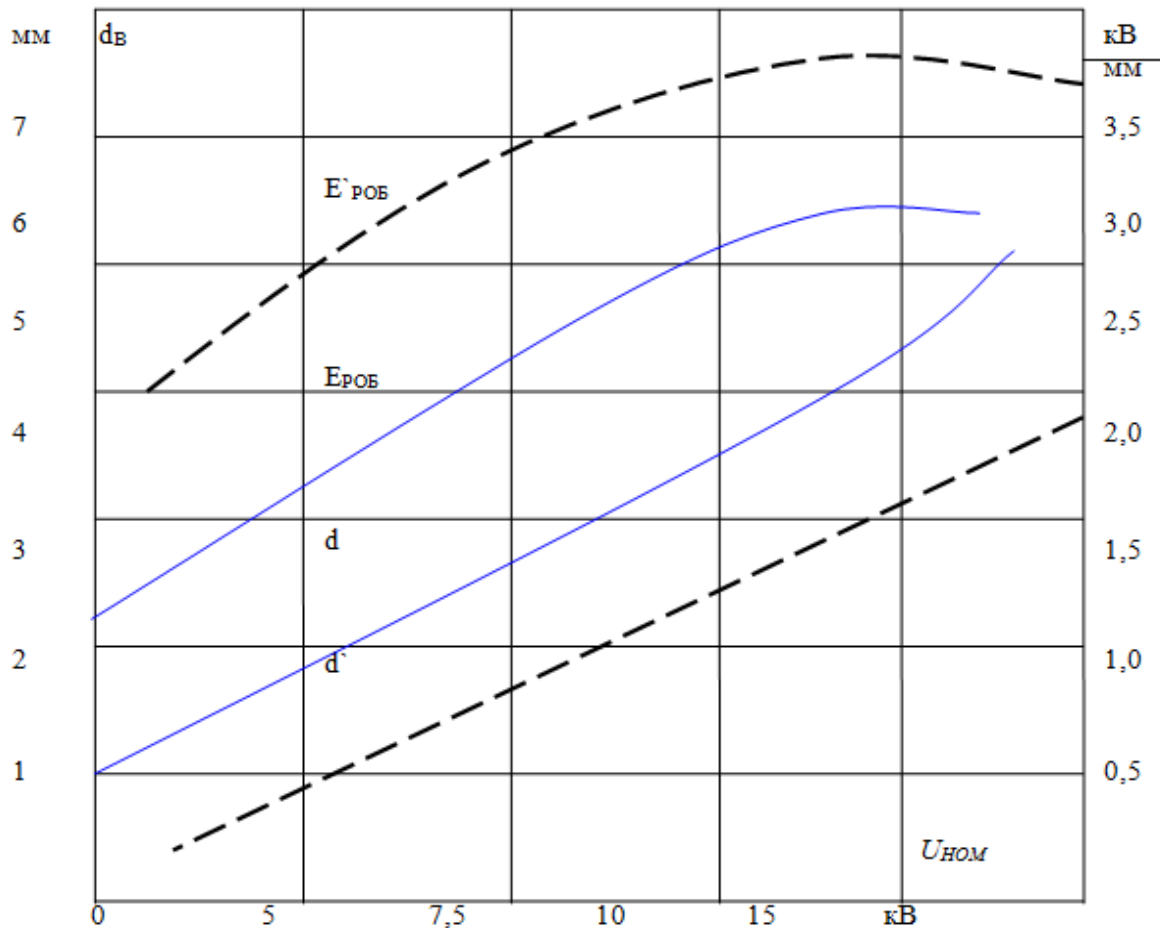


Рисунок 4.11 - Залежність товщини ізоляції d і робочих напруженостей $E_{роб}$ від номінальної напруги машини для нормальної ($d, E_{роб}$) і стоншеної ізоляції ($d', E'_{роб}$)

З (4.8) (4.9) можна знайти вираз, що зв'язує $U_{НОМ}$ та E_B .

$$\text{При } \varepsilon_D/\varepsilon_B = 5 \text{ маємо: } U_{НОМ} = \frac{E_B(4d_B + 1,45)}{4,1 - 0,24E_B}, \quad (4.9)$$

де d_B - в мм, E_B - в кВ/мм, $U_{НОМ}$ - в кВ.

Підставивши замість E_B значення пробивної напруженості газового включення товщиною d_B , визначимо зв'язок між номінальною напругою машини і товщиною повітряних включень, у яких виникають ЧР. Отримана в такий спосіб залежність приведена на рисунку 4.12. З рисунка випливає, що ЧР можуть мати місце тільки в машинах з номінальною напругою 6 кВ та вище.

де d_B – товщина повітряного включення і d_D – товщина твердої ізоляції,

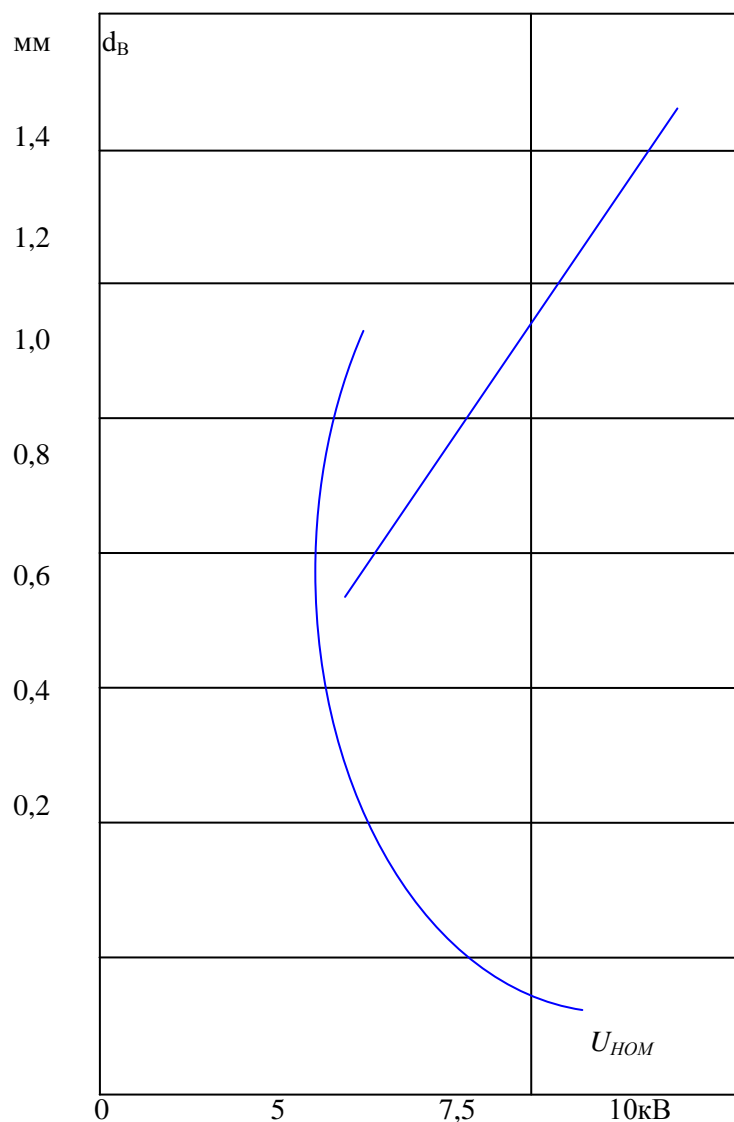


Рисунок 4.12 - Залежність товщини d_B повітряних включень, в яких виникають ЧР при номінальній напрузі, від номінальної напруги $U_{НОМ}$ для випадку одного включення.

4.3.4 Розрахунки результатів вимірювання ЧР

В експлуатації знаходяться пристрої та устаткування як періодичного контролю так і безперерного контролю ЧР [31, 39]. Частина з таких пристроїв (наприклад, СЧР-1 виробництва ОРГРЕС) сигналізують про перевищення частковими розрядами нормованого значення. А далі експлуатаційний персонал здійснює вимірювання параметрів ЧР. За результатами вимірювань

експлуатаційний персонал розрахунковим шляхом визначає уявний заряд. Уявний заряд є параметром ЧР і діагностичним параметром ПМІ.

Розглянемо методику розрахунку уявного заряду за результатами вимірювань параметрів ЧР в ПМІ високовольтного вводу 330 кВ.

При прямій градуйовці з зарядом градуйованих імпульсів $q_{\Gamma} = q_0 = 1 \cdot 10^{-8}$ (Кл) отримані показання приладу 30 (дБ) при положенні дільника сигналу 20 (дБ): отже; показання СЧР $\alpha_{\Gamma}^* = 30 + 20 = 50$ (дБ). При вимірюваннях отримане найбільше показання СЧР $\alpha^* = 42$ (дБ), при напрузі випробування 180 кВ.

Децибельний рівень результату вимірювання. $q^* = \alpha^* - \alpha_{\Gamma}^* = 42 - 50 = -8$ (дБ), що відповідає відношенню $K = 2,5$ рази. Отже результат вимірювання $q = 2,5 \cdot 10^{-8}$ (Кл).

При еквівалентної градуйовці з зарядом градуйованих імпульсів $q_{\Gamma} = q_0 = 1 \cdot 10^{-8}$ (Кл) отримані показання СЧР $\alpha_{\Gamma 1}^* = 29$ (дБ) і $\alpha_{\Gamma 2}^* = 50$ (дБ). Результат вимірювання ЧР - $\alpha^* = 40$ (дБ).

Визначимо значення $M = \frac{m}{m-1}$. При отриманих даних $m^* = 50 - 29 = 21$ (дБ) (20 (дБ) + 1 (дБ)); це при переході до співвідношень дає $K = 10 \cdot 1,1 = 11$. Отже $M = \frac{11}{10} = 1,1$ і з погрішністю в 8,2% можна прийняти спосіб спрощеної градуйовки за результатами додатка градуйованих імпульсів до низкопотенціального виводу об'єкта (тобто входу пристрою приєднання).

Тоді результат вимірювання:

$$q^* = \alpha^* - \alpha_{\Gamma 2}^* = 40 - 50 = -10 \text{ (дБ)}.$$

Значенню логарифмічного рівня 10 (дБ) відповідає множник $K' = 3,2$.

Отриманий логарифмічний рівень q^* має негативне значення, отже

$$K = \frac{1}{K'} \text{ і } q = \frac{q_0}{K'} = \frac{1 \cdot 10^{-8}}{3,2} \approx 3,1 \cdot 10^{-9}.$$

Визначимо межі застосування спрощеної градуйовки, виходячи з припустимої погрішності вимірювання. Для експлуатаційного контролю прийнятною є погрішність вимірювання, що не перевищує 30% (тобто $M \leq 1,3$).

При $M = \frac{m}{m-1} = 1.3$ одержимо, що $m = \frac{\alpha_{Г2}}{\alpha_{Г1}} = 4.4$.

Прийmemo $m=5$, що відповідає децибельному рівню $m^* = 14$ (дБ). Отже, якщо в результаті еквівалентної градуїовки отримано, що $m^* = \alpha_{Г2}^* + q_{Г1}^* \geq 14$ (дБ) то допустимо спрощений розрахунок $K_q^* \approx q_{Г}^* - \alpha_{Г2}^*$.

При прямій градуїовці з зарядом градуїованих імпульсів $q_{Г} = q_0 = 1 \cdot 10^{-8}$ (Кл) отримані показання приладу 30 (дБ) при положенні дільника сигналу 20 (дБ): отже; показання СЧР $\alpha_{Г}^* = 30 + 20 = 50$ (дБ). При вимірюваннях отримане найбільше показання СЧР $\alpha^* = 44$ (дБ), при максимальній напрузі випробування 180 кВ.

Децибельний рівень результату вимірювання.

$q^* = \alpha^* - \alpha_{Г}^* = 44 - 50 = -6$ (дБ), що відповідає відношенню $K = 2$ рази.

Отже результат вимірювання

$q = 2 \cdot 10^{-8}$ (Кл).

При еквівалентної градуїовці з зарядом градуїованих імпульсів $q_{Г} = q_0 = 1 \cdot 10^{-8}$ (Кл) отримані показання СЧР $\alpha_{Г1}^* = 29$ (дБ) і $\alpha_{Г2}^* = 50$ (дБ). Результат вимірювання ЧР - $\alpha^* = 41$ (дБ).

Тоді результат вимірювання:

$q^* = \alpha^* - \alpha_{Г2}^* = 41 - 50 = -9$ (дБ).

Значенню логарифмічного рівня 10 (дБ) відповідає множник $K' = 2,8$.

Отриманий логарифмічний рівень q^* має негативне значення, отже

$$K = \frac{1}{K'} \text{ і } q = \frac{q_0}{K'} = \frac{1 \cdot 10^{-8}}{2.8} \approx 3.6 \cdot 10^{-9}.$$

При прямій градуїовці з зарядом градуїованих імпульсів $q_{Г} = q_0 = 1 \cdot 10^{-8}$ (Кл) отримані показання приладу 30 (дБ) при положенні дільника сигналу 20 (дБ): отже; показання СЧР $\alpha_{Г}^* = 30 + 20 = 50$ (дБ). При вимірюваннях отримане найбільше показання СЧР $\alpha^* = 39$ (дБ), при максимальній напрузі випробування 180кВ.

Децибельний рівень результату вимірювання.

$q^* = \alpha^* - \alpha_{Г}^* = 39 - 50 = -11$ (дБ), що відповідає відношенню $K = 3,5$ рази.

Отже результат вимірювання

$$q = 3,5 \cdot 10^{-8} \text{ (Кл)}.$$

При еквівалентної градуїовці з зарядом градуїованих імпульсів $q_{\Gamma} = q_0 = 1 \cdot 10^{-8}$ (Кл) отримані показання СЧР $\alpha_{\Gamma_1}^* = 29$ (дБ) і $\alpha_{\Gamma_2}^* = 50$ (дБ). Результат вимірювання ЧР - $\alpha^* = 37$ (дБ).

Тоді результат вимірювання:

$$q^* = \alpha^* - \alpha_{\Gamma_2}^* = 37 - 50 = -13 \text{ (дБ)}$$

Значенню логарифмічного рівня 10(дБ) відповідає множник $K' = 4,5$.

Отриманий логарифмічний рівень q^* має негативне значення, отже

$$K = \frac{1}{K'}, \text{ і } q = \frac{q_0}{K'} = \frac{1 \cdot 10^{-8}}{4,5} \approx 2,2 \cdot 10^{-9}.$$

При прямій градуїовці з зарядом градуїованих імпульсів $q_{\Gamma} = q_0 = 1 \cdot 10^{-8}$ (Кл) отримані показання приладу 30 (дБ) при положенні дільника сигналу 20 (дБ): отже; показання СЧР $\alpha_{\Gamma}^* = 30 + 20 = 50$ (дБ). При вимірюваннях отримане найбільше показання СЧР $\alpha^* = 30$ (дБ), при напрузі випробування 180 кВ.

Децибельний рівень результату вимірювання.

$$q^* = \alpha^* - \alpha_{\Gamma}^* = 30 - 50 = -20 \text{ (дБ)}, \text{ що відповідає відношенню } K = 10 \text{ рази.}$$

Отже результат вимірювання

$$q = 1 \cdot 10^{-7} \text{ (Кл)}.$$

При еквівалентної градуїовці з зарядом градуїованих імпульсів $q_{\Gamma} = q_0 = 1 \cdot 10^{-8}$ (Кл) отримані показання СЧР $\alpha_{\Gamma_1}^* = 28$ (дБ) і $\alpha_{\Gamma_2}^* = 50$ (дБ). Результат вимірювання ЧР - $\alpha^* = 28$ (дБ).

Визначимо значення $M = \frac{m}{m-1}$. При отриманих даних $m^* = 50 - 28 = 22$ (дБ) (20(дБ)+2(дБ)); це при переході до співвідношень (див. таблицю) дає $K = 10 \cdot 1,3 = 13$. Отже $M = \frac{13}{12} = 1,08$ і з погрішністю в 8% можна прийняти спосіб спрощеної градуїовки за результатами додатка градуїованих імпульсів до низкопотенціального виводу об'єкта (тобто входу пристрою приєднання).

Тоді результат вимірювання:

$$q^* = \alpha^* - \alpha_{\Gamma_2}^* = 28 - 50 = -22 \text{ (дБ)}.$$

Значенню логарифмічного рівня 10 (дБ) відповідає множник $K' = 13$.

Отриманий логарифмічний рівень q^* має негативне значення, отже

$$K = \frac{1}{K'} \text{ і } q = \frac{q_0}{K'} = \frac{1 \cdot 10^{-8}}{13} \approx 1.3 \cdot 10^{-8}$$

Визначимо межі застосування спрощеної градуировки, виходячи з припустимої погрішності вимірювання. Для експлуатаційного контролю прийнятною є погрішність вимірювання, що не перевищує 30% (тобто $M \leq 1,3$).

При $M = \frac{m}{m-1} = 1.3$ одержимо, що $m = \frac{\alpha_{Г2}}{\alpha_{Г1}} = 4.4$.

По прямій градування з зарядом градуированих імпульсів:

$$q_{Г} = q_0 = 1 \cdot 10^{-8} \text{ (Кл)},$$

отримані показання приладу 30 (дБ) при положенні дільника сигналу 20 (дБ): отже; показання СЧР $\alpha_{Г}^* = 30 + 20 = 50$ (дБ). При вимірюваннях отримане найбільше показання СЧР $\alpha^* = 29$ (дБ), при максимальній напрузі випробування 180 кВ.

Децибельний рівень результату вимірювання.

$$q^* = \alpha^* - \alpha_{Г}^* = 29 - 50 = -21 \text{ (дБ)}, \text{ що відповідає відношенню } K = 11,2 \text{ рази.}$$

Отже результат вимірювання

$$q = 11,2 \cdot 10^{-8} \text{ (Кл)}.$$

б) По еквівалентній градування з зарядом градуированих імпульсів $q_{Г} = q_0 = 1 \cdot 10^{-8}$ (Кл) отримані показання СЧР $\alpha_{Г1}^* = 29$ (дБ) і $\alpha_{Г2}^* = 50$ (дБ). Результат вимірювання ЧР - $\alpha^* = 27$ (дБ). Тоді результат вимірювання: $q^* = \alpha^* - \alpha_{Г2}^* = 27 - 50 = -23$ (дБ). Значенню логарифмічного рівня 10 (дБ) відповідає множник $K' = 14,1$. Отриманий логарифмічний рівень q^* має негативне значення, отже

$$K = \frac{1}{K'} \text{ і } q = \frac{q_0}{K'} = \frac{1 \cdot 10^{-8}}{14,1} \approx 1.41 \cdot 10^{-8}.$$

По прямій градування з зарядом градуированих імпульсів $q_{Г} = q_0 = 1 \cdot 10^{-8}$ (Кл) отримані показання приладу 30 (дБ) при положенні дільника сигналу 20 (дБ): отже; показання СЧР $\alpha_{Г}^* = 30 + 20 = 50$ (дБ). При вимірюваннях отримане

найбільше показання СЧР $\alpha^* = 25$ (дБ), при максимальній напрузі випробування 180кВ. Децибельний рівень результату вимірювання.

$$q^* = \alpha^* - \alpha_{\Gamma}^* = 25 - 50 = -25 \text{ (дБ)}, \text{ що відповідає відношенню } K = 17,8 \text{ рази.}$$

Отже результат вимірювання $q = 17,8 \cdot 10^{-8}$ (Кл).

По еквівалентній градуювання з зарядом градуйованих імпульсів $q_{\Gamma} = q_0 = 1 \cdot 10^{-8}$ (Кл) отримані показання СЧР $\alpha_{\Gamma 1}^* = 29$ (дБ) і $\alpha_{\Gamma 2}^* = 50$ (дБ). Результат вимірювання ЧР - $\alpha^* = 23$ (дБ). Тоді результат вимірювання:

$q^* = \alpha^* - \alpha_{\Gamma 2}^* = 23 - 50 = -27$ (дБ). Значенню логарифмічного рівня 10 (дБ) відповідає множник $K' = 22,4$. Отриманий логарифмічний рівень q^* має

негативне значення, отже $K = \frac{1}{K'}$ і $q = \frac{q_0}{K'} = \frac{1 \cdot 10^{-8}}{22,4} \approx 2,24 \cdot 10^{-8}$. Результати

розрахунків наведені в таблицях В.1 та В.2 додатку В.

Висновки до четвертого розділу

Системи безперервного контролю ізоляції ТС і ВВ повинні забезпечити зниження аварійності в енергосистемах, а також накопичення даних, необхідних для вдосконалення системи діагностики, автоматизацію вимірювань і аналізу, зменшення об'єму робіт персоналу зниження впливу

людського чинника, автоматичного запису і зберігання даних вимірювань виявлення тенденцій і швидкості зміни параметрів і своєчасного отримання сигналів про відхиленнях як черговим персоналом підстанції, так і службами діагностики енергокомпаній і магістральних мереж.

Проте забезпечити такі високі вимоги здатні пристрої, що базуються на методах що дозволяють з необхідною точністю вимірювати основні характеристики ізоляції $\text{tg}\delta_1$ і C_1 . Такими методами, на даний момент, є мостовий метод і метод векторного порівняння.

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗРАХУНОК

5.1 Техніко – економічне обґрунтування

В наш час велику увагу приділяють питанню зменшення втрат при експлуатації енергетичного обладнання. Водночас велика частина електрообладнання відпрацювало 25 і більше років. Економічно виправданим є продовження терміну експлуатації такого обладнання, якщо воно нормально функціонує за умов застосування комплексного діагностичного дослідження стану цього обладнання.

Сучасний стан енергетичного устаткування вимагає якісно нового підходу до оцінки його технічного стану, що дозволить підтримувати необхідну надійність енергопостачання і виробництво електричної енергії.

Необхідність безперебійної подачі електроенергії для енергетичного обладнання при повній відсутності запасних і дублюючих елементів електричного обладнання істотно міняє відношення до планово-профілактичних ремонтів, змушуючи експлуатувати це устаткування до критичного стану.

Внаслідок цього створення ефективної системи моніторингу технічного стану енергетичного обладнання стає вкрай важливою науково-технічною проблемою.

В даний час ні у одного спеціаліста енергосистем не викликає сумнівів те, що вартість будь-якого сучасного енергетичного обладнання, сполученого з самими сучасними комп'ютерними системами останніх поколінь і призначеного для проведення моніторингу технічного стану, мізерно мала в порівнянні з вартістю електроенергетичних об'єктів або втрат пов'язаних з можливими аваріями і виведенням електричного обладнання із експлуатації.

В таблиці 5.1 наведені норми часу для визначення огляду і стану ізоляції, вимірювання опору ізоляції та вимірювання тангенса кута діелектричних втрат, випробування підвищеною напругою частоти 50 Гц та проведення інших діагностичних заходів .

Таблиця 5.1 - Норма часу

Назва обладнання	Вид вип-ня	Норма часу люд*год	Склад бригади
Маслобар'єрні вводи на напруги до 110 кВ включно	П	5,80	Інженер 2к. Електромонтер 3 р.
	К	5,80	
	М	5,80	
Маслобар'єрні вводи на напруги від 110 кВ до 220 кВ включно	П	6,0	Інженер 1к. Електромонтер 3 р.
	К	6,0	
	М	6,0	
Маслобар'єрні вводи на напруги від 35 кВ до 110 кВ включно	П	6,2	Інженер 1к. Електромонтер 4 р.
	К	6,2	
	М	6,2	
Маслобар'єрні вводи на напруги понад 35 кВ	П	6,4	Інженер 1к. Електромонтер 6 р.
	К	6,4	
	М	6,4	
Паперово-масляні вводи на напруги до 110 кВ включно	П	6,1	Інженер 2к. Електромонтер 3 р.
	К	6,1	
	М	6,1	
Паперово-масляні вводи на напруги від 35 кВ до 110 кВ включно	П	6,3	Інженер 1к. Електромонтер 3 р.
	К	6,3	
	М	6,3	
Паперово-масляні вводи на напруги від 35 кВ до 110 кВ включно	П	6,5	Інженер 1к. Електромонтер 4 р.
	К	6,5	
	М	6,5	
Паперово-масляні вводи на напруги понад 35 кВ	П	6,7	Інженер 1к. Електромонтер 6 р.
		6,7	
		6,7	

(К – перевірка під час капремонту; П – безпосередня перевірка під час поточного ремонту та огляду особою, відповідальною за електрогосподарство; М – міжремонтна перевірка (візуальна перевірка під час чергових оглядів експлуатаційним персоналом).

5.2 Визначення капіталовкладень

Визначимо капіталовкладення в установку визначення дефектів паперово-масляної ізоляції обладнання 35-110 кВ в умовах експлуатації. В таблиці 5.2 наведемо вартість приладів і визначимо сумарну вартість системи діагностики.

Таблиця 5.2 – Вартість обладнання для проведення діагностики високовольтного вводу.

№	Найменування Приладу	Кількість	Усереднена вартість приладу на ринку України, тис.грн.
1	Конденсатор КПМ1-50-1	2700	3726
2	Джерело живлення	1	300
3	Випробувальний Трансформатор	1	3
4	Реактор РОДЦ 110000/750	1	5000

Капіталовкладення на виготовлення випробувальної установки:

$$K=3\,726+300+3=4029 \text{ (тис.грн.)} \quad (5.1)$$

5.3 Визначення економічної ефективності впровадження системи визначення дефектів паперово-масляної ізоляції обладнання 35-110 кВ в умовах експлуатації

В середньому в рік внаслідок великого строку служби енергетичного обладнання та недостатньо високої якості системи діагностування проводиться, на прикладі реакторів, близько 4 непланових ремонтів, середня вартість яких становить близько 350 тис. грн. кожен, із-за пошкодження паперово-масляної ізоляції високовольтних вводів. Враховуючи великий строк експлуатації реакторів ми не можемо вважати що з допомогою даної системи ми уникнемо непланових ремонтів. Припустимо, зважаючи на велику надійність нової системи технічної діагностики, що ми зможемо попередити і уникнути 3 непланових ремонтів з 4, що мають місце на даний час.

Порахуємо збитки при виході з ладу реакторів, по причині пошкодження високовольтних вводів із-за виникнення дефектів паперово-масляної ізоляції, на проведення непланових ремонтів.

$$\Delta\P = 350 \cdot 3 = 1400 \text{ (тис.грн.)} \quad (5.2)$$

Затрати, які потрібні на утримання персоналу, який проводить випробування:

$$И = N \cdot T_1 \cdot K_{\text{сер}} \cdot z = 32 \cdot 15,625 \cdot 4 \cdot 30 = 59000 \text{ (грн./рік)} \quad (5.3)$$

Визначимо плату за одну годину роботи бригади, яка проводить випробування:

$$T_1 = \frac{M_n \cdot K_b}{T_p \cdot T_{зм}} = \frac{420 \cdot 1,375}{22 \cdot 8} = 59000 \text{ (грн./год.)} \quad (5.4)$$

де: $M_n = 2000$ грн. - місячна оплата праці;

- $K_b = 1,375$ - коефіцієнт відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби;
- $T_p = 22$ дні – число днів в місяці;
- $T_{зм} = 8$ годин – тривалість зміни.
- $K_{сер} = 4$ середній тарифний коефіцієнт слюсаря - наладчика IV розряду;
- $z = 30$ – число реакторів, які випробувано за рік ;

Визначимо скільки людино-годин потрібно затратити на проведення випробування:

$$N = T_{пв} \cdot n = 4 \cdot 8 = 32 \text{ (люд} \times \text{год.)} \quad (5.5)$$

- $T_{пв} = 4$ дні – число днів в місяці, протягом яких проводимо випробування;
- $n = 8$ годин – тривалість зміни.

Визначимо строк окупності даної системи діагностики:

$$T_{ок} = \frac{K}{\Delta\Pi - И} = \frac{4029}{1400 - 59000} = 3,0 \text{ (роки)} \quad (5.6)$$

Висновки до п'ятого розділу

Як бачимо з отриманих результатів дана система випробування окупиться через 3,0 роки. А вже з перших годин роботи підвищить надійність та якість експлуатації паперово-масляної ізоляції, продовжить життя обладнання і попередить його аварію, при проведенні випробувань.

6. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

6.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

На електротехнічний персонал, який здійснює діагностування енергетичного обладнання з паперово-масляною ізоляцією в умовах експлуатації, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори :

а) фізичні:

- підвищена та знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря у робочій зоні;
- недостатність природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;

- підвищений рівень вібрації,

в) психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні)
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

6.2 Мікроклімат

Основними нормативними документами, що регламентують параметри мікроклімату виробничих приміщень, є ДСН 3.3.6.042-99.

Мікроклімат цеху характеризується наступними чинниками: температурою повітря, відносною вологістю повітря, швидкістю руху повітря, інтенсивністю теплового випромінювання.

Робота з обслуговування верстатного обладнання відноситься до

категорії Пб по важкості праці.

Допустимі норми температури, відносної вологості та швидкості руху повітря в робочій зоні виробничих приміщень приведені в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1- Допустимі норми параметрів повітря на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість	Швидкість руху, X
Холодний	Пб	13-23	75	не більше 0,4
Теплий		15-29	70 при 25 °С	0,2-0,5

6.3 Виробниче освітлення

Природне освітлення

Підстанція знаходиться у Вінницькій області, система природного освітлення відноситься до бокової. Характеристика зорових робіт - середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006 розряд зорової роботи IV, підрозряд «в». При боковому суміщеному освітленні $K_{\text{ПО}}(e_{\text{н}}) = 0,9\%$.

Нормоване значення КПО для даного виробничого приміщення розраховуємо за формулою:

$$e_{\text{N}} = e_{\text{н}} \cdot m_{\text{N}},$$

m_{N} - коефіцієнт світлового клімату, $m_{\text{N}} = 0,9$.

Суміщене освітлення ($e_{\text{н}} = 0,9\%$). Отже, $e_{\text{N}} = 0,9 \cdot 0,9 = 0,8\%$.

Природне освітлення одностороннє і здійснюється через вікна, які орієнтовані на північний схід.

Штучне освітлення

Правильна експлуатація установок природного і штучного освітлення відіграє важливу роль для створення високого рівня освітленості в приміщеннях і економії електроенергії, що витрачається на штучне електричне

освітлення. Норми освітленості при штучному освітленні занесені до таблиці 6.2

Таблиця 6.2 - Норми освітленості при штучному освітленні

Характеристика зорової роботи	Найменший розмір об'єкта розрізнення	Розряд зорової роботи	Підрозряд зорової роботи	Контраст об'єкта розрізнення з фоном	Характеристика фона	Освітленість,	
						Штучне освітлення	
						Комбіноване	Загальне
Середньої точності	Вище 0,5 до 1	IV	в	Середній, малий	Середній, темний	400	200

Для освітлення миючого відділу вибираємо світильники прямого світла ЛПО-02 з двома люмінесцентними лампами. Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 4,5 метра.

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

6.4 Виробничий шум

На підприємстві джерелом шуму є обладнання, машини, механізми та верстати - механічний шум.

Шум - це хаотична сукупність різних за силою і частотою звуків, що заважають сприйняттю корисних сигналів і негативно впливають на людину.

Постійна дія сильного шуму може не лише негативно вплинути на слух, але й викликати інші шкідливі.

Шум має кумулятивний ефект, тобто акустичні подразнення, накопичуючись в організмі людини, все сильніше пригнічують нервову систему. Тому перед втратою слуху від впливу шумів виникає

функціональний розлад центральної нервової системи. Особливо шкідливий вплив шуму позначається на нервово-психічній діяльності людини. Процес нервово-психічних захворювань вищий серед осіб, що працюють у гомінких умовах, ніж у людей, що працюють у нормальних звукових умовах.

Відповідно до рівень звука вимірюється в децибелах і визначається по формулі:

$$L = 10\lg(I/I_0) = 10\lg(p/p_0) = 10\lg(U/U_0) \quad (6.1)$$

де L - рівень шуму, дБ;

p - звуковий тиск, Па;

U_0 - коливальна швидкість, 5-10 м/с;

P_0 - нульове значення звукового тиску, умовно прийняте рівним $2 \cdot 10^5$ Па.

За характером спектру шум - широкосмуговий з безперервний спектром шириною більше октави; за тональною характеристикою постійний; за походженням - гідродинамічний.

Допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку і еквівалентні рівні звуку на робочих місцях приймаються за вимогами СН 32.23-85 і наведені в таблиці 6.3.

Таблиця 6.3 - Допустимі рівні звукового тиску

Робоче місце	Рівні звукового тиску в октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц									Рівні звукового тиску, ДБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
На постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

6.5 Виробничі вібрації

Вібрацією називають механічні коливання пружних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Загальна вібрація передається на тіло через опорні поверхні людини, що стоїть чи сидить (підшви ніг або сідниці).

Таблиця 6.4 - Допустимі рівні вібрації на постійних місцях

Вид вібрації	Октавні смуги з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація:	<u>1,3</u>	<u>0,45</u>	<u>0,22</u>	<u>0,2</u>	<u>0,2</u>	<u>0,2</u>	-	-	-	-
На постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	108	99	93	92	92	92				

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, м/с 10^{-2} , знаменнику - логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Основними методами колективного віброзахисту є зниження вібрації шляхом дії на джерело виникнення: відстрочка від режиму резонанс; динамічне гасіння коливань, заміна конструктивних елементів уставок і будівельних конструкцій. Засоби індивідуального захисту діляться на засоби для ніг, рук та тіла працюючого.

6.6 Дослідження стійкості роботи електродіагностичного обладнання в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Під стійкістю роботи ділянки з визначення дефектів паперово-масляної ізоляції (ВДПМІ) обладнання 330-750 кВ в умовах експлуатації ПЗЕС розуміємо її можливість в умовах надзвичайних ситуацій (мирного і воєнного часу) ремонтувати та випробувувати обладнання у запланованому обсязі і

номенклатурі, а при слабких пошкодженнях будівлі і обладнання відновлювати роботу ділянки в мінімальні терміни. Стійкість роботи (ВДПМІ) складається із: стійкості інженерно-технічного комплексу (будівлі, технологічних споруд, систем енерго- та водозабезпечення, технологічного обладнання і т.п.) до дії зовнішніх факторів при аваріях, катастрофах, стихійному лихові, а також при застосуванні щодо них сучасної зброї; стійкості виробничої діяльності (захист виробничого персоналу, надійність систем управління, постачання, поновлення роботи в короткі терміни).

На території підстанції «Вінницька 750» (поблизу с. Гуменне, Вінницький р-н, Вінницька обл.) можливе виникнення практично всього спектру небезпечних природних явищ і процесів геологічного, гідрогеологічного та метеорологічного походження.

6.6 Дослідження стійкості роботи електродіагностичного обладнання в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

6.6.1 Дослідження стійкості роботи електродіагностичного обладнання в умовах дії іонізуючих випромінювань

Серед обладнання (ВДПМІ) під час випробовувань енергетичного обладнання використовується пристрій контролю параметрів ізоляції - «Вектор 2», до складу якого входять: метали, неорганічні матеріали, напівпровідники та різні органічні сполуки (діелектрики, смоли та ін.). Серед цих матеріалів метали найбільш чутливі до дії іонізуючого випромінювання, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв. У пристрої «Вектор 2» радіація викликає незворотні процеси, внаслідок яких можуть бути порушення роботи елементів схеми, що приведе до пошкодження цього пристрою. В елементній базі пристрою «Вектор 2», внаслідок дії іонізаційних випромінювань, можлива зміна майже всіх електричних та експлуатаційних характеристик.

Граничні значення експозиційних доз показано в табл. 6.7.

Таблиця 6.7 - Максимальна допустима експозиційна доза елементів приладу «Вектор 2»

№	«Вектор 2»	Блок системи	Елементи	$D_{ep,P}$	$D_{ep,P}$
1	Система зберігання даних	Процесорний блок	Мікроконтролер Atmel 8515	10^5	10^4
			Транзистор КТ3102	10^5	
		Блок живлення	Мікросхема КРЕН 8505	10^5	
2	Дистанційний пульт керування	Блок відображення	Мікросхеми АЛС324	10^4	
		МПК	Транзистор КП301	10^5	
			Резистор МЛТ-0,125	10^7	
3	Система Зв'язку	Блок пам'яті	Конденсатор РНЕ840Е	10^7	
		Блок прийому і Передачі	Конденсатор КМ	10^7	
			Конденсатор К50-35	10^7	
		Оптична система	Оптична пара АОД 103	10^5	
			Діодний місток КЦ 105	10^6	
			Резистор ОМЛТ	10^6	

Проаналізувавши дані таблиці, визначили, що самим уразливим елементом системи з мінімальною дозою $D_{гр} = 10^4$ Р є діоди загального призначення. Визначимо можливу дозу опромінення за формулою, прийнявши гарантійний термін роботи обладнання 1 рік, що дорівнює 8760 годин.

Найбільш вразливим елементом є мікросхеми К155ЛА3, К140УД7 розташовані в дистанційному пульті керування з мінімальною дозою $D_{ep} = 10^4$ Р. Визначимо можливу дозу опромінення, прийнявши гарантійний термін роботи обладнання 1 рік, що складає 8760 годин.

де, P_I - максимальне значення потужності дози $P_{I_{макс}} = 13,7$ (Р/год).;

$t_k = 8760$ год – час кінця опромінення;

$t_n = 1$ год – час початку опромінення;

$K_{посл}$ - коефіцієнт послаблення радіації будинком ($K_{посл} = 7$).

$$D_M = 2 \cdot 3,7 \cdot (\sqrt{8760} - \sqrt{1}) / 7 = 68,4 \text{ (Р)},$$

Оскільки $D_{ep} > D_M$, то дана система є стійкою до дії такого іонізуючого випромінювання.

Визначаємо допустимий час стійкої роботи «Вектор 2» у заданих умовах:

$$t_{\text{дон}} = \left(\frac{D_{\text{гр.мін.}} * K_{\text{осл}} + 2 * P_{1\text{макс}} \sqrt{t_n}}{2 * P_{1\text{макс}}} \right);$$

$$t_{\text{дон}} = \left(\frac{10^4 * 1 + 2 * 3,7 \sqrt{1}}{2 * 3,7} \right) = 13909452 \quad (\text{ГОД})$$

Отже можлива доза опромінення елементної бази $D_m = 68,4$ Р, а допустима - 10^4 Р. Система є стійкою в умовах іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи в заданих умовах становить 13909452,06 годин.

6.6.2 Дослідження стійкості роботи електродіагностичного обладнання в умовах дії електромагнітного імпульсу

Електромагнітний імпульс (ЕМІ) - вражаючий фактор ядерної зброї, а також будь-яких інших джерел ЕМІ (наприклад блискавки, спеціальної електромагнітної зброї, короткого замикання в обладнанні великої потужності і т.д.) [50].

Значні порушення викликає електромагнітний імпульс у роботі цифрових та контрольних пристроїв. Великі електричні потенціали відносно землі, які виникають на екранах, жилах кабелів, антенно-фідерних пристроях та провідних лініях зв'язку, виникають внаслідок дії ЕМІ і можуть являти небезпеку для обслуговуючого персоналу.

При оцінюванні впливу ЕМІ на струмоведучі частини необхідно враховувати вертикальну та горизонтальну складову напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значення напру пі на вертикальних та горизонтальних ділянках

Початковими умовами оцінки стійкості є

- вертикальна складова напруженості електричного поля $E_g = 5$ кВ/м;
- напруга живлення:

1. блок живлення $U_{\text{жс1}} = 220$ В;
2. пульт керування $U_{\text{жс2}} = 12$ В;

3. система зв'язку $U_{жз} = 12$ В.

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля:

$$E_{\Gamma} = E_{В} \cdot 10^{-3} = 5 \cdot 10^{-3} \text{ (кВ/м)}.$$

Визначаємо максимальну довжину струмоведучих частин:

1. блок живлення $l_{В1} = 22$ м, $l_{\Gamma1} = 5$ м;

2. пульт керування $l_{В2} = 10$ м, $l_{\Gamma2} = 7$ м;

3. система зв'язку $l_{В3} = 30$ м, $l_{\Gamma3} = 12$ м.

Визначимо напруги на струмоведучих частинах:

$$U_{В1} = 10,2 \cdot 10^{-3} \cdot 22 = 0,224 \text{ (кВ)}, \quad U_{\Gamma1} = 10,2 \cdot 5 = 51 \text{ (кВ)},$$

$$U_{В2} = 10,2 \cdot 10^{-3} \cdot 10 = 0,102 \text{ (кВ)}, \quad U_{\Gamma1} = 10,2 \cdot 7 = 71,4 \text{ (кВ)},$$

$$U_{В3} = 10,2 \cdot 10^{-3} \cdot 12 = 0,124 \text{ (кВ)}, \quad U_{\Gamma1} = 10,2 \cdot 12 = 122,4 \text{ (кВ)},$$

визначимо допустиму напругу живлення:

$$U_{Д} = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} * N;$$

$$U_{Д1} = 380 + \frac{380}{100} * 5 = 399 \text{ (В)};$$

$$U_{Д2} = 380 + \frac{220}{100} * 5 = 231 \text{ (В)};$$

$$U_{Д3} = 380 + \frac{110}{100} * 5 = 115,5 \text{ (В)};$$

Визначаємо коефіцієнти безпеки:

$$K_{\sigma(\epsilon, \epsilon)} = 20 * \lg \left(\frac{U_{\text{дон}}}{U_{(\epsilon, \epsilon)}} \right) \geq 40 \text{ (Дб)}$$

$$K_{\sigma, \epsilon 1} = 20 * \lg \left(\frac{399}{0,224} \right) = 65,827 \text{ (Дб)} \quad K_{\sigma, \epsilon 1} = 20 * \lg \left(\frac{399}{214,2} \right) = 5,403 \text{ (Дб)}$$

$$K_{\sigma, \epsilon 2} = 20 * \lg \left(\frac{231}{0,337} \right) = 56,72 \text{ (Дб)} \quad K_{\sigma, \epsilon 2} = 20 * \lg \left(\frac{231}{153} \right) = 3,578 \text{ (Дб)}$$

$$K_{\sigma, \epsilon 3} = 20 * \lg \left(\frac{115,5}{0,122} \right) = 59,524 \text{ (Дб)} \quad K_{\sigma, \epsilon 3} = 20 * \lg \left(\frac{115,5}{71,4} \right) = 4,178 \text{ (Дб)}$$

Таблиця 6.8 - Результати розрахунку

№	Елемент пристрою «Вектор 2»	U_{δ} , В	Кбв.(дБ)	Кбг,(дБ)	Стан об'єкта
1	Система зберігання даних	228	59,9	5,826	не стійкий
2	Дистанційний пульт керування	13	63,58	3,57	не стійкий
3	Система зв'язку	14	53,13	7,2	не стійкий

Так як $K_{\delta(v,r)} < 40$ дБ, то апаратура буде не стійка в роботі і треба проводити екранування.

6.6.3 Розробка заходів по забезпеченню стійкості роботи обладнання ДРВВ у надзвичайній ситуації

Усі елементи пристрою «Вектор 2» нестійкі. Для підвищення стійкості пристрою «Вектор 2» потрібно його розмістити у вертикальній площині та використати захисне екранування. Проведемо розрахунок товщини стінки екрану, для цього визначимо перехідне затухання в екрані. Вибираємо сталевий екран $K_e = 5.83$.

Перехідне затухання енергії електричного поля екраном:

$$A_{екр} = K_{\delta} - K_{\delta,розр} = 40 - 5,83 = 34,17 \text{ (дБ)}.$$

Розрахунок екрану:

$$t_i = \frac{A_{екр.}}{k * \sqrt{f}}$$

$$t_i = \frac{34,174}{5,02 * \sqrt{15000}} = 0,56 = 0,6 \text{ см}$$

Аналогічно розрахуємо перехідне затухання енергії електричного поля екраном та екран для інших елементів радіоелектронної системи. Результати розрахунку заносимо в таблицю 6.9.

Таблиця 6.9 - Перехідне затухання енергії електричного поля екраном

№	Елемент схеми	U ж, В	$A_{екр}$, дБ	t_i , см
1	Система зберігання даних	220	34,174	0.0557
2	Дистанційний	12	40,33	0.0574
3	Сстема зв'язку	12	36,81	0,056

У мережах електропостачання виконуються заходи із переведення повітряних ліній електропередач на підземні, а ліній, прокладених на стінах і перекриттях будинків та споруд, — на лінії, прокладені під підлогою перших поверхів (у спеціальних каналах). При монтажі нових й реконструкції електричних мереж встановлюють автоматичні вимикачі, які за коротких замикань і за виникнення перенапруг відключають пошкоджені ділянки. Перенапруги в лініях електропередач можуть бути внаслідок руйнацій чи ушкоджень окремих елементів системи енергопостачання об'єкта, і навіть при впливі електромагнітних полів. Для підвищення стійкості роботи об'єкта до впливу ЕМІ також необхідно провести наступні заходи:

1) кабель живлення двигунів екранувати, помістивши в сталеві труби, а на входах двигунів встановити швидкодіючі відключаючі пристрої (розрядники);

2) розвідну мережу блоку управління прокласти в сталевих трубах, а пульт управління і блоки управління закрити заземленими екранами, екрани заземлити;

3) на входах і виходах пульта управління і блоків управління встановити швидкодіючі відключаючі пристрої і розрядники, плавкі запобіжники).

Висновки до шостого розділу

Виконання інструкцій з охорони праці та дотримання закону України з охорони праці дасть змогу забезпечити потрібні умови праці (вітрозахист, шумозахист, освітлення) та зменшити аварійність та об'єктах енергетики.

Також в даному розділі було досліджено стійкість роботи (ВДПМІ) в умовах НС, таких як іонізуюче випромінювання та електромагнітний імпульс. Було визначено елементи, які можуть отримати неповоротні пошкодження під час іонізуючого випромінювання та прилади, що є уразливими до електромагнітних впливів. При оцінці роботи даної електричної мережі в умовах дії ЕМІ ті іонізуючого випромінювання були розглянуті елементи: системи зберігання даних, дистанційний пульт керування, система зв'язку. Аналіз цих блоків полягав у визначенні їхніх коефіцієнтів безпеки, як критерії стійкості. В результаті було виявлено, що всі елементи є нестійким до дії електромагнітного випромінювання але стійкими до іонізуючого випромінювання. Для захисту цього обладнання від ЕМІ слід застосувати екранування. В якості матеріалу для екранування було вибрано сталь. Товщина стінки екрана становить не менше 0,05 см.

ВИСНОВКИ

1. Аналіз парку енергетичного обладнання свідчить про те, що в експлуатації знаходиться устаткування з паперово-масляною ізоляцією, яке пропрацювало понад 25 років, у якого вичерпаний паспортний ресурс. Паперово-масляна ізоляція в наш час продовжує широко використовуватись в багатьох видах енергетичного обладнання. Подальша експлуатація енергетичного обладнання з паперово-масляною ізоляцією, яка пропрацювала понад 25 років можлива за умови широкого впровадження сучасних методів та засобів діагностування.

2. Проведений аналіз показує, що істотне значення при оцінці старіння ізоляції має контроль її вологовмісту, наявність розчинних кислот в маслі і концентрація кисню в ньому. Ці параметри слід контролювати в створюваних системах безперервного контролю.

3. Дослідження свідчать про те, що існуючі методи діагностування та контролю ПМІ можна поділити на безперервні (on-line) та періодичні; на функційні та тестові. А засоби можна поділити на вимірювальні мости, прилади інфрачервоної техніки, прилади та вимірювальне обладнання для фізико-хімічного аналізу трансформаторного та конденсаторного масел, прилади контролю проходження низькочастотних тестових сигналів та інші.

Впровадження та дотримання запропонованих в роботі заходів дозволить експлуатаційному персоналу та представникам електроенергетичних підприємств, які займаються експлуатацією, обслуговуванням та діагностуванням енергетичного обладнання безпечно виконувати роботи в електроустановках та зменшити ризик впливу на здоров'я в надзвичайних ситуаціях.

Очікується, що використання сучасних отриманих в роботі результатів дана система випробування окупиться через 3 років. А вже з перших годин роботи підвищить надійність та якість експлуатації паперово-масляної ізоляції, продовжить життя обладнання і попередить його аварію.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1 Матвійчук В.А., Стаднік М.І., Рубаненко О.О., Методичні вказівки по оформленню дипломних робіт магістра для студентів ОКР «Магістр» спеціальності 8.10010101 «Енергетика сільськогосподарського виробництва» та студентів ОС «Магістр» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка». – Вінниця: ВНАУ, 2016. - 64 с.

2 Автоматизація технологічних процесів на теплових електричних станціях. Тези. Стаднік М.І., д.т.н., професор, Рубаненко О.О., к.т.н., доцент Скалецький Д.І., студент групи ЕЕС-13 . Стор.95, Том 3

3 Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. – М.: НЦ ЭНАС, 2002. – 216 с.

4 Алексеев Б.А. Объем и нормы испытаний электрооборудования. / Б.А. Алексеев, Ф.Л. Коган, Л.Г. Мамикоянца. – М.: НЦ ЭНАС, 2001. – 256 с.

5 Рубаненко О.Є. Високовольтні вводи. Конструкція, експлуатація, діагностика і ремонт : монографія / О. Є. Рубаненко, О. І. Гуменюк – Вінниця: ВНТУ, 2011. – 183 с.

6 Гобрей Р. М. Технічне діагностування, випробування та вимірювання електрообладнання в умовах монтажу, налагоджування і в експлуатації. / Р. М. Гобрей, О. Є. Рубаненко, В. Л. Таловер'я – К.: «НТУКЦ АсЕлЕнерго» – 2008. – 528 с.

7 Гобрей Р. М. Технічне діагностування, випробування та вимірювання електрообладнання в умовах монтажу, налагоджування і в експлуатації. / Р.М. Гобрей, Г. В. Шинкаренко, Г. М. Коліушко Г. М., Коліушко Д. Г., Болдирев О. М., - К.: «ДП НТУКЦ», – 2011. – 1008 с.

8 Александров Г. Н. Изоляция электрических аппаратов высокого напряжения / Г.Н. Александров, В.Л. Иванов. – Энергоатомиздат, Ленинградское отд-ние, 1984. – 207 с.

9 Рубаненко О. Є. Вдосконалення методів і засобів діагностування високовольтних вимикачів : монографія / О. Є. Рубаненко. – Вінниця: ВНТУ, 2012.-188 с.

10 Аналіз результатів моніторингу паперово-оливної ізоляції конденсаторного типу високовольтного обладнання «Вінницька 750 кВ» / О.О. Рубаненко, І. І. Смагло. Режим доступу до журн.: <http://conf.vntu.edu.ua/allvntu/2013/ineeem/txt/smaglo.pdf>

11 Смагло І. І., Рубаненко І.О. Дослідження результатів моніторингу результатів паперово-оливної ізоляції конденсаторного типу високовольтного обладнання електростанції 750 кВ «Вінницька». Електромеханічні та енергетичні системи, методи моделювання та оптимізації. Збірник наукових праць XI Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених і спеціалістів у місті Кременчук 09-11 квітня 2013 р. – Кременчук, КрНУ, 2013. – С. 188 – 190.

12 Славинский А.З. Физика диэлектриков. Том 1. Высоковольтная изоляция энергетической аппаратуры. – М.: ООО Издательство «Научтехлитиздат», 2007. – 228 с.

13 Славинский А.З. Физика диэлектриков. Том 2. Высоковольтные вводы. – М.: ООО Издательство «Научтехлитиздат», 2007. – 256 с.

14 Сосновский В.В., Гуменюк А.И., Юхименко М.А., Организация ремонта оборудования 330 – 750 кВ в Юго-Западной электроэнергетической системе. – Электрические сети и системы – 2003, - №1, с. 42-47.

15 Таран В. П. Диагностирование электрооборудования. – К. : Техника, 1983. – 200 с.

16 Вдовико В. П. Частичные разряды в диагностировании высоковольтного оборудования. – Новосибирск: Наука, 2007. – 166 с.

17 Сви П.М. Контроль состояния оборудования высокого напряжения без вывода его из работы // Электрические станции. – 1983. – №5. – С. 49-51.

18 Гречко О.Н., Курбатова А.Ф., Родионов В.А. Повреждаемость маслонаполненных трансформаторов тока 110–750 кВ и меры по повышению их надежности в эксплуатации // Новое в российской электроэнергетике. М.: Энерго-пресс. – 2003. – Вип. 2 – С. 30-43.

19 Материалы заседания электроэнергетической секции науч.-техн. совета НЭК «Укрэнерго» по теме: «Вимірювальні оливи наповнені

трансформатори струму і напруги 110-750 кВ. Діагностика. Рекомендації щодо продовження ресурсу» - Винница, 17-21 ноября 2008 г.

20 Система контроля токов проводимости и тангенса угла потерь маслонаполненных вводов под рабочим напряжением R1500. Руководство пользователя. – Пермь: ПВФ «Вибро-центр». – 2004. – 32 с.

21 Кужеков С.Л., Чумах Н.Р. О контроле состояния бумажно-масляной изоляции конденсаторного типа трансформаторов тока 110 кВ и выше // Энергетик. М. – 2007. – Вип. 1 – С. 37-39.

22 МУ 34-70-39-83. Методические указания по техническому обслуживанию устройства КИВ.- М.:СПО Союзтехэнерго. – 1983. – 32 с.

23 ГКД 34.20.302-2002. Норми випробування електрообладнання. Затверджені Наказом № 503 від 28.08.02 Мінпаливенерго України. – К.: ГРИФРЭ, 2002.

24 Норми випробування електрообладнання: СОУ-Н 1 І 20.302:2007. . – Офіц. вид. . – К. : ГРІФРЕ : М-во палива та енергетики України, 2007. . – 327 с. . – (Нормативний документ Мінпаливенерт України. Норми).

25 Корицкий Ю. В. Электротехнические материалы. – М.: «Энергия», 1968. – 320 с.

26 Сви П. М. Контроль изоляции оборудования высокого напряжения. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 128 с.: ил. – (Надежность и качество).

27 Рассальский А.Н., Сахно А.А., Конограй С.П., Спица А.Г., Гук А.А. Анализ методов непрерывного контроля характеристик изоляции трансформаторов тока и вводов на подстанциях 330-750 кВ // Вісник КДПУ ім. М. Остроградського. Кременчук – 2009. – № 3(56), ч. 1. – с. 67-70.

28 Рассальский А.Н., Сахно А.А., Конограй С.П., Спица А.Г., Гук А.А. Источники погрешности при контроле характеристик основной изоляции трансформаторов тока и вводов 330-750 кВ под рабочим напряжением // Сборник тезисов Трансформаторостроение-2009. Запорожье – 2009. – с. 67-70.

29 Инструкция №19-07/03 по измерению тангенса угла диэлектрических потерь основной изоляции трансформаторов тока 330-750 кВ под рабочим

напряжением. – Запорожские магистральные электрические сети. – Запорожье. – 2003. – 15 с.

30 Edward Gulski, Johan J. Smit, Roger Brooks, Mark Turner. Experiences with Digital Analysis of Discharges in High Voltage Components // IEEE Electrical Insulation. – 1999. – Vol. 15, № 3. – P. 15–24.

31 Иерусалимов М.Е., Проценко А.Р., Баранник Е.Я. Автоматизированная диагностика изоляции мощного маслонаполненного электрооборудования // Энергетика и электрификация. – 1993. – № 2. – С. 44-47.

32 HYDROCAL1008 Система анализа газа в масле с функциями мониторинга трансформатора Инструкция по установке и эксплуатации.

33 Лаборатория электротехническая передвижная ЭТЛ-35. Руководство по эксплуатации.

34 Moisture Equilibrium in Transformer Paper-Oil System, Y. Du, M. Zahn, B. C. Lesieutre, and A. V. Maminshvili (Department of Electrical Engineering and Computer Science, Massachusetts Institute of Technology) and S. N. Lindgren (Electric Power Research Institute), IEEE Electrical Insulation Magazine, January/February 1999 – Vol. 15, No. 1.

35 Аракелян В. Г. Диагностика состояния изоляции маслонаполненного электрооборудования по влагосодержанию масла // Электротехника. – 2004. – №3. – С. 20-25.

36 Равновесие влаги и бумажно-масляной изоляции трансформаторов/У. Du. M. Zahn, B.C. Lesieutre, A. V. Mainishev, S.R. Lindgren // IEEE Electrical Insulation Magazine. – 1999. – Vol. 15. – № 1. – P. 11-20.

37 Лизунов С.Д. Проблемы современного трансформаторостроения в России / С.Д. Лизунов, А.К. Лоханин // Электричество. – 2000. – № 8. – С. 2-10.

38 Edward Gulski, Johan J. Smit, Roger Brooks, Mark Turner. Experiences with Digital Analysis of Discharges in High Voltage Components // IEEE Electrical Insulation. – 1999. – Vol. 15, № 3. – P. 15-24.

39 Мордкович А.Г., Туркот В.А., Шеремет А.А., Тарасов А.А., Крайчик А.В. Комплекс мониторинга, диагностики и защиты конденсаторных высоковольтных вводов Электро № 5, 2008. – С. 45-49.

40 Равновесие влаги и бумажно-масляной изоляции трансформаторов / У. Ду. М. Zahn, В.С. Lesieutre, А. V Mainishev, S.R. Lindgren // IEEE Electrical Insulation Magazine. – 1999. – Vol. 15. – № 1. – P. 11- 20.

41 Understanding Water in Transformer Systems, The Relationship Between Relative Saturation and Parts per Million (ppm), Lance Lewand (Doble Engineering), NETA WORLD, Chemist's Perspective, Spring 2002.

42 IEC 60422 Supervision and maintenance guide for mineral insulating oils in electrical equipment, 2001.

43 ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов.

44 ГОСТ 1516.3-96. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.

45 РД 34.45-51.300-97 Объем и нормы испытаний электрооборудования. Департамент науки и техники РАО «ЕЭС России» (с изменениями 1 и 2 от 2000 г).

46 Охорона праці на підприємствах та в організаціях: Бібліографічний покажчик / Укладач О.Ю. Бут. – Запоріжжя: ЗНТУ, 2009. – 23 с.

47 Закон України Про охорону праці, №235-IV, 22.11.2002.

48 Борьба с шумом на производстве: Справочник / Под ред. Е. Я. Юдина. – М.: Машиностроение, 1985. – 400 с.

49 Сакевич В.Ф. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах (друге видання) / В.Ф. Сакевич, М.А. Томчук – Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008. – 141 с.

50 Акопян Г. Е. Основные принципы системы технической диагностики маслонаполненного электрооборудования высокого напряжения / Г. Е. Акопян, П. М. Сви, В. В. Смекалов // Электрические станции. – 1991. – № 3. – С. 67.

51 Аксенов Ю. П. Результаты длительной периодической диагностики силовых трансформаторов / Ю. Г. Аксенов, А. В. Голубев, И. Завидей, А. В. Юрин, И. В. Ярошенко // Электро. – 2004. – № 1. – С. 28–35.

Додатки

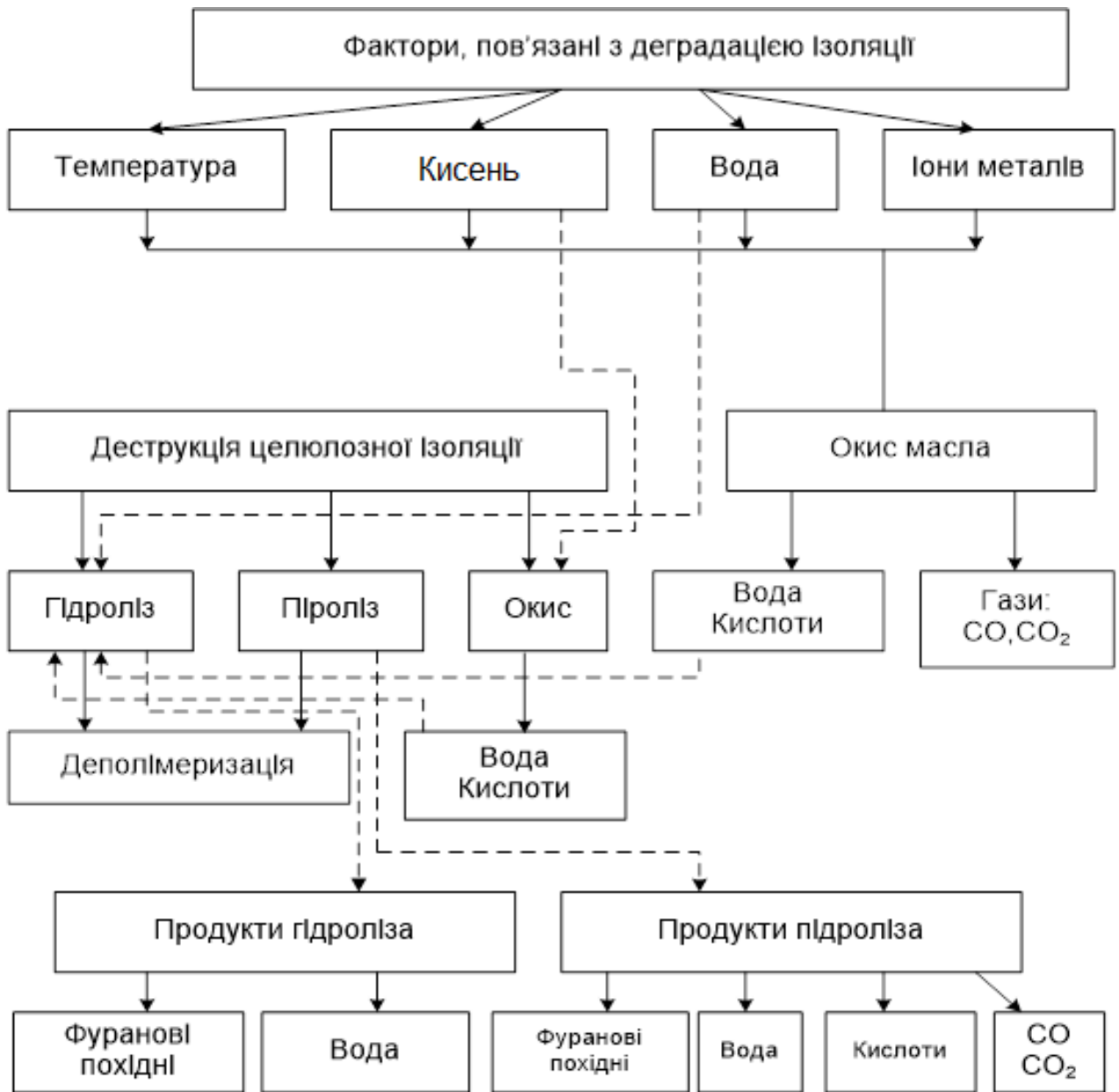


Рисунок 1– Фактори пов'язані з пошкодженням ізоляції

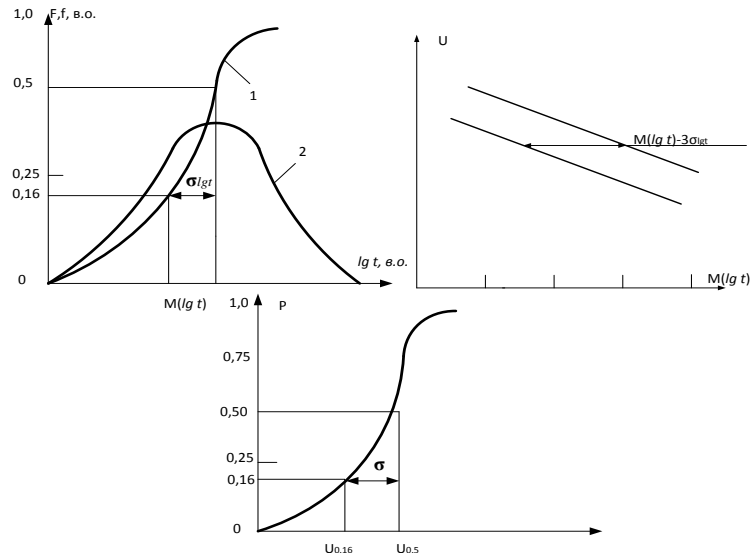


Рисунок 2 – Характеристики електричної міцності ізоляції: а – функція розподілу (крива 1) та щільність розподілу (крива 2) пере зарядного часу; б – вольт часова характеристика ізоляції: $U = f[M(lg t)]$ – крива 1; $U = f[M(lg t)] - 3\sigma(lg t)$ – крива 2; в – крива ефекту (залежність ймовірності перекриття P від амплітуди прикладеної напруги U_m).

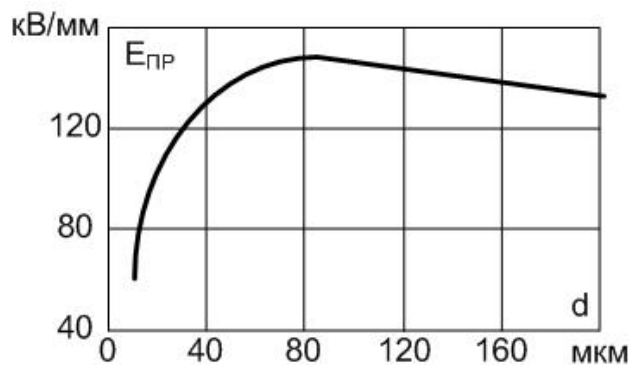


Рисунок 3 – Залежність пробивної напругеності від товщини ізоляції для конденсаторного паперу 10 мк.

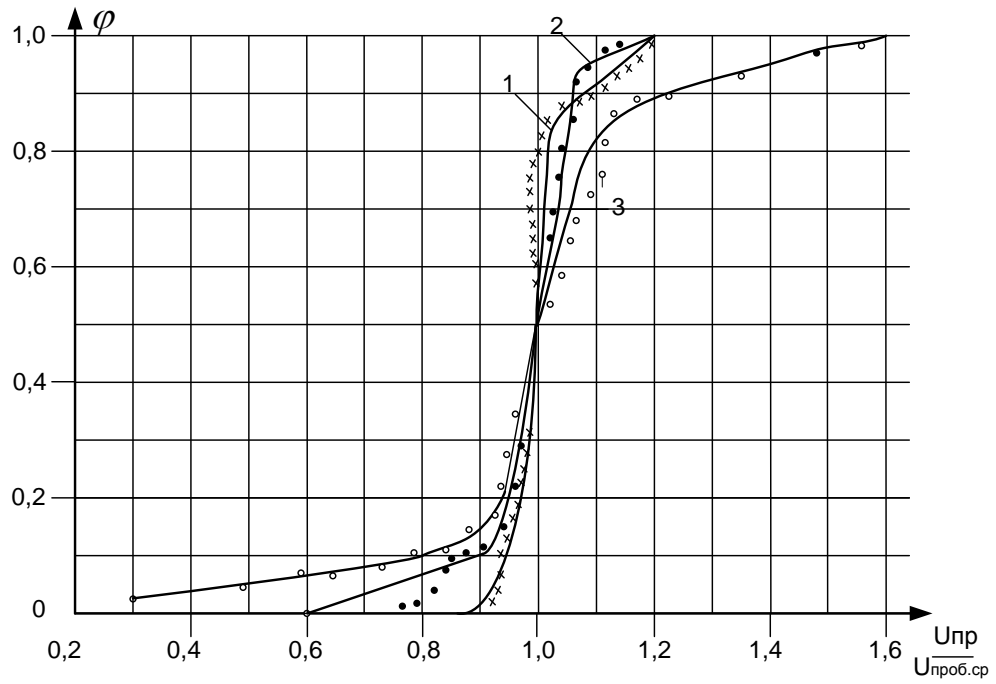


Рисунок 4 – Криві ймовірності пробивних напруг для конденсаторного паперу 12 мк.1 - n= 7 аркушів; 2 - n=5 аркушів, 3 - n=3 аркушів

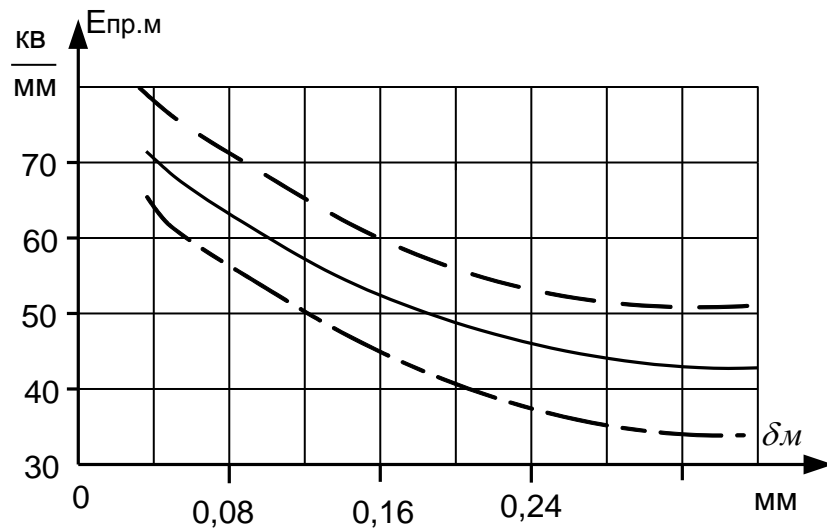


Рисунок 5 – Залежність пробивної напруженості масляного

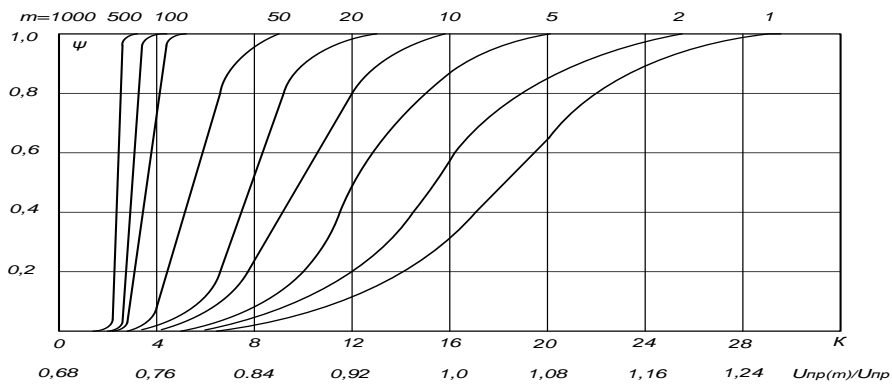


Рисунок 6 – Інтегральні криві розподілу зразків за пробивними напругами

при різних значеннях $m = \frac{U_{np}(m)}{U_{np}}$.

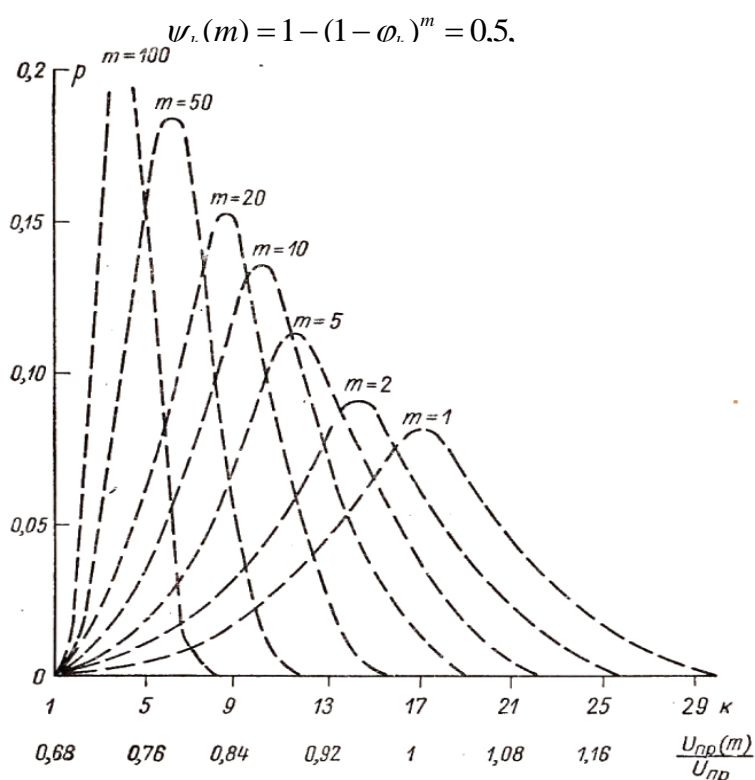


Рисунок 7 – Диференціальні криві розподілу зразків за пробивною напругою

при різних значеннях $m = \frac{U_{np}(m)}{U_{np}}$.

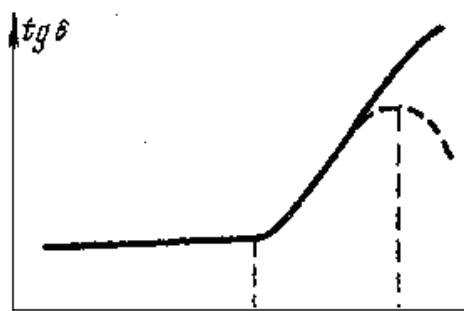


Рисунок 8 - Крива іонізації діелектрика

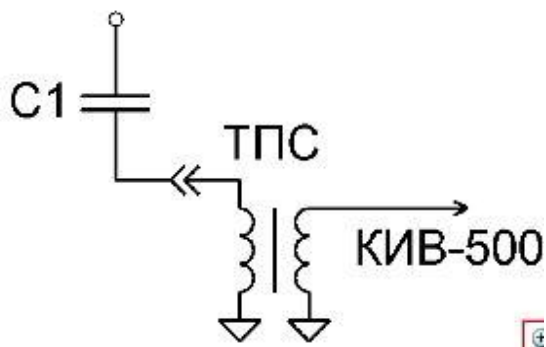


Рисунок 9 - Спрощена схема заміщення кола контролю стану вводу, по якій протікає струм провідності RIP ізоляції

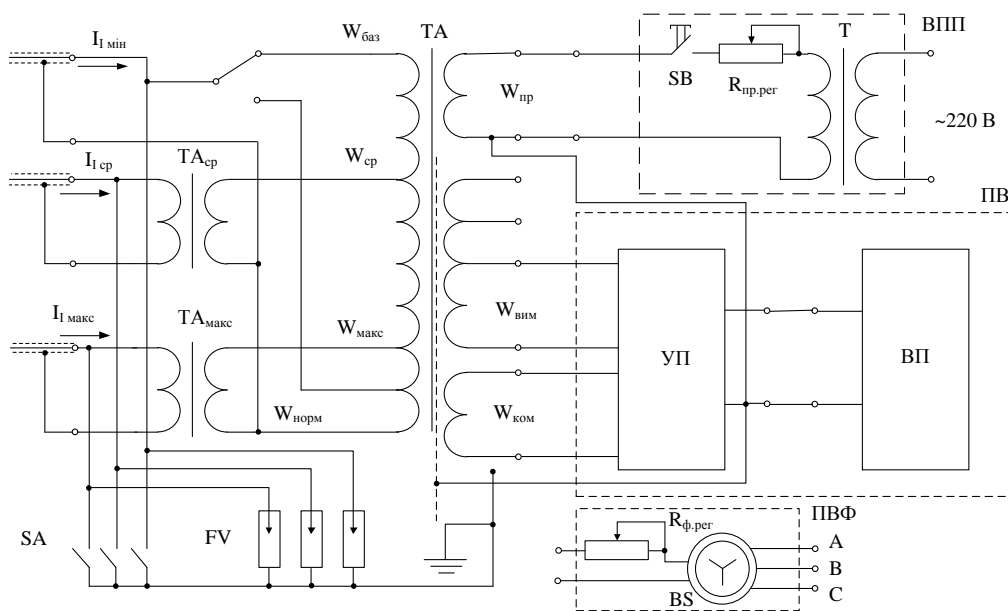


Рисунок 10 - Схема стаціонарного пристрою контролю ізоляції вводів, розробленого в НДЦ «Донбасенерготехнологія»

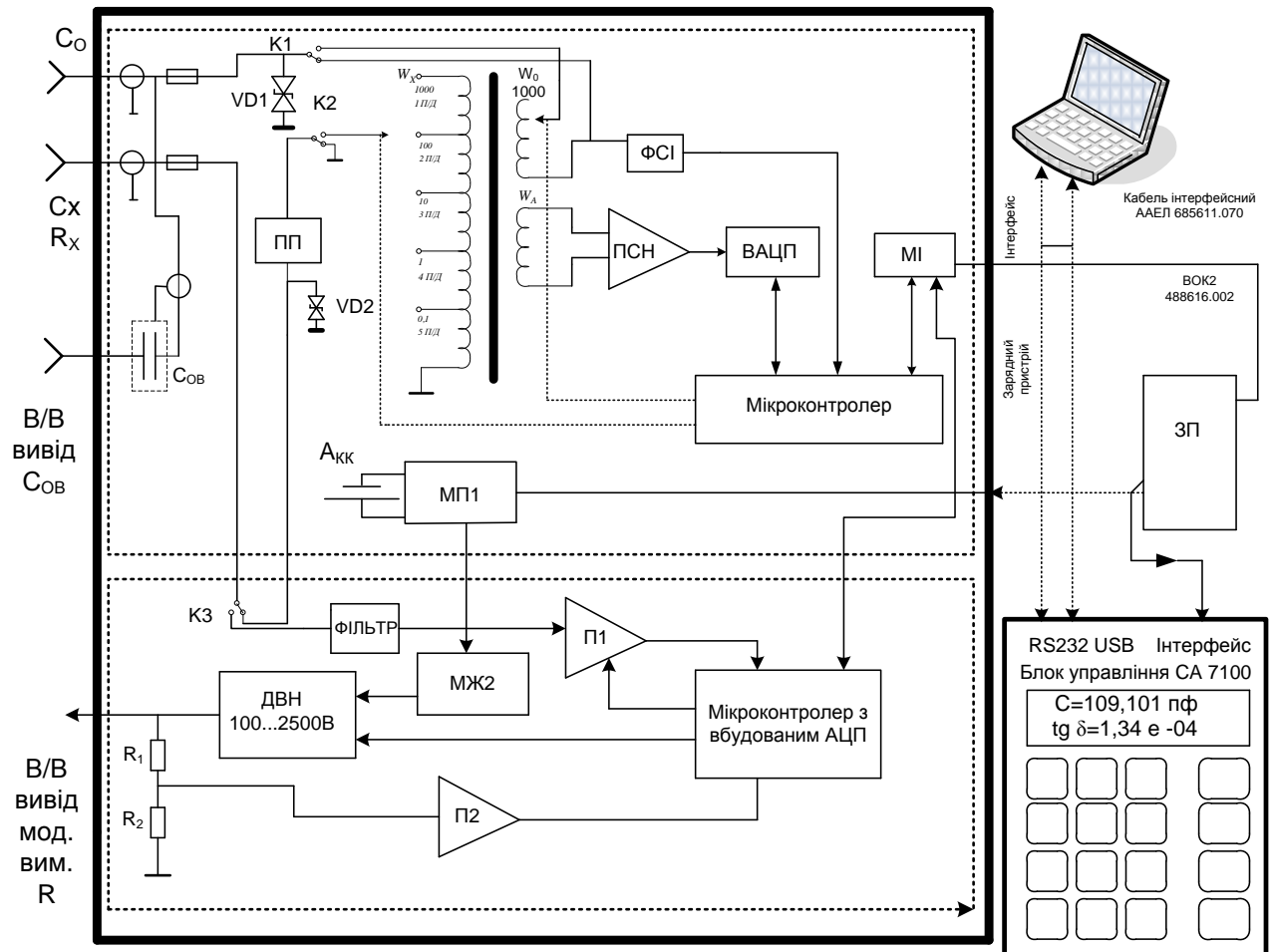


Рисунок 11 – Схема моста

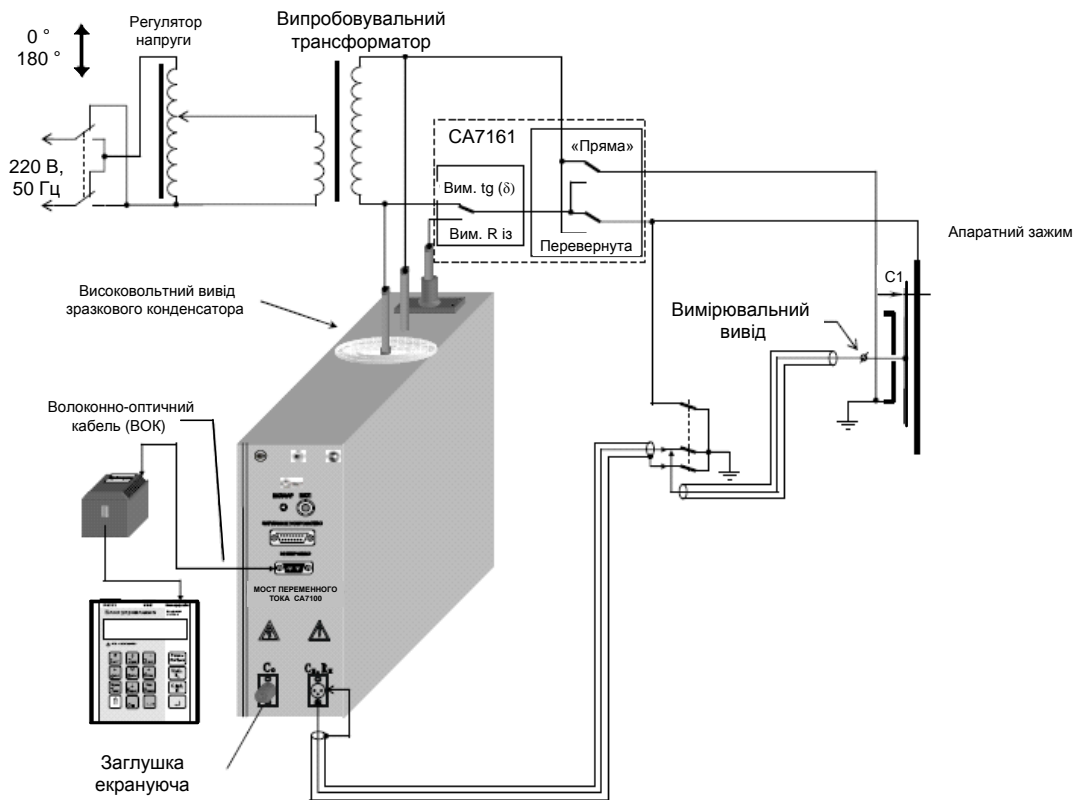


Рисунок 12 – Схема під'єднання моста змінного струму

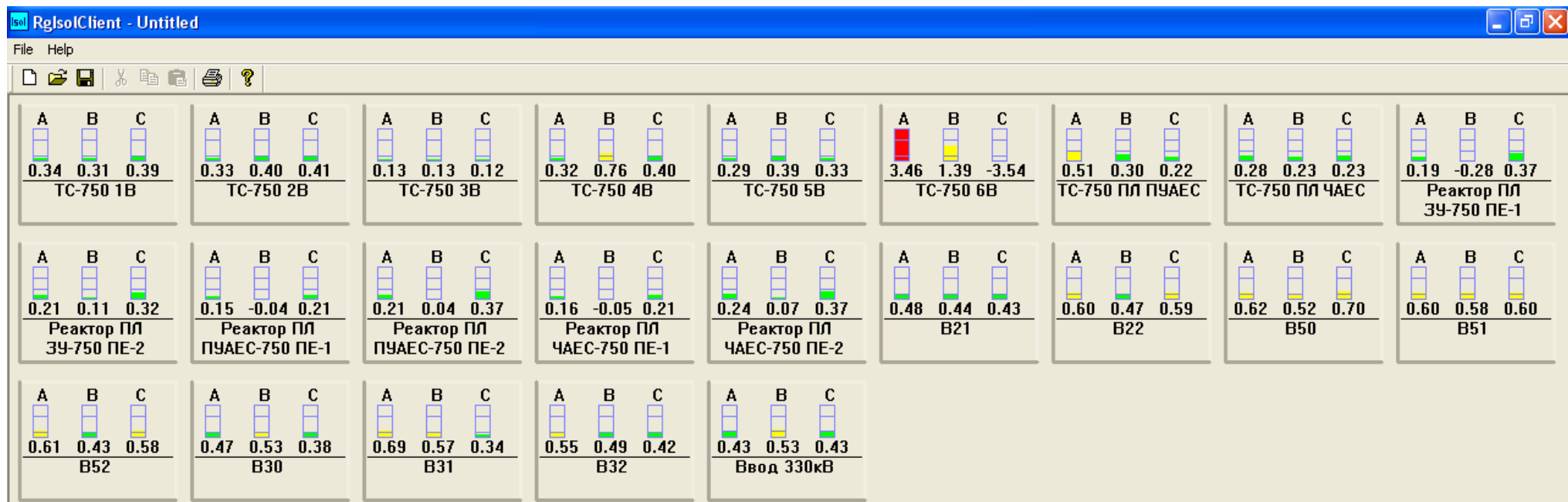


Рисунок 13 – Экран контролю КІН-750 чергового ПС-750 кВ „Вінницька”

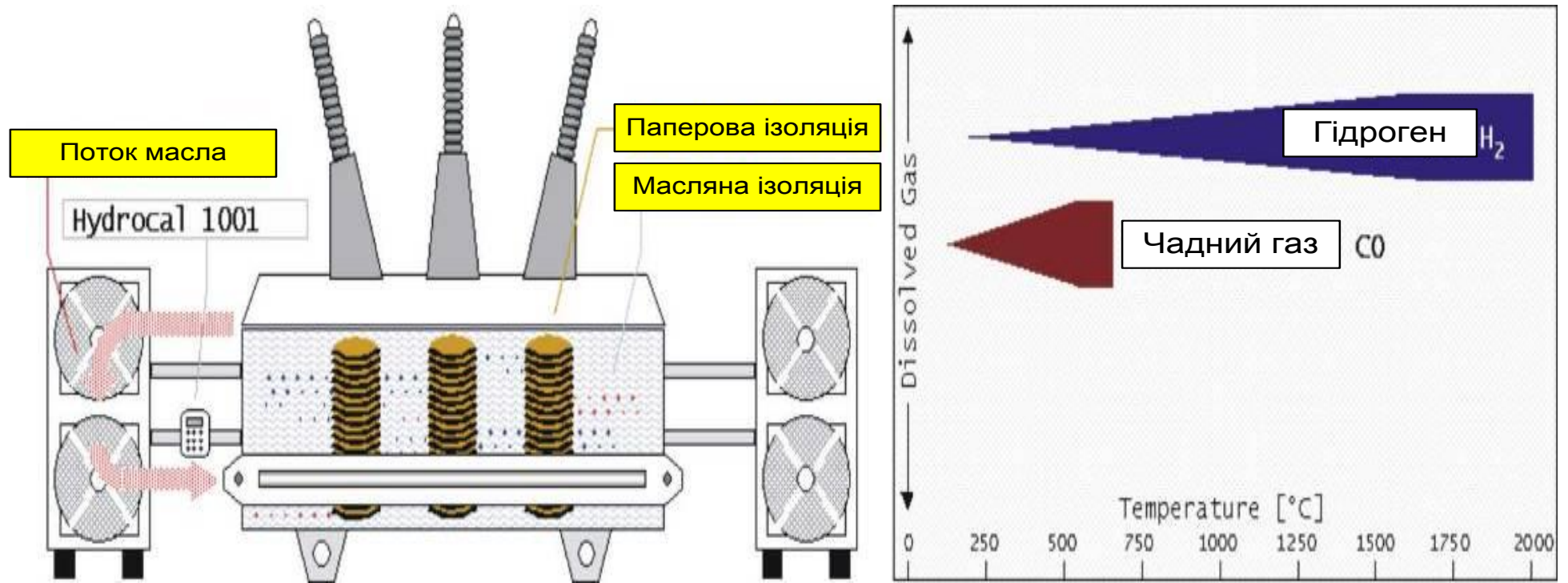


Рисунок 14 - Індикатори ранніх дефектів.

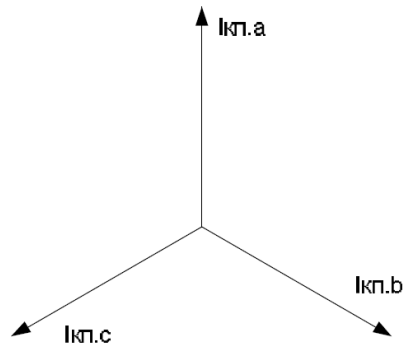


Рисунок 15 – Векторна діаграма, яка пояснює принцип балансового контролю: збалансована система струмів комплексної провідності.

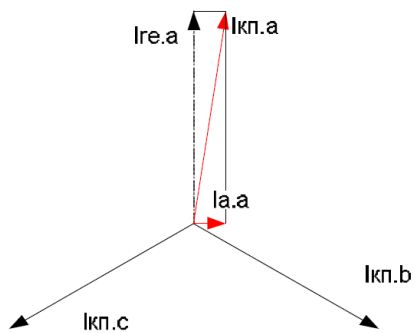


Рисунок 16 – Векторна діаграма, яка пояснює принцип балансового контролю: зростання активної складової струму комплексної провідності фази «А».

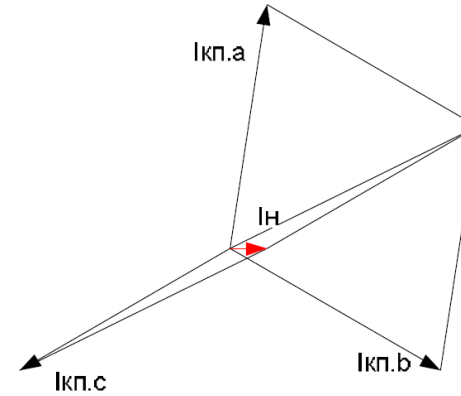


Рисунок 17 – Векторна діаграма, яка пояснює принцип балансового контролю: поява вектора небаланса відповідуючого ситуації

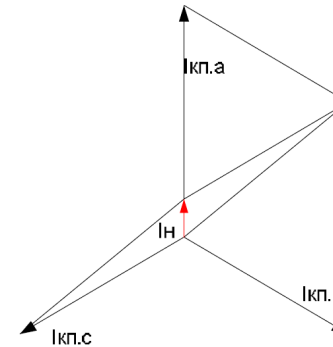


Рисунок 18 – Векторна діаграма, яка пояснює принцип балансового контролю: зростання реактивної складової струму комплексної провідності фази «А» і поява вектора небаланса

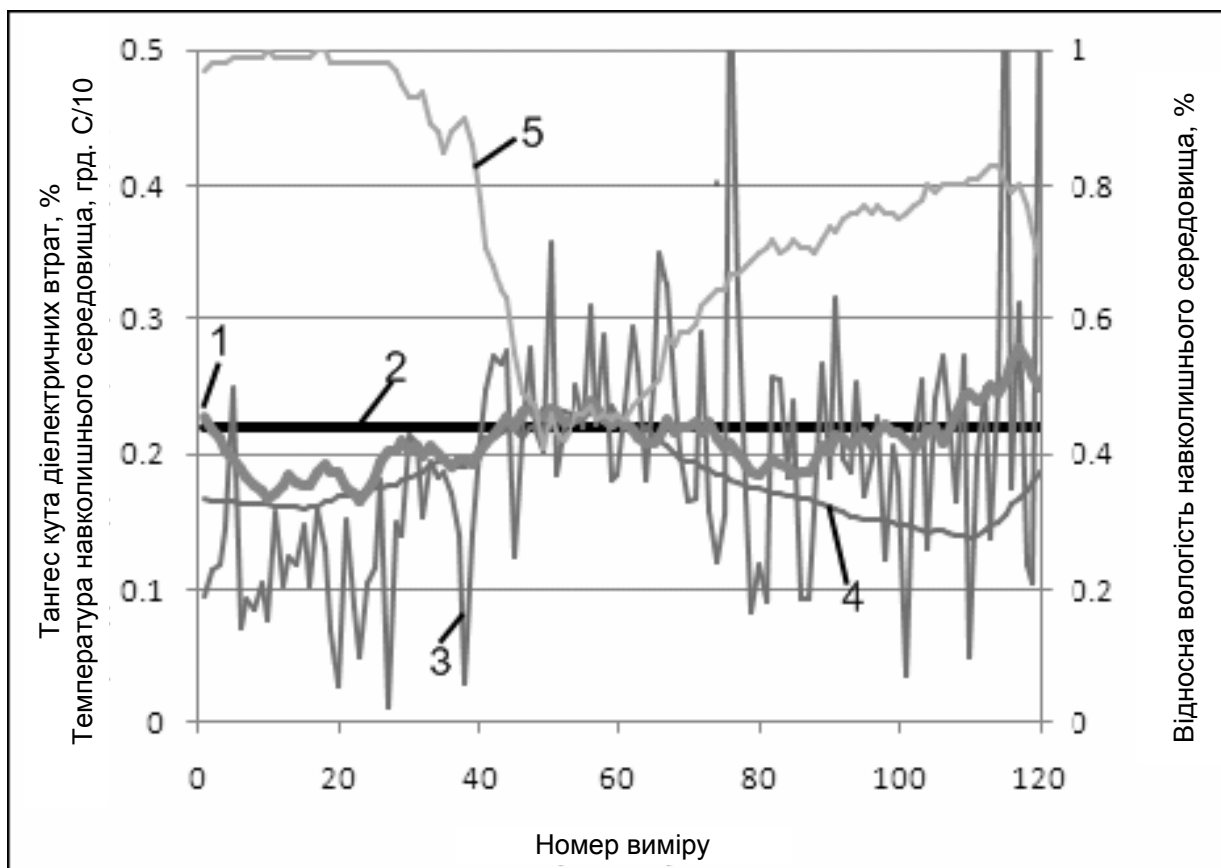


Рисунок 19 – Графіки результатів вимірювань $tg_{\delta 1}$ ТС типу ТФУМ-330:
 1– результати вимірів перехресним методом; 2 – результат виміру мостом змінного струму Р5026 з використанням установки УВПГ-250; 3 – результати вимірювань класичним («еталонним») методом; 4 – температура навколишнього середовища; 5 – відносна вологість навколишнього середовища.

Таблиця 1 - Норма часу

Назва обладнання	Вид вип-ня	Норма часу люд*год	Склад бригади
Маслобар'єрні вводи на напруги до 110 кВ включно	П	5,80	Інженер 2к. Електромонтер 3 р. .
	К	5,80	
	М	5,80	
Маслобар'єрні вводи на напруги від 110 кВ до 220 кВ включно	П	6,0	Інженер 1к. Електромонтер 3 р.
	К	6,0	
	М	6,0	
Маслобар'єрні вводи на напруги від 35 кВ до 110 кВ включно	П	6,2	Інженер 1к. Електромонтер 4 р.
	К	6,2	
	М	6,2	
Маслобар'єрні вводи на напруги понад 35 кВ	П	6,4	Інженер 1к. Електромонтер 6 р.
	К	6,4	
	М	6,4	
Паперово-масляні вводи на напруги до 110 кВ включно	П	6,1	Інженер 2к. Електромонтер 3 р.
	К	6,1	
	М	6,1	
Паперово-масляні вводи на напруги від 35 кВ до 110 кВ включно	П	6,3	Інженер 1к. Електромонтер 3 р.
	К	6,3	
	М	6,3	
Паперово-масляні вводи на напруги від 35 кВ до 110 кВ включно	П	6,5	Інженер 1к. Електромонтер 4 р.
	К	6,5	
	М	6,5	
Паперово-масляні вводи на напруги понад 35 кВ	П	6,7	Інженер 1к. Електромонтер 6 р.
		6,7	
		6,7	