

Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра комп'ютеризованих електромеханічних систем і комплексів

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
на тему:  
**«Інтегральна система діагностування розподільчих  
мереж змінного струму напругою 6-10 кВ»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи  
ЕПА-20м спеціальності 141 –  
Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Ярослав ПОЦЛУЙКО

Керівник: д.т.н., професор каф. КЕМСК  
Василь КУТІН  
«\_15\_» листопада\_ 2022 р.

Опонент: к.т.н., доц. каф. ЕСЕЕМ  
Леонід ТЕРЕШКЕВИЧ

(прізвище та ініціали)

«\_19\_» грудня\_ 2022 р.

Допущено до захисту

кафедрою КЕМСК

В. о. зав. кафедри Микола МОШНОРІЗ

«\_30\_» листопада\_ 2022 р.

Вінниця ВНТУ – 2022 рік

Вінницький національний технічний університет  
Факультет Електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра Комп'ютеризованих електромеханічних систем і комплексів  
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр  
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
ОП «Електромеханічні системи автоматизації та електропривод»

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**В. о. завідувача кафедри**

Доц. Микола МОШНОРИЗ  
“\_06\_”\_вересня\_2022\_року

**З А В Д А Н Н Я**  
**НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Поцілуйку Ярославу Леонідовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Інтегральна система діагностування розподільчих мереж змінного струму напругою 6-10 кВ.

керівник роботи Кутін В. М. . д.т.н., проф. каф. КЕМСК

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від “\_14\_”\_вересня\_2022\_р.

№\_203\_

2. Строк подання студентом роботи «\_30\_»\_листопада\_2022\_р.

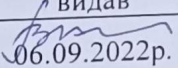
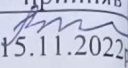
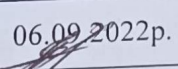
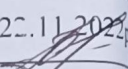
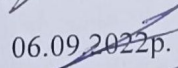
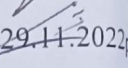
3. Вихідні дані до роботи: Відомості відносно конструктивного виконання та особливостей режимів роботи розподільних електричних мереж (РЕМ). Методи обслуговування РЕМ. Інтегральна система діагностування та засоби визначення технічного стану РЕМ.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): Вступ. Загальна характеристика об'єкту дослідження. Види та характер пошкоджень. Інтегральна система діагностування технічного стану РЕМ. Характеристики та ефективність її застосування. Економічна частина. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.



5. Перелік ілюстративного матеріалу: Матеріал необхідний для висвітлення сутності проведених досліджень та впровадження розроблених методів. Актуальність дослідження. Мета, об'єкт, предмет, задачі дослідження. Загальна характеристика об'єкта дослідження. Інтегральний принцип діагностування сигнальний граф і його характеристики. Економічна ефективність інтегральної системи діагностування


6. Консультанти розділів роботи

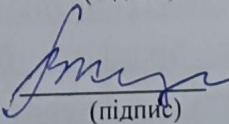
Розділ	Прізвище, ініціали та посада Консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спеціальна частина	Кутін В. М., д.т.н., проф., каф. КЕМСК	 06.09.2022р.	 15.11.2022р.
Економічна частина	Шулле Ю. А., к.т.н., доц., каф. ЕСЕЕМ	 06.09.2022р.	 22.11.2022р.
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В., зав. каф. БЖДПБ, д.пед.н., проф.	 06.09.2022р.	 29.11.2022р.

7. Дата видачі завдання 06.09.2022

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітки
1	Формування та затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)	06.09.2022р.	<i>вик</i>
2	Виконання спеціальної частини МКР. Перший рубіжний контроль виконання МКР	15.11.2022р.	<i>вик</i>
3	Виконання спеціальної частини МКР. Другий рубіжний контроль виконання МКР	15.11.2022р.	<i>вик</i>
4	Виконання розділу «Економічна частина»	22.11.2022р.	<i>вик</i>
5	Виконання розділу «Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях»	29.11.2022р.	<i>вик</i>
6	Попередній захист МКР	30.11.2022р.	<i>вик</i>
7	Нормоконтроль МКР	30.11.2022р.	<i>вик</i>
8	Рецензування МКР.	19.12.2022р.	<i>вик</i>
9	Захист МКР	20.12.2022р.	<i>вик</i>

Студент  Ярослав ПОЦІЛУЙКО (підпис) (прізвище та ініціал)

Керівник роботи  Василь КУТІН (підпис) (прізвище та ініціал)

## АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.1.027

Поцілуйко Я. Л. Інтегральна система діагностування розподільчих мереж змінного струму напругою 6-10 кВ. Магістерська кваліфікаційна робота зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. ОП- Електромеханічні системи автоматизації та електропривод. Вінниця: ВНТУ, 2022. 113 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 80 назв; рис.: 15; табл.: 9.

Через інтегральну систему діагностування забезпечується динамічне керування технічним станом системи електропостачання для підвищення надійності і безпеки її експлуатації. Інтегральна система діагностування створена за новим принципом перевірок, коли передбачається процедура оцінки технічного стану системи електропостачання за сигналом неперервного контролю узагальнюючого діагностичного параметру, перевірки діагнозу більш точними методами періодичного контролю, пошуку місця несправності автоматизованими методами, перевірки попередньо визначених для даного циклу діагностування елементів СЕП за критерієм мінімуму витрат на експлуатацію і вибору стратегії ремонтно-обслуговуючих дій за результатами контролю параметрів технічного стану, наробітком на відмову та відмовами. . Керування технічним станом відображено моделлю у вигляді структурного інформаційного графа системи з стохастичними зворотними зв'язками.

Ключові слова: розподільча мережа, регламентна система технічного обслуговування, інтегральна система діагностування розподільчих мереж.

## ABSTRACT

UDC 621.316.1.027

Potsiluyko Y. L. Integrated system for diagnosing 6-10 kV alternating current distribution networks. Master's qualification thesis on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. OP- Electromechanical automation systems and electric drive. Vinnytsia: VNTU, 2022. 113 p.

In Ukrainian speech Bibliography: 80 titles; Fig.: 15; tab.: 9.

The integrated diagnostics system provides dynamic management of the technical condition of the power supply system to increase the reliability and safety of its operation. The integrated diagnostic system was created according to a new principle of checks, when the procedure for assessing the technical condition of the power supply system based on the signal of continuous control of the generalizing diagnostic parameter, checking the diagnosis using more accurate methods of periodic control, searching for the location of the malfunction using automated methods, and checking the elements of the SEP according to the criteria specified for the given cycle of diagnosis is provided minimum operating costs and choosing a strategy for repair and maintenance actions based on the results of monitoring parameters of the technical condition, earnings per failure and failures. The management of the technical condition is reflected by the model in the form of a structural information graph of the system with stochastic feedback.

Key words: distribution network, regular maintenance system, integrated system of diagnosis of distribution networks.

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП.....</b>	<b>5</b>
<b>ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....</b>	<b>9</b>
<b>1 СТАН ПРОБЛЕМИ І ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕНЬ.....</b>	<b>10</b>
1.1 Загальна характеристика об'єкта дослідження-розподільчих мереж змінного струму напругою 6-10 кВ.....	10
1.2 Аналіз існуючих методів проведення відновлювальних дій при пошкодженнях в розподільчих мережах змінного струму.....	15
1.3 Аналіз існуючих методів і засобів контролю ізоляції та пошуку пошкоджень в розподільчих мережах змінного струму.....	19
1.4 Висновки.....	34
<b>2 ВДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ ДІАГНОСТУВАННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ ЗМІННОГО СТРУМУ.....</b>	<b>37</b>
2.1 Теоретичне обґрунтування інтегрального методу діагностування розподільчих мереж змінного струму.....	37
2.2 Оцінювання режимів функціонування інтегральної системи діагностування розподільчих мереж змінного струму.....	43
2.3 Визначення вихідних характеристик інтегральної системи діагностування розподільчих мереж змінного струму.....	53
2.4 Висновки.....	60
<b>3 ВИЗНАЧЕННЯ УМОВ РОБОТОЗДАТНОСТІ ІЗОЛЯЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ ЗМІННОГО СТРУМУ.....</b>	<b>62</b>
3.1 Побудова діагностичної моделі робтоздатності ізоляції відносно землі розподільної мережі змінного струму.....	62
3.2 Визначення граничних значень параметрів ізоляції за критеріями безпеки експлуатації розподільчих мереж змінного струму.....	73
3.3 Вибір сукупності контрольованих показників для оцінювання роботоздатності ізоляції розподільних мереж змінного струму.....	76
3.4 Висновки.....	79

<b>4</b>	<b>ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ.....</b>	<b>81</b>
<b>5</b>	<b>ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....</b>	<b>88</b>
5.1	Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта.....	88
5.1.1	Технічні рішення з безпечної організації робочих місць.....	88
5.1.2	Електробезпека.....	91
5.2	Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	92
5.2.1	Мікроклімат.....	92
5.2.2	Склад повітря робочої зони.....	94
5.2.3	Виробниче освітлення.....	93
5.2.4	Виробничий шум.....	94
5.2.5	Психофізіологічні фактори.....	96
5.3	Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи інтегральної системи діагностування розподільчих мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	97
5.3.1	Дослідження стійкості роботи інтегральної системи діагностування розподільчих мереж в умовах дії іонізуючих випромінювань.....	98
5.3.2	Дослідження стійкості роботи інтегральної системи діагностування розподільчих мереж в умовах дії електромагнітного імпульсу.....	100
	<b>ВИСНОВКИ.....</b>	<b>103</b>
	<b>Список використаних джерел.....</b>	<b>106</b>
	Додаток А. Технічне завдання.....	115
	Додаток Б. Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи.....	119
	Додаток В. Ілюстративний матеріал.....	120

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Досвід експлуатації розподільчих мереж напругою 6-10 кВ вказує на існування проблеми забезпечення необхідного рівня надійності і безпеки експлуатації обладнання цих мереж. Особливо гостро дана проблема набула в сучасних умовах кризи експлуатації в енергопостачальних компаніях України, коли ресурс електрообладнання вже практично вичерпано, а планові заміни і ремонти через дефіцит фінансових ресурсів не проводяться, що приводить до суттєвого зростання аварійності. Розподільчі мережі змінного струму промислових і сільськогосподарчих споживачів є складними системами, тому в сучасних умовах неможливо забезпечити необхідну якість РМ без застосування на всіх етапах життєвого циклу методів та засобів технічної діагностики. Значну кількість недоліків проектного, технологічного, технічного характеру можна усунути на стадії проектування, виготовлення і монтажу, але дія прихованих дефектів, несприятливих факторів, відхилень від нормальних режимів виявляється поступово і механізм їх дії прихований. В зв'язку з цим вирішальне значення має розробка методів діагностування і прогнозування зміни показників надійності електрообладнання, особливо електротехнічних систем з тривалим терміном використання, характеристики надійності яких можна оцінити за результатами тривалої експлуатації

Існуюча система технічного обслуговування РМ є регламентною і використовує систему діагностування, що періодично повторює діагностичні цикли, і таку, що накопичує приховані дефекти. Її методологія ґрунтується на класичній теорії надійності. Застосовується суто ймовірний підхід, а оцінки надійності достовірні в середньому для сукупності а не окремо взятої СЕП на детермінованих умовах. Усереднення великої кількості різних умов експлуатації СЕП, так і впливаючих факторів, неминуче приводить до суттєвих методологічних похибок теорії оцінок і, як наслідок до великих допусків на оцінювання.

Оптимізувати взаємодію об'єктивного процесу зміни ТС РМ і



суб'єктивного процесу технічної експлуатації можна шляхом виявлення прихованих дефектів на основі неперервного моніторингу та автоматизації процесу пошуку їх виникнення. Якщо моніторинг не може бути неперервним, то передбачається додаткова перевірка. Це потребує створення інтегральної (комбінованої) системи діагностування, яка за неперервним контролем визначного показника дозволяє визначити поточне значення ТС, порівняти його з потрібним і визначити керуючу дію та момент переходу в технічне обслуговування.

**Мета і завдання дослідження.** Підвищення рівня надійності, безпеки і ефективності застосування розподільних мереж напругою 6-10 кВ шляхом використання інтегрального методу діагностування.

**Об'єкт дослідження.** Низький рівень надійності, безпеки експлуатації і ефективності використання розподільних мереж через невідповідність між об'єктивним процесом зміни технічного стану і суб'єктивним процесом їх експлуатації.

**Предмет дослідження.** Інтегральна система діагностування розподільних мереж на основі алгоритмічного, сигнально –параметричного та фізичного методів діагностування і неперервного контролю роботоздатності. за інтегральним показником.

Для досягнення поставленої мети у роботі будуть розв'язані наступні задачі:

1 Аналіз об'єкта дослідження та систем технічного обслуговування розподільних мереж змінного струму напругою 6-10 кВ.

2 Теоретичне обґрунтування принципу побудови і прийняття рішень інтегральної системи діагностування з метою забезпечення динамічного керування надійністю систем електропостачання

3 Теоретичне обґрунтування методів діагностування елементів і групи елементів розподільчих мереж з метою визначення технічного стану на ранній стадії розвитку пошкодження.

4 Практична реалізація інтегральної системи діагностування розподільчих мереж змінного струму напругою 6-10 кВ.

5 Техніко-економічний ефект від застосування Інтегральної системи діагностування розподільчих мереж

**Наукова новизна одержаних результатів.**

1 Доведено, що існує специфічна проблема об'єднання множини локальних методів у загальний алгоритм забезпечення індивідуальної надійності СЕП так, щоб кожна підсистема аналізувалась своїм локальним, а їх взаємозв'язок – загальним інформаційним методом, тобто створенням інтегральної системи діагностування.

2 Для забезпечення динамічного керування ТС СЕП, інтегральна система діагностування будувалась на основі послідовних процедур оцінювання ТС СЕП за сигналом інформаційного сигналу неперервного контролю узагальнюючого діагностичного параметру, перевірки діагнозу більш точним методами періодичного контролю.

3 В якості узагальнюючого діагностичного параметру необхідно використовувати динамічну характеристику активного опору ізоляції всієї мережі відносно землі, що дозволяє визначити момент переходу в режим обслуговування на основі об'єктивних даних, виявити пошкодження окремих елементів на ранній стадії їх розвитку неруйнуючими методами.

**Практичне значення** одержаних результатів полягає в тому, що вони спрямовані на розв'язання конкретних задач створення діагностичного забезпечення процесу динамічного керування індивідуальною надійністю СЕП змінного струму в процесі їх експлуатації на основі інтегральної системи діагностування. Запропоновані діагностичні методи і моделі діагностування у вигляді номенклатурних діагностичних параметрів та ознак і їх характеристик.

Достовірність теоретичних положень магістерської кваліфікаційної роботи підтверджується чітким формулюванням задач дослідження, коректним застосуванням математичних методів, достовірним виведенням аналітичних співвідношень.

**Особистий внесок здобувача.** Аналіз методів контролю ізоляції в розподільчих мережах змінного струму (розділ 1). Метод оцінювання вихідних

характеристик інтегральної системи діагностування.

**Апробація результатів магістерської кваліфікаційної роботи.** Результати дослідження представлено на науково-технічній конференції КУСС-2022, але не опубліковані.

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

СЕП–система електропередач

ОД–об’єкт діагностування

ІСД–інтегральна система діагностування

РМ–розподільна мережа

КСД –комбінована система діагностування

ДК–діагностичний комплекс

ДККР–діагностичний комплекс контролю роботоздатності

СТОР–система технічного обслуговування та ремонту

КЛЕП–кабельна лінія електропередачі

ПЛЕП–повітряна лінія електропередачі

ОЗЗ –однофазне замикання на землю

ТС–технічний стан

ПАР –параметри аварійного режиму

ОВБ–оперативно -виїзна бригада

ТП–трансформаторна підстанція

РП–розподільчий пристрій

СІГ–структурно-інформаційний граф

РЗ–релейний захист

ППП–пакет прикладних програм

ПКІ–пристрій контролю ізоляції

ІВП–інформаційно-вимірювальна підсистема

## 1 СТАН ПРОБЛЕМИ І ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕНЬ

### 1.1 Загальна характеристика об'єкта дослідження-розподільчих мереж змінного струму напругою 6-10 кВ

Кінцевою метою більшості наукових і технічних досліджень і розробок є створення матеріальних цінностей високої якості з найменшими витратами. Серед характеристик якості одне з головних місць займає надійність, з рівнем якої пов'язані безвідмовність в роботі і довговічність системи.

В сучасних умовах кризового стану економіки України, коли промисловий і сільськогосподарський сектори характеризуються зношеністю обладнання та застарілими технологіями і процес перебудови усієї економіки відбувається впродовж значного часу через відсутність інвестицій, дуже важливо спрямувати наукові дослідження на розробку та впровадження технологій найбільш ефективного використання існуючої техніки за рахунок її модернізації, підвищення надійності і продовження ресурсу роботи.

Особливо це стосується такої галузі народного господарства як енергетика. Від надійного та економічного енергопостачання суттєво залежить успішне функціонування всього господарства. В сучасних умовах підвищення безвідмовності і довговічності СЕП неможливо без застосування методів і засобів технічної діагностики. Діагностичне забезпечення повинно супроводжувати СЕП на всіх стадіях життєвого циклу: проектування, створення, експлуатації і ремонту (рис 1.1), та ґрунтуватись на сучасних автоматизованих засобах отримання інформації про фактичний стан електрообладнання, і ефективних засобах її обробки. Для цього потрібно мати методи побудови діагностичного забезпечення, в якому могли б узгоджуватись як існуючі розрізнені і недостатньо використані, так і нові перспективні рішення. Виходячи з вище зазначених пріоритетів, обмежимо коло питань задачами діагностичного забезпечення СЕП в процесі їх експлуатації.





Рисунок 1.1 – Життєвий цикл СЕС та показ на концептуальному рівні застосування технічної діагностики, в забезпеченні їх якості та надійності

Метою діагностування технічного виробу на етапі експлуатації є підтримання встановленого рівня надійності, забезпечення всіх вимог безпеки та високої ефективності використання виробу за призначенням при встановленому нормативами обслуговування відповідними рівнями як при планових оглядах, так і позаплановому виявленні та ліквідації несправностей. Для цього створюється система технічного обслуговування та ремонту.[1-29]

Можливість досягнення поставленої мети залежить від умов реалізації процесу технічного діагностування СЕП. Як об'єкт діагностування СЕП є складною системою. Конструктивна складність СЕП зумовлена розподілом її в просторі. Це потребує раціональної організації процедури визначення ТС та пошуку місця дефекту у відповідності з результатами аналізу причин та характеру зміни ТС і втрат від них в процесі експлуатації, множини деградуючих елементів, які впливають на якість СЕП, ієрархією структури.

Встановлено [1], що основними причинами пошкоджень ПМ є зовнішні чинники: грозові перебиття ізоляції, ожеледно-заморозкові відкладення, навантаження від вітру, вібрація мереж, загоряння дерев'яних опор, послаблення механічної міцності, пошкодження опор та мереж автотранспортом та різними механізмами. Зовнішні збурюючі дії призводять до перебиття ізоляції, розриву ізоляторів, оплавлення механічних елементів, обриву провідників, послабленню їх механічної міцності під час вібрації та коливання в результаті розлому окремих провідників, пошкодження елементів, падіння опор разом з провідниками. Найбільш важкі наслідки викликають ожеледно-заморозкові відкладення. Порушення нормальної роботи ПМ пов'язано з такими факторами: неправильне використання електрообладнання, дефекти, які були допущені при виготовленні опор, ізоляторів, перевищення фактичних зовнішніх навантажень розрахункових значень, порушення правил монтажу та спорудження ПМ, недоліками існуючої системи обслуговування та іншими.

Для отримання кількісної характеристики пошкоджень елементів ПМ приведено статистичні дані причин пошкоджень повітряних РМ напругою 10 кВ, зібрані у ПАТ "АК Вінницяобленерго" за 2020р. Кількість пошкоджень за рік становила 1492. В залежності від причин виникнення вони розподілились таким чином як показано в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Порівняльна характеристика відключень ПЛЕП 6-10 кВ із-за пошкоджень обладнання в РМ ПАТ „АК Вінницяобленерго” за 2020р.

Всього відключень	Відключення з пошкодженням ЛЕП																			
	Відключення без пошкодження ЛЕП з успішним АПВ і РПВ		Елементів ПЛ										Кабельних вставок							
	Всього		Опор		Проводу		Ізоляції		Арматури кріплення		інше		кабелю		Муфти з'єднувальної, кінцевої		Інше			
	к-сть	%	к-сть	%	к-сть	%	к-сть	%	к-сть	%	к-сть	%	к-сть	%	к-сть	%	к-сть	%		
5461	3969	72,68	1492	27,32	122	8,18	414	27,75	552	37,00	130	8,71	154	10,32	35	2,35	66	4,42	19	1,27

Характерними пошкодженнями мережі є накиди, розрив або перегорання окремих провідників, сліди перекриття, зміна стріли провисання, корозія провідників, пошкодження провідників біля затискувачів та з'єднань. Основними видами пошкоджень в підвісках та арматурі є: механічні пошкодження фарфору або скла ізоляторів, сліди перекриття в ізоляторах, дефектні ізолятори, забруднення поверхні ізолятора, хибна насадка ізоляторів, перетирання або деформація окремих елементів арматури.

Основними видами пошкоджень опор та фундаментів є нахил опори вздовж або поперек мережі понад допустиму норму, деформація окремих частин опори, заглиблення фундаменту опори або його підйом, тріщини та пошкодження приставок опор, ослаблення з'єднань, загнивання елементів опори, присутність на опорах пташиних гнізд та інших сторонніх предметів, які створюють можливість перекриття між фазами.

Для заземлюючих пристроїв характерними є пошкодження або обрив заземлюючого спуску на опорі та біля землі, незадовільний контакт з'єднання заземлювача з тілом опори, понад допустиму величина опору заземлювача опори, руйнування корозією контуру заземлюючого пристрою та інші.

Кабельні мережі, в основному, пошкоджуються через порушення їх механічної стійкості будівельними механізмами та машинами при земляних роботах. З цих причин в міських мережах виникає біля 60-70% всіх пошкоджень кабельних мереж. Другою причиною є старіння міжфазної та

поясної ізоляції, інтенсивна корозія оболонки кабелю, попадання вологи в кабель, порушення ізоляції гризунами. Аналіз пошкоджень в кабельних мережах [30,31] показав, що 18,5% пошкоджень приходить на з'єднувальні муфти, 16,5% на кінцеві муфти та під'єднання, інші 65% - це "цілі місця кабелю". При цьому на електричні пробої приходить в цілому місці 40% випадків, а на механічні - 60%.

Силові трансформатори пошкоджуються значно рідше ніж електричні мережі. Основними причинами пошкоджень силових трансформаторів є: пошкодження ізоляції обмоток трансформатора через дефекти конструкції та виготовлення під час дії зовнішніх перенапруг в мережі та струмів коротких замикань, пошкодження перемикаючих пристроїв, пошкодження вводу трансформатора із-за перекриття зовнішньої та внутрішньої ізоляції, механічні пошкодження неякісних з'єднань.

Пошкодження комутаційних апаратів виникає в основному при вимиканні коротких замикань та при виконанні ними різних операцій, а також в стаціонарному режимі. Частіше всього пошкоджується роз'єднувач в РМ 6 – 10 кВ (60-70% від загальної кількості пошкоджень комутаційних апаратів). Основні причини пошкоджень комутаційних апаратів - механічні пошкодження, які зумовлені недосконалістю конструкції, порушенням технології виготовлення та правил експлуатації. Електричні пошкодження комутаційних апаратів пов'язані із перекриттям ізоляції зовнішніми та внутрішніми перенапругами.

Самим ненадійним елементом в РМПС є ізоляція полюсів відносно землі. На стан ізоляції полюсів впливає механічна, електрична та атмосферна збурююча дія. Атмосферні опади, а також тверді та газоподібні частини різних речовин, які знаходяться в повітрі, утворюють провідну поверхню, яка знижує електричну стійкість ізоляції. Механічні дії можуть бути зовнішніми та внутрішніми. Внутрішні перенапруги розвиваються в ізоляції під дією термодинамічних перевантажень, що виникають в разі перехідних процесів [32-35]. Значно частіше виникають зовнішні механічні збурення у вигляді

навантажень, зумовлених переміщенням або згортанням кабелю, порушень правил монтажу, пошкодження кабелю різними механізмами. В результаті довгої дії електричного поля виникає електричне старіння кабелю, яке для органічних діелектриків проявляється у вигляді часткових розрядів в неоднорідному середовищі кабелю. Під дією часткових розрядів ізоляція руйнується в місці дефекту, що призводить до її пробою [37].

## 1.2 Аналіз існуючих методів проведення відновлювальних дій при пошкодженнях в розподільчих мережах змінного струму

Зрозуміло, що вибір стратегії керування ТС СЕП, є найбільш відповідальним моментом у всій системі технічної її експлуатації, оскільки цим визначаються найбільш важливі показники ефективності використання СЕП – рівень втрат на відновлення параметрів елементів. В вітчизняній та зарубіжних СТОР [3, 5-8, 12, 21-29] в основному використовується стратегія відновлювальних дій після відмови та попереджувальна за наробітком [5, 11]. Стратегію відновлювальних дій після відмови [34] доцільно застосовувати для елементів, яким властива експоненційна щільність розподілу наробітка на відмову виду

$$f(T) = \lambda \exp(-\lambda T), \quad (1.1)$$

де  $T$  – час безвідмовної роботи;

$\lambda$  - параметр потоку відмов

Цю стратегію можна застосовувати і для елементів, відмова яких приводить не до втрати роботоздатності РМ, а до виникнення пошкодження, яке не пов'язане з погіршенням електробезпеки. Економічний показник відновлювальних робіт після відмови – рівень питомих втрат  $C'_{II}$  - визначається рівнем втрат від відмови елемента  $C_0$  і його середнім наробітком на відмову  $\bar{T}$

$$C'_{II} = \frac{C_0}{\bar{T}} = C_0 \int_{T_{min}}^{T_{max}} T f(T) dT, \quad (1.2)$$



де  $T_{\min}$ ,  $T_{\max}$  - мінімальний та максимальний час наробітку на відмову;

$f(T)$  - щільність розподілу наробітку на відмову.

Для керування технічним станом РМ за наробітком роботи групуються в комплекси, які відрізняються за періодичністю і номенклатурою [3, 5, 12, 21]. В загальному випадку елемент відмовить і буде відновлений до моменту  $T_p$  попереджувального відновлення з ймовірністю

$$Q(T_p) = \int_{T_{\min}}^{T_p} f(T) dT. \quad (1.3)$$

Середній наробіток на відмову, за умови, що вона виникає до  $T_p$ , визначимо як

$$T' = \frac{\int_{T_{\min}}^{T_p} T f(T) dT}{Q(T_p)}. \quad (1.4)$$

Середній використаний ресурс елемента з урахуванням відновлення через відмови і попереджувальній заміні через наробіток  $T_p$

$$\bar{T} = \int_{T_{\min}}^{T_p} T f(T) dT + T_p [1 - Q(T_p)]. \quad (1.5)$$

Якщо відсутні неперервні втрати від зміни параметра елемента, питомі втрати

$$C''_{\Pi} = \frac{(C_0 - C_{\Pi})Q(T_p) + C_{\Pi}}{\bar{T}}, \quad (1.6)$$

де  $C_{\Pi}$  - втрати, пов'язані з попереджувальним відновленням елемента.

Із виразів (1.4), (1.6) видно, що зменшуючи  $T_p$  можна знизити ймовірність відмови елемента, а збільшуючи  $T_p$  - збільшити середній використаний ресурс. Величину  $T_p$  в разі досягнення мінімуму питомих втрат можна визначити із диференційного рівняння

$$\frac{dC''_{\Pi}(T_p)}{dT_p} = 0. \quad (1.7)$$

Розглянемо можливості керування основними показниками РМ – безвідмовністю і рівнем питомих втрат при цих стратегіях відновлення. Для елементів, відмова яких є одночасно і відмовою РМ, в разі відновлювальних дій після відмови, попереджувальне керування ТС взагалі не має сенсу. Рівень безвідмовності і нижня границя втрат в разі відмови в даному випадку визначаються тільки надійністю елемента, яку можна підвищити тільки зміною конструкції самого елемента. Ефективність відновлювальних робіт при даній стратегії можна досягти лише за рахунок автоматизації процесу пошуку пошкодженого елемента.

В разі стратегії за наробітком маємо два види втрат – відмови одних елементів і недовикористаний ресурс інших. Зменшити один вид втрат без одночасного збільшення другого неможливо. Можна тільки мінімізувати сумарні питомі втрати за рівнянням (1.7). З другого боку, стратегія відновлення за наробітком в РМ ґрунтується на використанні в основному евристичних методів оцінки ТС РМ [5]. Суб'єктивно вирішується і питання періодичності ТО і Р і виводу в технічне обслуговування та ремонт – згідно річному графіку ТО і Р, який складається попередньо на запланований рік і не може відображати фактичного ТС мережі і обладнання в наперед заданий момент часу. Покладені в основу планування терміну ремонту середні величини ремонтного циклу і міжремонтних періодів, хоч і спрощують питання планування, але мають суттєвий недолік – не дають об'єктивної оцінки суб'єктивної необхідності в ремонті обладнання або діючої мережі.

Таким чином, наявна система ТО і Р не достатньо відображає взаємодію між об'єктивним процесом зміни технічного стану та суб'єктивним процесом експлуатації та потребує подальшого вдосконалення.

Оптимізувати взаємодію цих процесів можна шляхом доповнення існуючої системи, системою передбачаючого обслуговування, що ґрунтується на неперервних спостереженнях за діагностичними параметрами ТС РМ на рівні взаємодіючих елементів.

В загальному вигляді в разі здійснення відновлювальних дій за результатами контролю параметрів ТС визначають допустиму величину контрольованого параметру (умови роботоздатності)  $U_d$  і періодичність контролю діагностичного параметра  $T_k$ . Якщо із зміною діагностичного параметра неперервні витрати не зростають, то аналогічно попередньому, питомі витрати при здійсненні відновлювальних дій за контролем ТС визначимо як

$$C_{\Pi}^m(U_d, T_k) = \frac{Q(U_d, T_k)C_0 + [1 - Q(U_d, T_k)]C_{\Pi} + K_d(U_d, T_k)C_d}{T_{\Phi}(U_d, T_k)}, \quad (1.8)$$

де  $Q(U_d, T_k)$  - ймовірність відмови елемента при вибраних  $U_d, T_k$ ;

$C_d$  - витрати на діагностування;

$K_d(U_d, T_k)$  - середнє число перевірок параметра за термін служби елемента;

$T_{\Phi}(U_d, T_k)$  - середній наробіток елемента до відновлення за результатами контролю.

Із виразу (1.9) зрозуміло, що в разі використання стратегії відновлення за контролем ТС з'являється можливість зменшити втрати і від відмов і від недовикористаного ресурсу, причому тим в більшій мірі, чим нижче рівень витрат на діагностування  $C_d$ .

Використання стратегії відновлення за контролем ТС має очевидні переваги, але потребує рішення низки задач. Перша задача полягає в виборі сукупності контрольованих діагностичних параметрів, та визначення умови роботоздатності елементів. Друга задача – визначення можливості контролювати діагностичні параметри взагалі, або з потрібною вартістю і точністю неруйнуючими методами. Третя задача полягає в можливості пошуку місць пошкодження на ранній стадії їх розвитку.

Аналіз причин та характеру пошкоджень в РМ [30, 31, 35, ] показав, що 60-90% відмов пов'язані із зміною ТС ізоляції окремих елементів відносно землі. Елементи РМ розподілені в просторі і контроль параметрів кожного

елемента під робочою напругою є складною задачею навіть руйнуючими методами, але можна контролювати групу взаємодіючих елементів, тобто опір ізоляції струмопровідних частин всієї мережі відносно землі.

Основною причиною зміни ТС ізоляції окремих елементів є утворення шунтувальних зв'язків між струмопровідною частиною і землею. Під дією зовнішнього середовища та перенапруг змінюється величина активного опору шунтувального зв'язку. Зволоження призводить до поступового його зниження, а перенапруга викликає раптову зміну. Тобто необхідну інформацію про ТС можна отримати, контролюючи динамічну характеристику активного опору ізоляції. Дослідження динамічної характеристики активного опору ізоляції в мережах 6 – 35 кВ не проводилось. Не нормується і величина активного опору ізоляції мережі відносно землі, тому існує задача визначення умов її роботоздатності та вибору сукупності контрольованих показників. Контроль динамічної характеристики активного опору ізоляції мережі потребує аналізу існуючих методів контролю ізоляції в РМ змінного та постійного струму і існуючих методів пошуку пошкоджень на ранній стадії їх розвитку і в разі необхідності їх вдосконалення або створення принципово нових ІВС.

На основі проведеного аналізу формулюються наукові задачі, що вирішуються в роботі.

### **1.3 Аналіз існуючих методів і засобів контролю ізоляції та пошуку пошкоджень в розподільчих мережах змінного струму**

В залежності від способу дії на РМ, системи перевірки технічного стану ізоляції можна розділити на функціональні, тестові та комбіновані. В функціональних методах вимірюються робочі сигнали, а параметри ізоляції визначають за результатами вимірювання або застосовують спеціальні перетворювачі робочих сигналів і порівнюють їх величини з допустимими. Тестові методи передбачають подачу сигналів на РМ за спеціальною програмою. В комбінованих системах використовуються як робочі, так і тестові

сигнали. За періодичністю контролю їх можна розділити на постійно діючі, періодично діючі і разові. Переваги неперервної системи контролю незаперечні, але існують технічні обмеження області її застосування: перше – це неможливість контролю взагалі або з потрібною точністю та прийнятною вартістю неруйнуючими методами діагностики; друге – стрибкоподібна зміна параметрів технічного стану окремих елементів [30, 33, 36-38].

В СЕП напругою 6 – 35 кВ найбільш поширеними є функціональні методи, що використовують вимірювання напруги фаз мережі відносно землі або напруги нульової послідовності  $U_0$  за допомогою трансформаторів напруги типу НОМ або НТМИ.

Розглянемо ефективність цих методів з точки зору визначення технічного стану ізоляції РМ. Розрахункова схема для контролю напруги нульової послідовності зображена на рис. 1.2, де

$$\underline{Y}_A = \frac{1}{r_A} + j\omega C_A; \underline{Y}_B = \frac{1}{r_B} + j\omega C_B; \underline{Y}_C = \frac{1}{r_C} + j\omega C_C \quad (1.9)$$

де  $\underline{Y}_A, \underline{Y}_B, \underline{Y}_C$  – комплекси провідностей фаз мережі відносно землі;

$r_A, r_B, r_C$  – активний опір ізоляції відповідної фази мережі відносно землі;

$C_A, C_B, C_C$  – ємність фаз мережі по відношенню до землі;

$r_1, L_1$  – внесений активний опір і індуктивність трансформатора напруги контролю ізоляції.

Згідно [39-42] для трансформатора типу НТМИ  $r_1$  можна визначити як

$$r_1 = \frac{n_1^2 n_2^2 r_\Delta r_Y}{n_2^2 r_\Delta + 3n_1^2 r_Y}, \quad (1.10)$$

де  $n_1, n_2$  – відповідно коефіцієнт трансформації між первинною, вторинною основною і додатковою обмотками НТМИ, з'єднаними за схемою «зірочка» та відкритий трикутник;

$r_\Delta$  та  $r_Y$  – активний опір навантаження на вторинній обмотці.

Для спрощення аналізу будемо вважати, що  $C_A = C_B = C_C = C$ ,  $r_A = r_B = r_C = r$  і виникло погіршення ізоляції фази А відносно землі, тобто



з'явився шунтувальний зв'язок через опір  $r_{\Pi}$ . Тоді з урахуванням прийнятих обмежень, контрольовану напругу нульової послідовності в загальному випадку визначимо як

$$\dot{U}_0 = \frac{U_{\Phi}}{n_2} \frac{\frac{1}{r_{\Pi}}}{\frac{1}{r_{\Pi}} + 3 \left( \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r} + \frac{1 - \omega^2 L_1 C}{j\omega L_1} \right) + Y_H}. \quad (1.11)$$

У випадку ізольованої нейтралі, коли  $Y_H = 0$

$$\dot{U}_0 = -\frac{U_{\Phi}}{n_2} \frac{\omega L_1}{\sqrt{9r_{\Pi}^2(1 - \omega^2 L_1 C)^2 + \omega^2 L_1^2 \left( 1 + \frac{3r_{\Pi}}{r_1} + \frac{3r_{\Pi}}{r} \right)^2}} = -\frac{U_{\Phi}}{n_2} K_1. \quad (1.12)$$

У випадку замикання нейтралі через резистор з активним опором  $r_H$

$$\dot{U}_0 = -\frac{U_{\Phi}}{n_2} \frac{\omega L_1}{\sqrt{9r_{\Pi}^2(1 - \omega^2 L_1 C)^2 + \omega^2 L_1^2 \left( 1 + \frac{r_{\Pi}}{r_H} + \frac{3r_{\Pi}}{r_1} + \frac{3r_{\Pi}}{r} \right)^2}} = -\frac{U_{\Phi}}{n_2} K_2. \quad (1.13)$$

Якщо нейтраль заземлена через реактор дугогасіння з параметрами  $L_K$  і  $r_K$ ,

$$Y_H = \frac{1}{r_{e_K}} + \frac{1}{j\omega L_{e_K}}, \text{ де } r_{e_K} = r_K + \frac{\omega^2 L_K^2}{r_K}; L_{e_K} = L_K + \frac{r_K^2}{\omega^2 L_K}$$

$$\dot{U}_0 = -\frac{U_{\Phi}}{n_2} \frac{\omega L_1}{\sqrt{r_{\Pi}^2 \left( \frac{L_1}{L_{e_K}} + 3(1 - \omega^2 L_1 C)^2 \right) + \omega^2 L_1^2 \left( 1 + \frac{r_{\Pi}}{r_{e_K}} + \frac{3r_{\Pi}}{r_1} + \frac{3r_{\Pi}}{r} \right)^2}} = -\frac{U_{\Phi}}{n_2} K_3. \quad (1.14)$$

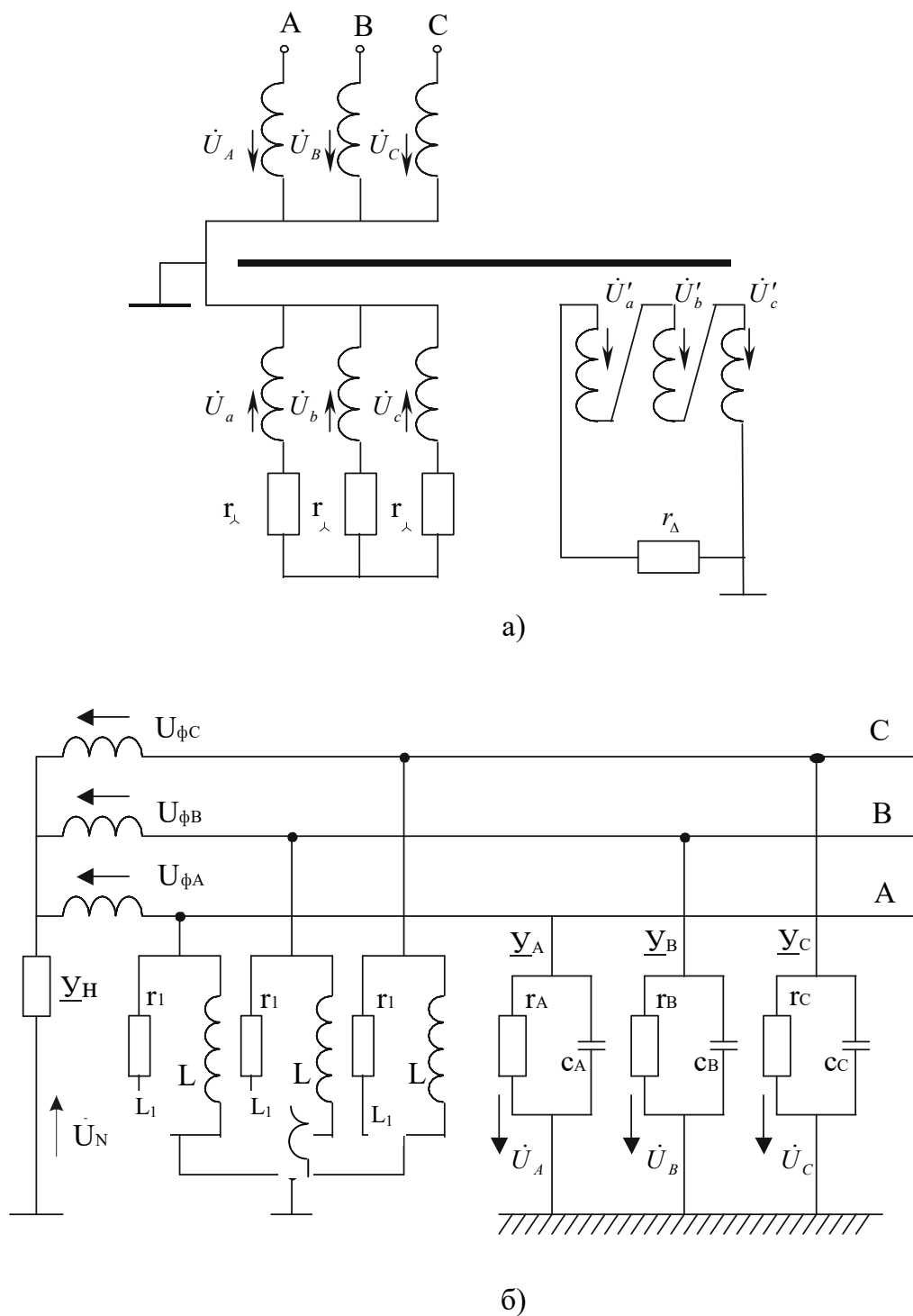


Рисунок 1.2 – Схема з'єднань трансформатора напруги типу НТМИ – а); та розрахункова 3-х фазної мережі з урахуванням опору обмоток НТМИ – б)

Із виразів (1.11)-(1.14) видно, що за інших рівних умов, контрольована напруга буде залежати від коефіцієнтів  $K_1, K_2, K_3$ , які є складною функцією параметрів мережі і пристрою контролю. За допомогою ЕОМ був виконаний

розрахунок залежності  $K_1, K_2, K_3 = f(r, r_{II}, C)$ , рис. 1.3- 1.5. В першому квадранті побудована залежність  $K_1, K_2, K_3 = f(C)$  якщо  $r = 10$  кОм, в другому – якщо  $r = 50$  кОм, в третьому –  $r = 100$  кОм, в четвертому –  $r = 500$  кОм. Криві в квадранті якщо  $K$  змінюється від 0 до 1 відповідають величинам  $r_{II}$ , кОм: 0; 0,5; 1,0; 2,0; 3,0; 4,0; 5,0; 10; 15. Вісь  $K$  побудована за нормальним законом, параметри НТМИ прийняті:  $L_1 = 16$  Гн,  $r_{\gamma} = 0,5$  кОм,  $r_{\Delta} = 25$  Ом,  $r_1 = 600$  кОм,  $r_2 = 600$  кОм,  $L_k = 4$  Гн,  $r_k = 1$  МОм.

Контроль ізоляції в мережах здійснюється за допомогою реле напруги, що має уставку спрацювання  $U_{c,p} \geq 0,3 \frac{U_{\Phi}}{n_2}$ , тобто воно повинно спрацювати коли величина  $K \geq 0,3$ . Аналіз рівнянь (1.11)-(1.14) показав, що з заданими параметрами пристрою контролю необхідна чутливість спрацювання може бути забезпечена лише в разі малих значень опору шунтувального зв'язку  $r_{II} \leq 1$  кОм.

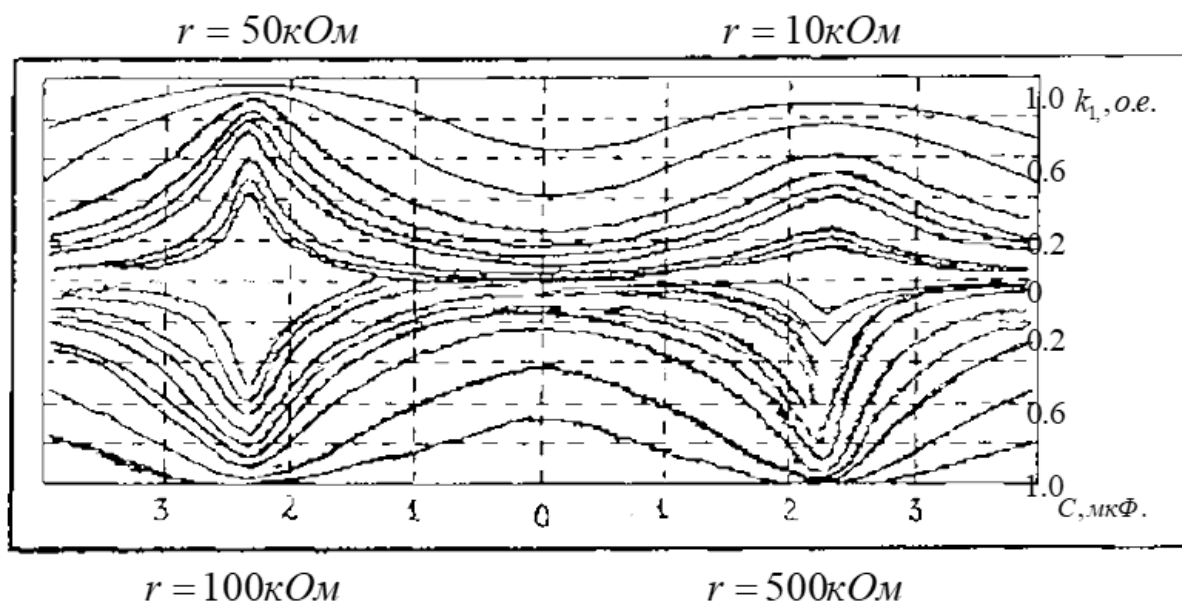
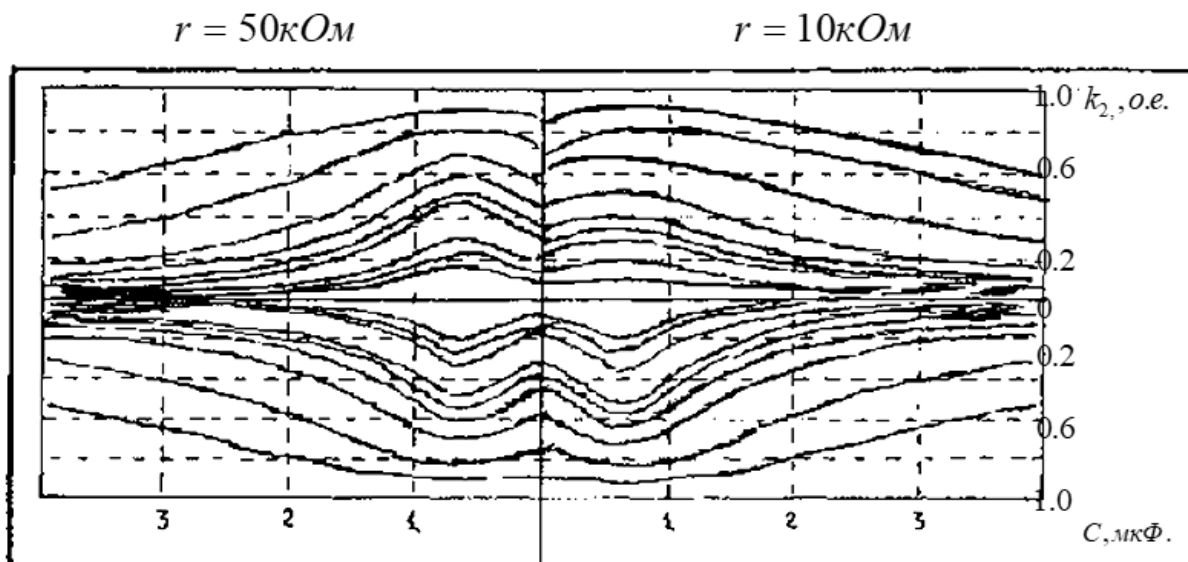


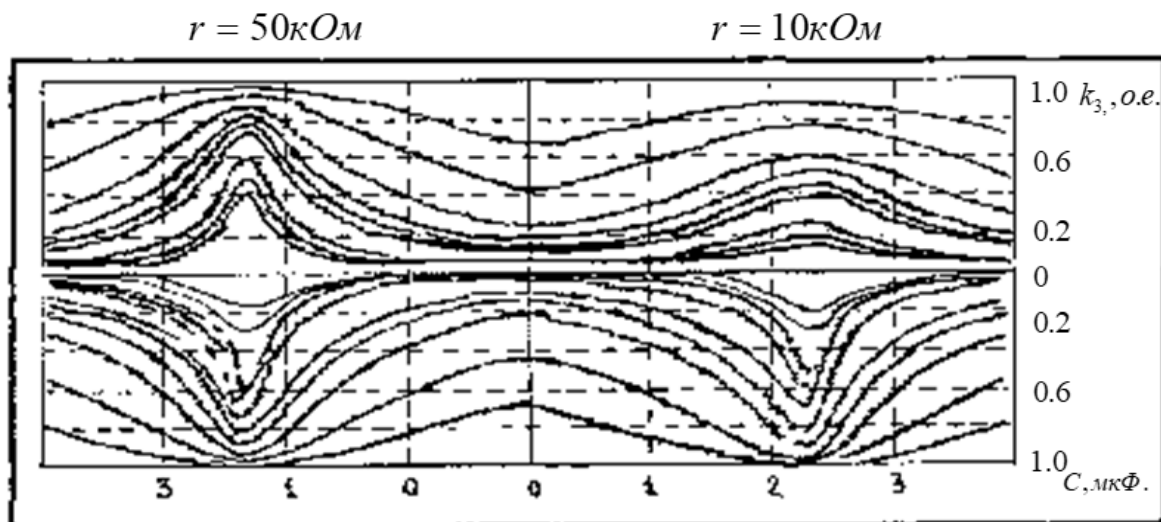
Рисунок 1.3 – Графічне зображення залежності коефіцієнта  $k_1 = f(C)$  при  $r_{II} = \text{const}$ ,  $r = \text{const}$



$r = 100\text{кОм}$

$r = 500\text{кОм}$

Рисунок 1.4 – Графічне зображення залежності  $k_2 = f(C)$  при  $r_n = \text{const}$ ,  $r = \text{const}$



$r = 100\text{кОм}$

$r = 500\text{кОм}$

Рисунок 1.5 – Графічне зображення залежності  $k_3 = f(C)$  при  $r_n = \text{const}$ ,  $r = \text{const}$

Таким чином, метод є достатньо простим, але має ряд суттєвих недоліків:

- не дозволяє отримати кількісне уявлення про рівень активної провідності фаз мережі відносно землі;
- не реагує на симетричне зниження опору ізоляції фаз мережі відносно землі;

– не забезпечує необхідної чутливості під час виникнення шунтувального зв'язку через великий перехідний опір ( $r_{\Pi} > 1$  кОм), тобто на виникнення пошкодження ізоляції на ранній стадії його розвитку.

За цих і інших причин його використовують лише як засіб виявлення відмов (ОЗЗ через малий перехідний опір).

Серед комбінованих, найпоширенішим є метод контролю активного опору ізоляції шляхом накладання джерела випрямленої напруги на контрольовану мережу [35, 39, 40]. На рис. 1.6 [39] показана принципова схема вентильного пристрою контролю.

В схемі середня величина випрямленого струму не залежить від ємності мережі відносно землі і згідно [40] може бути визначене як

$$I_c = \frac{1,5U_{m.l}}{\pi(R_l + r_0)},$$

де  $U_{m.l}$  – амплітуда лінійної напруги контрольованої мережі;

$U_{m.l}$  – еквівалентний опір вимірювального ланцюга,

$$R_l = R_3 + R_{PR} + \frac{R_y R_{KL}}{(R_y + R_{KL})};$$

$r_0$  – загальний активний опір ізоляції мережі відносно землі.

Чутливість вентильної схеми визначають як відношення зміни струму  $\Delta I_c$  до зміни загального опору ізоляції мережі  $\Delta r_0$ , тобто

$$S = \frac{\Delta I_c}{\Delta r_0}.$$

Найбільша чутливість схема має коли  $r_0 \rightarrow 0$ ,



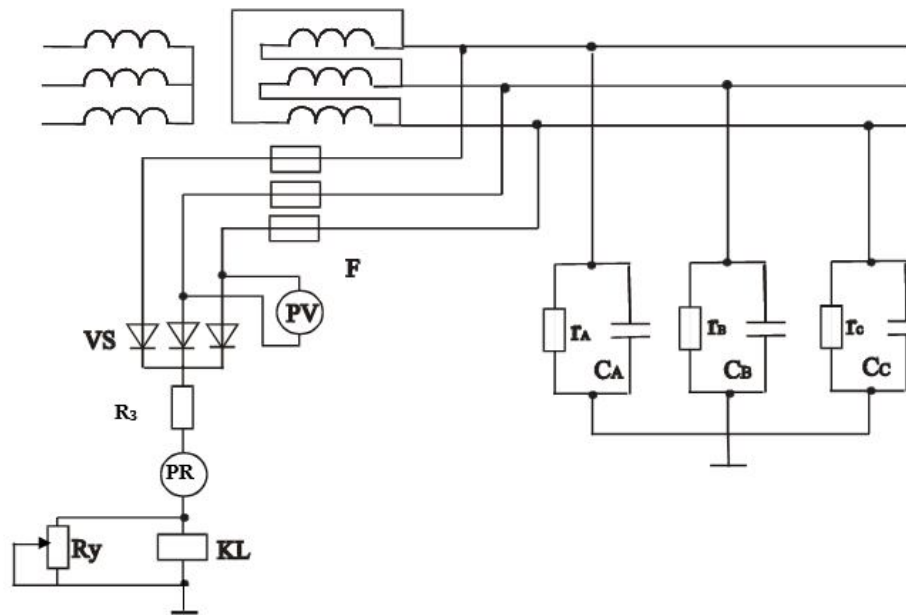


Рисунок 1.6 – Вентильна схема неперервного контролю ізоляції

$$S_{\max} \approx \frac{-1,5U_{m.l.}}{\pi R_l} \quad (1.15)$$

За умовами безпеки  $R_l$  повинно бути достатньо великим, ( $R_l > 10 \div 100$  кОм), тому навіть максимальна чутливість вентильних схем має відносно малу величину, наприклад  $R_l = 100$  кОм;  $U_l = 6$  кВ,  $S_{\max} = 0,4$  мА/кОм. Іншими недоліками методу є обмеженість його застосування в мережах без НТМИ, що мають зв'язок з землею та залежність вимірювального струму від коливання напруги контрольованої мережі.

Широке застосування знайшов варіант накладання випрямленої напруги за допомогою джерела, що створюється трансформатором та випрямлювачем [39-41]. На рис. 1.7 показана така схема контролю в мережах 6 – 10 кВ [41], де вимірювальний ланцюг відокремлений від високої напруги роздільним трансформатором Т2. Струм у вимірювальному пристрої PR буде пропорційний загальному опору ізоляції  $r_0$ . Недолік цього методу, в порівнянні з попереднім, полягає в тому, що в ланцюзі вимірювального пристрою і сигнального реле KL на струм вимірювання впливає несиметрія напруг фаз мережі відносно землі, що створює додаткову похибку.

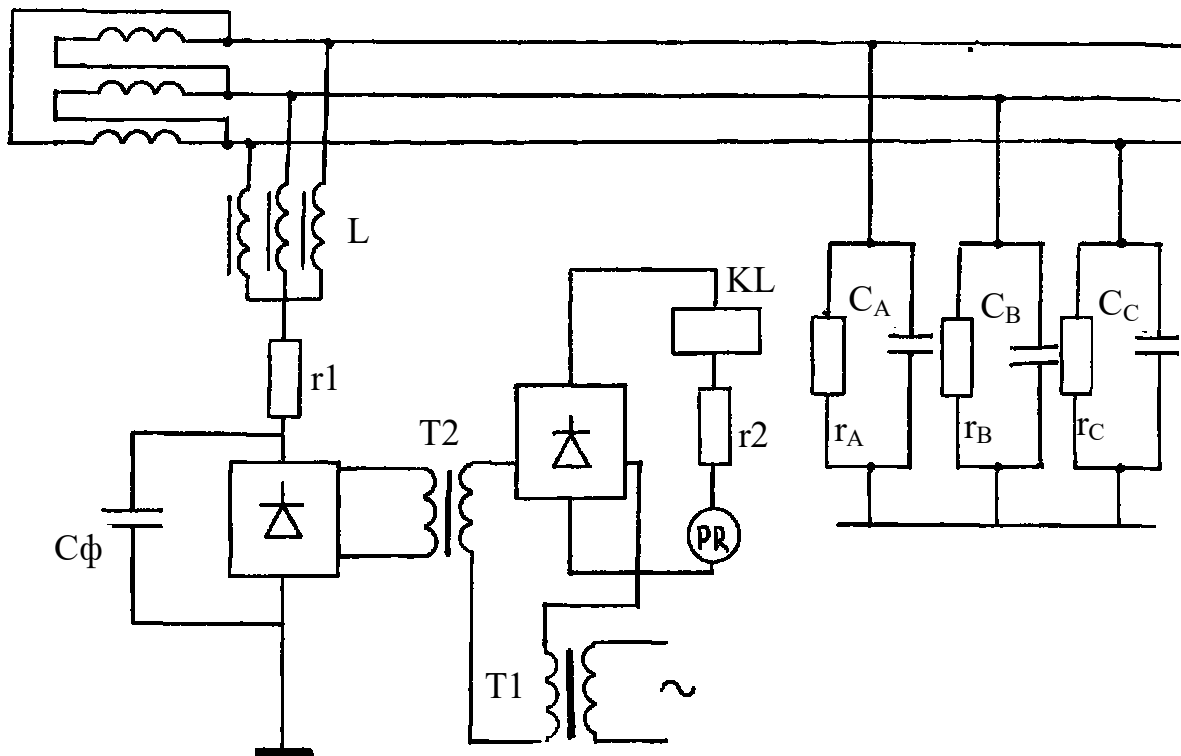


Рисунок 1.7 - Схема пристрою неперервного контролю ізоляції за принципом накладання випрямленого струму

Загальним недоліком цих методів - вони не розрізняють симетричного зниження опору ізоляції і виникнення локального шунтувального зв'язку.

Відомі також методи неперервного контролю ізоляції, що використовують накладання на контрольовану мережу змінного струму промислової та зниженої частоти [39, 40, 42] з вимірюванням активної складової струму. Особливістю застосування цих методів є можливість селективного визначення пошкодженого приєднання до шин підстанції.

Основною проблемою використання цього методу є виділення активної складової із повного струму, що протікає через ланцюг вимірювання, оскільки реактивна складова в десятки і сотні разів перевищує активну. Тому принципово ці методи не забезпечують достатньої чутливості. Крім цього, під час вимірювання струму витікання в приєднанні, давач струму вносить кутову похибку, яка в ряді випадків в декілька разів перевершує похибку вимірювання активної складової струму витікання в мережі.

З метою зменшення похибки визначення активної складової струму намагаються зменшити частоту сигналу накладання і компенсувати кутову

похибку різними методами. Наприклад, в [42] вимір активної складової струму витікання здійснюють за допомогою спеціального диференційного трансформатору струму нульової послідовності (ДТНП). Схема пристрою показана на рис. 1.8.

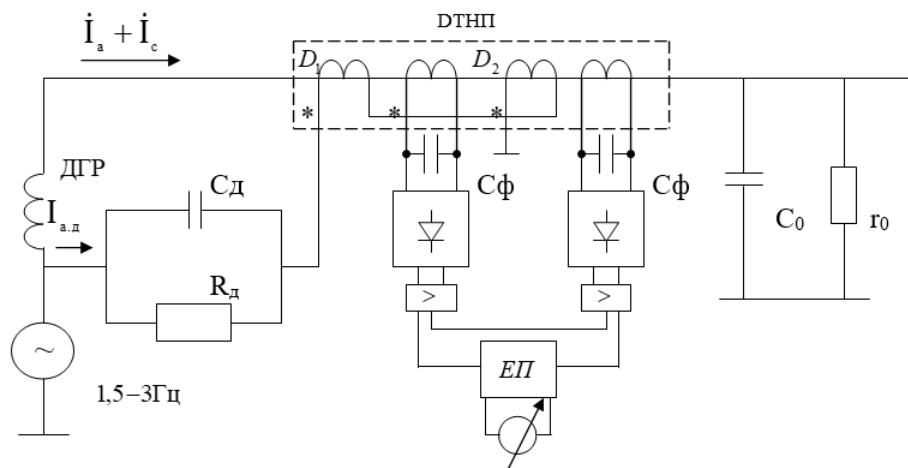


Рисунок 1.8 – Схема пристрою неперервного контролю ізоляції з диференційним трансформатором нульової послідовності та накладанням низькочастотного сигналу

На контрольовану мережу через дугогасниковий реактор ДГР накладають напругу низької частоти 1,5 – 3 Гц, під дією якої через ізоляцію мережі протікають ємнісний  $I_C$  та активний струм  $I_a$ . Одночасно для роботи давача струму по його додатковій обмотці ( $D_1, D_2$ ) пропускають струм  $I_{a.d}$  від джерела пониженої частоти, який співпадає по фазі коливання із струмом, який протікає по активному опорі ізоляції. Тоді по одній із додаткових обмоток протікає струм

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_a + \dot{I}_{a.d} + \dot{I}_C,$$

а по другій

$$\dot{I}_2 = \dot{I}_a - \dot{I}_{a.d} + \dot{I}_C.$$

Оскільки додаткові обмотки ввімкнені протилежно, то магнітопровід ДТНП буде додатково підмагнічуватись різницею цих струмів, модуль яких може бути визначений як

$$\Delta I = |\dot{I}_1| - |\dot{I}_2| = I_C \left[ \sqrt{1 + \left( p + \frac{I_a}{I_C} \right)^2} - \sqrt{1 + \left( p - \frac{I_a}{I_C} \right)^2} \right] \quad (1.16)$$

де  $p = \frac{I_{a.0}}{I_C}$ .

Із формули (1.16) видно, що величина  $\Delta I$  залежить від реактивного додаткового струму. Шляхом зміни  $I_{a.0}$  можна розширити межі вимірюваного струму  $I_a$ . Наприклад, чим більша величина  $I_a$  необхідно виміряти, тим більша величина  $I_{a.0}$  необхідно ввести, але при цьому розширенні меж вимірювання  $I_a$  в області великих струмів, втрачається чутливість при вимірюванні малих за величиною струмів. Крім цього повинна виконуватись і інша умова  $\frac{I_{a.0}}{I_C} \gg 1$ .

Частково остання умова виконується завдяки зниженню частоти накладеного сигналу. Але зниження частоти погіршує трансформацію сигналу, виникають додаткові втрати і струм накладеного сигналу наближається по величині до струму небалансу промислової частоти. Для виділення корисного сигналу потрібно застосовувати спеціальні фільтри. Суттєвим недоліком методу є складність реалізації і настроювання.

Серед методів періодичного контролю ізоляції найбільше розповсюдження отримали методи, які базуються на штучному зміщенні нейтралі мережі відносно землі, що знаходиться під робочою напругою, шляхом введення додаткової провідності між фазою мережі і землею [43-55, 56].

В цьому випадку трифазну мережу по відношенню до ланцюга з додатковою провідністю можна розглядати як активний двополіусник, внутрішній опір якого є опором ізоляції фаз мережі відносно землі. Зовнішня характеристика його може бути описана рівнянням

$$\dot{U} = A + B\dot{I},$$

звідки невідомі коефіцієнти  $A$  та  $B$  можуть бути обчислені шляхом вимірювання напруги, струму та кута зсуву між ними для двох незалежних режимів роботи РМ. Наприклад, нехай спочатку вводиться додаткова провідність  $\underline{Y}_{\partial_1}$ , а потім  $\underline{Y}_{\partial_2}$ , тоді напругу фази мережі відносно землі можна визначити як

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_1 &= \frac{\dot{I}_{\partial_1}}{\underline{Y}_0 + \underline{Y}_{\partial_1}} ; \\ \dot{U}_2 &= \frac{\dot{I}_{\partial_2}}{\underline{Y}_0 + \underline{Y}_{\partial_2}} , \end{aligned} \right\} \quad (1.17)$$

де  $\dot{I}_{\partial_1}$ ,  $\dot{I}_{\partial_2}$  – комплекси струмів замикання фази на землю;

$\underline{Y}_0$  – комплекс повної провідності ізоляції мережі відносно землі.

Розв'язання системи рівнянь дає результат

$$\underline{Y}_0 = \frac{\underline{Y}_{\partial_2} \dot{U}_2 - \underline{Y}_{\partial_1} \dot{U}_1}{\dot{U}_1 - \dot{U}_2} = g_0 + jb_0 ,$$

де  $g_0$ ,  $b_0$  – відповідно активна та ємнісна провідність ізоляції мережі відносно землі.

Для оцінки похибки визначення складових комплексу  $\underline{Y}_0$  розглянемо два граничні випадки. Спочатку будемо вважати, що  $\underline{Y}_{\partial_1} = 0$ , а  $\infty > \underline{Y}_{\partial_2} > 0$ , і  $\underline{Y}_{\partial_2} = \mathcal{J}b_d$ , тоді із рівняння (1.17) складові комплексу  $\underline{Y}_0$  можна визначити як

$$g_0 = \frac{k_0 b_d \sin \alpha}{k_0^2 - 2k_0 \cos \alpha - 1} ; \quad b_0 = \frac{b_d (k_0 \cos \alpha - 1)}{k_0^2 - 2k_0 \cos \alpha + 1} ,$$

де  $k_0 = \frac{U_1}{U_2}$ ;

$$\cos \alpha = \frac{1 + \left(\frac{b_\delta}{b_0}\right) \sin \varphi_0}{k_0};$$

$$\sin \alpha = \left(\frac{b_\delta}{Y_0 k_0}\right) \cos \varphi_0;$$

$\alpha$  – кут зсуву між векторами напруги  $\dot{U}_1$  і  $\dot{U}_2$ .

Гранична відносна похибка складових комплексу  $\underline{Y}_0$  буде визначена як

$$\begin{aligned} \varepsilon_{g_0} &= \frac{1}{g_0} \left( \left| \frac{\partial g_0}{\partial b_\delta} \right| db_\delta + \left| \frac{\partial g_0}{\partial \alpha} \right| d\alpha + \left| \frac{\partial g_0}{\partial k_0} \right| dk_0 \right) = \\ &= \left| \varepsilon_{b_\delta} \right| + \left| 2\varepsilon_v \left( 1 + \frac{2}{n} \right) \right| + \left| \frac{2\Delta\alpha (ctg^2 \delta_0 + n - 1)}{nctg \delta_0} \right|. \end{aligned} \quad (1.18)$$

Аналогічно

$$\begin{aligned} \varepsilon_{b_0} &= \frac{1}{b_0} \left( \left| \frac{\partial b_0}{\partial b_\delta} \right| db_\delta + \left| \frac{\partial b_0}{\partial \alpha} \right| d\alpha + \left| \frac{\partial b_0}{\partial k_0} \right| dk_0 \right) = \\ &= \left| \varepsilon_{b_\delta} \right| + \left| 2\varepsilon_v \frac{(1 - ctg^2 \delta_0)}{nctg^2 \delta_0} - 1 \right| + \left| 2\Delta\alpha ctg \delta_0 \left( 1 + \frac{2}{nctg^2 \delta_0} \right) \right|, \end{aligned} \quad (1.19)$$

де  $\varepsilon_{b_\delta}$  – границя відносної похибки установки  $b_\delta$ ;

$\varepsilon_v$  – відносна похибка вольтметра;

$\Delta\alpha$  – границя абсолютної похибки фазометра;

$$n = \frac{b_\delta}{b_0};$$

$$ctg \delta_0 = \frac{b_0}{g_0}.$$

Із виразів (1.18), (1.19) видно, що похибка визначення складових залежить від класу точності вимірювальних приладів, величини додаткової провідності і співвідношення  $\frac{b_0}{g_0}$ . За інших рівних умов похибка зменшується із збільшенням додаткової провідності. В граничних випадках

$$\left. \begin{array}{l} n \rightarrow \infty \quad \varepsilon_{g_0} \rightarrow |2\varepsilon_v| + \left| \frac{\Delta\alpha}{\text{ctg}\delta_0} \right| ; \\ \varepsilon_{b_0} \rightarrow |2\varepsilon_v| + |2\Delta\alpha \text{ctg}\delta_0| ; \\ n \rightarrow 0 \quad \varepsilon_{g_0} = \varepsilon_{b_0} \rightarrow \infty . \end{array} \right\}$$

Розглянемо інший випадок, коли  $\underline{Y}_{\delta_1} \rightarrow \infty$ , а  $\infty > \underline{Y}_{\delta_2} > 0$ , тоді в першому досліді вимірюється струм замикання на землю  $I_{\delta_1}$  і кут  $\alpha_1$  між цим струмом і базовою напругою, наприклад, лінійною напругою. При введенні  $Y_{\delta_2}$  – напруга між фазою мережі і землею і кут  $\alpha_2$  між цією напругою та вибраною лінійною. Нехай  $Y_{\delta_2} = g_{\delta}$ , тоді активна та реактивна провідність за результатами вимірювання можуть бути визначені як

$$g_0 = \left( \frac{I_{\delta_1}}{U} \right) \cos \alpha - g_{\delta} ; \quad b_0 = \left( \frac{I_{\delta_1}}{U} \right) \sin \alpha , Y_{\delta_2} = g_{\delta}$$

де  $\alpha = \alpha_1 - \alpha_2$ .

Граничні відносні похибки їх

$$\varepsilon_{g_0} = |\varepsilon_{g_{\delta}}| + |\varepsilon_i| + |\varepsilon_v| + \left| \frac{\text{ctg}\delta_0 2\Delta\alpha}{1+n} \right| ;$$

$$\varepsilon_{b_0} = |\varepsilon_i| + |\varepsilon_v| + \left| \frac{2\Delta\alpha}{1+n_1 + \text{ctg}\delta_0} \right| ,$$

де  $n_1 = \frac{g_{\delta}}{g_0}$  ;

$\varepsilon_i$  – гранична відносна похибка амперметра.

В граничних випадках

$$\left. \begin{array}{l} n \rightarrow \infty \quad \varepsilon_{g_0} = \varepsilon_{b_0} \rightarrow |\varepsilon_i| + |\varepsilon_v| ; \\ n \rightarrow 0 \quad \varepsilon_{g_0} \rightarrow |\varepsilon_i| + |\varepsilon_v| + |2\Delta\alpha \text{ctg}\delta_0| ; \\ \varepsilon_{b_0} \rightarrow |\varepsilon_i| + |\varepsilon_v| + \left| \frac{2\Delta\alpha}{\text{ctg}\delta_0} \right| . \end{array} \right\} \quad (1.20)$$

Таким чином, мінімум похибки має місце, коли використовуються два режими металевого замикання різних фаз на землю. Крім величини провідності на похибку визначення  $g_0$  і  $b_0$  впливає  $\operatorname{ctg}\delta_0 = \frac{b_0}{g_0}$ . Ступінь впливу цього фактору буде тим менше, чим більше величина введеної провідності і точність визначення кута зсуву між векторними величинами. За інших рівних умов ( $n = \text{const}$ ,  $\Delta\alpha = \text{const}$ ), точність визначення однієї із складових повної провідності  $\underline{Y}_0$  тим вище, чим менша інша складова повної провідності.

Специфіка вимірювання в трифазній мережі полягає в тому, що опір ізоляції – величина непостійна. Виключити вплив цього фактору можна дублюванням експерименту. Крім цього для виключення додаткових похибок необхідно зменшувати кількість границь розділу та співвідношення імпедансу та навантаження.

Загальним недоліком вище розглянутих методів є те, що вони не визначають провідностей ізоляції окремих фаз мережі відносно землі. Провідності ізоляції окремих фаз дають найбільш повне уявлення про технічний стан ізоляції трифазної мережі з ізольованою нейтраллю. Першим методом, що вирішував цю проблему при дослідженні ізоляції РМ під робочою напругою був метод Sahülka [49]. Активні провідності фаз  $g_1, g_2, g_3$  і реактивна провідність мережі відносно землі  $b_0$ , при рівності ємностей окремих фаз  $C_1 = C_2 = C_3 = C$ , визначались на основі використання режиму холостого ходу та введення додаткової провідності. При цьому вимірюється напруга кожної фази мережі відносно землі та лінійні напруги. Оскільки геометрична сума активних та реактивних складових струмів витікання для кожного із двох режимів дорівнює нулю, то існує можливість виразити ці струми через провідності ізоляції і напругу та скласти чотири незалежних рівняння, необхідні для визначення невідомих величин. Розв'язок системи рівнянь потребує попереднього визначення 14 коефіцієнтів.

Метод, запропонований проф. Л.В. Гладіліним [50], не потребує громіздких обчислень, але використовує більшу кількість не співпадаючих з



часом режимів. В цьому методі попередньо визначають параметри ізоляції всіх фаз мережі відносно землі  $y_0$ ,  $b_0$ ,  $g_0$ , а потім, замикаючи фазу мережі на землю, вимірюють струм  $I_{3_1}$ , розділивши його значення на величину лінійної напруги, визначають величину додаткової провідності  $b_0$ , яка повинна зменшити похибку. Замикаючи послідовно дві інші фази через додаткову провідність, визначають струм замикання на землю  $I_{3_2}$ ,  $I_{3_3}$ . Сума активних провідностей двох фаз може бути визначена за рівнянням

$$g_2 + g_3 = \frac{I_{3_2}^2 - I_{3_3}^2}{\sqrt{3}U_{\text{л}}^2 b_0}.$$

Виконуючи аналогічний дослід для інших фаз, отримаємо

$$g_3 + g_1 = \frac{I_{3_2}^2 - I_{3_1}^2}{\sqrt{3}U_{\text{л}}^2 b_0}.$$

Враховуючи, що  $g_0 = g_1 + g_2 + g_3$ , отримаємо систему трьох рівнянь з трьома невідомими.

Метод, запропонований проф. Е.Ф. Цапенко [40], відрізняється від попереднього тим, що з відомими  $y_0$ ,  $b_0$ ,  $g_0$  вимірюють напруги фаз мережі відносно землі  $U_1$ ,  $U_2$ ,  $U_3$ , а невідомі величини  $g_1$ ,  $g_2$ ,  $g_3$  визначають шляхом розв'язання числовим методом системи рівнянь:

$$\begin{aligned} U_1 &= \frac{U_{\text{л}}}{y_0} \sqrt{g_2^2 + g_3^2 + g_2 g_3 - \sqrt{3} \omega C (g_3 - g_2) + 3 \omega^2 C^2}; \\ U_2 &= \frac{U_{\text{л}}}{y_0} \sqrt{g_1^2 + g_3^2 + g_1 g_3 - \sqrt{3} \omega C (g_1 - g_3) + 3 \omega^2 C^2}; \\ U_3 &= \frac{U_{\text{л}}}{y_0} \sqrt{g_1^2 + g_2^2 + g_1 g_2 - \sqrt{3} \omega C (g_2 - g_3) + 3 \omega^2 C^2} \end{aligned} \quad (1.21)$$

#### 1.4 Висновки

1. Проведені дослідження дозволили сформулювати проблему підвищення безвідмовності і довговічності систем електропостачання промисловості і сільського господарства в процесі їх експлуатації. Визначено, що необхідне діагностичне забезпечення процесів експлуатації СЕП. повинно

виконуватись шляхом розробки теоретичної бази інтегрального методу діагностування і створення автоматизованого комплексу засобів діагностування.

2. Розробка інтегральної системи діагностування передбачає узгодження та агрегацію системи діагностування з неперервним контролем роботоздатності та пошуком несправності в разі її зміни з системою, що періодично повторює діагностичні цикли. Це потребує розробки принципово нової процедури діагностування і принципу прийняття рішення про проведення відновлювальних робіт.

3. Виходячи з характеристик об'єкта і умов його експлуатації доцільно процедуру діагностування будувати на основі методу послідовного аналізу, коли спочатку шляхом неперервного контролю узагальнюючого діагностичного параметра отримують інформацію про ТС СЕП. За допомогою більш точних методів періодичного контролю уточнюють діагноз. Якщо діагноз – об'єкт несправний, то реалізується процедура пошуку несправностей спочатку неточними, але автоматичними методами, а потім в разі необхідності автоматизованими точними з виділенням пошкодженої ділянки мережі і вмиканням непошкоджених до резервного джерела живлення. Шляхом обходу, огляду та вимірювання перевіряється ТС апріорно визначених елементів СЕП для даного циклу діагностування з метою прогнозування зміни їх технічного стану та зменшення кількості накопичених дефектів.

4. В якості інтегрального діагностичного параметра ТС РМ доцільно використовувати динамічну характеристику активного опору ізоляції всієї мережі. Пропозиція ґрунтується на результатах дослідження причин та характеру зміни пошкоджень в РМ. Зміна ТС ізоляції окремих елементів зумовлена утворенням шунтувальних зв'язків між струмопровідною частиною і землею. Під дією навколишнього середовища і перенапруг змінюється активний опір шунтувального зв'язку, а тому контролюючи динамічну характеристику активного опору ізоляції мережі можна виявити пошкодження

ізоляції окремих її елементів неруйнуючими методами на ранній стадії їх розвитку. Існуючі методи неперервного контролю ізоляції дозволяють контролювати лише активний опір ізоляції всієї мережі в усталеному режимі, тому існує задача розробки методів контролю, які дозволяють відобразити динамічну характеристику активного опору ізоляції мережі.

5. Не нормується і величина активного опору ізоляції, тому існує необхідність побудови та аналізу діагностичної моделі для визначення умов роботоздатності ізоляції та її нормування. Для підвищення вірогідності діагнозу неперервний контроль динамічної характеристики активного опору ізоляції мережі необхідно доповнювати більш точним періодичним контролем ізоляції окремих фаз. Загальним недоліком існуючих методів пофазного контролю ізоляції є використання великої кількості не співпадаючих з часом режимів досліджень та складні алгоритми розрахунку кінцевого результату, тому існує задача їх вдосконалення.

## 2 ВДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ ДІАГНОСТУВАННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ ЗМІННОГО СТРУМУ

### 2.1 Теоретичне обґрунтування інтегрального методу діагностування розподільчих мереж змінного струму

Інтегральний принцип діагностування ґрунтується на перевірці ТС СЕП за сигналом інформаційної змінної неперервного контролю роботоздатності системи за узагальненим діагностичним параметром та відмовам. Методологія його побудови ґрунтується на узгодженні причинно-наслідкового детермінованого підходу з його стохастичним розвитком, тобто на структурно-інформаційній теорії надійності [19,20]. Функціональна схема ІДС для найбільш складного об'єкта дослідження – повітряної СЕП зображено на рис. 2.1.

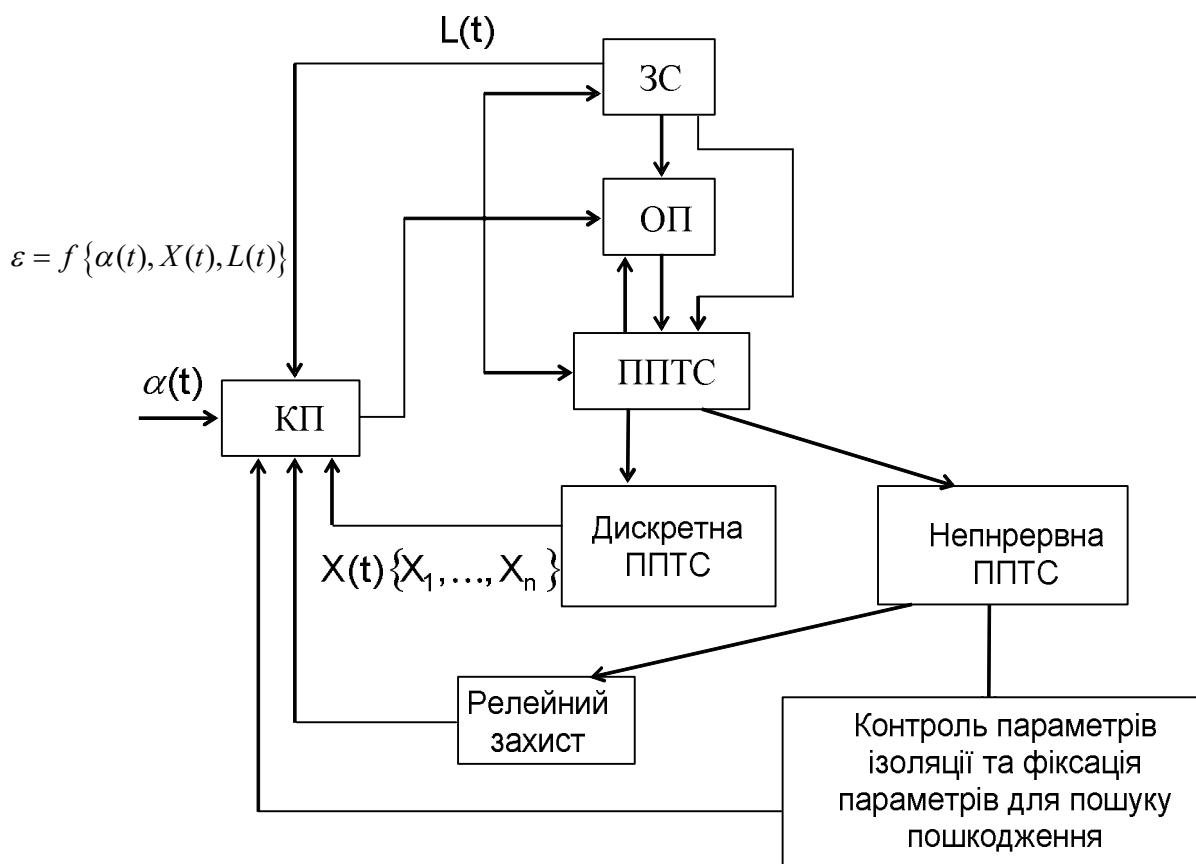


Рисунок 2.1 - Функціональна схема комбінованої діагностичної системи керування

На рисунку 2.2:

ОП – об'єкт перевірки;

ЗС – зовнішнє середовище;

ППТС – підсистема перевірки ТС об'єкту;

КП – керуючий пристрій;

$\alpha(t)$  – задана мета керування;

$X(t) \{X_1, \dots, X_n\}$  – параметри перевірки ТС об'єкту;

$L(t)$  – параметри зовнішнього середовища;

$\varepsilon = f\{\alpha(t), X(t), L(t)\}$ .

В даному випадку метою керування є підтримка експлуатаційних показників РМ на заданому рівні протягом визначеного часу. Для РМ в якості узагальнених експлуатаційних показників використовують

$$\alpha(t) = \{K_G, K_{PP}, K_{TB}, K_{OG}\}, \quad (2.1)$$

де  $K_G$  – коефіцієнт готовності;

$K_{PP}$  – коефіцієнт простою;

$K_{TB}$  – коефіцієнт технічного використання

$K_{OG}$  – коефіцієнт оперативної готовності

В якості параметрів зовнішнього середовища  $L(t)$  використано масив довідкової бази СЕП та техніко-економічні показники, показники діяльності служби експлуатації та ремонту СЕП, характеристики та параметри енергоремонтної бази, персоналу, технічного оснащення оперативних та ремонтних бригад, облік наявних матеріалів, запасних частин та та інш.

На рис. 2.2. зображено граф керування ТС СЕП. Розглянемо основні його елементи Перший шлях графа відображає нормальні умови експлуатації СЕП.

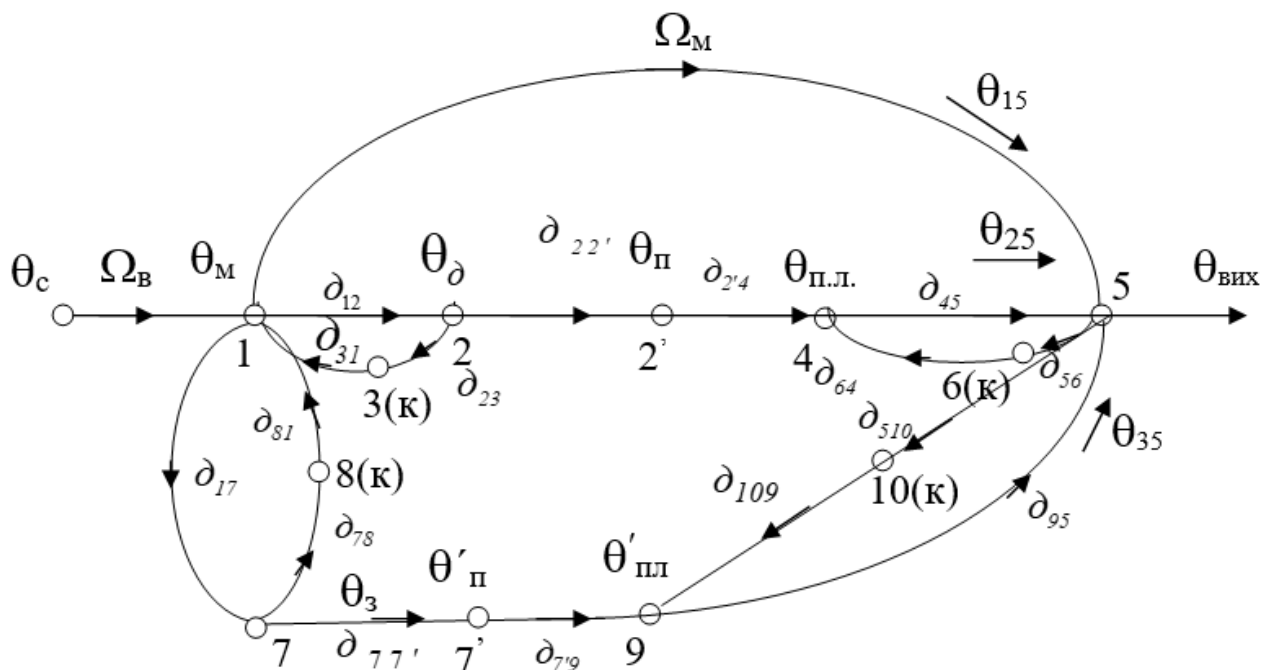


Рисунок 2.2 - Структурно-інформаційний граф СЕП з ланцюгами керування

Другий – керування за технічним станом і наробітком на відмову; третій – керування за відмовами. В якості прикладу, розглянемо другий шлях графа. Вітка 1-2 відображає подію  $\partial_{12}$  неперервного контролю технічного стану за вибраним діагностичним параметром. При втраті роботоздатності з'являється інформаційний сигнал  $Q_{\delta}$ , подія його передачі в керуючий центр відображається як  $\partial_{23}$ . На основі отриманої інформації в керуючому центрі (вузол 3) виробляється керуюча дія (направлення оперативно-виїздної бригади ОВБ на підстанцію від якої живиться РМ), яка є подією  $\partial_{31}$ . У вузлі 2 відбувається перевірка отриманої інформації – подія  $\partial_{22}$  (сигнал  $\theta_{\Pi}$ ). Якщо інформація достовірна, то відбувається процес пошуку пошкоджених елементів, перевірка ТС апріорно визначених деградуючих елементів, локалізація пошкоджених елементів та вмикання резерву, що є подією  $\partial_{2'4}$  (сигнал  $\theta_{\Pi.л.}$ ). Коли ОВБ здатна сама відновити пошкодження, то це є подією  $\partial_{45}$ . Якщо ні – то передається інформація в керуючий центр – подія  $\partial_{56}$ , який приймає рішення – подія  $\partial_{64}$  про відновлення системи ОВБ.

При визначенні умов роботоздатності елементів СЕП використовувались діагностичні моделі типу

$$\bar{Y} = \overline{AX}; A = A_0 \Rightarrow Q, \quad (2.2)$$

де  $\bar{X}, \bar{Y}$  - вектори відповідно вхідної і вихідної величини;

$A, A_0$  – оператори, що характеризують роботоздатність системи та норму.

При локалізації пошкоджень крім технічних засобів застосовують евристичні методи оцінки ТС.

Роботу оператора з об'єктом можна відобразити в такій послідовності. Оператор збирає інформацію в порядку зниження її надходження

$$v_{\gamma_1, \dots, \gamma_{k-1}}(k) = \frac{1}{t_k} \sum_{\gamma_k} P_{\gamma_1, \dots, \gamma_{k-1}}(\gamma_k) \times \left[ \sum_y P_{\gamma_1, \dots, \gamma_k}(y) \log_2 P_{\gamma_1, \dots, \gamma_k}(y) - \sum_y P_{\gamma_1, \dots, \gamma_{k-1}}(y) \log_2 P_{\gamma_1, \dots, \gamma_{k-1}}(y) \right] \quad (2.3)$$

Накопичує цю інформацію у відповідності з рівнянням

$$P_{\gamma_1, \dots, \gamma_k}(y) = \frac{P_{\gamma_1, \dots, \gamma_{k-1}}(y) P_{y, \gamma_1, \dots, \gamma_{k-1}}(\gamma_k)}{\sum_y P_{\gamma_1, \dots, \gamma_{k-1}}(y) P_{y, \gamma_1, \dots, \gamma_{k-1}}(\gamma_k)} \quad (2.4)$$

Використовує її для вибору дії у відповідності з виразом

$$P_{\gamma_1, \dots, \gamma_k}(y=d) = 1 - \delta \quad (2.5)$$

де  $y$  – діагноз;

$k$  –  $k$ -ий за чергою сприйняття образ – носій діагностичної інформації;

$\gamma_k$  – результат порівняння  $k$ -го носія інформації з еталоном  $\gamma_k = 0$  – носій співпадає з еталоном;  $\gamma_k = 1$  – протилежний результат;

$t_k$  – час отримання оператором  $k$ -го носія інформації,

$P_{\gamma_1, \dots, \gamma_{k-1}}(\gamma_k)$  – ймовірність сприйняття оператором  $k$ -го носія інформації;

$P_{\gamma_1, \dots, \gamma_k}(y)$  - розподіл ймовірностей можливих діагнозів після сприйняття оператором к-носіїв інформації;

$P_{\gamma, \gamma_1, \dots, \gamma_{k-1}}(\gamma_k)$  - ймовірність, яка характеризує досвід оператора по вилученню інформації з к-го носія;

$\delta$  - міра ризику оператора у виборі діагнозу в разі нестачі інформації.

Пошук пошкоджень може бути поданий як об'єднання результатів пошуку дистанційними методами  $y_1$ , топографічним методом  $y_2$  та методом послідовного ділення мережі  $y_3$ , тобто

$$Y = Y_1 U Y_2 U Y_3 \quad (2.6)$$

Так як в основі детермінованого підходу лежить уявлення про інформаційну змінну, що визначає вихідний ефект функціонування РМ, а також зв'язаних з ним сигналів керування нею, то існує можна установити взаємозв'язок всіх частин електротехнічного комплексу, який складається із об'єкта і ланцюгів керування, в загальний алгоритм функціонування і врахувати їх вплив на кінцевий вихідний ефект системи. Коли задана множина станів  $\Omega = \{\Omega_X\}$ , подій  $\partial = \{\partial_{ij}\}$  і шляхи керування ТС СЕП є незалежними подіями, то вихідний потік можна визначити як

$$\theta_{\text{вих}} = \bigcup_{i \neq j} \partial_{ij} \cdot \theta_{ij}, \quad i=1,2,3 \quad (2.7)$$

а ймовірність вихідного потоку

$$P(\theta_{\text{вих}}) = \sum_{i=1}^3 P(\theta_{ij}) \cdot P(\partial_{ij} / \theta_{ij}). \quad (2.8)$$

Представимо рівняння (2.7) в розгорнутому вигляді шляхом аналізу інформаційних потоків.

$$\begin{aligned} \theta_{\text{вих}} &= \theta_{15} + \theta_{25} + \theta_{35}; \\ \theta_{15} &= \theta_M \Omega_M = \theta_C \Omega_B \Omega_M, \end{aligned} \quad (2.9)$$

де  $\theta_C$  - сигнал системи (напруга джерела живлення мережі);

$\Omega_B, \Omega_M$  - відповідно роботоздатний стан вимикача і мережі.

Для інформаційної змінної  $\theta_o$  справедливе рівняння [20]



$$\theta_{\partial}(1-\Omega_{\partial}\partial_{23}\partial_{31}\partial_{12})=\overline{\Omega}_{\partial}\partial_{12}\theta_{\text{М}}, \quad (2.10)$$

де  $\Omega_{\partial}$  - стан, коли зворотній стохастичний зв'язок 21 працює і настає подія передачі інформації про необхідність відновлення РМ;

$\overline{\Omega}_{\partial}$  - стан, коли зворотній стохастичний зв'язок 21 не працює;

I – достовірна інформація.

Якщо виконуються умови:

$$\overline{\Omega}_{\partial}\partial_{23}\partial_{31}=\emptyset; \quad \overline{\Omega}_{\partial}\partial_{12}=\emptyset; \quad \overline{\Omega}_{\partial}\partial_{12}+\overline{\Omega}_{\partial}\partial_{23}\partial_{31}=I,$$

то вхідний потік інформації передається без втрат, а тому

$$\theta_{\partial}=\overline{\Omega}_{\partial}\partial_{12}\theta_{\text{М}} \quad (2.11)$$

$$\theta_{\text{П}}=\theta_{\partial}\partial_{22'}; \quad \theta_{\text{ПЛ}}=\theta_{\text{П}}\partial_{2'4}; \quad \theta_{25}=\overline{\Omega}_{\text{P}}\partial_{45}\theta_{\text{ПЛ}}, \quad (2.12)$$

де  $\overline{\Omega}_{\text{P}}$  - стан, коли зворотній зв'язок 5-6-4 не працює;

тоді

$$\theta_{25}=\overline{\Omega}_{\partial}\overline{\Omega}_{\text{P}}\partial_{12}\partial_{22'}\partial_{2'4}\partial_{45}\theta_{\text{М}}; \quad (2.13)$$

В разі керування ТС за відмовами (спрацювання релейного захисту).

$$\theta_{35}=\overline{\Omega}_{3}\overline{\Omega}'_{\text{P}}\partial_{17}\partial_{77'}\partial_{79}\partial_{95}\theta_{\text{М}}, \quad (2.14)$$

де  $\Omega_{3}, \overline{\Omega}_{3}$  - стани, коли релейний захист відповідно працює і не працює;

$\Omega'_{\text{P}}, \overline{\Omega}'_{\text{P}}$  - стани, коли зворотній зв'язок 5-10-9 відповідно працює і не працює.

Враховуючи рівняння (2.9), (2.13), (2.14) отримаємо

$$\theta_{\text{ВИХ}}=\theta_{\text{C}}\Omega_{\text{B}}\left(\Omega_{\text{М}}+\overline{\Omega}_{\partial}\overline{\Omega}_{\text{P}}\partial_{12}\partial_{22'}\partial_{2'4}\partial_{45}+\overline{\Omega}_{3}\overline{\Omega}'_{\text{P}}\partial_{17}\partial_{77'}\partial_{79}\partial_{95}\right) \quad (2.15)$$

Виходячи із рівняння (2.15) ймовірність вихідного сигналу комплексу визначимо як

$$\begin{aligned} P(\theta_{\text{ВИХ}}) &= P(\theta_{\text{C}}) \cdot P(\Omega_{\text{B}}) \times \\ &\times \left\{ P(\Omega_{\text{М}}) + \frac{P(\overline{\Omega}_{\partial}\partial_{12}) \cdot P(\partial_{22'}) \cdot P(\partial_{2'4}) \cdot P(\overline{\Omega}_{\text{P}}\partial_{45})}{[1 - P(\partial_{23}\partial_{31}/\Omega_{\partial}) \cdot P(\partial_{12})] \cdot [1 - P(\partial_{56}\partial_{64}/\Omega_{\text{P}}) \cdot P(\partial_{45})]} \right. \\ &\left. + \frac{P(\overline{\Omega}_{3}\partial_{17}) \cdot P(\partial_{77'}) \cdot P(\partial_{79}) \cdot P(\partial_{95})}{[1 - P(\partial_{78}\partial_{81}/\Omega_{3}) \cdot P(\partial_{17})] \cdot [1 - P(\partial_{510}\partial_{109}/\Omega'_{\text{P}}) \cdot P(\partial_{95})]} \right\} \quad (2.16) \end{aligned}$$

## 2.2 Оцінювання режимів функціонування інтегральної системи діагностування розподільчих мереж змінного струму

Інтегральна система діагностування вимагає рішення низки самостійних задач, основними з них є аналіз умов використання системи діагностування, режимів її функціонування, критеріїв ефективності, раціональної організації системи діагностування при максимальному її використанні в специфічних умовах експлуатації.

Основними режимами функціонування СЕП є нормальний режим роботи, виникнення раптових відмов та планово-попереджувальне обслуговування.

В більшості випадків раптові відмови носять характер однофазних замикань на землю (ОЗЗ) та міжфазних к.з. Вони виявляються засобами релейного захисту, який може бути селективним або загальним для всіх мереж та діяти на вимикання або на сигнал. При виникненні міжфазних к.з. і в ряді випадків ОЗЗ застосовують селективний релейний захист, що діє на вимикання і відбувається знеструмлення приєднаних до лінії споживачів. Процес відновлення електропостачання починається з моменту отримання диспетчером інформації про вимикання лінії по каналах телесигналізації або від чергового підстанції, або в результаті логічного висновку за повідомленнями споживачів про зникнення напруги. Бувають випадки, коли інформація недостатня для прийняття рішення про вимикання РМ. Якщо з підстанції надійшов тільки загальний сигнал "Аварія", то для розшифрування його диспетчер повинен направити на підстанцію оперативний персонал, або в тому випадку, коли про зникнення напруги повідомляють тільки один - два із приєднаних до мережі споживачів, особливо коли їх вимикання могло бути наслідком пошкодження в РМ 0,4 кВ. Коли виникають такі випадки диспетчер змушений провести опитування по телефону інших споживачів, приєднаних до лінії і т.д. До цього існуюча інструкція [21] вимагає виконання пробного вимикання вимикача після вимикання його релейним захистом. Коли на

підстанції відсутній черговий, диспетчер направляє ОВБ для виконання цієї операції. Коли пробне вмикання неуспішне, то бригада починає процес пошуку місця пошкодження та його локалізацію шляхом відокремлення пошкодженої ділянки від мережі та вмикання непошкоджених ділянок до джерела струму.

Розглянемо критерії ефективності режиму роботи системи діагностики, що характеризує витрати, пов'язані з переходом в режим діагностування та локалізацію пошкодження. Для релейного захисту, що працює на вимикання пошкодженої мережі, природним критерієм є недовідпустка електроенергії споживачу за час локалізації пошкоджень  $\Delta W_{\Sigma}$ . Доцільність вибору такого критерію пов'язано ще з тим, що він є вихідним ефектом при аналізі надійності роботи СЕП. Його величину можна визначити як

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_0 + \Delta W_1 + \Delta W_2, \quad (2.17)$$

де  $\Delta W_0$  – недовідпуск електроенергії за проміжок часу між моментом спрацювання релейного захисту та початком пошуку пошкодження;

$\Delta W_1$  – характеризує недовідпуск електроенергії за час пошуку пошкодженої ділянки;

$\Delta W_2$  – характеризує недовідпуск електроенергії за час локалізації пошкодженої ділянки.

Оптимальна величина критерію

$$\Delta W_{\Sigma}(\xi_0) = \min_{\xi_0 \in \xi} \Delta W_{\Sigma}(\xi) \quad (2.18)$$

$$\beta_{\kappa}(\xi) \underset{<}{>} \beta_{3,\kappa} \quad \kappa = 1, 2, \dots, \nu \quad (2.19)$$

де  $\xi$  – множина допустимих рішень ( $\xi = \xi_1, \xi_2, \dots, \xi_n$ );

$\Delta W_{\Sigma}(\xi)$  – недовідпуск електроенергії, який характеризує систему діагностування, що відповідає рішенню  $\xi$ ;

$\xi_0$  – оптимальне рішення, що мінімізує цільову функцію (2.18) та задовільняє  $n$  обмеженням (2.19);

$\beta_k(\xi)$  – величина  $k$ -тої характеристики режиму системи діагностування;

$\beta_{z,k}$  – задана величина  $k$ -тої характеристики системи діагностування.

Обмеженнями можуть бути характеристика розподільної мережі, віддаленість диспетчерського пункту від СЕП, конструктивне виконання (повітряна, кабельна), структура (радіальна, магістральна, змішана), основне джерело живлення та резервні, кількість автоматичних та неавтоматичних комутаційних апаратів, місце їх розташування, наявність засобів автоматики та телекерування, довжина окремих ділянок та потужність ввімкненого до них електрообладнання, категорія споживачів та інше; характеристика ОВБ, яка здійснює процес локалізації (транспортні засоби, радіозв'язок, прилади контролю), методи пошуку (дистанційний, топографічний, послідовного ділення мережі); правила безпеки та інші інструктивні матеріали.

Для випадку, коли локалізується не більше одного пошкодження рівняння (2.17) можна записати як

$$\Delta W_{\Sigma} = (t_{o,i} + t_{п.р} + t_{п} + t_{в} + t_{п.п} + t_{л}) \sum_{i=1}^g P_i, \quad (2.20)$$

де  $t_{o,i}$ ,  $t_{п.р}$ ,  $t_{п}$ ,  $t_{в}$ ,  $t_{п.п}$ ,  $t_{л}$  – відповідно час отримання інформації про пошкодження; прийняття рішення диспетчером; переїзд ОВБ із виробничої бази на підстанцію; випробування релейного захисту, пошуку пошкодженої ділянки; локалізуванню пошкодженої ділянки та вмикання непошкоджених ділянок;

$P_i$  – потужність навантаження  $i$ -го електроспоживача, приєднаного до мережі;

$g$  – кількість приєднаних споживачів.

В [1] приведені дані складових часу рівняння (2.20). Спостерігається приблизно таке співвідношення у відносних одиницях:

$$t_{o,i} + t_{п.р} = 0,06; t_{п} + t_{в} = 0,05; t_{п.п} = 0,75; t_{л} = 0,14. \quad (2.21)$$

Скорочення складових  $t_{o,i}$ ,  $t_{п.р}$ ,  $t_{п}$ ,  $t_{в}$ ,  $t_{л}$  обмежене, тому що потребує значних капітальних витрат, але зменшення часу пошуку пошкодженої ділянки та її локалізацію можна виконати без значних додаткових витрат, шляхом раціональної організації самого процесу пошуку.

Коли релейний захист працює на сигнал, в разі ОЗЗ в РМ, не виникає проблеми відновлення електропостачання, але суттєво знижується рівень безпеки експлуатації РМ, в зв'язку з цим обмежується час пошуку та локалізація пошкодження. У випадку коли в процесі пошуку система діагностики не передбачає вимикання РМ (топографічні методи пошуку), природним критерієм її ефективності є час пошуку та локалізація ОЗЗ, тобто

$$t(\xi_0) = \min t(\xi); \quad \xi_0 \in \xi \quad (2.22)$$

$$\beta_k(\xi) \underset{>}{\underset{<}{\geq}} \beta_{c.k} \quad k = 1, 2, \dots, n \quad (2.23)$$

Якщо в процесі пошуку передбачається вимикання РМ, то в якості критерію оптимальності процесу діагностування може бути використана мінімізація загального часу пошуку та локалізація і сумарної недовідпустки електроенергії за час цього процесу, тобто

$$t(\xi) \rightarrow \min, \Delta W_{\Sigma}(\xi) \rightarrow \min.$$

Висновок, ефективність системи діагностики в разі раптових відмова може бути досягнута лише за умови оптимізації процесу пошуку пошкодженої ділянки.

Коли СЕП працює в режимі планово-попереджувального обслуговування, систему діагностики можна розглядати як систему, що періодично повторює діагностичні цикли. Характеристиками такого режиму є частота  $\nu$  та продовжність  $\eta$  діагностичних циклів, які впливають на надійність електропостачання споживачів. При планових вимиканнях виконуються роботи, які спрямовані на підвищення надійності РМ, але з другого боку –

планові вимикання знижують надійність РМ, утворюючи нерезервовані схеми, виникає потік явищ, який не є випадковим, оскільки вони виконуються спрямованими діями персоналу. Оперативним персоналом визначається надійність на короткий проміжок часу, наприклад, в разі розв'язку в мережах оперативної задачі, пов'язаної із зміною режиму, то планові вимикання вважаються детермінованим явищем. Коли надійність аналізується за великий проміжок часу, наприклад в разі проектування РМ, то неможливо передбачити наперед число та час таких вимиканень. Тому випадкові вимикання розглядаються як потік випадкових явищ та використовують положення теорії ймовірності і математичної статистики так як і для раптових відмов та відновлень.

Інтегральна система пропонує момент переходу в режим локалізації визначати на основі неперервних спостережень за величиною опору ізоляції мережі відносно землі, який використовується як узагальнений показник технічного стану мережі і реалізується за допомогою підсистеми неперервного контролю ізоляції.

Оцінювання роботоздатності СЕП, як складної системи, здійснюється на основі визначення роботоздатності її окремих елементів, каналів, підсистем, тобто на основі локальних критеріїв. Активний опір ізоляції СЕП відносно землі як єдиний показник не може характеризувати роботоздатність всіх елементів системи. Але як показали дослідження [30, 36, 100, 229], він є найбільш чутливим до зміни технічного стану більшості елементів системи. Рівень активного опору ізоляції безпосередньо впливає на такий вид відмов як ОЗЗ, що складають 60-90% від загальної кількості відмов. Таким чином, його характеристики відображають реальний стан СЕП і можуть бути використані для переходу в режим локалізації коли ставиться завдання не тільки локалізація дефектів, пов'язаних із зміною стану ізоляції але і визначення технічного стану елементів СЕП в цілому на рівні обходу, огляду та вимірюванні. Створюються

умови поєднати регламентну систему з системою передбачаючого обслуговування.

Виконаємо аналіз основних характеристик такого режиму.

Відомо, що система діагностики допускає накопичення дефектів, а також випадковий характер накопичення дефектів, тому середнє число дефектів за один цикл діагностування визначимо як [51, 52]

$$N_{\text{дср}} = \int_0^{\infty} (N_{\text{н}} + N_{\eta}) f(N_{\eta}, \eta) dN_{\eta}, \quad (2.24)$$

де  $N_{\text{н}}$  – число накопичених дефектів;

$\eta$  – час локалізування  $N_{\eta}$  дефектів;

$N_{\eta}$  – число дефектів, що виникають за час  $\eta$ .

Якщо щільність розподілу дефектів в проміжку  $\eta$  відома, знайдемо

$$N_{\text{дср}} = \int_0^{\infty} (N_{\text{н}} + N_{\eta}) h(N_{\eta}) dN_{\eta}, \quad (2.25)$$

де  $h(N_{\eta}) = f(N_{\eta}, \eta)$  - характеризує щільність безумовного розподілу дефектів за час локалізування.

Середнє число пошкоджень, які з'явилися за час локалізації

$$N_{\eta\text{д}} = \int_0^{\infty} N_{\eta} h(N_{\eta}) dN_{\eta}. \quad (2.26)$$

Коли система діагностики передбачає локалізацію дефектів з  $N_{\text{д}}$  одиниць, то число циклів переходу в режим діагностування при частоті  $\bar{\nu}$  буде  $\frac{\bar{\nu}}{N_{\text{д}}}$ .

Визначимо середнє число дефектів, що допускають локалізацію

$$N = \frac{1}{2}(N_{\text{д}} + N_{\text{с}}) + \frac{1}{2}N_{\text{д}} = N_{\text{д}} + \frac{N_{\text{с}}}{2}, \quad (2.27)$$

де  $N_S$  – визначає збільшення середнього рівня локалізованих до кінця циклу додаткових дефектів.

Визначимо критерій раціональності  $M$  режиму роботи, що характеризує витрати, пов'язані з локалізацією дефектів. В данному випадку в якості критерію можуть бути прийняті витрати праці та засобів, або час перебування електричної мережі у вимкненому стані у зв'язку із здійсненням профілактичних робіт,

тобто

$$B(\zeta) = \sum B_i(\zeta) \rightarrow \min; \eta = \sum \eta_i \rightarrow \min, \quad (2.28)$$

де  $B_i(\zeta)$  та  $\eta_i$  - відповідно витрати праці та засобів і час перебування СЕП у вимкненому стані в  $i$ -ому циклі діагностування.

Використовуючи (2.25), (2.26), (2.27) середню величина витрат для розглянутих умов робіт можна знайти із виразу

$$M = \frac{\bar{v}}{N_D} M_1 + k M_2 (N_D + \frac{N_S}{2}), \quad (2.29)$$

де  $M_1$  – витрати переходу в режим локалізування;

$M_2$  – середні витрати на локалізування одного дефекту;

$k$  – постійний коефіцієнт, який визначає ризик пропуску, що лінійно змінюється.

З метою зменшення ймовірності виникнення похибок першого роду допусковий контроль може бути доповнений вибірковою, який здійснює повторну перевірку параметрів (елементів), визнаних дефектними. Враховуючи те, що час проведення контролю є обмеженою величиною, то обмеженим буде і число елементів, оброблених вибірковою контролем. Кількість необроблених вибірковою контролем параметрів є випадковою величиною, яка залежить від щільності розподілу недійсного браку за час перевірки  $N_D$  параметрів та від



імовірності появи додаткових дефектів із урахуванням їх локалізації. Витрати локалізації тепер будуть залежати і від математичного очікування кількості визнаних дефектними без додаткової обробки елементів. Враховуючи це вираз (2.29) можна записати у вигляді

$$M = \frac{\bar{v}}{N_D} M_1 + kM_2 \left( N_D + \frac{N_S}{2} + \frac{\bar{v}\bar{\mu}}{N_D} \right), \quad (2.30)$$

де  $\bar{\mu}$  - математичне очікування числа елементів, забракованих без додаткової обробки. Оптимальне значення критерію ефективності визначається як

$$\left( \frac{\partial M}{\partial N_D} \right)_{N_D = N_{D0}} = 0; \quad \left( \frac{\partial M}{\partial N_S} \right)_{N_D = N_{D0}} = 0 \quad (2.31)$$

$$N_S = N_{S0} \quad N_S = N_{S0}$$

де  $N_{D0}, N_{S0}$  - критичні точки функції  $M(N_D, N_S)$ , де вона досягає екстремальної величини.

Збільшення інтенсивності контролю та відновлення перетворює регламентну систему в систему, для якої характерним є діагностування із змінними інтервалами циклів. В зв'язку з цим виникає задача вибору оптимальної послідовності перевірок [51].

Для розв'язку цієї задачі витрати, пов'язані з  $j$ -м циклом контролю позначимо як  $f_j(N_j)$ , тоді витрати, які характеризують послідовність  $N_1, N_2, \dots, N_n$ , можна визначити як

$$M(N_1, N_2, \dots, N_n) = \sum_{j=1}^n f_j(N_j), \quad (2.32)$$

де  $N_j$  - число локалізованих за  $j$ -тий цикл дефектів;

$n$  - число циклів контролю за фіксований проміжок часу.

Мінімум витрат будемо розглядати як задачу визначення невід'ємних цілих чисел, що мінімізують функцію  $M(N_1, N_2, \dots, N_n)$  при обмеженнях



Мінімальне значення будемо шукати серед всіх цілих невід'ємних значень  $N_1$ , що задовольняють (2.33), тоді

$$F_2(m) = \min_{N_2} [f_2(N_2) + F_1(m - N_1)]$$

і т.д.

Коли знайдені значення  $F_1, F_2, \dots, F_{n-1}$  за допомогою (2.37) визначають оптимальна величина  $\bar{M} = \text{opt}M$ .

Враховуючи те, що  $N_j$  є незалежними випадковими величинами  $P_j(N_j)$  яких характеризує їх розподіл, функція  $f_j(N_j)$  буде характеризувати середні витрати  $j$ -го циклу, тоді

$$M = \sum_{N_j \geq 0} \left[ \prod_{j=1}^n P_j(N_j) \right] \left[ \sum_{j=1}^n f_j(N_j) \right]. \quad (2.40)$$

Враховуючи послідовність функцій

$$F_k(m) = \min \left\{ \sum_{N_j \geq 0} \left[ \prod_{j=1}^n P_j(N_j) \right] \left[ \sum_{j=1}^n f_j(N_j) \right] \right\} \quad (2.41)$$

і те, що

$$\sum_{N_j \geq 0} \left[ \prod_{j=1}^n P_j(N_j) \right] = \prod_{j=k}^n \left[ \sum_{N_j=0}^{\infty} P_j(N_j) \right] = 1, \quad (2.42)$$

отримаємо вираз для оцінювання оптимальних умов роботи системи діагностування із змінними інтервалами циклів контролю

$$\begin{aligned} F_k(m) &= \min \left\{ f_k(N_k) + \min_{N_j \geq 0} \sum_{j=k}^n \left[ \prod_{j=k}^n P_j(N_j) \right] \left[ \sum_{j=1}^n f_j(N_j) \right] \right\} = \\ &= \min_{N_k} \left\{ f_k(N_k) + \sum_{N_k=0}^{\infty} P_k(N_k) F_{k+1}(N_k) \right\}, \end{aligned} \quad (2.43)$$

де  $k < n$ .

Із виразу (2.43) можна визначити оптимальне значення накопичених дефектів та оцінити ефективність існуючого режиму роботи системи.

Аналіз виразу (2.43) показав [51], що витрати системи діагностики, розраховані на локалізацію за один цикл двох-трьох дефектів, при виключенні

накопичення, незначні, тому такий режим функціонування є виправданим та доцільним.

### 2.3 Визначення вихідних характеристик інтегральної системи діагностування розподільчих мереж змінного струму

Інтегральна система діагностування забезпечує зменшення інтенсивності відмов СЕП за рахунок збільшення інтенсивності контролю шляхом неперервного контролю ізоляції фаз мережі відносно землі і в разі зниження його значення до критичної величини переходити в режим локалізації. Потік інформації що виникає дає можливість описувати систему пуасонівською течією при довільних законах відмов, контролю, ремонту. Таке представлення для нерезервованих систем з миттєвим контролем та відновленням відзначалась в [58]. В [51, 59] запропоновано метод, який базується на використанні пуасонівського потоку та розвинутий для резервованої системи з довільним характером відновлення та контролю.

Для визначення вихідних характеристик інтегральної системи діагностування будемо розглядати РМ як модель, що складається із  $N_{\text{Л}}$  ділянок лінії, які можна виділити комутаційними апаратами, з'єднаних послідовно в плані надійності. При цьому кожна  $i$ -а ділянка є вузол з  $l$  – кратним резервним з'єднанням елементів  $k$ -го типу. Позначимо щільність ймовірностей відмови елемента  $i$ -го типу як  $f_i(t)$ , інтенсивність відмов –  $\lambda_i(t)$ , інтенсивність контролю  $W(t)$ , щільність імовірності контролю  $Z(t)$ .

Пуасонівське уявлення про інформаційний потік зумовлює виконання такої умови яка обов'язково виконується для РМ,

$$T^{\text{H}} \ll T^{\text{P}}, \quad (2.47)$$

де  $T^{\text{H}}$  – середній час перебування системи в нероботоздатному стані;

$T^{\text{P}}$  – в роботоздатному.

Якщо враховуючи те, що  $T_e = T^H + T^P$  та умову (2.47), можна довести, що  $T_e \gg M_e(T_e) \times \tau_c^{(N_{\text{Л}})}$ , тоді коефіцієнт готовності

$$K_{\Gamma} = 1 - \frac{M_e(T_e) \tau_c^{(N_{\text{Л}})}}{T_e}.$$

Інтегральна система передбачає профілактичні заміни вузла з частково пошкодженим резервом  $i$ -го вузла, тому надалі будемо розрізняти контрольовані відмови, тобто такі, які можна усунути шляхом профілактичних заміни  $i$  неконтрольовані, на які реагує релейний захист. В цих випадках система знаходиться в вимкненому стані, тому  $K_{\Gamma}$  по (2.45) може бути представлений рівнянням

$$K_{\Gamma} = 1 - \frac{1}{T_e} \sum_{i=1}^{N_{\text{Л}}} \left\{ M_3^i(T_e) M(t_K^i) + M_{\text{HK}}^i(T_e) M(t_{\text{HK}}^i) \right\},$$

де  $M_3^i(T_e)$  – середнє число профілактичних заміни  $i$ -го вузла;

$M_{\text{HK}}^i(T_e)$  – середнє число повних відмов  $i$ -го вузла;

$M(t_K^i)$  – математичне очікування тривалості контрольованого простою  $i$ -го вузла;

$M(t_{\text{HK}}^i)$  – математичне очікування тривалості неконтрольованого простою  $i$ -го вузла.

При нестационарному періоді експлуатації РМ, коли для середнього часу безвідмовної роботи елементів вузла виконується умова

$$T_{\text{cp}} = \int_0^{\infty} t f_i(t) dt \gg T_e,$$

а тому і

$$M(T_e) = \sum_{i=1}^{N_{\text{Л}}} M^i(T_e) \ll N_{\text{Л}}, \quad (2.48)$$

$$M^i(T_e) \approx F^i(T_e), \quad (2.49)$$

де  $F^i(t)$  – функція розподілу часу безвідмовної роботи, яка тотожно рівна ймовірності відмови  $i$ -го вузла. Розповсюджуючи (2.49) на поняття “профілактична заміна” та “повна відмова” маємо

$$K_{\Gamma} = 1 - \frac{1}{T_e} \sum_{i=1}^{N_{\text{л}}} \left\{ F_3^i(T_e) M(t_{\text{к}}^i) + F_{\text{нк}}^i(T_e) M(t_{\text{нк}}^i) \right\}. \quad (2.50)$$

Таким чином, із виразу (2.50) зрозуміло, що кожний вузол тепер може розраховувати не на випадкове число повних відмов і замін, а лише на одне з цих явищ за  $T_e$ .

Використаємо поняття  $S(t)$  – поріг відновлення, тобто число пошкоджених елементів у вузлі, з перевищенням якого вузол замінюється, а також відмітимо високу інтенсивність контролю в інтегральній системі

$$\int_0^{\infty} tZ(t) dt \ll T_e. \quad (2.51)$$

Якщо вважають, що  $S(t)$  є дискретна випадкова величина із спектральними величинами  $0, 1, 2, \dots$  і дискретний процес  $S(t)$  є марковським процесом, тобто для будь-якої множини  $t_1 < t_2 < \dots < t_{n-1} < t_n$  виконується умова

$$P(S_n, t_n | S_1, t_1; \dots; S_{n-1}, t_{n-1}) = P(S_n, t_n | S_{n-1}, t_{n-1}) \quad (2.52)$$

та такі властивості перехідних ймовірностей

$$P(S_2, t_2 | S, t) = \left\{ \begin{array}{l} 0 \quad \text{при } S_2 < S \\ 1 - \bar{\alpha} \Delta t + O(\Delta t) \quad \text{при } S_2 = S \\ \bar{\alpha} \Delta t + O(\Delta t) \quad \text{при } S_2 = S + 1 \\ O(\Delta t) \quad \text{при } S_2 > S + 1 \end{array} \right\}, \quad (2.53)$$

де  $\Delta t = t_2 - t_1$ ;

$S, S_2 = 0, 1, 2, \dots$ , а через  $O(\Delta t)$  позначені такі члени, що  $O(t) / \Delta t \rightarrow 0$  коли  $\Delta t \rightarrow 0$ ;

$\bar{\alpha}$  – середнє число явищ за одиницю часу, або середня швидкість відліку в процесі Пуасона.

Виконаємо аналіз рівняння (2.50) для профілактичних замінів

$$\begin{aligned} F_3^i(T_e) &\approx \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \sum_{0 \leq t \leq T_e} C_{\ell+1}^S \left[ \int_0^t f_i(\tau) d\tau \right]^S (\ell + 1 - S) \lambda_i(t) \Delta t + O(\Delta t) \approx \\ &\approx \int_0^{T_e} C_{\ell+1}^S \left[ \int_0^t f_i(\tau) d\tau \right]^S (\ell + 1 - S) \lambda_i(t) dt; \end{aligned} \quad (2.54)$$

$$M(t_K^i) = \int_0^{\infty} t g_i(t) dt, \quad (2.55)$$

де  $C_{\ell+1}^S$  – число комбінацій з  $\ell + 1$  по  $S$ ;

$g_i(t)$  – щільність розподілу часу контрольованих простоїв  $i$ -го вузла;

$t$  – верхня межа, що носить умовний характер, але враховуючи (2.44) та відповідну вимогу швидкого відновлення, таке представлення є допустимим.

Для другої складової

$$\begin{aligned} F_{HK}^i(T_e) &\approx \lim_{\substack{\Delta t_1 \rightarrow 0 \\ \Delta t_2 \rightarrow 0}} \sum_{0 \leq t_1 \leq t_2} \sum_{0 \leq t_2 \leq T_e} C_{\ell+1}^S \left[ \int_0^{t_1} f_i(\tau) d\tau \right]^S (\ell + 1 - S) \lambda_i(t_1) \Delta t (\ell - S) \left[ \int_{t_1}^{t_2} f_i(\tau) d\tau \right]^{\ell-S-1} \times \\ &\times \left[ 1 - \int_{t_1}^{t_2} Z(\theta) d\theta \right] \lambda_i(t_2) \Delta t_2 + O(\Delta t) \approx \int_0^{T_e} C_{\ell+1}^S (\ell + 1 - S) (1 - S) \lambda_i(t_2) \int_0^{t_2} \left[ \int_0^{t_1} f_i(\tau) d\tau \right]^S \times \\ &\times \left[ \int_{t_1}^{t_2} f_i(\tau) d\tau \right]^{\ell-S-1} \left[ 1 - \int_{t_1}^{t_2} Z(\theta) d\theta \right] \lambda_i(t_1) dt_1 \end{aligned} \quad (2.56)$$

$$M(t_{HK}^i) = \int_0^{T_e} \left[ \int_{\tau'}^{\infty} t Z(t) dt \right] f^i(\tau') d\tau', \quad (2.57)$$

де  $f^i(\tau') = \frac{d}{dt} F_{HK}^i(\tau')$ ;

$\theta$  – час контролю.

Отримавши рівняння (2.54)-(2.57) можна проаналізувати вплив профілактичних заміन на загальну кількість відмов та дати оцінку  $K_{\Gamma}$ .

Користуватись рівнянням (2.50.) складно, тому для практичних цілей вважають, що закони відмов, відновлень та контролю стаціонарні. Якщо вони мають інтенсивність  $\lambda, \mu, W$  а вузли вважати рівноцінними у відношенні ремонтпридатності та мають однакову надійність, то  $K_{\Gamma}$  можна визначити як

$$K_{\Gamma} = 1 - \frac{N_{\text{Л}}}{T_{\text{е}}} K_1 (\lambda T_{\text{е}})^{S+1} \left[ K_2 \left( \frac{\lambda}{W} \right)^{1-S} \frac{1}{W} + \frac{1}{\mu} \right], \quad (2.58)$$

де  $K_1, K_2$  – коефіцієнти пропорційності.

Коефіцієнт простою системи може бути визначений як

$$K_{\text{пр}} = 1 - K_{\Gamma} = \frac{1}{T_{\text{е}}} \sum_{i=1}^{N_{\text{Л}}} \{F_3^i(T_{\text{е}})M(t_{\text{к}}^i) + F_{\text{нк}}^i(T_{\text{е}})M(t_{\text{нк}}^i)\}. \quad (2.59)$$

Коефіцієнт технічного використання РМ запишемо як

$$K_{\text{ТВ}} = \frac{T_{\text{е}}}{T_{\text{е}} + \tau_{\text{е}} + \eta_{\text{е}}}, \quad (2.60)$$

де  $\eta_{\text{е}}$  – середній час обслуговування системи.

Контрольовані (планові) вимикання часто вважають незалежними явищами, тоді для послідовно з'єднаних вузлів РМ, частота контрольованих вимикань, як і частота відмов, відповідає сумі контрольованих вимикань вузлів, тобто

$$v_{\text{е}}^{(N_{\text{Л}})} = \sum_{i=1}^{N_{\text{Л}}} v_i \quad (2.61)$$

при середньому часі обслуговування

$$\eta_{\text{е}}^{(N_{\text{Л}})} = (v_{\text{е}}^{(N_{\text{Л}})})^{-1} \sum_{i=1}^{N_{\text{Л}}} v_i \eta_i. \quad (2.62)$$

При експлуатації в реальних умовах в разі планового вимикання РМ, вимикається декілька взаємопов'язаних вузлів. Наприклад, трансформатор 110/35/10 кВ і повітряна або кабельна мережа 6, 10 кВ, що від нього живиться,



трансформатор та шини розподільного пристрою. Тобто сумарна частота контрольованих вимикань ланцюга менше частот окремих вузлів. Тому [1] один із вузлів ланцюга, який частіше вимикається, називають базовим, а відносну частоту контрольованих вимикань інших вузлів по відношенню до базового - коефіцієнтом одночасності, статистично його визначають як

$$g_{i\delta} = \frac{m_{i\delta}(t)}{M_i(t)}, \quad (2.63)$$

де  $m_{i\delta}(t)$  – число контрольованих вимикань  $i$ -го вузла, які виконують одноразово з вимиканням базового елемента за період  $t$ ;

$M_i$  – загальна кількість контрольованих вимикань  $i$ -го вузла. В [1] наведені коефіцієнти одночасності основних елементів РМ.

З врахуванням коефіцієнта одночасності, основні показники контрольованих вимикань можна визначити як:

$$v_c^{(N_L)} = v_\delta + \sum_{\substack{i \neq 1 \\ i \neq \delta}}^{N_L} v_i (1 - g_{i\delta}) \quad (2.64)$$

$$\eta_c^{(N_L)} = (v_c^{(N_L)})^{-1} [v_\delta \eta_\delta + v_{\max} (\eta_{\max} - \eta_\delta) + \sum_{\substack{i \neq 1 \\ i \neq \delta}}^{N_L} v_i (1 - g_i)] \quad (2.65)$$

де  $v_\delta, \eta_\delta$  – частота контрольованих вимикань та середній час обслуговування базового елемента;

$v_{\max}, \eta_{\max}$  – ті ж показники, але вузла ланцюга, у якого максимальний час обслуговування;

$N_L$  – число вузлів в ланцюзі.

Проведемо аналіз виразу (2.60) шляхом перетворення його до вигляду

$$K_{ТВ} = 1 - \frac{\tau_c^{(N_L)} + \eta_c^{(N_L)}}{\tau_c^{(N_L)} + \tau_c^{(N_L)} + \eta_c^{(N_L)}} = 1 - \frac{M_B(T_e)(\tau_c^{(N_L)} + \eta_c^{(N_L)})}{T_e + M_B(T_e)(\tau_c^{(N_L)} + \eta_c^{(N_L)})}. \quad (2.66)$$

Так як то  $T_e \gg M_B(T_e)(\tau_c^{(N_L)} + \eta_c^{(N_L)})$ , (2.66) подамо у вигляді

$$\begin{aligned}
K_{\text{ТВ}} &\approx 1 - \frac{M_{\text{В}}(T_{\text{е}})\tau_{\text{с}}^{(N_{\text{Л}})}}{T_{\text{е}}} - \frac{M_{\text{В}}(T_{\text{е}})\eta_{\text{с}}^{(N_{\text{Л}})}}{T_{\text{е}}} = K_{\Gamma} - \frac{M_{\text{В}}(T_{\text{е}})\eta_{\text{с}}^{(N_{\text{Л}})}}{T_{\text{е}}} = \\
&= K_{\Gamma} - \omega_{\text{с}}^{(N_{\text{Л}})}\eta_{\text{с}}^{(N_{\text{Л}})} = K_{\Gamma} - \sum_{i=1}^{N_{\text{Л}}} \omega_i \frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{Л}}} v_i \eta_i}{\sum_{i=1}^{N_{\text{Л}}} v_i}.
\end{aligned} \tag{2.67}$$

Із виразу (2.67) зрозуміло, що величина  $K_{\text{ТВ}}$  залежить від частоти та тривалості контрольованих та неконтрольованих вимикань, які є випадковими явищами та взаємопов'язані. Збільшуючи частоту контрольованих вимикань можна зменшити кількість раптових відмов. Таку залежність отримати аналітично дуже складна задача, яка потребує великої кількості припущень та обмежень при невизначеності похибки для цільової функції, тому для числової оцінки зв'язку між часом контрольованих та неконтрольованих вимикань скористаємося статистичними даними параметрів надійності елементів РМ наведеними в [1]. Використаємо рівняння для еквівалентної тривалості простою і-го споживача, по якому визначається недовідпустка електроенергії під час вимикання мережі

$$\theta_{\text{еі}} = \omega_i \tau_i + \xi v_i \eta_i = \theta_{\text{енк}} + \theta_{\text{ек}}, \tag{2.68}$$

де  $\xi = 0,33$  коефіцієнт, що відображає те, що наслідки від контрольованих вимикань менш тяжкі, ніж від раптових відмов;

$\theta_{\text{енк}}$ ,  $\theta_{\text{ек}}$  – еквівалентний час простою споживача в разі неконтрольованих та контрольованих вимиканнях.

В табл. 2.1 наведені числові значення для еквівалентного часу регламентної системи обслуговування РМ. В чисельнику стовпців таблиці наведені розрахункові дані для нерезервованих систем, в знаменнику - для резервованих.

Із даних таблиці видно, що підвищення частоти обслуговування найбільш ефективно для повітряних та кабельних ліній РМ, де відношення

$\theta_{\text{енк}} / \theta_{\text{ек}}$  досягає 5,05.

Таблиця 2.1 – Еквівалентний час простою елементів СЕП

Елемент	$\theta_{\text{енк}}$ , г/рік	$\theta_{\text{ек}}$ , г/рік	$\theta_{\text{енк}}/\theta_{\text{ек}}$
Повітряна живляча мережа 35 кВ, на 1 км	<u>0,48</u> 0,64	<u>0,2145</u> 0,396	<u>2,23</u> 1,6
Повітряна розподільна мережа 6, 10 кВ, на 1 км	<u>1,25</u> 1,5	<u>0,33</u> 0,478	<u>3,78</u> 3,13
Кабельна розподільна мережа 6, 10 кВ, на 1 км	<u>1,5</u> 5	<u>0,297</u> 4,95	<u>5,05</u> 1,01
Дві кабельні мережі 6, 10 кВ в одній траншеї, на 1 км	<u>0,075</u> -	<u>0,0495</u> -	<u>1,5</u> -
Повітряна мережа 0,4 кВ, на 1 км	<u>0,8</u> 0,6	<u>0,33</u> 0,594	<u>2,42</u> 1,01
Трансформатор 35, 110 кВ	<u>0,75</u> 0,9	<u>0,99</u> 1,98	<u>0,75</u> 0,45
Трансформатор 6, 10 кВ	<u>0,21</u> 0,28	<u>0,495</u> 0,792	<u>0,42</u> 0,35
Комірка вимикача 6, 10 кВ внутрішнього обладнання	<u>0,075</u> 0,09	<u>0,232</u> 0,575	<u>0,32</u> 0,15
Комірка вимикача 6, 10 кВ КРУН зовнішнього обладнання	<u>0,225</u> 0,275	<u>0,33</u> 0,85	<u>0,68</u> 0,32
Комірка роз'єднувача 6, 10 кВ внутрішнього обладнання	<u>0,005</u> 0,008	<u>0,12</u> 0,412	<u>0,04</u> 0,02
Комірка роз'єднувача 6, 10 кВ зовнішнього обладнання	<u>0,025</u> 0,04	<u>0,118</u> 0,412	<u>0,21</u> 0,09

## 2. 4 Висновки

1 Інтегральна система діагностування (ІСД). забезпечує кращі показники діагностування за рахунок нового принципу перевірок, коли передбачається процедура оцінки ТС СЕП за сигналом неперервного контролю узагальнюючого діагностичного параметру, перевірки діагнозу більш точними методами, перевірки попередньо визначених для даного циклу елементів СЕП по критерію мінімуму витрат та вибору стратегії ремонтно-обслуговуючих дій за результатами контролю параметрів технічного стану, наробітком на відмову та відмовами.

2. Запропоновано процес керування технічним станом відображати моделлю у вигляді структурного інформаційного графа системи з стохастичними зворотними зв'язками. Методологія його побудови базується на узгодженні взаємопов'язаних детермінованого і стохастичних аналізів, коли основним є детермінований підхід, а стохастичний його розвитком. В основу детермінованого підходу покладено уявлення про інформаційну змінну сигналів системи керування, що визначають вихідний ефект функціонування СЕП, тобто детермінований підхід враховує аналогові зв'язки. Стохастичний дозволяє побудувати модель зв'язку об'єкта з ланцюгами керування. Ефективність системи оцінюється ймовірністю випадкового вихідного потоку об'єкта – коефіцієнтом готовності.

3. Збільшення інтенсивності контролю в КСД перетворює регламентну систему ТОР в систему, для якої в значній мірі характерним є діагностування із змінними інтервалами циклів, тому з'являється можливість оптимізувати послідовність та об'єм перевірок ТС елементів в кожному циклі виходячи з мінімуму витрат. Запропоновано метод оптимізації послідовності і об'єму перевірок ТС елементів і метод визначення коефіцієнта готовності  $K_r$  СЕП, який базується на використанні пуасонівського потоку.

### 3 ВИЗНАЧЕННЯ УМОВ РОБОТОЗДАТНОСТІ ІЗОЛЯЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ ЗМІННОГО СТРУМУ

#### 3.1 Побудова діагностичної моделі робтоздатності ізоляції відносно землі розподільної мережі змінного струму

Оцінювання роботоздатності системи проводиться на основі аналізу роботоздатності підсистем, що її складають. Наприклад, для повітряної мережі 6, 10 кВ такими підсистемами є: провідники мережі, підвіски та арматура, опори та фундаменти, заземлюючі пристрої, комутаційна апаратура, силові трансформатори, охоронна зона та інше, тому дуже важливою є задача формування локальних критеріїв оцінки роботоздатності системи.

Інтегрована діагностична система керування ТС СЕП пропонує крім локальних критеріїв оцінювання роботоздатності системи використовувати узагальнений критерій, в якості якого застосовують характеристику активного опору СЕП відносно землі. В зв'язку з тим, що цей показник має різну чутливість до зміни технічного стану окремих елементів РМ і визначення її для реальної системи є дуже складна задача, то пропонується оцінювання роботоздатності системи використовувати для визначення моменту переходу в режим локалізації та перевірку ТС СЕП по локальних критеріях.

Системи електропостачання мають таке конструктивне виконання, що перевірку ТС можна проводити як функціональними, тестовими тік і комбінованими методами контролю в більшості випадків переносною апаратурою.

При побудові діагностичної моделі, СЕП можна розглядати як перетворювач одних величин  $x_i$ , які існують або спеціально підводяться до неї і називаються вхідними, в інші величини  $y_i$ , що виникають на виході які будемо називати вихідними. Ці перетворення запишемо як

$$\underline{Y} = A \times \underline{X}, \quad (3.1)$$

де  $\underline{X}$  і  $\underline{Y}$  – відповідно вектори вхідних і вихідних величин;

$A$  – оператор, який характеризує перетворення. Тому в якості моделі СЕП будемо розглядати оператор  $A$ , а умовою роботоздатності при цьому буде відповідність дійсного оператора заданому  $A_0$ .

Для СЕП трифазного струму з ізольованою нейтраллю природною вхідною величиною є фазна (лінійна) напруга джерела живлення, а найбільш інформативною ознакою зміну стану параметрів ізоляції є струм витікання через шунтувальний зв'язок між фазою мережі і землею. Прийmemo ряд припущень для побудови математичної моделі трифазної мережі з ізольованою нейтраллю, що знаходиться під робочою напругою:

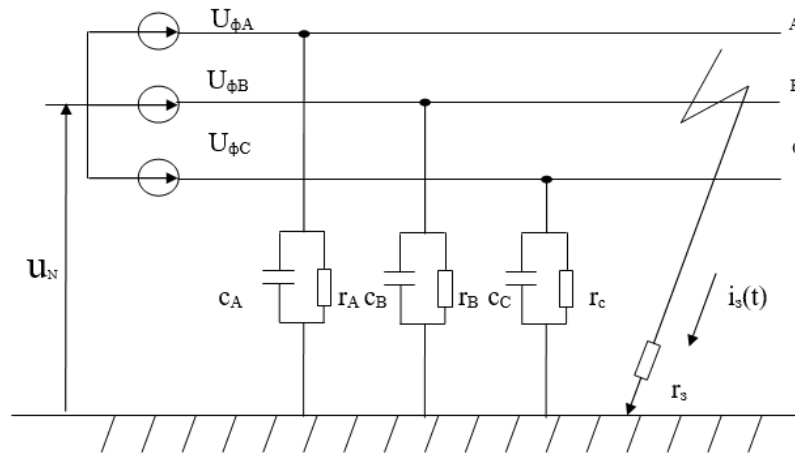
напруга джерела струму симетрична та не залежить від параметрів ізоляції;

ізоляцію струмопровідних частин кожного елемента будемо представляти як зосереджені, паралельно ввімкненні між собою активну та реактивну провідність;

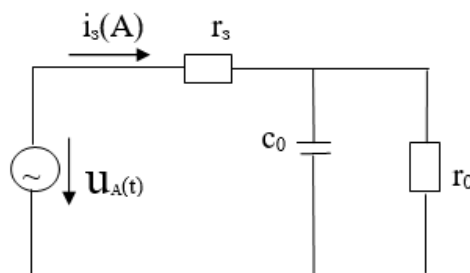
визначаючи роботоздатність системи, будемо враховувати тільки провідність між фазою мережі і землею;

провідність ізоляції не залежить від величини напруги, а реактивна провідність є ємнісною.

Враховуючи ці припущення, розрахункову схему можна подати як показано на рис. 3.1.



а)



б)

Рисунок 3.1 - Заступна схема 3-х фазної мережі :

- а) при бездуговому замиканню на землю;
- б) розрахункова схема до методу еквівалентного генератора

Зміна ТС ізоляції мережі відбувається в зв'язку з появою дефектів в елементах СЕП, будь-який дефект ізоляції будемо моделювати як шунтуючий зв'язок фази мережі з землею через активний опір  $r_3$ , при ємності мережі  $C_A + C_B + C_C = C_0$  та активному опорі мережі відносно землі  $r_0 = r_A r_B r_C / (r_A r_B + r_A r_C + r_B r_C)$ . Значення напруг джерела живлення задані рівняннями

$$\left. \begin{aligned} u_{\Phi A} &= U_{m\Phi} \sin(\omega t + \varphi); \\ u_{\Phi B} &= U_{m\Phi} \sin(\omega t + \varphi - \frac{2\pi}{3}); \\ u_{\Phi C} &= U_{m\Phi} \sin(\omega t + \varphi - \frac{4\pi}{3}), \end{aligned} \right\} \quad (3.2)$$

де  $\varphi$  – початкова фаза коливання.

В якості вихідної величини будемо розглядати струм  $i_3(t)$  через шунтувальний зв'язок. Наприклад, нехай шунтувальний зв'язок утворюється між фазою А та землею (рис. 3.1.а), тоді, користуючись методом еквівалентного генератора [62] (рис. 3.1.б), перехідний струм в місці шунтувального зв'язку в операторній формі запишемо як

$$i_3(p) = \frac{U(p)}{Z(p) + Z_3(p)}, \quad (3.3)$$

де  $U(p)$  – операторне зображення комплексної напруги між фазою мережі та землею до моменту утворення шунтуючого зв'язку;

$Z(p)$  – операторний опір ізоляції мережі відносно землі;

$Z_3(p)$  – операторний опір в ланцюзі струму шунтуючого зв'язку.

Для визначення струму шунтуючого зв'язку обмежимо кількість станів параметрів ізоляції. Будемо розглядати два граничних стани параметрів ізоляції до моменту виникнення шунтуючого зв'язку: параметри ізоляції симетричні, тобто  $r_A = r_B = r_C = r; C_A = C_B = C_C = C$ , та випадок граничної несиметрії параметрів ізоляції мережі [105],

$$r_A \rightarrow \infty; r_B = r_C = r; r_A \gg r; C_A = C_B = C_C = C.$$

При симетрії до схеми рис.3.1.б прикладається фазна напруга відносно землі  $U_A(t) = U_m \sin(\omega t + \varphi)$ , її операторне зображення



$$U(p) = \frac{U_m}{2j} \left( \frac{e^{j\varphi}}{p - j\omega} - \frac{e^{-j\varphi}}{p + j\omega} \right). \quad (3.4)$$

Повний операторний опір схеми

$$Z(p) + Z_3(p) = r_3 + \frac{r_0}{1 + pr_0C_0}. \quad (3.5)$$

З урахуванням виразів (3.4), (3.5) операторне зображення струму в шунтуючому зв'язку

$$i_3(p) = \frac{U_m}{2j} \left( \frac{e^{j\varphi}(1 + pr_0C_0)}{(p - j\omega)(r_3 + r_0 + pr_3r_0C_0)} - \frac{e^{-j\varphi}(1 + pr_0C_0)}{(p + j\omega)(r_3 + r_0 + pr_3r_0C_0)} \right). \quad (3.6)$$

Знайдемо оригінал струму застосовуючи теорему розкладу[170].

$$i_3(t) = \frac{U_m e^{j\varphi}(1 + j\omega r_0 C_0)}{r_3 + r_0 + j\omega r_3 r_0 C_0} e^{j\omega t} - \frac{U_m e^{j\varphi} \left( 1 + \frac{(r_3 + r_0)}{r_3} \right)}{r_3 + r_0 + j\omega r_3 r_0 C_0} \exp \left[ -\frac{r_3 + r_0}{r_3 r_0 C_0} t \right] - \\ - \frac{U_m e^{-j\varphi}(1 - j\omega r_0 C_0)}{r_3 + r_0 + j\omega r_3 r_0 C_0} e^{-j\omega t} + \frac{U_m e^{-j\varphi} \left( 1 + \frac{(r_3 + r_0)}{r_3} \right)}{r_3 + r_0 + j\omega r_3 r_0 C_0} \exp \left[ -\frac{r_3 + r_0}{r_3 r_0 C_0} t \right]. \quad (3.7)$$

Групуємо перший член виразу (3.7) з третім, а другий з четвертим, отримаємо

$$i_3(t) = \frac{U_m \sqrt{(r_3 + r_0 + \omega^2 C_0^2 r_0^2 r_3)^2 + \omega^2 C_0^2 r_0^4}}{(r_3 + r_0)^2 + \omega^2 C_0^2 r_0^2 r_3^2} \sin(\omega t + \varphi - \phi) - \\ - \frac{U_m \left( 1 + \frac{r_3 + r_0}{r_3} \right)}{\sqrt{(r_3 + r_0)^2 + \omega^2 C_0^2 r_0^2 r_3^2}} \sin(\varphi - \phi_1) \exp \left[ -\frac{r_3 + r_0}{r_3 r_0 C_0} t \right], \quad (3.8)$$

де  $\phi = \arctg \frac{\omega C_0 r_0^2}{r_3 + r_0 + \omega^2 C_0^2 r_3 r_0^2}$ ;

$$\phi_1 = \operatorname{arctg} \frac{\omega C_0 r_0 r_3}{r_3 + r_0}.$$

У випадку граничної несиметрії

$$\dot{U}'_{Am} = \sqrt{2}(\dot{U}_{\Phi A} - \dot{U}_N) = U_m \sqrt{\frac{(1,5 + 9\omega^2 C_0^2 r_0^2)^2 + 2,25\omega^2 C_0^2 r_0^2}{1 + \omega^2 C_0^2 r_0^2}} e^{j\phi_1} \quad (3.9)$$

та

$$u'_A(t) = U_m \sqrt{\frac{(1,5 + 9\omega^2 C_0^2 r_0^2)^2 + 2,25\omega^2 C_0^2 r_0^2}{1 + \omega^2 C_0^2 r_0^2}} \sin(\omega t + \phi_1). \quad (3.10)$$

Аналогічно випадку симетрії ізоляції

$$i'_3(t) = \frac{U_m \sqrt{(1,5 + \omega^2 C_0^2 r_0^2)^2 + 2,25\omega^2 C_0^2 r_0^2}}{1 + \omega^2 C_0^2 r_0^2} \times \left[ \frac{\sqrt{(r_3 + r_0 + \omega^2 C_0^2 r_0^2 r_3)^2 + \omega^2 C_0^2 r_0^4}}{(r_3 + r_0)^2 + \omega^2 C_0^2 r_0^2 r_3^2} \times \right. \\ \left. \times \sin(\omega t + \varphi - \phi_1 - \phi) - \frac{1 + \frac{r_3 + r_0}{r_3}}{\sqrt{(r_3 + r_0)^2 + \omega^2 C_0^2 r_0^2 r_3^2}} \sin(\varphi - \phi_1 - \phi) \exp\left[-\frac{r_3 + r_0}{r_3 r_0 C_0} t\right] \right], \quad (3.11)$$

де  $\phi_1 = -\operatorname{arctg} \frac{1,5\omega C_0 r_0}{1,5 + 9\omega^2 C_0^2 r_0^2}.$

Із рівнянь (3.8), (3.11) видно, що струм перехідного процесу відрізняється від струму усталеного режиму вільною складовою, величина та час існування якої залежить від параметрів ізоляції та величини опору в місці пошкодження. Форма кривої струму суттєво залежить від значень  $r_3$ .

Результати дослідження ряду авторів [63-65] показали, що найбільш небезпечним видом пошкодження є замикання через дугу, що переміщується. Воно характеризується рядом послідовних повторних запалювань та гасіння електричної дуги. Електрична дуга в цьому випадку виконує роль природного

перемикача, періодично шунтує ємність пошкодженої фази відносно землі, а потім знову вмикає її в мережу. Гасіння дуги відбувається, як правило, коли струм власних коливань проходить через нуль. Збудження дуги відбувається внаслідок пробою проміжку під час відновлення напруги на ньому до першого максимуму.

Проведемо аналіз процесів, що відбуваються в разі дугового замикання на землю для трифазної мережі, джерело живлення якої задано рівняннями (3.2), будемо також вважати, що ізоляція фаз симетрична, тобто  $r_A = r_B = r_C = r$ ;  $C_A = C_B = C_C = C$ . В системі рівнянь (3.2) кут  $\varphi = \pi/2$  будемо вважати кутом запалювання дуги. Будемо розглядати аварійний період, тобто проміжок часу між двома запалюваннями дуги. В кожному періоді виділимо два проміжки часу так, щоб протягом першого  $t_1$  дуга існувала, а при  $t_2$  була відсутня. Тоді в разі пошкодження фази А (рис. 3.1) для  $t_1$  справедлива система рівнянь:

$$\left. \begin{aligned} u_A(t_1) &= 0 ; \\ u_B(t_1) &= \sqrt{3}U_m \sin \left( \omega t + \varphi - \frac{2\pi}{3} - \frac{\pi}{6} \right); \\ u_C(t_1) &= \sqrt{3}U_m \sin \left( \omega t + \varphi - \frac{4\pi}{3} - \frac{\pi}{6} \right); \\ i(t_1) &= 3\sqrt{\left(\frac{1}{r}\right)^2 + (\omega C)^2} U_m \sin \left( \omega t + \varphi + \varphi_0 + \frac{\pi}{2} \right) \end{aligned} \right\} \quad (3.12)$$

де  $\varphi_0 = -\arctg \frac{1}{\omega Cr}$ .

В проміжок часу  $t_2$  виникають перехідні процеси, які визначаються зміною напруг фаз мережі, тобто

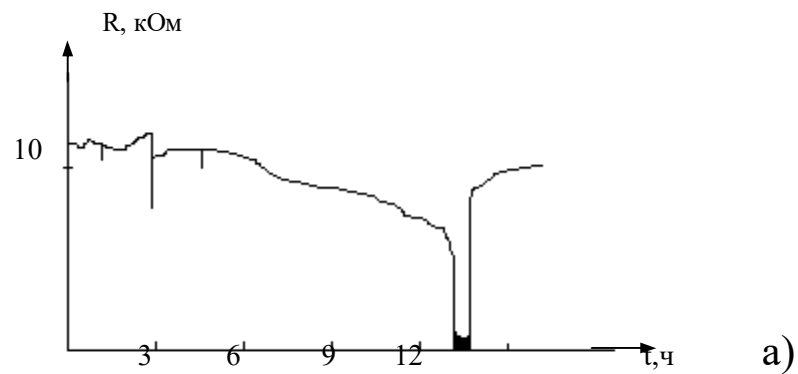
$$\left. \begin{aligned} u_A(t) &= U_m \sin(\omega t + \varphi) - U_m \sin(\omega t_2 + \varphi) \exp\left[\frac{-t-t_2}{r \cdot C}\right]; \\ u_B(t) &= U_m \sin\left(\omega t + \varphi - \frac{2\pi}{3}\right) - U_m \sin(\omega t_2 + \varphi) \exp\left[\frac{-t-t_2}{r \cdot C}\right]; \\ u_C(t) &= U_m \sin\left(\omega t + \varphi - \frac{4\pi}{3}\right) - U_m \sin(\omega t_2 + \varphi) \exp\left[\frac{-t-t_2}{r \cdot C}\right]. \end{aligned} \right\} (3.13)$$

Проведений аналіз систем (3.12), (3.13) показує, що протягом  $t_1$  на непошкоджених фазах виникає лінійна напруга, яка викликає перенапругу. На протязі часу,  $t_2$  перенапруга буде залежати від часу перехідного процесу, значення опору ізоляції  $r$ , чим більше значення  $r$  тим більша буде перенапруга. Для граничного значення  $r \rightarrow \infty$  вона може досягти подвійної амплітуди фазної напруги мережі. Коли  $r \leq \frac{1}{\omega C}$  перенапруга не може перевищувати амплітудну величину лінійної напруги мережі. Проведений аналіз не враховує вольт-амперну характеристику дуги та перехідний опір в місці замикання. Як показано в [63] ці параметри суттєво впливають лише на стійкість горіння дуги, тобто час існування перенапруги. При малих величинах постійної часу для забезпечення стійкості її горіння, необхідно, щоб послідовно з дуговим проміжком вмикався активний опір порядку декількох десятків кОм. Так як параметри ізоляції мережі та перехідний опір в місці пошкодження є визначальними в характері виникнення ОЗЗ, протікання перехідного процесу та в розподілі напруг на фазах, для оцінки струму замикання важливо знати їх реальне значення. Експериментальні дослідження параметрів ізоляції в трифазних мережах з ізольованою нейтраллю в основному проводились в мережах до 1000 В [66-69]. Їх проводили з метою визначення реальних умов безпеки експлуатації електрообладнання та корекції вибору параметрів спрацювання засобів захисного вимикання. В РМ напругою 6–10 кВ такі дослідження практично не виконувалися. Відомі [30, 36] дослідження динаміки зміни активного опору ізоляції фаз мережі відносно землі на

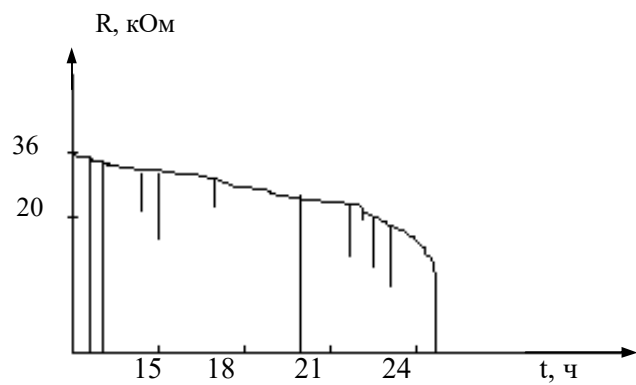
підстанції 110/35/6 кВ системи ВЕО “Вінницяенерго” в мережі напругою 6 кВ. Від підстанції відходило дев’ять ліній (шість повітряних та три кабельні), що живлять промислові та сільськогосподарські споживачі. Для неперервного контролю опору ізоляції використовувалась вимірювальна система [70, 71]. Вихідний сигнал реєструвався за допомогою самописного пристрою типу Н-349. Дослідження виконувались в умовах нормального експлуатаційного періоду протягом року.

За цей період було зафіксовано 53 випадки замикань на землю. В 21 випадку (39,6%) замиканню на землю передувала повільна зміна опору ізоляції (рис. 3.2а), що дозволяло за декілька годин прогнозувати виникнення ОЗЗ. В інших випадках замикання носило раптовий характер і після спрацювання релейного захисту на вимикання та дії АПВ опір ізоляції відновлювався, але продовжував знижуватися протягом деякого часу (від декількох годин до доби) і виникало стійке замикання (рис. 3.2б).

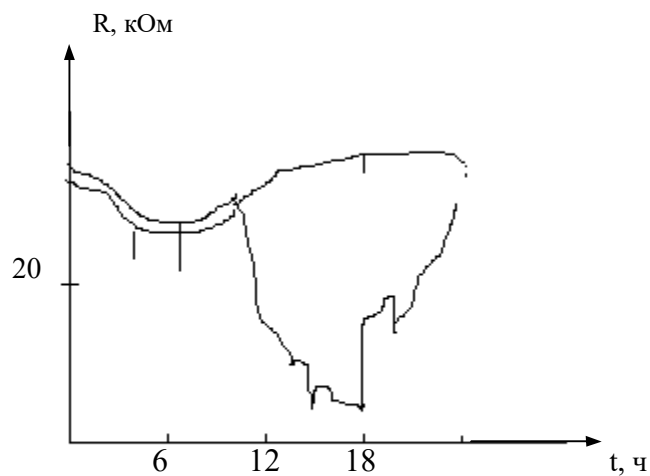
Високі рівні опору ізоляції спостерігались в літній та зимовий період, а найнижчі – восени. Симетрична зміна опору ізоляції зумовлена зміною вологи середовища. Поступове зниження опору ізоляції регулярно спостерігається в нічний час доби (рис. 3.2в), різке – при опадах. Режим роботи підключених споживачів мало впливає на динаміку зміни опору ізоляції. Стійкі замикання на землю виникають під час зниження активного опору ізоляції до рівня 3–5 кОм. Самостійно зникаючі замикання на землю характерні для літнього періоду. Аналогічні результати були отримані і іншими авторами. Так в [72] показано інтегральний розподіл опору в місці замикання в мережах залізородних кар’єрів. Видно, що ймовірність виникнення замикань через різний опір не однакова і що в 75% замикань  $I_3$  не перевищує 1 кОм. Однак можливі випадки, коли  $I_3$  досягає значень 6–8 кОм.



а)



б)



в)

Рисунок 3.2 - Фрагменти зміни динаміки активного опору ізоляції фаз мережі відносно землі: а) стійкому замиканню передують поступове зменшення опору ізоляції; б) стійкому замиканню передують серія імпульсних пробів; в) поступова зміна опору ізоляції під час її зволоження

В сільських мережах, де захист діє на сигнал, а процес пошуку триває декілька годин, різко змінюється з часом перехідний опір в місці пошкодження. При виникненні ОЗЗ виникає просихання, спікання ґрунту біля основи залізобетонних опор, перегорання відводів до заземлення, перехідний опір зростає від декількох сотень Ом до декількох десятків кОм і складається хибне враження про його зникнення [30], тобто його вважають нестійким.

При замиканні між фазами [73-75] перехідний опір визначається тільки опором дуги. Вольт-амперна характеристика нелінійна. Протягом кожного напівперіоду опір дуги значно змінюється, в цей час форма струму близька до синусоїдальної, оскільки струм визначається опором елементів системи. Напруга на дузі дуже спотворюється.

При виборі уставок спрацювання релейного захисту часто використовують уявлення про еквівалентний опір дуги [76-77]. Експериментальні дослідження в багатьох країнах показали, що відкриту дугу, якщо діючі величина струму  $I_d$  в сотні ампер та більше, можна розглядати як активний опір, та визначати як

$$R_d = \frac{U_m \ell_d}{I_d^k}, \quad (3.14)$$

де  $U_m$  – градієнт напруги на дузі, В/м;

$\ell_d$  – її довжина в м.

Градієнт дуги мало залежить від струму, якщо його величини великі, вважається постійним і дорівнює  $U_m = 1400 - 1500$  В/м, а показник  $k=1$ . Тоді  $R_d$ , Ом розраховується по амплітудних величинах

$$R_d = \frac{U_m \ell_d}{1,41 I_d} = \frac{1050 \ell_d}{I_d}. \quad (3.15)$$

Дуга має найменшу величину в перший період часу виникнення пошкодження, коли  $I_d \rightarrow \max$ , а  $\ell_d \rightarrow \min$ . Далі під впливом вітру, конвекції повітря та електродинамічних сил дуга подовжується, а її опір зростає.

В якості діагностичної моделі можна використати відношення

$$A = \frac{i_3(t)}{U_m} \quad \text{та} \quad A' = \frac{i_3'(t)}{U_m}, \quad (3.16)$$

визначені за рівняннями (3.7), (3.11).

### 3.2 Визначення граничних значень параметрів ізоляції за критеріями безпеки експлуатації розподільчих мереж змінного струму

Відомо, що параметри ізоляції мережі відносно землі, що знаходиться в експлуатації під робочою напругою, не нормуються, існують норми на параметри ізоляції лише окремих її елементів, які застосовують на стадії їх виготовлення, або після ремонту. Для забезпечення умов електробезпеки експлуатації СЕП, правила побудови електроустановок [78] та правила технічної експлуатації електричних станцій та мереж [8] накладають низку обмежень: на величину струму замикання на землю, опору заземлення електрообладнання, струму та напруги дотику людини до струмоведучої частини або до корпусу електрообладнання, що може бути під напругою в разі пошкодження, та інші. Вимоги безпечної експлуатації є незаперечними, тому скористаємося цими обмеженнями з метою нормування параметрів ізоляції РМ та визначення умов роботоздатності ізоляції мережі [79, 80].

ГОСТ 12.1038-82 “Предельно допустимые уровни напряжения и токов” приводить величини гранично допустимих рівнів напруги дотику і струму, що протікає через тіло людини в залежності від часу їх дій.

В разі визначенні напруги дотику і струму тіло людини в електричному ланцюзі моделюється при частоті 50 Гц резистором з опором при дії до 1 с – 1 кОм, більше 1 с – 6 кОм.

Згідно з правилами будови електроустановок (ПБУ) в разі металевого ОЗЗ ( $r_3 = 0$ ) величина струму не повинна перевищувати 30, 20, 15, 10А для РМ відповідно з напругою 6.0, 10, 20, 35 кВ. Величина опору заземлення, коли використовується заземлюючий пристрій визначається як  $R_3 = 250 / I_3$ , де  $I_3$  – розрахунковий струм замикання, але не більш як 10 Ом. Найбільший опір



заземлюючих пристроїв повітряних мереж в залежності від питомого еквівалентного опору землі не повинен перевищувати 10, 15, 20, 30 Ом.

Дотик людини до струмоведучої частини електрообладнання є граничний випадок утворення шунтуючого зв'язку в СЕП. Найвні мережі напругою до 1000 В обладнані спеціальними засобами захисного вимикання мережі, а СЕП з напругою вище 1000 В захистом від ОЗЗ, які діють на вимикання або на сигнал. Час дії захисту на вимикання комутаційних апаратів не перевищує  $t_v \leq 0,2$  с, тому тривалість існування струму перехідного процесу в разі виникнення шунтувального зв'язку можна вважати  $t_{\text{шп}} = 0,2$  с. Для цього проміжку часу по ГОСТ 12.1038-82  $i_3(t)_{\text{доп}} = 250\text{мА}$ . В РМ, де захист від ОЗЗ діє на сигнал  $t_{\text{шп}} > 1$  с,  $i_3(t)_{\text{доп}} \leq 6\text{мА}$ .

Для спрощення задачі обмежимо кількість станів ізоляції двома граничними, а також будемо вважати, що  $C = \text{const}$ , тому, що ємність мережі залежить від конструкції РМ та її загальної довжини, які в процесі експлуатації РМ вважають незмінними. Використовуючи рівняння (3.7), (3.11), визначимо допустиму величину опору  $r_{z,\text{доп}}$  шунтуючого зв'язку при обмеженнях  $i_3(t) = i_{z,\text{доп}}$  та для  $t = 0,2$  с і  $t \geq 1$  с.

Аналіз розрахункових даних (таб. 3.1.) показав, що для будь-якої з наведених напруг переважають вимоги обмеження рівня активного опору ізоляції фаз мережі в сталому режимі, тому далі враховується тільки сталий режим.

Умови роботоздатності ізоляції пропонується подавати у вигляді залежності допустимої зміни активного опору ізоляції мережі відносно землі

$$r_{0\text{д}} = \frac{r_0 r_{z,\text{доп}}}{r_0 + r_{z,\text{доп}}} \quad (3.17)$$

від активного опору ізоляції  $r_0$  до моменту виникнення шунтувального зв'язку в разі постійної ємності мережі, тобто  $r_{0\text{д}} = f(r_0)$  якщо  $C = \text{const}$ . В таблиці 3.1. наведені залежності  $r_{0\text{д}} = f(r_0)$  якщо  $C = \text{const}$  для мереж з напругою: 0,4;

0,66; 6,0; 10; 20 та 35 кВ при симетричному та несиметричному стані ізоляції. Запас роботоздатності для кожного випадку можна визначити як

$$Z_p = \frac{r_0 - r_{0д}}{r_0}. \quad (3.18)$$

Виходячі з реальних умов запас роботоздатності ізоляції може знаходитись в межах  $0 < Z_p < 1$ . Згідно з ГОСТ 12.1038-82, існує необхідність обмеження і рівня напруги дотику людини до корпусу обладнання  $U_{г.д}$ , яке в нормальних умовах не знаходиться під напругою.

Враховуючи те, що граничним станом розподільної мережі в цьому випадку є металеве замикання на землю, тобто замикання через опір заземлення  $R_3$ . Діагностичну модель, яка описує такі стани, можна отримати із рівнянь (3.7) та (3.11), перемноживши праву та ліву частину рівнянь на  $R_3$  та замінивши  $r_3$  на  $R_3$ , тоді справедливими будуть співвідношення:

$$i_3(t)R_3 = U_{г.д} \geq \frac{R_3 U_m \sqrt{(R_3 + \omega^2 C_0^2 r_0^2 R_3)^2 + \omega^2 C_0^2 r_0^4}}{(R_3 + R_0)^2 + \omega^2 C_0^2 r_0^2 R_3^2} \times \sin(\omega t + \varphi + \varphi) -$$

$$- \frac{R_3 U_m \left(1 + \frac{R_3 + r_0}{r_3}\right)}{\sqrt{(R_3 + r_0)^2 + \omega^2 C_0^2 r_0^2 r_3^2}} \sin(\varphi - \varphi_1) \exp\left[-\frac{R_3 + r_0}{R_3 r_0 C_0} t\right] \quad (3.19)$$

$$i'_3(t)R_3 = U_{г.д} \geq \frac{R_3 U_m \sqrt{(1,5 + 9\omega^2 C_0^2 r_0^2)^2 + 2,25\omega^2 C_0^2 r_0^2}}{1 + \omega^2 C_0^2 r_0^2} \times$$

$$\times \left[ \frac{\sqrt{(R_3 + r_0 + \omega^2 C_0^2 r_0^2 R_3)^2 + \omega^2 C_0^2 r_0^4}}{(R_3 + r_0)^2 + \omega^2 C_0^2 r_0^2 R_3^2} \sin(\omega t + \varphi - \varphi_1 - \varphi) - \right.$$

$$\left. - \frac{1 + \frac{R_3 + r_0}{R_3}}{\sqrt{(R_3 + r_0)^2 + \omega^2 C_0^2 r_0^2 R_3^2}} \sin(\varphi - \varphi_1 - \varphi_1) \exp\left[-\frac{R_3 + r_0}{R_3 r_0 C_0} t\right] \right]. \quad (3.20)$$

Для часу існування металевого замикання на землю  $t_{\text{мн}} \leq 0,2$  с –  $U_{г.д} \leq 250$  В, а коли  $t_{\text{мн}} > 1$  с –  $U_{г.д} = 36$  В. В табл.3.1 наведені розрахункові дані для випадку симетрії ізоляції, для сталого режиму. Так як і в

попередньому випадку переважають вимоги обмеження напруги дотику в сталому режимі. Отримані дані дозволяють визначити мінімально допустиму величину  $R_{0\min}$  опору ізоляції в разі поступового його зниження.

### 3.3 Вибір сукупності контрольованих показників для оцінювання роботоздатності ізоляції розподільних мереж змінного струму

Завдання умов роботоздатності ізоляції СЕП змінного струму у вигляді обмежень на зміну активного опору та ємності ізоляції фаз мережі відносно землі дозволяє упорядкувати показники, що характеризують технічний стан ізоляції. При виборі сукупності контрольованих показників приймається до уваги величина чутливості їх до зміни струму через шунтувальний зв'язок.

Користуючись законами електротехніки, визначимо струми в разі виникнення шунтувального зв'язку між кожною фазою мережі та землею (рис.3.1а).

Як було показано вище, в разі визначення роботоздатності ізоляції переважають вимоги до сталого режиму, тому

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_A &= U_{\Phi} \frac{\underline{Y}_0}{1 + r_3 \underline{Y}_0} (1 - \underline{\delta}); \\ \dot{I}_B &= U_{\Phi} \frac{\underline{Y}_0}{1 + r_3 \underline{Y}_0} (a^2 - \underline{\delta}); \\ \dot{I}_C &= U_{\Phi} \frac{\underline{Y}_0}{1 + r_3 \underline{Y}_0} (a - \underline{\delta}), \end{aligned} \right\} \quad (3.21)$$

де  $\underline{Y}_0 = \underline{Y}_A + \underline{Y}_B + \underline{Y}_C$  – комплекс загальної провідності фаз мережі відносно землі;

$\underline{Y}_A, \underline{Y}_B, \underline{Y}_C$  – комплекси провідності окремих фаз, наприклад,

$$\underline{Y}_A = \frac{1}{r_A} + j\omega C_A; \quad \underline{Y}_0 = \frac{1}{r_0} + j\omega C_0;$$

$a, a^2$  – фазні множники;

$$\underline{\delta} = \delta \exp[j\phi_\delta] = \frac{\underline{Y}_A + a^2 \underline{Y}_B + a \underline{Y}_C}{Y_0} \quad (3.22)$$

комплексний коефіцієнт, який характеризує несиметрію ізоляції фаз мережі відносно землі [79].

Таким чином, технічний стан ізоляції можна характеризувати трьома комплексними величинами – провідностями окремих фаз мережі відносно землі  $\underline{Y}_A, \underline{Y}_B, \underline{Y}_C$  або двома комплексними величинами –  $\underline{Y}_0, \underline{\delta}$ . З метою визначення впливу цих показників на величину струму  $i_3(t)$  визначимо модулі цих струмів

$$\begin{aligned} |\dot{I}_A| &= I_0 \sqrt{1 + \delta^2 - 2\cos\varphi_\delta} = I_0 n_1; \\ |\dot{I}_B| &= I_0 \sqrt{1 + \delta^2 - \delta(\cos\varphi_\delta + \sqrt{3}\sin\varphi_\delta)} = I_0 n_2; \\ |\dot{I}_C| &= I_0 \sqrt{1 + \delta^2 - \delta(\cos\varphi_\delta - \sqrt{3}\sin\varphi_\delta)} = I_0 n_3, \end{aligned} \quad (3.23)$$

де

$$I_0 = \frac{Y_0}{\sqrt{1 + 2r_3 y_0 \cos\varphi_0 + r_3^2 y_0^2}} \quad (3.24)$$

струм шунтувального зв'язку в разі симетрії ізоляції, тобто коли  $\delta = 0$ .

Вираз (3.24) подамо у вигляді

$$I_0 = U \frac{Y_0}{1 + r_3 y_0} \frac{1 + r_3 Y_0}{\sqrt{1 + 2r_3 y_0 \cos\varphi_0 + r_3^2 y_0^2}} = I_{n_0}, \quad (3.25)$$

де  $I$  – модуль струму при  $\varphi_0 = 0$ .

На рис.3.3 зображена залежність  $n_0 = f(y_0)$  при зміні  $\varphi_0 = 0 \div 90^\circ$  та  $r_3 = 1$  кОм. Максимальну величину струм має коли  $Y_0 = \frac{1}{r_3}$ . Якщо не враховувати аргумент  $\underline{Y}_0$ , тобто контролювати тільки  $y_0$ , відносна похибка визначення струму може досягати 42%.

Співмножники системи (3.23) ( $n_1, n_2, n_3$ ) враховують вплив несиметрії параметрів ізоляції на величину струму через шунтувальний зв'язок. Для виявлення чутливості струму до несиметрії параметрів ізоляції була розглянута залежність  $n_k = f(\varphi_\delta)$  ( $k = 1, 2, 3$ ) коли  $\delta = \text{const}$  (рис.3.4).

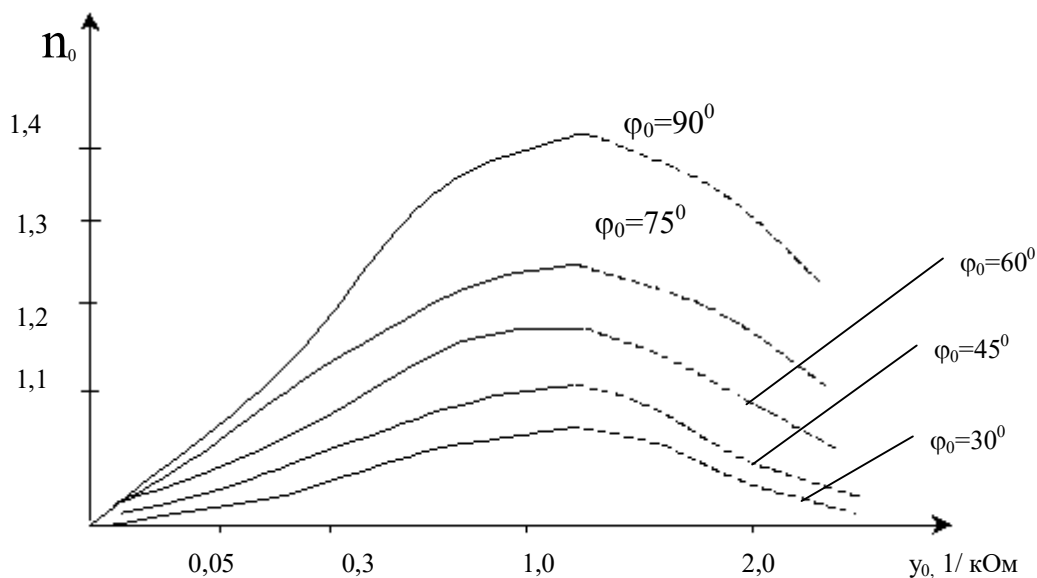


Рисунок 3.3 - Залежність коефіцієнта  $n_0$  від модуля та аргументу комплексу  $y_0$

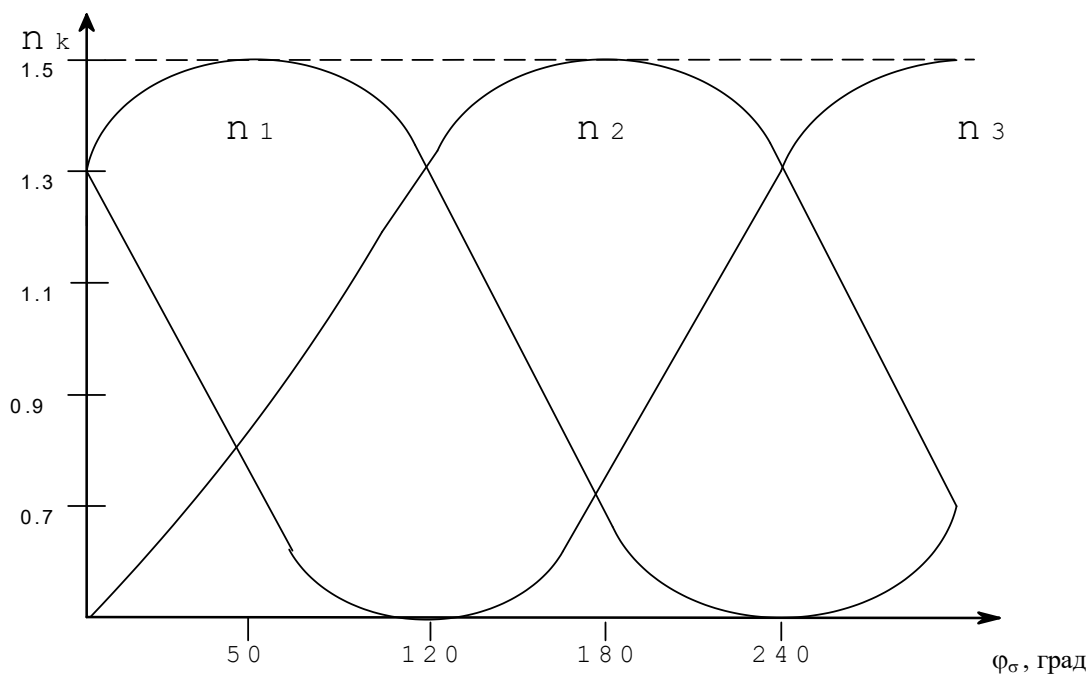


Рисунок 3.4 - Залежність коефіцієнтів  $n_1, n_2, n_3$  від аргументу комплексу  $\delta$

При побудові цієї залежності було враховано, що при максимальній несиметрії ( $r_A \rightarrow \infty, r_B = r_C = r$ )

$$\delta = -\frac{r}{2r + 3j\omega c r} \quad (3.26)$$

тобто  $|\delta| \leq 0,5$ , а  $\phi_\delta$  може змінюватись в межах  $\phi_\delta = 0 \div 360^\circ$ . Із рис.3.4 видно, що за цих умов величина коефіцієнта  $n_k$  знаходиться в межах  $0,5 \div 1,5$ . Тому, якщо визначаючи струм не враховувати несиметрію активного опору ізоляції, відносна похибка

$$\varepsilon_k = \left| \frac{I_0 - I_0 n_k}{I_0 n_k} \right| \times 100\% \quad (3.27)$$

може досягти 100%.

### 3.4 Висновки

Доведено, що зміна технічного стану ізоляції окремих елементів СЕП зумовлено утворенням шунтувальних зв'язків між струмопровідною частиною мережі і землею. Під дією перенапруг відбувається різка зміна активного опору шунтувального зв'язку. Плавна зміна активного опору є реакцією шунтувального зв'язку на зволоження. Динамічна характеристика активного опору ізоляції СЕП відносно землі є достатньо інформативним параметром для виявлення несправностей ізоляції окремих її елементів неруйнуючими методами.

Побудована діагностична модель роботоздатності ізоляції СЕП змінного струму на основі комбінованого опису, коли одночасно використовується як непараметричне так і параметричне відтворення моделі СЕП. Спочатку визначалась перехідна характеристика – струм витікання через шунтувальний зв'язок і напруга дотику до корпусу заземленого обладнання. В якості обмежень вихідних характеристик використовувались параметри безпеки.

Кількість станів обмежено випадками симетрії ізоляції окремих фаз та граничного стану несиметрії виходячи з умов електробезпеки.

Умови роботоздатності та запас роботоздатності визначені у вигляді залежності гранично допустимого активного опору ізоляції мережі від активного опору ізоляції мережі до моменту утворення шунтувального зв'язку при заданих величинах напруги та ємності мережі.

Вибираючи сукупність контрольованих показників необхідно враховувати не тільки загальний активний опір мережі та ємність, але і ступінь несиметрії провідностей окремих фаз, яку пропонується визначити через коефіцієнт несиметрії  $\delta$ ,  $|\delta| \leq 0,5$ . Розроблені алгоритм, програмне забезпечення та отримані кількісні характеристики умов роботоздатності ізоляції мережі для СЕП 0,4, 6, 10, 20, 35 кВ.

## 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

В разі спрацювання пристрою контролю ізоляції (ПКІ) диспетчер отримує інформацію каналами ТМ і виробляє керуючу дію по відновленню, яку реалізує ОВБ на підстанції. Пошук ОЗЗ здійснюється шляхом ділення мережі ОВБ у відповідності з попередньо розрахованим алгоритмом пошуку на ПЕОМ, при цьому реакція на ділення мережі контролюється по ПКІ.

Якщо враховувати тільки перший фактор, тобто зниження кількості ОЗЗ, що переходить в стійкі відмови, то без застосування ІВП річна недовідпустка електроенергії по мережі 10 кВ

$$\Delta W = PL\omega_{O33}^0(\tau_{O33} + p_{K3}\tau_{K3}), \quad (4.1)$$

де  $P$  - потужність споживачів, що підключені до мережі (кВт);

$\omega_{O33}^0$  - питома частота ОЗЗ (рік·км)<sup>-1</sup>;

$\tau_{O33}, \tau_{K3}$  - відповідно час пошуку ОЗЗ та к.з. (год);

$p_{K3}$  - ймовірність переходу ОЗЗ в стійкі відмови якщо час існування режиму  $t_{o.z.z.} \geq 4$  год.

Застосування ІВП дозволяє зменшити кількість відмов та час їх пошуку, а тому і недовідпустку електроенергії, тобто

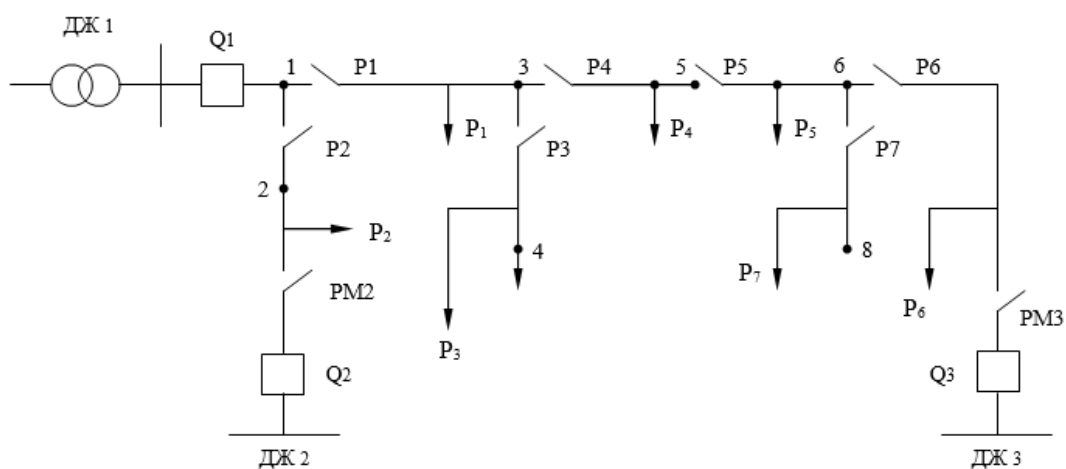
$$\delta\Delta W = PL \frac{\omega_{O33}^0(\tau_{O33} + p_{K3}\tau_{K3}) - \xi\omega_{O33}^0\tau_{O33}}{M_e}, \quad (4.2)$$

де  $M_e$  - коефіцієнт ефективності застосування оптимізованої стратегії пошуку з ПКІ;

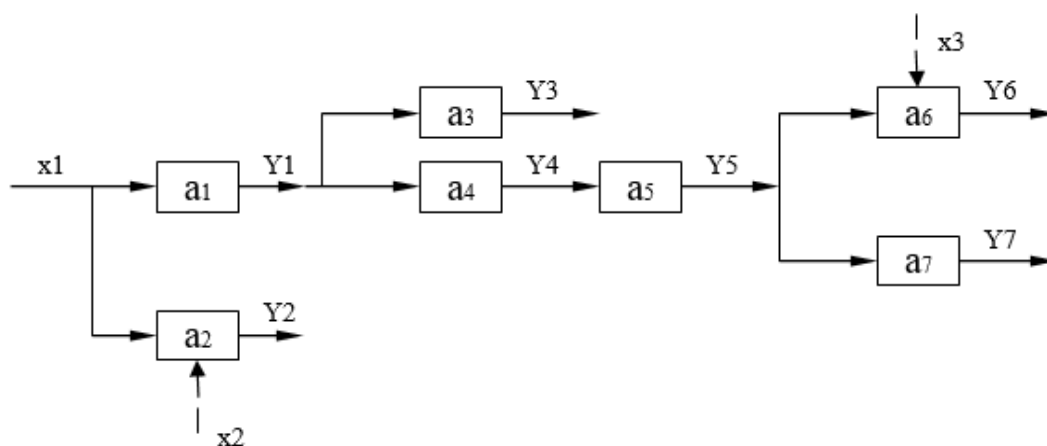
$\xi = 0,33$  – коефіцієнт, що враховує зменшення наслідків відновлення електропостачання по контролю в порівнянні з раптовими відмовами.



Для прикладу в таблиці 4.1 наведені розрахункові вирази визначення часу пошуку в базовому варіанті та з застосуванням оптимізованого алгоритму пошуку для даних РМ рис. 4.1.



а)



б)

Рисунок 4.1 - Однолінійна заступна схема РМ – а); функціональна модель мережі – б ); ДЖ – джерело струму; РК – роз'єднувач мережі; Q – вимикач;  $P_k$  – навантаження на ділянку мережі

Таблиця 4.1-Розрахункові вирази для визначення часу в разі пошуку пошкодження на ранній стадії його розвитку

Номер пошкодженої ділянки	Час пошуку ОЗЗ		$\omega_{i6}$	$t_{B i6}$
	базовий варіант	з використанням умовного алгоритму пошуку та ПКІ	$\omega_{iIBC}$	$t_{B iIBC}$
1 – 2	$6t_{оп} + 4t_c + 2t_{із} + 0,5l_{1-2} V_x^{-1}$	$14t_{оп} + 12t_c + 4t_{із} + 2l_{1-3} V_a^{-1} + 0,5l_{1-2} V_x^{-1}$	$\frac{16,875}{15,66}$	$\frac{5,15}{7,51}$
1 – 3	$14t_{оп} + 10t_c + 3t_{із} + l_{1-3}(V_a^{-1} + 0,5V_x^{-1})$	$14t_{оп} + 12t_c + 4t_{із} + l_{1-3}(2V_a^{-1} + 0,5V_x^{-1})$	$\frac{7,0}{6,496}$	$\frac{7,8}{10,33}$
3 – 4	$15t_{оп} + 11t_c + 4t_{із} + l_{1-3} V_a^{-1} + 0,5l_{3-4} V_x^{-1}$	$9t_{оп} + 7t_c + 3t_{із} + l_{1-3} V_a^{-1} + 0,5l_{3-4} V_x^{-1}$	$\frac{7,0}{6,496}$	$\frac{5,65}{4,84}$
3 – 5	$2t_{оп} + 17t_c + 5t_{із} + V_a^{-1}(l_{1-3} + l_{3-5}) + 0,5l_{3-5} V_x^{-1}$	$10t_{оп} + 10t_c + 3t_{із} + V_a^{-1}(l_{1-3} + l_{3-5}) + 0,5l_{3-5} V_x^{-1}$	$\frac{18,12}{16,82}$	$\frac{9,455}{7,36}$
5 – 6	$30t_{оп} + 23t_c + 6t_{із} + V_a^{-1}(l_{1-3} + l_{3-5} + l_{5-6}) + 0,5l_{5-6} V_x^{-1}$	$17t_{оп} + 15t_c + 4t_{із} + V_a^{-1}(l_{1-3} + l_{3-5} + l_{5-6}) + 0,5l_{5-6} V_x^{-1}$	$\frac{13,12}{12,18}$	$\frac{10,78}{8,45}$
6 – 7	$33t_{оп} + 25t_c + 7t_{із} + V_a^{-1}(l_{1-3} + l_{3-5} + l_{5-6}) + 0,5l_{6-7} V_x^{-1}$	$19t_{оп} + 17t_c + 5t_{із} + V_a^{-1}(l_{1-3} + l_{3-5} + l_{5-6}) + 0,5l_{6-7} V_x^{-1}$	$\frac{14,375}{13,34}$	$\frac{11,58}{9,45}$
6 – 8	$33t_{оп} + 25t_c + 7t_{із} + V_a^{-1}(l_{1-3} + l_{3-5} + l_{5-6}) + 0,5l_{6-8} V_x^{-1}$	$19t_{оп} + 17t_c + 5t_{із} + V_a^{-1}(l_{1-3} + l_{3-5} + l_{5-6}) + 0,5l_{6-8} V_x^{-1}$	$\frac{5,625}{5,22}$	$\frac{10,18}{7,78}$
Для мережі	-	-	$\frac{83,3}{76,3}$	$\frac{8,73}{8,0}$

Як видно із табл. 4.1, коефіцієнт ефективності в даному випадку складає  $M_e = 1,568$ .

ІВП доцільно застосовувати, коли

$$B_n \delta \Delta W \geq B_{\text{ІВП}}, \quad (9.10)$$

де  $B_{\text{ІВП}}$  - витрати на виготовлення, обладнання та обслуговування ІВП;

$B_n$  - питомі витрати підвищення надійності: ( $B_n = 0,75$  коп/кВт·год).

Порівнюючи ліву та праву частину цього виразу і враховуючи рівняння (9.9), можна отримати рівняння для граничного значення навантаження мережі

$$P_{\text{гр}} = B_{\text{ІВП}} \left\{ B_n L \left[ \omega_{\text{ОЗЗ}}^0 (\tau_{\text{ОЗЗ}} + p_{\text{КЗ}} \tau_{\text{КЗ}}) - \xi \omega_{\text{ОЗЗ}}^0 \tau_{\text{ОЗЗ}} k \right] \right\}^{-1}. \quad (4.5)$$

Із (4.5) можна знайти залежність  $P_{\text{гр}} = f(L)$ , але краще таку залежність визначати у відносних одиницях

$$P_{\text{гр}}^* = \frac{P_{\text{гр}}}{B_{\text{ІВП}}} = \left\{ B_n L \left[ \omega_{\text{ОЗЗ}}^0 (\tau_{\text{ОЗЗ}} + p_{\text{КЗ}} \tau_{\text{КЗ}}) - \xi \omega_{\text{ОЗЗ}}^0 \tau_{\text{ОЗЗ}} k \right] \right\}^{-1}.$$

Рішення про доцільність застосування інформаційно-вимірювальної підсистеми для конкретної лінії  $P_i$ ,  $L_i$  приймається в залежності від положення на графіку точки з координатою

$$\left( \frac{P_i}{3_{\text{ІВП}}}, L_i \right).$$

Розглянемо вплив інформаційно-вимірювальної підсистеми на коефіцієнти  $K_{\Gamma}$ ,  $K_{\text{ПР}}$ ,  $K_{\text{ТВ}}$ ,  $K_{\text{ОГ}}$  системи. Частоту відмов ПЛ 10 кВ можна визначити як

$$\omega = \left( \omega_{\text{оп}}^0 + \omega_{\text{д}}^0 + \omega_{\text{із}}^0 + \omega_{\text{сп}}^0 + \omega_{\text{ип}}^0 \right) L, \quad (4.6)$$

де складові правої частини формули – частоти відмов через пошкодження опор, дротів, ізоляції, складних пошкоджень та інших причин, що визначаються за статистичними даними [2]:

$$\omega_{\text{оп}}^{\circ} = 0,04; \omega_{\text{д}}^{\circ} = 0,035; \omega_{\text{із}}^{\circ} = \omega_{\text{КЗ}}^{\circ} + \omega_{\text{ОЗЗ}}^{\circ} = 0,25 + 0,88 = 1,1;$$

$$\omega_{\text{сп}}^{\circ} = 0,025; \omega_{\text{ін}}^{\circ} = 0,05 \text{ (рік} \cdot \text{км)}^{-1}$$

Час відновлення  $t_{\text{в}} = t_{\text{о}} + t_{\text{п}} + t_{\text{р}}$ , де  $t_{\text{о}}$ ,  $t_{\text{п}}$ ,  $t_{\text{р}}$  - відповідно витрати часу на прибуття ремонтної бригади на підстанцію, пошук місця пошкодження та вмикання резерву, на ремонт пошкодження.

Середні витрати часу на ремонт

$$t_{\text{р}} = \frac{1}{\omega} \left( \omega_{\text{оп}}^{\circ} \tau_{\text{оп}} + \omega_{\text{д}}^{\circ} \tau_{\text{д}} + \omega_{\text{із}}^{\circ} \tau_{\text{із}} + \omega_{\text{сп}}^{\circ} \tau_{\text{сп}} + \omega_{\text{ін}}^{\circ} \tau_{\text{ін}} \right), \quad (4.7)$$

де  $\tau_{\text{оп}} = 2,8$ ;  $\tau_{\text{д}} = 2,2$ ;  $\tau_{\text{із}} = 1,0$ ;  $\tau_{\text{сп}} = 4,9$ ;  $\tau_{\text{ін}} = 3,1$  - витрати часу на ремонт опор, дротів, ізоляції, складних пошкоджень і інших причин в годинах, що визначаються за статистичними даними.

Для даних рис. 4.1 в базовому варіанті

$$\omega_{\text{б}} = (0,04 + 0,035 + 1,1 + 0,025 + 0,05) \cdot 65,5 = 82,125 \text{ (рік}^{-1}\text{)}$$

а за (4.6)  $t_{\text{р}} = 1,25$  год.

В разі застосування інформаційно-вимірювальної підсистеми контролю ізоляції та пошуку місця пошкодження за умовним алгоритмом будемо враховувати тільки зменшення частоти відмов за рахунок зменшення кількості ОЗЗ, що переходить в стійкі відмови

$$\omega_{\text{ізс}}^{\circ} = \omega_{\text{КЗ}}^{\circ} (1 - P) + \omega_{\text{ОЗЗ}}^{\circ} = 0,25(1 - 0,35) + 0,85 = 1,01.$$

Розрахункові формули та результати обчислення для визначення часу відновлення  $t_v$  і частоти відмов для базового варіанту із застосуванням інформаційно-вимірювальної підсистеми наведені в таблиці 9.3 ( $t_o = 0$ ).

Користуючись даними таблиці, визначимо середній час відновлення

$$t_{\text{срб}} = \frac{\sum_{i=1}^7 \omega_{i\text{б}} t_{i\text{б}}}{\omega_{\text{б}}} = \frac{717,5}{82,125} = 8,73 \text{ год}$$

$$t_{\text{срІВП}} = \frac{\sum_{i=1}^7 \omega_{i\text{ІВП}} t_{i\text{ІВП}}}{\omega_{\text{ІВП}}} = \frac{609,75}{76,12} = 8,02 \text{ год.}$$

Середній час безвідмовної роботи

$$T_{\text{сб}} = \omega_{\text{сб}}^{-1} = 0,012 \cdot 8760 = 106,66 \text{ год ;}$$

$$T_{\text{сІВП}} = \omega_{\text{сІВП}}^{-1} = 0,0131 \cdot 8760 = 114,94 \text{ год.}$$

Коефіцієнт готовності РМ

$$K_{\Gamma\text{б}} = \frac{T_{\text{сб}}}{T_{\text{сб}} + t_{\text{срб}}} = \frac{106,66}{106,66 + 8,73} = 0,924;$$

$$K_{\Gamma\text{ІВП}} = \frac{T_{\text{сІВП}}}{T_{\text{сІВП}} + t_{\text{срІВП}}} = \frac{114,94}{114,94 + 8,0} = 0,934 ;$$

$$\Delta K_{\Gamma} = \frac{K_{\Gamma\text{ІВП}} - K_{\Gamma\text{б}}}{K_{\Gamma\text{б}}} 100\% = \frac{0,934 - 0,924}{0,924} 100 = 1,08\% .$$

Коефіцієнт простою

$$K_{\text{ІРб}} = 1 - K_{\Gamma\text{б}} = 1 - 0,924 = 0,076 ;$$

$$K_{\text{ІРІВП}} = 1 - K_{\Gamma\text{ІВП}} = 1 - 0,934 = 0,066 ;$$

$$\Delta K_{\text{ПР}} = \frac{K_{\text{ПР}_{\text{ІВП}}} - K_{\text{ПР}_{\text{б}}}}{K_{\text{ПР}_{\text{б}}}} 100\% = \frac{0,076 - 0,066}{0,076} 100 = 19,6\% .$$

Згідно з [1] середній час відновлення  $\eta_c = 5,8$  годин, тому коефіцієнт технічного використання

$$K_{\text{ТВ}_{\text{б}}} = \frac{T_{\text{сб}}}{T_{\text{сб}} + t_{\text{срб}} + \eta_c} = \frac{106,66}{106,66 + 8,73 + 5,8} = 0,88 ;$$

$$K_{\text{ТВ}_{\text{ІВП}}} = \frac{T_{\text{сІВП}}}{T_{\text{сІВП}} + t_{\text{срІВП}} + \eta_c} = \frac{114,94}{114,94 + 8,0 + 5,8} = 0,8928 ;$$

$$\Delta K_{\text{ТВ}} = \frac{K_{\text{ТВ}_{\text{ІВП}}} - K_{\text{ТВ}_{\text{б}}}}{K_{\text{ТВ}_{\text{б}}}} 100\% = \frac{0,8928 - 0,88}{0,88} 100 = 1,45\% .$$

Коефіцієнт оперативної готовності

$$K_{\text{ОГ}_{\text{б}}} = K_{\text{Г}_{\text{б}}} R_{\text{б}}(t) = 0,924 \exp\left[-1 \cdot \frac{82,125}{8760}\right] = 0,91538 ;$$

$$K_{\text{ОГ}_{\text{ІВП}}} = K_{\text{Г}_{\text{ІВП}}} R_{\text{ІВП}}(t) = 0,934 \exp\left[-1 \cdot \frac{76,12}{8760}\right] = 0,92592 ;$$

$$\Delta K_{\text{ОГ}} = \frac{K_{\text{ОГ}_{\text{ІВП}}} - K_{\text{ОГ}_{\text{б}}}}{K_{\text{ОГ}_{\text{б}}}} 100\% = \frac{0,92592 - 0,91538}{0,91538} 100 = 1,15\% .$$

З розрахунків видно, що в разі використання інформаційно-вимірювальної підсистеми зростають коефіцієнти: готовності – на 1,08%, технічного використання – на 1,45%, оперативної готовності – на 1,15%, коефіцієнт простою зменшується на 19,6%.

## **5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ**

У цьому розділі розглянуто питання охорони праці та цивільного захисту, що стосуються експлуатації інтегральної системи діагностування розподільчих мереж напругою 6-10 кВ. Аварії в електричних мережах, а також невиконання правил по їхній безпечній експлуатації призводять до серйозної загрози життю та здоров'ю людей через небезпеку падінь з висоти, поранень, опіку, уражень електричним струмом тощо.

Отже, на електротехнічний оперативний персонал, що здійснює експлуатацію обладнання для здійснення діагностування розподільчих мереж напругою 6-10 кВ, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [81, 82].

Фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо); іонізація повітря.

Хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі переважно фіброгенної дії (нетоксичний пил).

Фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

### **5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта**

#### **5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць**

Під час експлуатації обладнання для здійснення діагностування розподільчих мереж напругою 6-10 кВ для забезпечення працівників [84, 85] всі

вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів струму і напруги потрібно постійно заземлювати. За необхідності розриву кола струму вимірювальних приладів і реле кола вторинної обмотки трансформатора струму попередньо закорочується на спеціально призначених для цього затискачах.

Розривати кола, підключені до вторинної обмотки трансформатора струму, забороняється. За необхідності розриву цих кіл вони мають бути попередньо замкнуті перемичкою, встановленою до передбачуваного місця розриву (рахуючи від трансформатора струму). Під час встановлення перемички слід застосовувати інструмент з ізолювальними рукоятками.

Під час роботи на трансформаторах струму або в колах, підключених до їх вторинних обмоток, слід виконувати такі заходи безпеки: затискачі вторинних обмоток до закінчення монтажу кіл, що до них підключаються, мають бути замкнені накоротко. Після приєднання змонтованих кіл до трансформатора струму закоротку слід переносити на найближчу збірку затискачів і знімати тільки після повного закінчення монтажу та перевірки правильності приєднання змонтованих кіл; під час перевірки полярності до подавання імпульсів струму в первинну обмотку прилади слід приєднувати до затискачів вторинної обмотки. Забороняється використовувати шини первинних обмоток як струмопровідні під час монтажних та зварювальних робіт.

Робота в колах пристроїв релейного захисту, електроавтоматики і телемеханіки (РЗА і Т) проводиться за виконавчими схемами. Під час робіт в пристроях РЗА і Т слід користуватися слюсарно-монтажним інструментом з ізолювальними рукоятками.

Під час перевірки кіл вимірювання, сигналізації, керування і захисту за необхідності в приміщенні електроустановок напругою понад 1000 В дозволяється залишатися одному члену бригади за умовами роботи (зокрема, регулювання вимикачів, перевірка ізоляції); працівник, який перебуває окремо від керівника робіт, повинен мати групу III. Під час робіт в колах трансформаторів напруги з подачею напруги від стороннього джерела



знімаються запобіжники з боку вищої і нижчої напруги, а також відключаються автомати від вторинних обмоток.

За необхідності проведення будь-яких робіт в колах чи на апаратурі РЗА і Т за умови ввімкненого основного обладнання слід вжити додаткових заходів щодо запобігання його випадковому відключенню. Забороняється на панелях або поблизу місця розміщення релейної апаратури провадити роботи, які викликають сильний струс релейної апаратури, що може спричинити до помилкових дій реле.

Перемикання, вмикання і вимикання вимикачів, роз'єднувачів та іншої комутаційної апаратури, пускання і зупинення агрегатів, регулювання режиму їх роботи, необхідні під час налагодження або перевірки пристроїв РЗА і Т, провадять тільки оперативні працівники.

Записувати покази вимірювальних приладів, встановлених на щитах керування і в РУ, дозволяється: одноособово працівникам з групою II за наявності місцевих оперативних працівників (з чергуванням двох осіб) і з групою III – без місцевих оперативних працівників; працівникам інших організацій з групою III у супроводі місцевого оперативного працівника.

В електроустановках до 1000 В споживачів, які не мають електротехнічних працівників, оформлення робіт нарядом (розпорядженням), підготовку робочих місць і допуск до робіт з електролічильниками, за показами яких здійснюються розрахунки за спожиту електроенергію, можуть виконувати працівники електропостачальної організації.

Встановлення та зняття вимірювальних приладів, підключених до вимірювальних трансформаторів, повинні провадити за нарядом зі зняттям напруги два працівники, один з яких повинен мати групу IV, а другий – групу III. Приєднання вимірювальних приладів, встановлення і зняття електролічильників, підключених до вимірювальних трансформаторів, за наявності випробувальних блоків або спеціальних затискачів, що дають змогу безпечно закорочувати кола струму, виконуються без зняття навантаження і напруги.

До робіт, які виконуються без зняття напруги на струмопровідних частинах та поблизу них, належать роботи, що проводяться безпосередньо на цих частинах. Роботи без зняття напруги на струмопровідних частинах та поблизу них слід виконувати не менше як двом працівникам, з яких керівник робіт повинен мати групу IV, інші – групу III.

Під час виконання робіт без зняття напруги на струмопровідних частинах за допомогою ізолювальних засобів захисту необхідно: тримати ізолювальні частини засобів захисту за руків'я до обмежувального кільця; розміщувати ізолювальні частини засобів захисту так, щоб не виникла небезпека перекриття по поверхні ізоляції між струмопровідними частинами двох фаз чи замикання на землю; користуватися тільки сухими і чистими ізолювальними частинами засобів захисту з непошкодженим лаковим покриттям. В разі виявленні порушень лакового покриття чи інших несправностей ізолювальних частин засобів захисту, користування ними забороняється.

В процесі роботи із застосуванням електрозахисних засобів (ізолювальні штанги та кліщі, електровимірювальні кліщі, покажчики напруги) допускається наближення працівника до струмопровідних частин на відстань, яка визначається довжиною ізолювальної частини цих засобів. Без застосування електрозахисних засобів забороняється торкатися ізоляторів електроустановки, що перебуває під напругою.

В електроустановках забороняється працювати у зігнутому стані, якщо в разі випрямлення відстань до струмопровідних частин буде меншою від допустимих. В процесі виконання робіт біля необгороджених струмопровідних частин забороняється розташовуватися таким чином, щоб ці частини знаходилися позаду чи з двох боків.

### **5.1.2 Електробезпека**

Живлення силового обладнання та системи освітлення здійснюється від п/ст 10/0,4 кВ кабельними лініями, що прокладені в траншеях. Для живлення використовується трифазна чотирьохпровідна мережа із заземленою нейтраллю

напругою 380/220 В. Відповідно з ГОСТ ПБЕ [84, 85] умови праці за ступенем небезпеки ураження працівників електричним струмом є умовами з підвищеною небезпекою, тому що підлога у приміщеннях, що будуються, є струмопровідною.

Загальні вимога безпеки до виробничого обладнання встановлені згідно з ГОСТ 12.2.003, в якому визначені вимоги до основних елементів конструкції, органів управління і засобів захисту, які входять в конструкцію виробничого обладнання любого виду і призначення. Електропривід насосів, вентиляторів, іншого обладнання повинний бути виконаний відповідно до Правил устрою електричних установок.

Обов'язкова установка захисного заземлення та захисного відключення. При роботі з електроустаткуванням використовуються основні і додаткові електрозахисні засоби. До основних відносяться: ізолюючі штанги; ізолюючі і струмовимірювальні кліщі; слюсарно-монтажні інструменти з ізолюючим руків'ям. До додаткових відносяться: діелектричні рукавички; переносне заземлення; огорожуючі пристосування; плакати та знаки безпеки.

## **5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії**

### **5.2.1 Мікроклімат**

Основними нормативними документами, що регламентують параметри мікроклімату виробничих приміщень, є ДСН 3.3.6.042-99 [86]. Мікроклімат цеху характеризується наступними чинниками: температурою повітря, відносною вологістю повітря, швидкістю руху повітря, інтенсивністю теплового випромінювання. Допустимі норми температури, відносної вологості та швидкості руху повітря в робочій зоні виробничих приміщень наведені в таблиці 5.1. Робота з монтажу системи опалення та її обладнання відноситься до категорії Пб по важкості праці.

Таблиця 5.1 – 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

### 5.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується гранично допустимими концентраціями (ГДК) в мг/м<sup>3</sup> [86].

Під час монтажу системи опалення виділяється пил нетоксичний. При роботі системи вентиляції, провітрюванні у приміщенні може попадати пил та інші шкідливі речовини, які виділяються при технологічних процесах в цеху і знаходяться повітрі навколишнього середовища. Їх ГДК відповідно до [86] наведено в таблиці 5.2.

Для забезпечення допустимих показників мікроклімату та складу повітря робочої зони відповідно до ДБН проектом передбачені наступні рішення [87]: застосування пиловідсмоктуючих агрегатів з рукавними фільтрами, які встановлені безпосередньо на дільницях біля обладнання із яких очищене повітря поступає у виробниче приміщення; необхідно здійснювати контроль за ГДК шкідливих речовин у приміщенні; застосовувати природну вентиляцію: організовану та неорганізовану.

Таблиця 5.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин для повітря атмосфери в робочій зоні монтажника

Назва речовини	ГДК, мг/м <sup>3</sup>		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

### 5.2.3 Виробниче освітлення

Раціональне освітлення – один з основних факторів створення сприятливих робочих умов праці. Недостатнє освітлення викликає передчасне стомлення працюючих, знижує продуктивність праці, може стати причиною нещасного випадку.

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормують мінімальну освітленість на найбільш темній ділянці робочої поверхні. Рівень аварійного освітлення складає 15% освітленості основної роботи. Приміщення забезпечене природним освітленням в денний проміжок часу, але вечері постає проблема в штучному освітленні. Характеристика зорових робіт – середньої точності. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [88] розряд зорової роботи IV, підрозряд «г». Нормовані значення освітленості наведені в таблиці 5. 3.

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 4,5 метра.

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Характер зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	г	середній	світлий	-	200	4	2,4

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

### 5.2.4 Виробничий шум

Під час монтажу системи опалення на будівництві джерелом шуму є будівельне обладнання, машини, механізми та переносний електроінструмент – 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 наслідки – дзвін у вухах, запаморочення, головний біль, підвищення втоми, зниження працездатності. 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.

При санітарно-гігієнічному нормуванні шуму використовують два методи: нормування за гранично допустимим спектром шуму; нормування рівня звуку за шкалою А шумоміра. За характером спектру шум – широкосмуговий з безперервним 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 ДСН 32.23-85 [89] і наведені в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – 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

Для зменшення рівня шуму до допустимого в цеху двигуни виконуються в металевому кожусі, а також виконують змащення, застосовують пластмасові деталі, використовують протишумні навушники, які закривають вушну раковину.

### 5.2.5 Психофізіологічні фактори

Психофізіологічні фактори визначаються відповідно до Гігієнічної класифікації праці [90]. Робота електромонтажника потребує значних фізичних зусиль за важкістю та напруженістю праці.

1. Клас умов праці за показниками важкості праці – допустимий (середньої важкості): загальні енергозатрати організму (кґ/м) – до 290; зовнішнє фізичнє динамічне навантаження, вираженє в одиницях механічної роботи за зміну, кґ/(Вт): при регіональному навантаженні (для чоловіків) – 13000; при загальному навантаженні ( за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – до 44000; маса вантажу, що постійно підіймається та переміщується вручну, кґ – до 30 кґ; стереотипні робочі рухи: при локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук)- до 40000; при регіональному навантаженні(участь рук та плечового суглоба) – до 20000; статичне навантаження (кґ/с): двома руками (чоловіки) – до 70000; за участю м'язів тулуба та ніг – до 100 000; робоча поза: періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) та/або фіксованій позі (неможливість зміни взаємного розташування різних частин тіла відносно одна одної) до 25% часу зміни; перебування у вимушеній позі до 10%, в позі «стоячи» – до 60% часу зміни; нахил тулуба: вимушені нахили протягом зміни – 51-100 разів; переміщення у просторі (переходи через виконання технологічного процесу) – по горизонталі більше 8, вертикалі – 4 км.

2. Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: зміст роботи – рішення простих альтернативних завдань згідно з інструкцією; сприймання інформації та їх оцінка – сприймання сигналів з наступним порівнянням фактичних значень параметрів з

їх номінальними значеннями. Заключна оцінка фактичних значень параметрів; розподіл функцій за ступенем складності завдання – обробка, контроль, перевірка завдання; характер виконуваної роботи – робота за встановленим графіком з можливим його коригуванням під час діяльності

Сенсорні навантаження: зосередження (%за зміну) – більше 75; щільність сигналів (звукові за 1 год) – більше 300; навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25.

Емоційне навантаження: ступінь відповідальності за результат своєї діяльності – є відповідальним за функціональну якість основної роботи; ступінь ризику для власного життя – вірогідний; ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших.

Режим праці: тривалість робочого дня – 8 год; змінність роботи – однозмінна (без нічної зміни).

### **5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи інтегральної системи діагностування розподільчих мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій**

Під стійкістю роботи інтегральної системи діагностування розподільчих мереж розуміють його здатність виконувати задані функції, що відповідають вимогам відповідних планів в умовах надзвичайних ситуацій, а також пристосованість засобів діагностування до відновлення їх роботи.

На основі вивчення факторів, які впливають на стійкість роботи інтегральної системи діагностування розподільчих мереж і оцінки стійкості елементів до дії уражаючих факторів стихійних лих та виробничих аварій, необхідно завчасно організувати і провести організаційні, інженерно-технічні й технологічні заходи для підвищення стійкості роботи. До загальних інженерно-технічних заходів можна віднести: розміщення пристрою в заглиблених приміщеннях, а також використання спеціальних захисних пристосувань, закріплення пристрою, застосування контрфорсів для підвищення стійкості



проти перекидання обладнання. Електричними двигунами комплектуються підприємства, станції, військові і стратегічні об'єкти. Тому на них можуть впливати іонізуючих випромінювання та електромагнітний імпульс і відповідно виводити з ладу стратегічні об'єкти, спецоб'єкти та об'єкти критичної інфраструктури.

У засобах інтегральної системи діагностування розподільчих мереж найбільш чутливими до дії іонізуючого випромінювання є мікропроцесорні регулятори струму і швидкості, а також мікросхеми. В результаті опромінення інтегральної системи діагностування розподільчих мереж в регуляторах змінюється струм і коефіцієнти підсилення; в конденсаторах понизиться напруга пробою і опір витoku, зміниться провідність і внутрішнє нагрівання. В ізоляційних і діелектричних матеріалах зміняться такі параметри: електрична провідність та діелектрична провідність.

Дія електромагнітного імпульсу може призвести до загоряння чутливих електричних та електронних елементів, а також до серйозних порушень в цифрових і контрольних пристроях. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи мікросхем, викликає коротке замикання. Саме тому є необхідність запобігання при дії цього фактору на електричне та електронне обладнання [91].

### **5.3.1 Дослідження стійкості роботи інтегральної системи діагностування розподільчих мереж в умовах дії іонізуючих випромінювань**

Визначаємо граничні значення дози опромінення  $D_{\text{грі}}$ , для елементної бази засобів інтегральної системи діагностування розподільчих мереж, при яких виникають незворотні зміни [91]. Отримані дані заносимо в таблицю 5.5.

Таблиця 5.5 – Граничні значення експозиційних доз елементів засобів діагностування

Блоки та елементи інтегральної системи діагностування	$D_{\text{Грі}}, P$	$D_{\text{Гр}}, P$
Мікросхеми типу ТТЛ, КМОП	$10^5$	$10^4$
Блок керування	$5 \times 10^5$	
Транзистори	$10^4$	
Діоди	$10^4$	
Конденсатори	$10^7$	
Резистори	$10^7$	

Проаналізувавши дані таблиці 5.5, визначили, що самим уразливим елементом інтегральної системи діагностування розподільчих мереж з мінімальною дозою  $D_{\text{Грі}} = 10^4 P$  є такі транзистори та діоди. Визначаємо можливу дозу опромінення за формулою:

$$D_{\text{м}} = \frac{2 \cdot P_1 (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_{\text{п}}})}{K_{\text{осл}}}, \quad (5.1)$$

де  $P_1$  – максимальне значення рівня радіації ( $P_1 = 6,76$  Р/год);

$t_k$  – час кінця опромінення ( $t_k = 131400$  год (5 років));

$t_{\text{п}}$  – час початку опромінення ( $t_{\text{п}} = 1$  год).

$K_{\text{осл}}$  – коефіцієнт послаблення радіації ( $K_{\text{осл}} = 2$ ).

$$D_{\text{м}} = \frac{2 \cdot 6,76 (\sqrt{131400} - \sqrt{1})}{2} = 2443,68 \text{ (Р)}.$$

Оскільки  $D_{\text{Грі}} > D_{\text{м}}$ , то дані засоби інтегральної системи діагностування розподільчих мереж стійкі до дії радіації. Визначимо допустимий час роботи РЕА в заданих умовах за формулою:

$$t_{\text{д}} = \frac{D_{\text{Гр}} \cdot K_{\text{осл}} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot P_1}, \quad (5.2)$$

$$t_{\text{д}} = \frac{10^4 \cdot 2 + 2 \cdot 6,76 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 6,76} = 1480,29 \text{ (год)}.$$

Отже, можливо доза опромінення елементної бази  $D_m = 2443,68 \text{ Р}$ , а допустима –  $10^4 \text{ Р}$ . Отже, засоби інтегральної системи діагностування розподільчих мереж є стійкою в умовах дії іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи засобів інтегральної системи діагностування розподільчих мереж в заданих умовах становить 1480 год., при рівні радіації 6,76 Р/год, це більше ніж час морального засобів діагностування.

### 5.3.2 Дослідження стійкості роботи інтегральної системи діагностування розподільчих мереж в умовах дії електромагнітного імпульсу

Визначимо горизонтальну складову напруженості електромагнітного поля:

$$E_z = 9,82 \cdot 10^3 \cdot 10^{-3} = 9,82 \text{ (В/м)}.$$

Визначаємо горизонтальну та вертикальну напругу наводки [91].

$$U_z = 9,82 \cdot 10^3 \cdot 0,5 = 4910 \text{ (В)}.$$

$$U_e = 9,82 \cdot 0,5 = 4,91 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення для різних блоків:

$$U_d = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N, \quad (5.3)$$

де  $N$  – відсоток допуску.

$$U_o = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 \text{ (В)},$$

$$U_o = 24 + \frac{24}{100} \cdot 5 = 25,2 \text{ (В)},$$

$$U_o = 306 + \frac{306}{100} \cdot 5 = 320,25 \text{ (В)}.$$

Визначаємо коефіцієнти безпеки для кожної ділянки:

Горизонтальної:

$$K\bar{\sigma}_{z1} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{4910} = -51,25 \text{ (дБ)},$$

$$K\bar{\sigma}_{z2} = 20 \cdot \lg \frac{25,2}{4910} = -45,23 \text{ (дБ)},$$

$$K\bar{b}_{\epsilon 3} = 20 \cdot \lg \frac{320,5}{4910} = -23,15 \text{ (дБ)}.$$

Вертикальної:

$$K\bar{b}_{\epsilon 1} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{4,91} = 8,75 \text{ (дБ)},$$

$$K\bar{b}_{\epsilon 2} = 20 \cdot \lg \frac{25,2}{4,91} = 14,77 \text{ (дБ)},$$

$$K\bar{b}_{\epsilon 3} = 20 \cdot \lg \frac{320,5}{4,91} = 36,85 \text{ (дБ)}.$$

Отримані дані заносимо в таблицю 5.6.

Границя стійкості інтегральної системи діагностування розподільчих мереж  $K\bar{b}_{\text{мін}} = -51,25$  дБ, а  $K\bar{b}_{\text{гр}} = 36,85$  дБ. Отже, засоби діагностування є нестійкими в умовах дії електромагнітного імпульсу. Дія підвищення стійкості необхідно використовувати пасивне екранування блоків РЕА.

Таблиця 5.6 – Значення коефіцієнтів безпеки засобів інтегральної системи діагностування розподільчих мереж

№	Найменування блоків	$K\bar{b}_{\text{г}}$ , дБ	$K\bar{b}_{\text{в}}$ , дБ	Результат дії
1	Блок живлення, 12 В	-51.25	8.75	Нестійкий
2	Блок управління, 24 В	-45.23	14.77	Нестійкий
3	Силові елементи, 305 В	-23.15	36.85	Нестійкі

Перехідне гасіння енергії електричного поля екраном для сталі:

$$A = 40 - K\bar{b}_{\text{мін}}, \quad (5.4)$$

Для БЖ:

$$A_1 = 40 + 51.25 = 91.25 \text{ (дБ)};$$

Для БУ:

$$A_2 = 40 + 45.23 = 85.23 \text{ (дБ)};$$

Для БСЕ:

$$A_3 = 40 + 23.15 = 63.15 \text{ (дБ)}.$$

Розрахуємо товщини захисних екранів:

$$t = \frac{A}{5.2 \cdot \sqrt{f}}, \quad (5.5)$$

де  $f$  - найбільш характерна частота, ( $f = 15$  кГц).

Для БЖ:

$$t_1 = \frac{91,25}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,98 \text{ (см)};$$

Для БУ:

$$t_2 = \frac{85,23}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,093 \text{ (см)};$$

Для БСЕ:

$$t_3 = \frac{63,25}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,087 \text{ (см)}.$$

Отже, при екрануванні блоку живлення та блоку керування з використанням екрану товщиною до 1 мм зі сталі, засоби інтегральної системи діагностування розподільчих мереж будуть стійкими в умовах дії електромагнітного імпульсу, при екрануванні силових елементів з використанням екрану товщиною 0,1 см, вони будуть стійкими в умовах дії електромагнітного імпульсу.

## ВИСНОВКИ

Наведені у магістерській кваліфікаційній роботі дослідження дали змогу зробити такі висновки щодо результатів роботи.

1. Інтегральна система діагностування створена шляхом діагностування та відновлення систем електропостачання на етапі експлуатації з метою підтримання встановленого рівня надійності, забезпечення всіх вимог безпеки та високої ефективності використання систем електропостачання за призначенням. Через інтегральну систему діагностування забезпечується динамічне керування технічним станом системи електропостачання для підвищення надійності і безпеки її експлуатації. Інтегральна система діагностування створена за новим принципом перевірок, коли передбачається процедура оцінки технічного стану системи електропостачання за сигналом неперервного контролю узагальнюючого діагностичного параметру, перевірки діагнозу більш точними методами періодичного контролю, пошуку місця несправності автоматизованими методами, перевірки попередньо визначених для даного циклу діагностування елементів СЕП за критерієм мінімуму витрат на експлуатацію і вибору стратегії ремонтно-обслуговуючих дій за результатами контролю параметрів технічного стану, наробітком на відмову та відмовами.

2. Керування технічним станом відображено моделлю у вигляді структурного інформаційного графа системи з стохастичними зворотними зв'язками. Побудову структурного інформаційного графа здійснено на основі узгодження взаємопов'язаних детермінованого та стохастичних аналізів, коли основним є детермінований підхід, а стохастичний – його розвитком. В основу детермінованого підходу покладено уявлення про інформаційну зміну сигналів системи керування, що визначають вихідний ефект функціонування СЕП. Стохастичний підхід будує модель зв'язку СЕП з ланцюгами керування. Ефективність системи оцінюється ймовірністю випадкового вихідного потоку

СЕП – коефіцієнтом готовності. Запропоновано метод визначення коефіцієнта готовності СЕП для інтегральної системи діагностування.

3. Запропоновано в якості узагальнюючого діагностичного параметра використовувати динамічну характеристику активного опору ізоляції СЕП відносно землі з метою виявлення несправностей ізоляції окремих її елементів неруйнуючими методами. Діагностична модель роботоздатності ізоляції СЕП побудована на основі комбінованого опису, коли одночасно використовується як непараметричне так і параметричне відтворення моделі СЕП. Спочатку визначалась перехідна характеристика – струм витікання через шунтуючий зв'язок і напруга дотику до корпусу заземленого обладнання. В якості обмежень вихідних характеристик використовувались параметри безпеки. Кількість станів обмежено випадками симетрії ізоляції окремих фаз і граничного стану несиметрії виходячи з умов електробезпеки. Умови роботоздатності і запас роботоздатності визначені у вигляді залежності гранично допустимого активного опору ізоляції мережі від її значення до моменту утворення шунтуючого зв'язку при заданих значеннях напруги та ємності мережі. Вибрана сукупність контрольованих показників, розроблені алгоритм, програмне забезпечення та отримані кількісні характеристики умов роботоздатності ізоляції мережі для СЕП 0,4, 6,0, 10, 20,35кВ.

4. Процес визначення технічного стану СЕП повинен передбачати комбінацію різних методів, в тому числі об'єктивних і суб'єктивних. Вдосконалена діагностична модель, яка описує процес визначення технічного стану СЕП суб'єктивними методами. За цілим рядом параметрів і ознак, що характеризують зовнішній вигляд, санітарний стан і т.п. оцінити технічний стан елементу або вузла взагалі може тільки оператор. В пошуку ряду дефектів, виявленні корозії, тріщин, забруднення, деформації, підгоряння і т.п. оператор значно переважає по швидкості і гнучкості дій технічні засоби діагностування. При цьому суб'єктивні методи потребують значно менших початкових витрат, ніж контроль з використанням технічних засобів. Разом з тим тільки технічні засоби діагностування можуть фіксувати процеси, які протікають з великою

швидкістю, вимірювати параметри стану з високою точністю, розпізнавати явища, що рідко виникають, в тому числі по посередніх ознаках, багаторазово із високою стабільністю фіксування значення параметру стану. Тому необхідно поєднувати можливості оператора і технічних засобів на основі чіткого техніко-економічного обґрунтування.

5. Застосовано метод неперервного контролю динамічної характеристики активного опору ізоляції мережі відносно землі, що ґрунтується на комбінованому принципі накладення на контрольовану мережу джерела постійного струму та використання струму перехідного процесу в колі попередньо зарядженого конденсатора. Оперативний сигнал формується за допомогою Т-подібного чотирьохполюсника, утвореного двома активними опорами та ємністю. Вхід його вмикається до джерела постійного струму, а вихід – паралельно ємнісному фільтру, що ввімкнений між первинною обмоткою трансформатора напруги і землею. Для перевірки діагнозу неперервного контролю ізоляції використано метод періодичного контролю ізоляції кожної фази. Метод ґрунтується на штучному зміщенні нейтралі фазних напруг мережі на середину лінійної напруги при випробуванні однієї з фаз. Це дає можливість виділити струм, що протікає через ізоляцію випробуваної фази, а параметри ізоляції кожної фази обчислювати за результатами вимірювання напруги на досліджуваній фазі, струму та кута зсуву між ними, тобто за класичним алгоритмом. Похибка від неспівпадання режимів випробування окремих фаз усувається, оскільки режим випробування третьої фази є дублюючим.



**СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ**

1. Надежность систем электроснабжения / В.В. Зорин, В.В. Тисленко, Ф. Клеппель, Г. Адлер - К.: Вища шк., головное изд-во, 1984. 192 с.
2. Прусс В.Л., Тисленко В.В. Повышение надежности электрических сетей. -Л.: Энергоатомиздат, Ленинградское отд-ние, 1989. 208 с.
3. Андриевский В.Н., Головань А.Т., Зеличенко А.С. Эксплуатация воздушных линий электропередачи. М.: Энергия, 1976. 616 с.
4. ГОСТ 27518-87. Диагностирование изделия. Общие требования. - Введ. 01.01.89.- М.: Изд-во стандартов, 1988. 6с.
5. Справочник по ремонту и техническому обслуживанию электрических сетей В.Д. Абрамов, В.В. Алексеев, А.И. Айзенфельд, И.Е. Бандуилов, И.Г. Барг, С.Е. Гайнер, В.М. Герасимов, В.И. Кравцов, Л.Е. Лазарева, Н.М. Наумов, А.И. Обрезков, В.М. Петухов, С.В. Полевой, Ю.Л. Семенчук, И.А. Серебrenиков, И.П. Сергеев, С.Л. Слядnev, М.Д. Столяров, М.Б. Френкель, Л.Г. Шабанова, Ю.П. Шонин, В.И. Эдельман / Под ред. К.М. Антипова, И.Е.Бандуилова. - М.: Энергоатомиздат, 1987. 560с.
6. Афанасьев Н.А., Юсипов Т.А. Система технического обслуживания и ремонт оборудования энергохозяйств промышленных предприятий (система ТОРЭО). - М.: Энергоатомиздат, 1989. 528 с.
7. Блюмберг В.А., Синягин Н.И. Основные принципы системы технического обслуживания и ремонта электрооборудования по техническому состоянию // Промышленная энергетика.- 1977. № 7. С. 22-25.
8. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. - М.: Энергия, 1986. 547 с.
9. Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем. - М.: Энергия, 1974. 175 с.
10. Электроснабжение угольных шахт / Волотковский С.А., Разумный Ю.Т., Пивняк Г.Г., Тесленко В.И., Шкрабец Ф.П., Белий М.М., Герасимович В.Н., Заика В.Т., Курьян А.И. М.:Недра, 1984. 376с.

11. Федосенко Р.Я., Мельников А.Я. Эксплуатационная надежность электросетей сельскохозяйственного назначения. - М.: Энергия, 1976. 320 с.
12. Барг И.Г., Валк Х.Я., Комаров Д.Т. Совершенствование обслуживания электросетей 0,4-20 кВ в сельской местности. - М.: Энергия, 1980. 240 с.
13. Барлоу Р., Прошан Ф. Математическая теория надежности. – М.: Сов. радио, 1969. 448 с.
14. Биллinton Р., Аллан Р. Оценка надежности электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1988. 297 с.
15. Гнеденко Б.В., Беляев Ю.К., Соловьев А.А. Математические методы в теории надежности. М.: Наука, 1965. 524 с.
16. Клемин А.И., Емильянов В.С., Морозов В.Б. Расчет надежности электроэнергетических установок. Марковская модель. М.: Энергоатомиздат, 1982. 206 с.
17. Кузнецов В.Г., Тугай В.А., Баженов В.А. Оптимизация режимов электрических сетей. Киев: Наук. думка, 1992. 216 с.
18. Шидловский А.К., Кузнецов В.Г. Повышение качества энергии в электрических сетях. – Киев: Наук. думка, 1985. 268 с.
19. Пампуро В.И. Структурный информационный метод анализа надежности машин: (Препр. / АН УССР.) Ин-т кибернетики;87-59. -Киев 1987. 22 с.
20. Пампуро В.И. Структурная информационная теория надежности систем. – Киев: Наук. Думка, 1992. 328 с.
21. Инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением до 1000 В. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1972. 92 с.
22. Шухгальтер М.Л. Экономика и организация ремонта оборудования в США. -М.: Прогресс, 1969. 282 с.
23. Смоляков Н.Н. Техническое обслуживание машин и оборудования зарубежными фирмами. - М.: Внешторгиздат, 1974. 176 с.
24. Morrow L.C. Maintenance engineering handbook, ed. New York,

1996 uai raq.

25. Проблемы экономики и организации машиностроения в США. - М.:Наука,1985. 192 с.
26. Шухгальтер М.Л. Организация вспомогательных работ в машиностроении США. - М.: НИИМАШ, 1979. -187 с.
27. Каннингхем К., Кокс В. Методы обеспечения ремонтпригодности: Пер. с англ. В.В. Оловенникова / Под ред. О.Ф. Пославского. - М.: Советское радио, 1978. 221 с.
28. Обзоры по межотраслевой тематике. Рациональные формы обслуживания и ремонта технологического оборудования, №15. - М.: ГОСИНТИ, 1972. 68с.
29. Кутин В. М. Кульматицкий О. И. Диагностирование электрических распределительных сетей, Кие. Техника, 1993, 160с.
30. Кутин В.М., Кобылянский А.В. Диагностика повреждения изоляции распределительных сетей выше 1000 В с изолированной нейтралью. // Промышленная энергетика. 1984. № 7. С. 11-14.
31. Кутін В, М, Контроль провідності ізоляції фази відносно землі в трифазних системах з ізольованою нейтраллю/В. М. Кутін, С. В, Матвієнко//Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах.2002.№2. С. 60-65.
32. Алексеев В.Г. Феррорезонанс в сетях 6-10 кВ/В.Г.Алексеев, М.Х. Зихерман//Электрические станции. 1979. №1. С.63-65.
33. Тареев Б.М. Физика диэлектрических материалов. - М.: Энергоиздат, 1982. 320 с.
34. Венцель Е.С. Теория вероятности. - 4-е изд. - М.: Наука, 1969. 576 с.
35. Кутин В.М., Кульматицкий О.И. Диагностирование электрических распределительных сетей. - К.: Техніка, 1993.160 с.
36. Карпов Е.А., Кутин В.М., Кобылянский А.В. Исследование сопротивления изоляции распределительных сетей 6 кВ / Деп. в ЦНТИ Информэнерго № 1447эн-Д84 // Оpubл. в библ. указ. ВИНТИ

"Депонированные научные работы". 1984. № 7. С.141.

37. Сканави Г.И. Физика диэлектриков (область сильных полей). - М.: Физматгиз, 1958. 907 с.
38. Пасынков В.В., Сорокин В.С. Материалы электронной техники: 2-е изд., перераб. и доп.. - М.: Высш. шк., 1986. 67 с.
39. Цапенко Е.Ф. Замыкания на землю в сетях 6-35 кВ. - М.: Энергоатомиздат, 1986. 120с.
40. Цапенко Е.Ф. Контроль изоляции в сетях до 1000 В. - М.: Энергия, 1972. 130с.
41. Пат. 1271824 ФРГ. Isolationsmeibeinrichtung fiirein unqeerdetes, in Betrieb befind liches Wechseloder Drestom netz / Schmidt G., Meger K.
42. Шулика Н.М., Сирота И.М., Богаченко А.Е. Контроль состояния изоляции электрических сетей: Препр. 632 ИЭД АН УССР. - Киев, 1990. 42 с.
43. Гладилин Л.В., Меньшов Б.Е. Прибор для исследования состояния изоляции электрических сетей низкого напряжения // Горный журнал. 1960. №5. С. 38-41.
44. Бородин Н.И. Область применения метода измерения сопротивления изоляции установок переменного тока без снятия рабочего напряжения // Изв. вузов. Горный журнал. 1963. № 9, С. 28-34.
45. А.с. 143915 СССР. Фазочувствительный измерительный прибор / Тер-Оганесян И.М. // Бюл. изобр: 1960. № 5.
46. Бессонов Е.А. Измерение сопротивление изоляции сетей, находящихся под рабочим напряжением. - В кн.: Электробезопасность на предприятиях горнодобывающей промышленности. - М.: Недра, 1965. С. 32-34.
47. Вишенчук И.М., Котюк А.Ф., Мизюк Л.Я. Электромеханические и электронные фазометры. - М.: Госэнергоиздат, 1962. 281 с.
48. Тонкошкур Л.С., Файнштейн Э.Г. К вопросу об измерении параметров изоляции шахтной низковольтной сети // Изв. вузов. Горный журнал. -1963. №5. С. 15-18.

49. Sahulka. Bestimmung des Isolationswiderstandes and der Kapazitate einzelner Leiter von Wechsetstsvomanlagen wohrend des Betriebes. Ets, 1907.

50. Гладилин Л.В. Анализ условий безопасности в подземных кабельных сетях // Электрооборудование подземных выработок угольных шахт. -М.: Углетехиздат, 1955. С. 43-46.

51. Кутін В.М., Вашковський В.В. Аналіз наявної системи діагностики електричних розподільних мереж і шляхи її вдосконалення. // Вісник Вінницького політехнічного інституту. 1999. № 4. С. 31 - 35.

52. Кутін В.М., Кутіна М. В. Метод визначення залежності між параметрами структури та діагностичними ознаками складних об'єктів. Вісник Кременчуцького державного політехнічного університет. МОН України. Кременчук. 2006. № 3(38), Ч2. С. 99 - 100.

53. Кутін В.М., Матвієнко С. В. Вісник Криворізького технічного університету. 2005. № 7. С. 123 - 128.

54. Щуцкий В.И., Орлихин А.П. Определение проводимости относительно земли шахтных сетей напряжением до 1000 В // Промышленная энергетика. -1969. №10. С. 48-50.

55. Кутин В.М. Определение проводимости изоляции фазы относительно земли в трехфазной сети с изолированной нейтралью // Изв. вузов. Энергетика. 1978. №2. С. 123-127.

56. Орнацкий П.П. Автоматические измерения и приборы. - Киев: Вища школа, 1986. 504 с.

57. Метрологічне забезпечення вимірювань і контролю. / Володарський Є.Т., Кухарчук В.В., Поджаренко В.О., Сердюк Г.Б. Навчальний посібник. – Вінниця: ВДТУ, 2001. 219с.

58. Фанин А.И. Состояние изоляции участковых электрических сетей, эксплуатирующихся с защитой от утечек типа УАКИ // Уголь Украины. 1969. №1. С.38-41.

59. Устройство для защиты сети переменного тока с изолированной

нейтралью от однофазного замыкания на землю: А.с. 877686 СССР. -МКИ Н 02 Н 3/16./ В.М. Кутин, Л.П. Любонько (СССР),-№2885112/24-07; Заявлено 19.02.80; Оpubл. 30.10.81, Бюл. №40. 4с.

60. Голоднов Ю.М. Контроль за состоянием трансформаторов Энергоатомиздат, 1988. 88 с.

61. Разработка, наладка и внедрение средств повышения надежности электроустановок на предприятиях ПЕО «Винницаэнерго».Отчет о НИР.Руководитель Кутин В.М. Винницкий политехнический ин т Винница,1984. 75с. Деп. в ВНТИ Центр №02840053831,№ гос.регистрации 80067796.

62. Нейман Л.Р. Теоретические основы электротехники/Л.Р.Нейман,К.С. Димерчан// М. Л.: Энергия,1976. 522с.

63.Тонкошкур Л.С., Кутин В.М. Контроль непрерывности заземляющей сети передвижных машин при открытых горных разработках. // Промышленная энергетика. 1976. №4. С. 41-4

64.Беляков Н.И. Исследование перенапряжений при дуговых замыканиях на землю в сетях с изолированной нейтралью. //Электричество. 1980 №5. С. 31-36.

65.Сирота И.М., Масляник В.В. Свободные емкостные токи замыкания на землю в электрических сетях с малыми токами замыкания на землю. // Электричество. 1977. № 3. С. 38-43.

66.Способ проверки механической прочности опорно-стержневых изоляторов, разъединителей и отделителей: А.с. 1631613 СССР. -МКИ Н 01 В 19/00, 3/00./ О.И Кульматицкий, В.М Кутин, Б.Я. Костюк (СССР), №4645556/07; Заявлено 06.02.89; Оpubл. 28.02.91, Бюл. №8. 5с.

67.Кутин В.М., Тонкошкур Л.С., Ликаренко А.Г. О целесообразности устройства местных заземлителей в условиях карьеров Кривбасса // Сб. Охрана труда и техника безопасности в горнорудной промышленности. М.: Недра. Вып. 1, 1975. С. 232.

68..Щуцкий В.И.,Глухарев Ю.Д. Исследование состояния изоляции подземных электрических сетей напряжением до 1000 В никелевых

рудников//Сб. научных трудов науч.-техн.конф.»Электробезопасность на предприятиях горнорудной промышленности» Кривой Рог, 1970. С.146-151.

69.. Кутин В.М., Тонкошкур Л.С., Ликаренко.Устройство заземляющей сети карьера //В кн.: Электробезопасность на горнорудных предприятиях. Сб. материалов респ. науч.-техн. конф. - Днепропетровск: 1974. С. 185-190.

70. Кутин В.М., Заїка Т. В. Захисне вимикання двопровідних мереж постійного струму. Вісник Вінницького політехнічного інституту – Вінниця 2003. №2. С. 64-67.

71. Лабзун М.П., Талаверія В. П., Кутін В. М. Діагностичні параметри теплових процесів в опорно-стрижневих ізоляторах при їх пошкодженнях. Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету ім. Михайла Остроградського, 2010. №3, Ч2, С. 124-129.

72.Самойлович И.С. К оценке переходных сопротивлений при однофазных замыканиях на землю //Проблемы технической электродинамики. 1972. Вып.37. С.55-60.

73Ларионов В.П.Техника высоких напряжений. Изоляция и перенапряжения в электрических системах/В.П. Ларионов ,В.В.Базуткин,Ю.С. Пинталь М.: Энергоатомиздат,1986. 464с.

74.Электрические изоляторы/Н.С.Н.С. Костюков,Н.В. Минаков.,В.А. Князев ..[и др.],\_М.: Энергоиздат ,1984. 286с.

75.Электрические системы и сети / Н.В.Буслова, В.Н.Винославский, Г.И.Денисенко, В.С.Перхач // Под ред.Г.И.Денисенко. К.: Вища школа. Головное изд во, 1986. 584 с.

76Абрамов В.Д.Эксплуатация изоляторов высокого напряжения /В,Д, Абрамов, М.В. Хомяков. М: Высшая шеола,1973. 528с.

77.Электрические изоляторы / Н.С.Костюков, Н.В.Минаков, В.А. Князев и др.; // Под ред. Н.С.Костюкова. М.: Энергоатомиздат, 1984. 296 с.

78. Нормы испытания электрооборудования. М.: Атомиздат,1978.304с.

79. Кутін В.М.,Вашковський В.В.Визначення роботоздатності ізоляції розподільної мережі змінного струму//Вісник Вінницького політехнічного

інституту 2000. №1. С.29-36.

80. Кутін В.М., Тонкошкур Л.С.Определение проводи мости изоляции и коэффициента ее асимметрии в трехфазной сети с изолированной нейтраллю//Промышленная энергетика,1972 №5. С.11-15

81. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014. [Чинний від 2014-05-30]. URL: [http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id\\_doc=58073](http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=58073).

82. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007. Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. [Чинний від 2007-12-01]. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

83. ДБН А.3.2-2-2009. ССБП. Охорона праці і промислова безпека у будівництві. Основні положення. [Чинний від 2009-01-27]. Вид. офіц. К. : Мінрегіонбуд України, 2009. 116 с.

84. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. [Чинний від 2017-04-01]. Вид. офіц. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

85. НПАОП 40.1-1.32-01. (ДНАОП 0.00-1.32-01). Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. [Чинний від 2002-01-01]. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

86. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Постанова МОЗ № 42 від 01.12.1999. [Чинний від 1999-12-01]. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

87. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. [Чинний від 2014-01-01]. Вид. офіц. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

88. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. [Чинний від 2019-03-01]. Вид. офіц. К. : Мінрегіонбуд України, 2018. 133 с.



89. ДСН 3.3.6.037-99. Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. Постанова МОЗ № 37 від 01.12.1999. [Чинний від 1999-12-01]. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

90. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. Постанова МОЗ № 39 від 01.12.1999. [Чинний від 1999-12-01]. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

91. Кодекс цивільного захисту України. К.: ВР України, 2012. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.

Додаток А  
(обов'язковий)

## **ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

ІНТЕГРАЛЬНА СИСТЕМА ДІАГНОСТУВАННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ  
МЕРЕЖ ЗМІННОГО СТРУМУ НАПРУГОЮ 6-10 КВ

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ЗАТВЕРДЖЕНО

В. о. зав. кафедри КЕМСК

к.т.н., доц.

 Микола МОШНОРИЗ

“\_20\_” \_вересня\_ 2022\_ р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

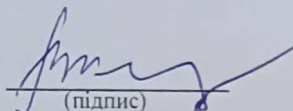
до магістерської кваліфікаційної роботи  
на тему:

**ІНТЕГРАЛЬНА СИСТЕМА ДІАГНОСТУВАННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ  
МЕРЕЖ ЗМІННОГО СТРУМУ НАПРУГОЮ 6-10 КВ**

08-16.МКР.005.01.22ТЗ

Науковий керівник:

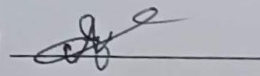
д.т.н., проф. Василь КУТІН

  
(підпис)

«\_20\_» \_вересня\_ 2022 р.

Виконавець: студент гр. ЕПА - 21м

Ярослав ПОЦЛУЙКО

  
(підпис)

«\_20\_» \_вересня\_ 2022 р.

Вінниця 2022 р.

## **1 Загальні відомості**

Повне найменування розробки «Інтегральна система діагностування розподільчих мереж змінного струму напругою 6-10 кВ».

Скорочене найменування розробки – «Інтегральна система діагностування розподільчих мереж змінного струму напругою 6-10 кВ».

Замовник – Кафедра комп'ютеризованих електромеханічних систем і комплексів.

## **2 Підстави для розробки**

Індивідуальне завдання та наказ ректора Вінницького національного технічного університету про затвердження тем дипломного проектування.

## **3. Мета і призначення МКР**

Вихідні дані для розробки магістерської роботи

а) *мета* – підвищення рівня надійності, безпеки і ефективності використання розподільчих мереж 6 -10 кВ, шляхом застосування інтегральної системи діагностування;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

в) вихідні дані для виконання МКР:

відомості про конструкцію та режими роботи розподільчих мереж змінного струму напругою 6-10 кВ; відомості про види пошкоджень РМ; відомості про систему технічного обслуговування та ремонту (СТОР) сучасні методи і засоби діагностування елементів систем електропостачання; основні техніко-економічні показники функціонування РМ.

## **4. Джерела розробки**

1 Методичні вказівки до оформлення дипломних проектів (робіт) у Вінницькому національному технічному університеті / Уклад. Г.Л. Лисенко, А.Г. Буда, Р.Р. Обертюх. – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 60 с,

2 Правила улаштування електроустановок. - 5-те вид., переробл. й доповн. - X .: Міненерговугілля України, 2014.

3 Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, О. Р. Пастух. – Київ. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2017. – 456 с. – Бібліогр. : с. 450-452. ISBN 978-966-622-862-1

4 Кутін В. М. Діагностика електрообладнання: навч. посібник/ В. М. Кутін, М. О. Ілюхін, М. В. Кутіна. Вінниця: ВНТУ, 2014. 161с.

5 Кутін В. М. Визначення умов роботоздатності розподільчих мереж/ В. М. Кутін С. В. Матвієнко, Вінниця; ВНТУ, 2015. 148с

### 5. Етапи і термін виконання роботи

Зміст етапу	Термін виконання	
	початок	кінець
4.1 Збір інформації, яка необхідна для дослідження		
4.2 Проведення дослідних розрахунків		
4.3 Розробка робочих креслень		
4.4 Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи		

### 6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, графічні і ілюстровані матеріали, анотація до МКР українською та іноземною мовою.

### 7. Порядок контролю виконання та захисту мкр

Робота приймається на проміжних контрольних перевірках, попередньому захисті та захисті в ДЕК.

### 8. Техніко-економічне обґрунтування

Дані про патентоспроможність

Не передбачається

### 9. Очікуваний економічний ефект

Вразі використання ІВС ІСД зростають коефіцієнт готовності на 1.1-1.2%, технічного використання на 1.2-1,45%, оперативної готовності на -1.1-1.15%, а коефіцієнт простою зменшується до 20%.

Додаток Б  
(обов'язковий)

**ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ  
(КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ**

ІНТЕГРАЛЬНА СИСТЕМА ДІАГНОСТУВАННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ  
МЕРЕЖ ЗМІННОГО СТРУМУ НАПРУГОЮ 6-10 КВ

## ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА АЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Інтегральна система діагностування розподільчих мереж змінного струму напругою 6-10 кВ

Тип роботи: \_\_\_\_\_ магістерська кваліфікаційна робота

Підрозділ: \_\_\_\_\_ кафедра КЕМСК, ФЕЕЕМ, гр. ЕПА-21м

Науковий керівник: \_\_\_\_\_ д.т.н., проф. Кутін В.М.  
(прізвище, ініціали, посада)

### Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність	80,7%
Схожість	19,3%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.

Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.

Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку \_\_\_\_\_

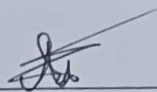
  
(підпис)

\_\_\_\_\_ Паянок О.А.

(прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

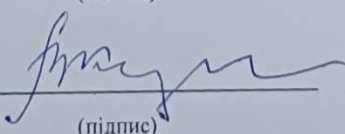
Автор роботи \_\_\_\_\_

  
(підпис)

\_\_\_\_\_ Поцілуйко Я.Л.

(прізвище, ініціали)

Керівник роботи \_\_\_\_\_

  
(підпис)

\_\_\_\_\_ Кутін В.М.

(прізвище, ініціали)

Додаток В  
(обов'язковий)

## **ІЛЮСТРАТИВНИЙ МАТЕРІАЛ**

ІНТЕГРАЛЬНА СИСТЕМА ДІАГНОСТУВАННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ  
МЕРЕЖ ЗМІННОГО СТРУМУ НАПРУГОЮ 6-10 КВ



**Актуальність теми.** Існуюча система технічного обслуговування РМ є регламентною і використовує систему діагностування, що періодично повторює діагностичні цикли, і таку, що накопичує приховані дефекти. Її методологія ґрунтується на класичній теорії надійності. Застосовується суто ймовірний підхід, а оцінки надійності достовірні в середньому для сукупності а не окремо взятої СЕП на детермінованих умовах Усереднення великої кількості різних умов експлуатації СЕП, так і впливаючих факторів, неминуче приводить до суттєвих методологічних похибок теорії оцінок і, як наслідок до великих допусків на оцінювання.

Оптимізувати взаємодію об'єктивного процесу зміни ТС РМ і суб'єктивного процесу технічної експлуатації можна шляхом виявлення прихованих дефектів на основі неперервного моніторингу та автоматизації процесу пошуку їх виникнення. Якщо моніторинг не може бути неперервним, то передбачається додаткова перевірка. Це потребує створення інтегральної (комбінованої) системи діагностування, яка за неперервним контролем визначного показника дозволяє визначити поточне значення ТС, порівняти його з потрібним і визначити керувальну дію та момент переходу в технічне обслуговування.

**Мета роботи.** Підвищення рівня надійності, безпеки і ефективності застосування розподільних мереж напругою 6-10 кВ шляхом застосування інтегрального методу діагностування.

**Об'єкт дослідження.** Низький рівень надійності, безпеки експлуатації і ефективності використання розподільних мереж через невідповідність між об'єктивним процесом зміни технічного стану і суб'єктивним процесом їх експлуатації.

**Предмет дослідження.** Інтегральна система діагностування розподільних мереж на основі алгоритмічного, сигнально –параметричного та фізичного методів діагностування і неперервного контролю роботоздатності за інтегральним показником.

#### **Задачі дослідження**

1. Аналіз об'єкта дослідження та систем технічного обслуговування розподільних мереж змінного струму напругою 6-10 кВ.

2. Теоретичне обґрунтування принципу побудови і прийняття рішень Інтегральної системи діагностування з метою забезпечення динамічного керування надійністю систем електропостачання

3. Теоретичне обґрунтування методів діагностування елементів і групи елементів розподільчих мереж з метою визначення технічного стану на ранній стадії розвитку пошкодження.

4. Практична реалізація комбінованої системи діагностування розподільних мереж змінного струму напругою 6-10 кВ.

5. Техніко-економічний ефект від застосування Інтегральної системи діагностування розподільчих мереж

## Аналіз причин пошкоджуваності РМ

Встановлено [1-3], що основними причинами пошкоджень повітряних мереж (ПМ) є зовнішні чинники: грозові перебиття ізоляції, перебиття ізоляції вітками дерев, ожеледь, навантаження від вітру, вібрація мереж, загоряння дерев'яних опор, послаблення механічної міцності, пошкодження опор та мереж автотранспортом та різними механізмами. Зовнішні збурюючі дії призводять до перебиття ізоляції, розриву ізоляторів, оплавлення механічних елементів, обриву провідників, послаблення їх механічної міцності під час вібрації та коливання в результаті розлому окремих провідників, пошкодження елементів, падіння опор разом з провідниками. Найбільш важкі наслідки викликає ожеледь. Порушення нормальної роботи ПМ пов'язане з такими факторами: неправильне використання електрообладнання, дефекти, які були допущені при виготовленні опор, ізоляторів, перевищення фактичних зовнішніх навантажень розрахункових значень, порушення правил монтажу та спорудження ПМ, недоліки існуючої системи обслуговування та інші. Для отримання кількісної характеристики пошкоджень елементів ПМ приведено статистичні дані причин пошкоджень повітряних РМ напругою 10 кВ, зібрані у ПАТ „АК Вінницяобленерго” за 2005р. Кількість пошкоджень за рік становила 1492. В залежності від причин виникнення вони розподілились таким чином:

Всього відключень	Відключення з пошкодженням ЛЕП																			
	Відключення без пошкодження ЛЕП з успішним АПВ і РПВ		Елементів ПЛ										Кабельних вставок							
			Всього		Опор		проводу		Ізоляції		Арматури кріплення		інше		кабелю		Муфти з'єднувальної, кінцевої		Інше	
	к-сть	%	к-сть	%	к-сть	%	к-сть	%	к-сть	%	к-сть	%	к-сть	%	к-сть	%	к-сть	%	к-сть	%
5461	3969	72,68	1492	27,32	122	8,18	414	27,75	552	<b>37,00</b>	130	8,71	154	10,32	35	2,35	66	4,42	19	1,27

Таблиця 1.1  
 Порівняльна характеристика відключень ПЛЕП 6-10 кВ через пошкодження обладнання в РМ ПАТ „АК Вінницяобленерго” за 2005р.  
 Як бачимо з таблиці 1.1 основна доля пошкоджень припадає саме на пошкодження ізоляції.

### СТРАТЕГІЇ ПРОВЕДЕННЯ РЕМОНТНО- ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДІЙ

В наявній системі ТО і Р в основному використовується стратегія відновлюваних дій після відмови та попереджувальна за напрацюванням [6,7]. Економічний показник відновлювальних робіт після відмови - рівень питомих втрат  $C'_п$  - визначається рівнем втрат від відмови елемента  $C_0$  і його середнім напрацюванням на відмову  $\bar{T}$

$$C'_п = \frac{C_0}{\bar{T}} = \frac{C_0}{\int_{T_{\min}}^{T_{\max}} T f(T) dT},$$

де  $T_{\min}, T_{\max}$  — мінімальний та максимальний час напрацювання на відмову;  $f(T)$  — щільність розподілу напрацювання

Якщо відсутні неперервні втрати від зміни параметра елемента, питомі втрати при застосуванні другої стратегії-за напрацюванням

$$C''_п = \frac{(C_0 - C_п) \cdot Q(T_p) + C_п}{\bar{R}}, \quad (1.1)$$

де  $C_п$  — втрати, пов'язані з попереджувальним відновленням елемент;  $R$ -середній використаний ресурс;  $T_p$ -час попереджувального відновлення

Із виразу (1.1) видно, що зменшуючи  $T_p$  можна знизити ймовірність відмови елемента, а збільшуючи  $T_p$  збільшити середній використаний ресурс. У випадку застосування стратегії за напрацюванням маємо два види втрат - відмови одних елементів і недовикористаний ресурс інших. Зменшити один вид втрат без одночасного збільшення іншого неможливо. Можна тільки мінімізувати сумарні питомі втрати .

Питомі витрати при здійсненні відновлювальних дій за контролем ТС визначимо як

$$C'''_п(U_D, T_K) = \frac{Q(U_D, T_K) C_0 + [1 - Q(U_D, T_K)] C_п + K_D(U_D, T_K) C_D}{\bar{T}_\phi(U_D, T_K)}, \quad (1.2)$$

де  $Q(U_D, T_K)$  — ймовірність того, що елемент пошкодиться і буде відновлений при вибраних  $U_D, T_K$ ;  $C_D$  — витрати на діагностування;  $K_D(U_D, T_K)$  — середня кількість перевірок параметра за термін служби елемента;  $\bar{T}_\phi(U_D, T_K)$  — середнє напрацювання елемента до відновлення за результатами контролю.

Із виразу (1.2) зрозуміло, що при використанні стратегії відновлення за контролем ТС з'являється можливість зменшити втрати і від відмов, і від недовикористаного ресурсу, причому тим більшою мірою, чим нижче рівень витрат на діагностування  $C_D$ .

## Аналіз існуючих методів контролю ізоляції

Назва методу	Недоліки	Переваги
Контроль напруги фаз мережі відносно землі чи напруги нульової послідовності	Відсутня кількісна оцінка параметрів ізоляції Не реагує на симетричне зниження опору ізоляції відносно землі Має різну чутливість до опору шунтуючого зв'язку в залежності від опору ізоляції	Простота реалізації
Накладання джерела постійного струму на контрольовану мережу	Не розрізняє симетричне зниження ізоляції і виникнення шунтувального зв'язку	Отримання кількісної оцінки
Накладання джерела струму пониженої частоти 1-25 Гц	Складність накладання сигналу на контрольовану мережу і виділення активної складової із повного струму	Отримання кількісної оцінки параметрів
Штучне зміщення нейтралі шляхом введення міжфазою і землею додаткової провідності	Придатні для періодичного контролю, складність практичної реалізації в мережах напругою 6-10 кВ Складність обчислення параметрів ізоляції	Висока точність результатів визначення параметрів ізоляції

# Функціональна схема інтегральної (комбінованої) системи діагностування 7

В даній системі метою керування є підтримка експлуатаційних показників РМ на заданому рівні протягом визначеного часу. Для СЕП в якості інтегральних експлуатаційних показників використовують

$$\alpha(t) = \{K_{\Gamma}, K_{\text{ПР}}, K_{\text{ТВ}}, K_{\text{ОГ}}\}, \quad (2.1)$$

де  $K_{\Gamma}$  – коефіцієнт готовності;

$K_{\text{ПР}}$  – коефіцієнт простою;

$K_{\text{ТВ}}$  – коефіцієнт технічного використання;

$K_{\text{ОГ}}$  – коефіцієнт оперативної готовності.

До числа параметрів зовнішнього середовища  $L(t)$  відносять масив довідкової бази СЕП та техніко-економічні показники, показники діяльності служби експлуатації та ремонту СЕП, характеристики та параметри енерго-ремонтної бази, персоналу, технічного оснащення оперативних та ремонтних бригад, обліку наявних матеріалів, запасних частин та комплектуючих пристроїв, дані про кліматичні умови експлуатації РМ та інші.

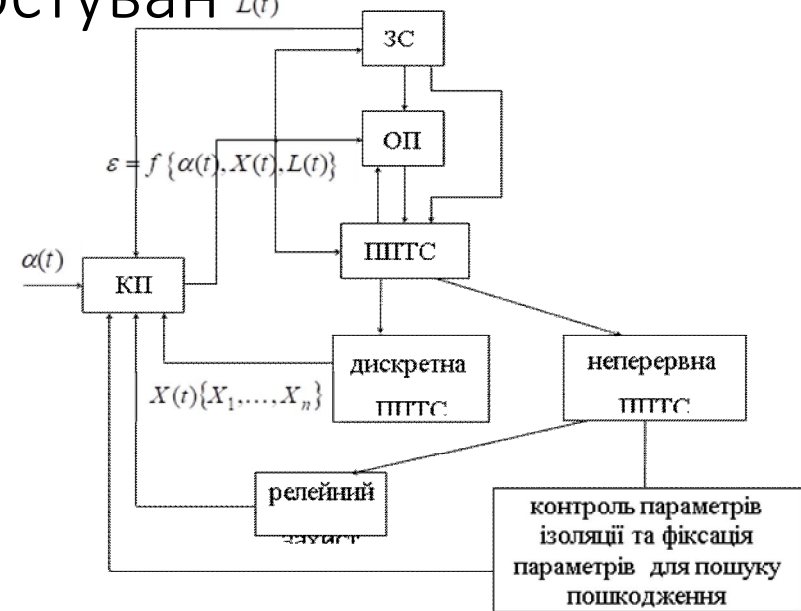


Рис. 2.1. Функціональна схема комбінованої діагностичної системи керування де ОП – об’єкт перевірки; ЗС – зовнішнє середовище; ПТТС – підсистема перевірки ТС об’єкту; КП – керуючий пристрій;  $\alpha(t)$  – задана мета керування;  $X(t)\{X_1, \dots, X_n\}$  – параметри перевірки ТС об’єкту;  $L(t)$  – параметри зовнішнього середовища;  $\varepsilon(t) = f\{\alpha(t), X(t), L(t)\}$  – керуюча дія.



Для визначення умов роботоздатності елементів СЕП використовувались діагностичні моделі типу **9**

$$\bar{Y} = A\bar{X}; \quad A = A_0 \Rightarrow Q, \quad (2.2)$$

де  $\bar{X}, \bar{Y}$  - вектори відповідно вхідної і вихідної величини;  $A, A_0$  – оператори, що характеризують працездатність системи та норму.

На стадії локалізування пошкоджень крім технічних засобів використовуються евристичні методи оцінки ТС.

Взаємодію оператора з об'єктом можна відобразити в такій послідовності. Оператор збирає інформацію в порядку зниження її надходження

$$v_{\gamma_1 \dots \gamma_{k-1}}^{(k)} = \frac{1}{t_k} \sum_{\gamma_k} P_{\gamma_1 \dots \gamma_{k-1}}(\gamma_k) \times \left[ \sum_y P_{\gamma_1 \dots \gamma_k}(y) \log_2 P_{\gamma_1 \dots \gamma_k}(y) - \sum_y P_{\gamma_1 \dots \gamma_{k-1}}(y) \log_2 P_{\gamma_1 \dots \gamma_{k-1}}(y) \right] \quad (2.3)$$

Накопичує цю інформацію у відповідності з рівнянням

$$P_{\gamma_1 \dots \gamma_k}(y) = \frac{P_{\gamma_1 \dots \gamma_{k-1}}(y) P_{y, \gamma_1 \dots \gamma_{k-1}}(\gamma_k)}{\sum_y P_{\gamma_1 \dots \gamma_{k-1}}(y) P_{y, \gamma_1 \dots \gamma_{k-1}}(\gamma_k)} \quad (2.4)$$

Використовує її для вибору дії у відповідності з виразом

$$P_{\gamma_1 \dots \gamma_k}(y=d) = 1 - \delta \quad (2.5)$$

де  $y$  – діагноз;  $k$  –  $k$ -ий за чергою сприйняття образ – носій діагностичної інформації;  $\gamma_k$  – результат порівняння  $k$ -го носія інформації з еталоном  $\gamma_k = 0$  – носій співпадає з еталоном;  $\gamma_k = 1$  – протилежний результат;  $t_k$  – час отримання оператором  $k$ -го носія інформації,  $P_{\gamma_1 \dots \gamma_{k-1}}(\gamma_k)$  - ймовірність сприйняття оператором  $k$ -го носія інформації;  $P_{\gamma_1 \dots \gamma_k}(y)$  - розподіл ймовірностей можливих діагнозів після сприйняття оператором  $k$ -носіїв інформації;  $P_{y, \gamma_1 \dots \gamma_{k-1}}(\gamma_k)$  - ймовірність, яка характеризує досвід оператора по вилученню інформації з  $k$ -го носія;  $\delta$  - міра ризику оператора у виборі діагнозу в разі нестачі інформації.



Проведемо аналіз інформаційних потоків.  $\theta_{\text{вих}} = \theta_{15} + \theta_{25} + \theta_{35}$ ;  $\theta_{15} = \theta_M \Omega_M = \theta_C \Omega_B \Omega_M$ , (2.9) 10  
 де  $\theta_C$  - сигнал системи (напруга джерела живлення мережі);  $\Omega_B, \Omega_M$  - відповідно працездатний стан вимикача і мережі.

Для інформаційної змінної  $\theta_\delta$  справедливе рівняння  $\theta_\delta (1 - \Omega_\delta \partial_{23} \partial_{31} \partial_{12}) = \bar{\Omega}_\delta \partial_{12} \theta_M$ , (2.10)

де  $\Omega_\delta$  - стан, коли зворотній стохастичний зв'язок 21 працює і настає подія передачі інформації про необхідність відновлення РМ;  $\bar{\Omega}_\delta$  - стан, коли зворотній стохастичний зв'язок 21 не працює;  $I$  - достовірна інформація.

Якщо виконуються умови:  $\bar{\Omega}_\delta \partial_{23} \partial_{31} = \emptyset$ ;  $\bar{\Omega}_\delta \partial_{12} = \emptyset$ ;  $\bar{\Omega}_\delta \partial_{12} + \bar{\Omega}_\delta \partial_{23} \partial_{31} = I$ , то вхідний потік інформації передається без втрат, а тому  $\theta_\delta = \bar{\Omega}_\delta \partial_{12} \theta_M$  (2.11)  $\theta_{II} = \theta_\delta \partial_{22'}$ ;  $\theta_{III} = \theta_{II} \partial_{2'4}$ ;  $\theta_{25} = \bar{\Omega}_p \partial_{45} \theta_{III}$ ,

(2.12), де  $\bar{\Omega}_p$  - стан, коли зворотний зв'язок 5-6-4 не працює; тоді  $\theta_{25} = \bar{\Omega}_\delta \bar{\Omega}_p \partial_{12} \partial_{22'} \partial_{2'4} \partial_{45} \theta_M$ ; (2.13)

Аналогічно в разі керування ТС за відмовами (спрацювання релейного захисту).  $\theta_{35} = \bar{\Omega}_3 \bar{\Omega}'_p \partial_{17} \partial_{77'} \partial_{7'9} \partial_{95} \theta_M$ , (2.14) де  $\Omega_3, \bar{\Omega}_3$  - стани, коли релейний захист відповідно працює і не працює;  $\Omega'_p, \bar{\Omega}'_p$  - стани, коли зворотний зв'язок 5-10-9 відповідно працює і не працює.

Враховуючи рівняння (2.9), (2.13), (2.14) отримаємо  $\theta_{\text{вих}} = \theta_C \Omega_B (\Omega_M + \bar{\Omega}_\delta \bar{\Omega}_p \partial_{12} \partial_{22'} \partial_{2'4} \partial_{45} + \bar{\Omega}_3 \bar{\Omega}'_p \partial_{17} \partial_{77'} \partial_{7'9} \partial_{95})$ , (15)

Виходячи із рівняння (2.15) ймовірність вихідного сигналу комплексу визначимо як

$$P(\theta_{\text{вих}}) = P(\theta_C) \cdot P(\Omega_B) \times$$

$$\times \left\{ P(\Omega_M) + \frac{P(\bar{\Omega}_\delta \partial_{12}) \cdot P(\partial_{22'}) \cdot P(\partial_{2'4}) \cdot P(\bar{\Omega}_p \partial_{45})}{[1 - P(\partial_{23} \partial_{31} / \Omega_\delta) \cdot P(\partial_{12})] \cdot [1 - P(\partial_{56} \partial_{64} / \Omega_p) \cdot P(\partial_{45})]} + \frac{P(\bar{\Omega}_3 \partial_{17}) \cdot P(\partial_{77'}) \cdot P(\partial_{7'9}) \cdot P(\partial_{95})}{[1 - P(\partial_{78} \partial_{81} / \Omega_3) \cdot P(\partial_{17})] \cdot [1 - P(\partial_{510} \partial_{109} / \Omega'_p) \cdot P(\partial_{95})]} \right\}$$

Застосування пуасонівських уявлень зумовлює виконання такої умови  $T^H \ll T^P$ , (2.47) яка 11 обов'язково виконується для РМ, де  $T^H$  – середній час перебування системи в нероботоздатному стані;  $T^P$  – в роботоздатному.

Враховуючи  $T_e = T^H + T^P$  та (2.47), можна вважати,  $T_e \gg M_e(T_e) \times \tau_c^{(N_{\text{Л}})}$ , тоді  $K_{\Gamma} = 1 - \frac{M_e(T_e) \tau_c^{(N_{\text{Л}})}}{T_e}$ .

Інтегральна система передбачає профілактичні заміни вузла з частково пошкодженим резервом і-го вузла, тому надалі будемо розрізняти контрольовані відмови, тобто такі, які можна усунути шляхом профілактичних заміни і неконтрольовані, на які реагує релейний захист. Враховуючи те, що в цих випадках система знаходиться в вимкненому стані,  $K_{\Gamma}$  по (2.45) може бути представлений рівнянням

$K_{\Gamma} = 1 - \frac{1}{T_e} \sum_{i=1}^{N_{\text{Л}}} \{M_3^i(T_e)M(t_{\text{К}}^i) + M_{\text{НК}}^i(T_e)M(t_{\text{НК}}^i)\},$	<p>де <math>M_3^i(T_e)</math> – середнє число профілактичних заміни і-го вузла;  <math>M_{\text{НК}}^i(T_e)</math> – середнє число повних відмов і-го вузла; <math>M(t_{\text{К}}^i)</math> – математичне очікування тривалості контрольованого простою і-го вузла; <math>M(t_{\text{НК}}^i)</math> – математичне очікування тривалості неконтрольованого простою і-го вузла.</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

В початковому нестационарному періоді експлуатації РМ, коли для середнього часу безвідмовної роботи елементів вузла виконується умова  $T_{\text{ср}} = \int_0^{\infty} t f_i(t) dt \gg T_e$ , а тому і

$M(T_e) = \sum_{i=1}^{N_{\text{Л}}} M^i(T_e) \ll N_{\text{Л}}$ , (2.48)  $M^i(T_e) \approx F^i(T_e)$ , (2.49) де  $F^i(t)$  – функція розподілу часу безвідмовної роботи, яка тотожно рівна ймовірності відмови і-го вузла.

Розповсюджуючи (2.49) на поняття “профілактична заміна” та “повна відмова” маємо

$$K_{\Gamma} = 1 - \frac{1}{T_e} \sum_{i=1}^{N_{\text{Л}}} \{F_3^i(T_e)M(t_{\text{К}}^i) + F_{\text{НК}}^i(T_e)M(t_{\text{НК}}^i)\}. \quad (2.50)$$

Із виразу (2.50) зрозуміло, що кожний вузол тепер може розраховувати не на випадкове число повних відмов і заміни, а лише на одне з цих явищ за  $T_e$ .

Оцінювання вихідних характеристик інтегральної (комбінованої) системи діагностування

Для практичних цілей вважають, що закони відмов, відновлень та контролю стаціонарні. Якщо вони мають інтенсивність  $\lambda, \mu, W$  а вузли вважати рівноцінними у відношенні ремонтоздатності та рівнонадійні, то  $K_{\Gamma}$  можна визначити як

$$K_{\Gamma} = 1 - \frac{N_{\text{Д}}}{T_e} K_1 (\lambda T_e)^{s+1} \left[ K_2 \left( \frac{\lambda}{W} \right)^{1-s} \frac{1}{W} + \frac{1}{\mu} \right], \quad (2.51)$$

де  $K_1, K_2$  – коефіцієнти пропорційності.

Коефіцієнт простою системи може бути визначений як

$$K_{\text{пр}} = 1 - K_{\Gamma} = \frac{1}{T_e} \sum_{i=1}^{N_{\text{Д}}} \{F_3^i(T_e)M(t_{\text{К}}^i) + F_{\text{НК}}^i(T_e)M(t_{\text{НК}}^i)\}. \quad (2.52)$$

Перейдемо до визначення коефіцієнта технічного використання. Коефіцієнт технічного використання РМ запишемо як

$$K_{\text{ТВ}} = \frac{T_c}{T_c + \tau_c + \eta_c}, \quad (2.53)$$

де  $\eta_c$  – середній час обслуговування системи.

Основне призначення інформаційно-вимірювальної підсистеми ІСД – виявляти ОЗЗ на ранній стадії його розвитку, що дозволяє: знизити кількість ОЗЗ, що переходять в стійкі відмови (к.з); визначити час переходу СТО в режим відновлення за результатами контролю параметрів ізоляції РМ та зменшити кількість відновлювальних дій по наробітку на відмову; підвищити безпеку експлуатації РМ.

Якщо враховувати тільки зниження кількості ОЗЗ, що переходить в стійкі відмови, то без застосування ІВП річний недовідпуск електроенергії по мережі 10 кВ:

$$\Delta W = PL\omega_{O33}^0(\tau_{O33} + p_{K3}\tau_{K3}), \quad (4.1)$$

де  $P$  - потужність споживачів, що підключені до мережі (кВт);  $\omega_{O33}^0$  - питома частота ОЗЗ  $(\text{рік} \cdot \text{км})^{-1}$ ;  $\tau_{O33}, \tau_{K3}$  - відповідно час пошуку ОЗЗ та к.з. (год);  $p_{K3}$  - ймовірність переходу ОЗЗ в стійкі відмови якщо час існування режиму  $t_{o.з.з.} \geq 4$  год.

Застосування ІВП дозволяє зменшити кількість відмов та час їх пошуку, і недовідпуску електроенергії, тобто:

$$\delta \Delta W = PL \frac{\omega_{O33}^0(\tau_{O33} + p_{K3}\tau_{K3}) - \xi \omega_{O33}^0 \tau_{O33}}{M_e}, \quad (4.2)$$

де  $M_e$  - коефіцієнт ефективності застосування оптимізованої стратегії пошуку ПКІ;  $\xi = 0,33$  – коефіцієнт, що враховує зменшення наслідків відновленні електропостачання по контролю в порівнянні з раптовими відмовами.

Для прикладу в МКР наведені розрахункові вирази визначення часу пошуку в базовому варіанті та з застосуванням оптимізованого алгоритму пошуку для даних РМ (рис. 4.1). Як видно із табл. 4.3, МКР коефіцієнт ефективності в даному випадку складає  $M_e = 1,568$ . ІВП доцільно застосовувати, коли:

$$B_n \delta \Delta W \geq B_{IVP}, \quad (4.3)$$

де  $B_{IVP}$  - витрати на виготовлення, обладнання та обслуговування ІВП;  $B_n$  - питомі витрати підвищення надійності: (грн/кВт·год)

Було розглянуто вплив інформаційно-вимірювальної підсистеми на коефіцієнти системи.

Розрахункові формули та результати обчислення для визначення часу відновлення і частоти відмов для базового варіанту із застосуванням інформаційно-вимірювальної підсистеми наведені в таблиці 4.3, МКР.

**Розрахунки показали, що в разі використання інформаційно-вимірювальної підсистеми зростають коефіцієнти: готовності – на 0,5-1,5%, технічного використання – на 1.0- 1,45%, оперативної готовності – на 0,7- 1,15%, а коефіцієнт простою зменшується на 10-20%.**

# ВИСНОВКИ

14

1. Динамічне керування ТС СЕП для підвищення надійності і безпеки її експлуатації, можна забезпечити на основі інтегральної системи діагностування (ІСД). Вона дозволяє отримати високі показники діагностування за рахунок нового принципу перевірок, коли передбачається процедура оцінки ТС СЕП за сигналом неперервного контролю узагальнюючого діагностичного параметру, перевірки діагнозу більш точними методами, пошуку місця несправності автоматизованими методами, перевірки попередньо визначених для даного циклу елементів СЕП по критерію мінімуму витрат та вибору стратегії ремонтно-обслуговуючих дій за результатами контролю параметрів технічного стану, наробітком на відмову та відмовами.

2. Процес керування технічним станом запропоновано відображати моделлю у вигляді структурного інформаційного графа системи з стохастичними зворотними зв'язками. Методологія його побудови базується на узгодженні взаємопов'язаних детермінованого і стохастичних аналізів, коли основним є детермінований підхід, а стохастичний його розвитком. В основу детермінованого підходу покладено уявлення про інформаційну змінну сигналів системи керування, що визначають вихідний ефект функціонування СЕП, тобто детермінований підхід враховує аналогові зв'язки. Стохастичний дозволяє побудувати модель зв'язку об'єкта з ланцюгами керування. Ефективність системи оцінюється ймовірністю випадкового вихідного потоку об'єкта – коефіцієнтом готовності.

3. На стадії неперервного та періодичного контролю узагальнюючих параметрів та параметрів окремих елементів в якості критерію оцінки ефективності діагностування доцільно використовувати вірогідність діагнозу; на стадії пошуку пошкоджень – мінімум недовідпустку електроенергії та часу пошуку; в цілому – середня величина витрат на визначення технічного стану, пошуку пошкоджень та локалізуванню пошкоджених елементів.


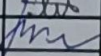



4. Підвищення інтенсивності контролю в ІСД перетворює регламентну систему ТОР в систему, для якої в значній мірі характерним є діагностування із змінними інтервалами циклів, тому з'являється можливість оптимізувати послідовність та об'єм перевірок ТС елементів в кожному циклі виходячи з мінімуму витрат. В ІСД змінюється і співвідношення між частотою неконтрольованих та контрольованих вимикань на користь останніх, що дозволяє покращити вихідні характеристики надійності. Запропоновано метод оптимізації послідовності і об'єму перевірок ТС елементів і метод визначення коефіцієнта готовності  $K_r$  СЕП, який базується на використанні пуассонівського потоку та розвинутий для резервованої системи з довільним характером відновлення та контролю.

Як показує аналіз, локалізування за один цикл невеликої кількості пошкоджень, за умови, що накопичення їх не збільшується, не приводить до значних витрат. В цьому випадку зменшується кількість непередбачених аварійних ремонтів, змінюється структура ремонтних робіт в бік профілактичних операцій і різкого скорочення великих за об'ємом поточних та капітальних ремонтів. Скорочується число передчасного виведення СЕП в плановий ремонт, тому ІСД є більш раціональною.

## Наукова новизна


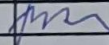
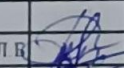


Вперше керування технічним станом відображено моделлю у вигляді структурного інформаційного графа системи з стохастичними зворотними зв'язками. Побудову структурного інформаційного графа здійснено на основі узгодження взаємопов'язаних детермінованого та стохастичних аналізів, коли основним є детермінований підхід, а стохастичний – його розвитком. В основу детермінованого підходу покладено уявлення про інформаційну зміну сигналів системи керування, що визначають вихідний ефект функціонування СЕП. Стохастичний підхід будує модель зв'язку СЕП з ланцюгами керування. Ефективність системи оцінюється ймовірністю випадкового вихідного потоку СЕП – коефіцієнтом готовності. Запропоновано метод визначення коефіцієнта готовності СЕП для комбінованої системи діагностування.

08-16.МКР.005.00.000

Зм.	Арк.	№ докумен.	Підпис	Дата	Літ.	Маса	Масштаб
Розробив		Пошлуйко Я.		15.11.22			
Перевірів		Кутін В. М.		17.11.22			
Т. контр							
Рецензент		Герешкевич Л. Б.		19.12.22	Аркуш	Аркушів	
Норм кон.		Паянок О. А.		13.11.22	гр. ЕПА-22м		
Затверд		Мошноріз М. М.		13.11.22			






Інтегральна система діагностування  
розподільчих мереж змінного струму  
напругою 6-10 кВ.  
Актуальність

08-16.МКР.005.00.000

Зм.	Арк.	№ докумен.	Підпис	Дата	Інтегральна система діагностування розподільчих мереж змінного струму напругою 6-10 кВ. Мета роботи. Предмет та об'єкт дослідження. Задачі дослідження.	Літ	Маса	Масштаб
Розробив:		Пошлуйко Я.		15.11.22				
Перевірів		Кутін В. М.		15.11.22				
Т. контр								
Рецензент		Терешкевич Л. В.		19.12.22				
Норм кон		Паянок О. А.		13.11.22				
Затверд		Мошноріз М. М.		13.11.22				
						Аркуш	Аркушів	
						гр. ЕПА-22м		



08-16.МКР.005.00.000


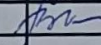



Зм.	Арк.	№ докумен.	Підпис	Дата	Літ	Маса	Масштаб
Розробив		Пошлуйко Я.		15.11.22			
Перевірів		Кутін В. М.		15.11.22			
Т. контр.							
Рецензент		Терешкевич Л. Б.		19.12.22	гр. ЕПА-22м		
Норм кон		Паянок О. А.		13.11.22			
Затверд		Мошноріз М. М.		13.11.22			

Інтегральна система діагностування  
розподільчих мереж змінного струму  
напругою 6-10 кВ.  
Аналіз причин пошкоджуваності РЕМ.


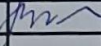
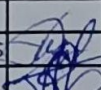
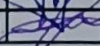

08-16.МКР.005.00.000

Зм.	Арк.	№ докумен.	Підпис	Дата	Інтегральна система діагностування розподільчих мереж змінного струму напругою 6-10 кВ. Стратегії проведення ремонтно-відновлювальних дій.	Літ.	Маса	Масштаб
Розробив:		Пошлуйко Я.		15.11.22				
Перевірів:		Кутін В. М.		15.11.22				
Т контр								
Рецензент		Терешкевич Л. В.		19.12.22				
Норм. кон.		Паянок О. А.		13.11.22				
Затверд.		Мошноріз М. М.		13.11.22				
						Аркуш	Аркушів	
						гр. ЕПА-22м		


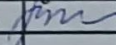
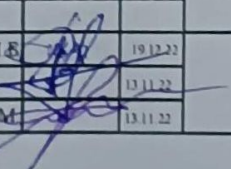
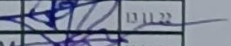
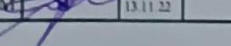
08-16.МКР.005.00.000

Зм.	Арк.	№ докумен.	Підпис	Дата	Інтегральна система діагностування розподільчих мереж змінного струму напругою 6-10 кВ. Аналіз існуючих методів контролю ізоляції.	Літ.	Маса	Масштаб
Розробив:		Пошлуйко Я.		15.11.22				
Перевірів		Кутін В. М.		15.11.22				
Т. контр.								
Рецензент		Терешкевич Л.Б.		19.12.21		Аркуш	Аркушів	
Норм. кон.		Паянок О. А.		13.11.22		гр. ЕПА-22м		
Затверд.		Мошноріз М. М.		13.11.22				

08-16.МКР.005.00.000

Зм.	Арк.	№ докумен.	Підпис	Дата	Інтегральна система діагностування розподільчих мереж змінного струму напругою 6-10 кВ. Функціональна схема інтегральної (комбінованої) системи діагностування.	Літ.	Маса	Масштаб
Розробив		Поцілуйко Я.		15.11.22				
Перевірив		Кутін В. М.		15.11.22				
Т. контр								
Рецензент		Терешкевич ЛБ		19.12.22				
Норм. кон.		Паянок О. А.		13.11.22				
Затверд		Мошноріз М. М.		13.11.22				
						Аркуш	Аркушів	
						гр. ЕПА-22м		

08-16.МКР.005.00.000


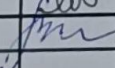
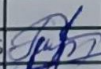

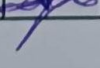
Зм.	Арк.	№ докумен.	Підпис	Дата	Інтегральна система діагностування розподільчих мереж змінного струму напругою 6-10 кВ. Структурно-інформаційний граф СЕП з ланцюгом керування.	Літ	Маса	Масштаб
Розробив.		Пошлуйко Я.		13.11.22				
Перевірив		Кутін В. М.		13.11.22				
Т. контр.						Аркуш	Аркушів	
Рецензент		Терешкевич Л. Б.		19.12.22		гр. ЕПА-22м		
Норм кон.		Паянок О. А.		13.11.22				
Затверд.		Мошноріз М. М.		13.11.22				

08-16.МКР.005.00.000


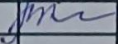
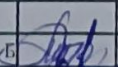

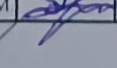
Зм.	Арк.	№ докумен.	Підпис	Дата	Інтегральна система діагностування розподільчих мереж змінного струму напругою 6-10 кВ. Структурно-інформаційний граф СЕП з ланцюгом керування.	Літ.	Маса	Масштаб
Розробив		Пошлуйко Я.	<i>Я. Пошлуйко</i>	15.11.22				
Перевірив		Кутін В. М.	<i>В. М. Кутін</i>	13.11.22				
Т контр								
Рецензент		Терешкевич Л.Б.	<i>Л.Б. Терешкевич</i>	19.12.22				
Норм кон.		Паянок О. А.	<i>О.А. Паянок</i>	13.11.22				
Затверд		Мошноріз М. М.	<i>М.М. Мошноріз</i>	13.11.22				
						Аркуш	Аркушів	
						гр. ЕПА-22м		



08-16.МКР.005.00.000


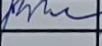



Зм.	Арк.	№ докумен.	Підпис	Дата	08-16.МКР.005.00.000			
Розробив		Пошлуйко Я.		15.11.22	Інтегральна система діагностування розподільчих мереж змінного струму напругою 6-10 кВ. Визначення ймовірності вихідного сигналу структурно-інформаційного графу.	Літ	Маса	Масштаб
Перевірив		Кутін В.М.		15.11.22				
Т. контр.						Аркуш	Аркушів	
Рецензент		Герешкевич Л. Б.		19.12.22	Інтегральна система діагностування розподільчих мереж змінного струму напругою 6-10 кВ. Визначення ймовірності вихідного сигналу структурно-інформаційного графу.	гр. ЕПА-22м		
Норм кон.		Паянок О. А.		13.11.22				
Затверд.		Мошноріз М. М.		13.11.22				

08-16.МКР.005.00.000

Зм.	Арк.	№ докумен.	Підпис	Дата	Інтегральна система діагностування розподільчих мереж змінного струму напругою 6-10 кВ. Оцінювання вихідних характеристик інтегральної (комбінованої) системи діагностування.	Літ.	Маса	Масштаб
Розробив		Поцілуйко Я.		15.11.22				
Перевіряв		Кутін В. М.		15.11.22				
Т. контр.								
Рецензент		Герешкевич Л. Б.		19.12.22				
Норм. кон.		Паянок О. А.		13.11.22				
Затверд.		Мошноріз М. М.		17.11.22				
						Аркуш	Аркушів	
						гр. ЕПА-22м		








08-16.МКР.005.00.000

Зм.	Арк.	№ докумен.	Підпис	Дата	Інтегральна система діагностування розподільчих мереж змінного струму напругою 6-10 кВ. Оцінювання вихідних характеристик інтегральної (комбінованої) системи діагностування.	Літ.	Маса	Масштаб
Розробив:		Пошлуко Я.		15.11.22				
Перевірив		Кутін В.М.		15.11.22				
Т. контр.								
Рецензент		Терешкевич ЛБ		19.12.22				
Норм. кон.		Паянок О. А.		15.11.22				
Затверд.		Мошноріз М. М.		13.11.22				
						гр. ЕПА-22м		

08-16.МКР.005.00.000

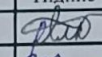
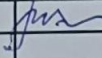
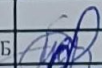


Зм.	Арк.	№ докумен.	Підпис	Дата	Інтегральна система діагностування розподільчих мереж змінного струму напругою 6-10 кВ. Економічний ефект від застосування ІСД	Літ.	Маса	Масштаб
Розробив		Пошлуйко Я.		15.11.22				
Перевірів		Кутін В.М.		15.11.22				
Т. контр.								
Рецензент		Терешкевич Л.Б.		19.12.22				
Норм кон.		Паянок О. А.		13.11.22				
Затверд		Мошноріз М. М.		13.11.22				
						Аркуш	Аркушів	
						гр. ЕПА-22м		

08-16.МКР.005.00.000

Зм.	Арк.	№ докумен.	Підпис	Дата	Літ.	Маса	Масштаб
Розробив:	Поцілуйко Я.			15.11.22			
Перевірів	Кутін В. М.			15.11.22			
Т. контр.							
Рецензент	Терешкевич Л. Б.			19.12.22	Аркуш		Аркушів
Норм кон.	Паянок О. А.			13.11.22	гр. ЕПА-22м		
Затверд	Мошноріз М. М.			13.11.22			

Інтегральна система діагностування  
розподільчих мереж змінного струму  
напругою 6-10 кВ.  
Висновки.

08-16.МКР.005.00.000

Зм.	Арк.	№ докумен.	Підпис	Дата	Інтегральна система діагностування розподільчих мереж змінного струму напругою 6-10 кВ. Наукова новизна.	Літ.	Маса	Масштаб
Розробив:		Поцілуйко Я.		15.11.22				
Перевірів		Кутін В.М.		15.11.22				
Т. контр.						Аркуш		Аркушів
Рецензент		Терешкевич Л.Б.		19.12.22		гр. ЕПА-22м		
Норм кон.		Паянок О. А.		15.11.22				
Затверд.		Мошноріз М. М.		19.12.22				