

□

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
другого (магістерського) рівня освіти

на тему:

**«ЗНИЖЕННЯ ЧАСУ АВАРІЙНИХ ВІДМИКАНЬ ШЛЯХОМ
ЗАСТОСУВАННЯ ЗАСОБІВ ТЕЛЕМЕХАНІКИ»**

Виконав: студент VI курсу

групи Ен – 62 спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

_____ Харпак В. О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник: _____ Левонюк В. Р.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент: _____ Кригуль Р. Є.
(підпис) (прізвище та ініціали)

ДУБЛЯНИ 2024

□

□

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) рівень
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)
к.т.н., доцент Левонюк В. Р.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

“ _____ ” _____ 202__ року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Харпаку Василю Олександровичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Зниження часу аварійних відмикань шляхом застосування засобів телемеханіки»

керівник роботи к.т.н., доцент Левонюк В. Р.
(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП № 616 / к - с від 12.09.2024 р.

2. Строк подання студентом роботи 6.12.2024 р.

3. Вихідні дані

технічна документація, науково-технічна і довідкова література

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):
Вступ

1. Методи та засоби визначення місць пошкоджень в електричних мережах

2. Аварійні відмикання та технологічні порушення

3. Розробка заходів для підвищення ефективності визначення місць пошкоджень ліній електропередач

4. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях

5. Техніко-економічне обґрунтування

Висновки

Перелік джерел посилання

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
4	Городецький І. М., к.т.н., доцент			

7. Дата видачі завдання 12.09.2024 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Виконання аналізу методів та засобів визначення місць пошкоджень в електричних мережах</i>	12.09.2024 – 30.09.2024	
2	<i>Аналіз статистичних даних аварійних відмикань та технологічних порушень</i>	1.10.2024 – 11.10.2024	
3	<i>Розробка заходів для підвищення ефективності визначення місць пошкоджень ліній електропередач</i>	14.10.2024 – 25.10.2024	
4	<i>Розробка логіко імітаційної моделі процесу виникнення травми при обслуговуванні лінії електропередач</i>	28.10.2024 – 8.11.2024	
5	<i>Здійснення техніко-економічної оцінки прийнятих рішень</i>	11.11.2024 – 22.11.2024	
6	<i>Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації</i>	25.11.2024 – 29.11.2024	
7	<i>Завершення роботи в цілому</i>	2.12.2024 – 6.12.2024	

Студент

Харнак В. О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

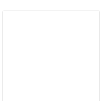
Левонюк В. Р.
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 621.989:5

Харпак В. О. «Зниження часу аварійних відмикань шляхом застосування засобів телемеханіки». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет природокористування, 2024 р. 62 с. текстової частини, 4 таблиць, 42 рисунки, 35 джерел.

У кваліфікаційній роботі розглянуто важливе питання зниження часу аварійних відмикань шляхом застосування засобів телемеханіки. Здійснено ґрунтовний аналіз методів пошуку місць пошкоджень ліній електропередач. Зокрема, здійснено класифікацію методів пошуку місць пошкодження, розкрито відносні та абсолютні методи пошуку. Проведено порівняльний аналіз технологічних порушень за період з 2019 по 2022 роки для Західного РЕМу ПрАТ «Львівобленерго». Запропоновано заходи покращання ефективності пошуку місць пошкодження ліній електропередач, зокрема пропонується встановлювати на вводах до трансформаторних підстанцій індикатори коротких замикань. Розглянуто питання охорони праці та захисту населення у надзвичайних ситуаціях. Зроблено техніко-економічні обґрунтування використання індикаторів коротких замикань.

ПОКРАЩАННЯ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, НАДІЙНІСТЬ, ІНДИКАТОР, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, РЕЖИМ РОБОТИ, ТЕЛЕМЕХАНІКА.



ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЬ ПОШКОДЖЕНЬ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	9
1.1 Загальні відомості про пошук місць пошкоджень в електричних мережах.....	9
1.2 Відносні методи пошуку пошкоджень.....	11
1.2.1 Імпульсний метод.....	12
1.2.2 Метод коливального розряду.....	13
1.2.3 Метод петлі.....	14
1.2.4 Ємнісний метод.....	15
1.3 Абсолютні методи пошуку пошкоджень.....	17
1.3.1 Індукційний метод.....	17
1.3.2 Акустичний метод	18
1.3.3 Метод накладної рамки.....	19
2 АВАРІЙНІ ВІДМИКАННЯ ТА ТЕХНОЛОГІЧНІ ПОРУШЕННЯ.....	20
2.1 Аналіз кількості аварійних та технологічних порушень.....	20
2.2 Аналіз недовідпуску електричної енергії та кількості відімкнених споживачів.....	23
3 РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЬ ПОШКОДЖЕНЬ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ.....	29
3.1 Застосування індикаторів короткого замикання.....	29
3.2 Види індикаторів короткого замикання.....	30
3.3 Телемеханізація сигналів індикаторів коротких замикань.....	33
3.4 Види каналів зв'язку телемеханічних систем.....	35
3.4.1 Застосування прямих дротів.....	35
3.4.2 Силові лінії зв'язку.....	36
3.4.3 Радіозв'язок.....	37
3.5 Застосування охоронної сигналізації у якості телесигналізації.....	38

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	42
4.1 Вплив режиму нейтралі мережі та опору ізоляції на умови безпеки..	42
4.2 Вплив ємності мережі на умови безпеки.....	47
4.3 Модель процесу виникнення та формування виробничих небезпек при обслуговуванні лінії електропередачі.....	49
4.4 Розробка заходів з питань безпеки у надзвичайних ситуаціях.....	53
4.4.1 Класифікація надзвичайних ситуацій за масштабом їх поширення	53
4.4.2 Класифікація надзвичайних ситуацій за швидкістю поширення небезпеки.....	54
4.4.3 Евакуаційні заходи.....	54
5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ.....	56
5.1 Опис аналізованого фрагмента мережі.....	56
5.2 Обчислення економічної доцільності.....	57
ВИСНОВКИ.....	59
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	60

ВСТУП

Повітряні та кабельні лінії електропередач 10 кВ є одними із найпоширеніших ліній електричних мереж. Тому, у таких лініях найчастіше відбуваються аварійні ситуації, незалежно від якості експлуатованого обладнання. Найчастішою причиною таких явищ є природні катаклізми та людські фактори [1].

Для задефектування пошкодженої лінії електропередачі, потрібно здійснювати вимірювання та перемикання практично на кожній підстанції у контурі, до якого входила лінія. Проведення таких робіт пояснюється неселективною дією захисту підстанцій зі сторони високої напруги. При проектуванні електропостачання мікрорайонів міста, основними комутаційними апаратами трансформаторних підстанцій, із високої сторони зазвичай виступають вимикачі навантаження. Ці пристрої здійснюють оперативні перемикання лише при струмах, які не перевищують номінальні. Відповідно, автоматичного відмикання, яке має відбутися при пошкодженні будь-якого елемента – не буде. Найближчими основними та резервними релейними захистами є захисти, які встановлені на розподільчих пунктах, де електрична енергія розподіляється між контурами трансформаторних підстанцій [2]. По при такі недоліки, ця система отримала вагоме техніко-економічне обґрунтування, оскільки обслуговування таких підстанцій є набагато дешевшим, ніж підстанцій із силовими вимикачами та релейним захистом, які є складнішими у реалізації. Однак у такій системі є й недоліки, усунення яких вимагає застосування особливих методик, а також великих затрат часу. Пошкодження кабелю у контурі підстанцій призводить до спрацювання захисту на розподільчому пункті, після чого відбувається відмикання усього контура підстанцій. Після цього пошкоджена ділянка електричної мережі послідовно детермінується із застосуванням сторонніх методів, які можуть зайняти значний час. Більш того, однофазні короткі замикання у мережах з ізолюваною нейтраллю не є серйозним пошкодженням, тому релейні захисти у цьому випадку спрацювують тільки на сигнал. Згідно інструкцій цей режим роботи є допустимим лише на

деякий час, відтак, у результаті пошук цього пошкодження буде займати набагато більше часу. У цьому випадку можуть бути використані різні методики, які мають бути прописані у виробничих інструкціях [3].

У кваліфікаційній роботі пропонується застосовувати індикатори короткого замикання, що дає змогу визначати пошкоджену ділянку електричної лінії за короткий проміжок часу. Особливе значення ці індикатори відіграють для споживачів третьої категорії, оскільки в переважній більшості першочоргово відмикають їх. У результаті використання індикаторів короткого замикання, аварійно-відновлювальні роботи займають менше часу і тим самим пришвидшується відновлення електропостачання споживачів.

Метою кваліфікаційної роботи є покращання надійності електропостачання споживачів електричної енергії та підвищення швидкості та якості аварійно-відновлювальних робіт шляхом застосування індикаторів коротких замикань.

Завдання, які вирішуються у роботі:

- ❖ аналіз відомих методів детермінування місць пошкоджень у мережах 10 кВ;
- ❖ аналіз технологічних порушень за період із 2009 по 2022 роки у Західному РЕМі ПрАТ «Львівобленерго»;
- ❖ розробка заходів щодо покращання ефективності пошуку місць коротких замикань у мережах 0,4 – 10 кВ;
- ❖ здійснення техніко-економічних обґрунтувань запропонованих рішень.

Об'єктом дослідження є розподільчі електричні мережі напругою 0,4 – 10 кВ.

Предметом дослідження є індикатори коротких замикань у кабельних та повітряних лініях електропередач.

Методи досліджень: методи статистичної обробки даних.

1 МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЬ ПОШКОДЖЕНЬ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

1.1 Загальні відомості про пошук місць пошкодження в електричних мережах

Нині для детермінування місць пошкодження повітряних та кабельних ліній електропередач розроблено велику кількість приладів, робота яких ґрунтується на різних фізичних принципах дії. При виборі приладу для конкретного завдання потрібно здійснити аналіз потенційних можливостей цих приладів [4]. Тому потрібно здійснити аналіз методів та засобів детермінування виду та місця аварії за деякими класифікаційними ознаками.

На рисунку 1.1 представлено класифікацію методів пошуку місць пошкодження.

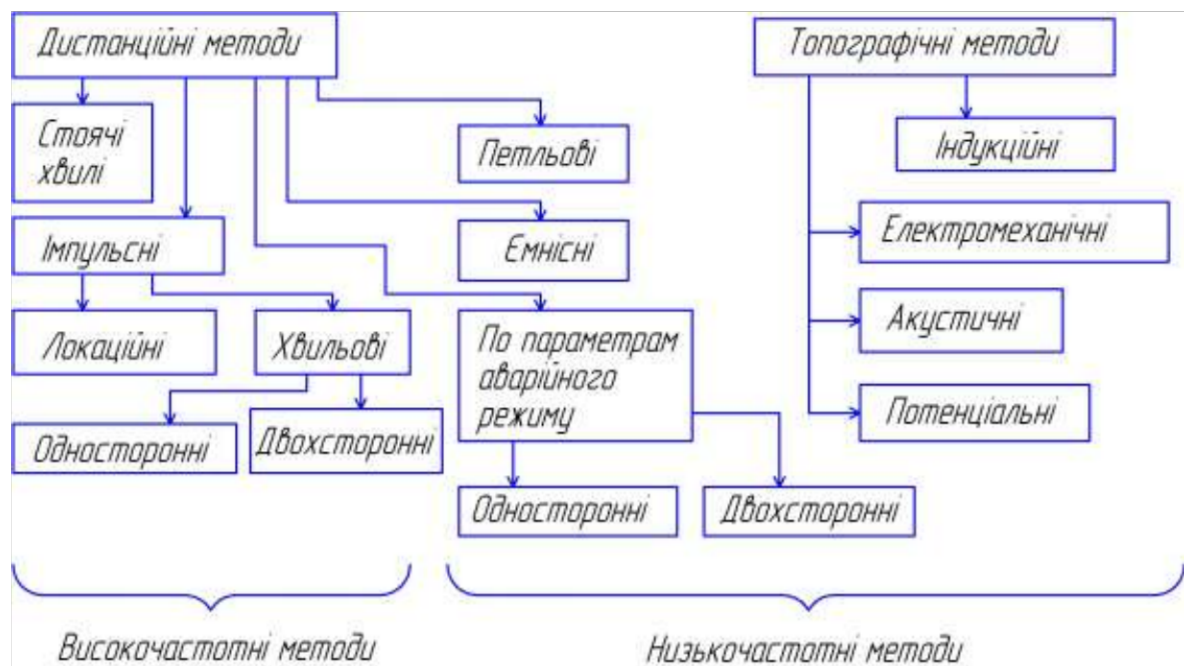


Рисунок 1.1 – Класифікація методів пошуку місць пошкодження [5]

Залежно від організації контролю аварійних режимів, методи пошуку місць пошкодження поділяються на дистанційні та топографічні.

У дистанційних методах використовуються фізичні принципи, які ґрунтуються на зміні параметрів фізичних величин на одному кінці лінії, які викликані аварійними режимами на цій ділянці лінії. Дистанційні методи по-

шуку місць пошкодження, також, класифікуються за моделями електричних кіл, які використовуються: кола з розподіленими параметрами та кола із зосередженими параметрами. Ці методи, відповідно, називаються високочастотними та низькочастотними. Низькочастотні методи використовують частоти від нуля до кількох кілогерців, а у якості моделі використовуються рівняння для контурів змінного струму, складені за законами Кірхгофа. Високочастотні – десятки кілогерців, у якості моделі використовують рівняння у частинних похідних, які на практиці часто замінюються спрощеними схемами заміщення.

Для забезпечення надійності електропостачання потрібно розв'язати такі завдання [6]:

- ❖ покращання ефективності пошуку та усунення місць пошкоджень електроустаткування;
- ❖ швидке оповіщення диспетчерського персоналу про несправності.

Проведення профілактичних вимірів, періодичних оглядів та випробувань не гарантує безвідмовної роботи електричних мереж. У практичній експлуатації завжди присутні випадкові пошкодження КЛ та ПЛ: обриви кабелів, багатофазні та однофазні замикання та інші пошкодження. Одним із важливих завдань експлуатації є швидке визначення місця пошкодження та проведення ремонтно-відновлювальних робіт. За великої протяжності та розгалуженості розподільчих мереж, зазначене завдання може ефективно вирішуватися лише за умови застосування спеціальних технічних засобів, які детермінують пошкоджену лінію та відстань до місця пошкодження.

Під час виникнення короткого замикання у лінії спрацьовує релейний захист цієї ділянки, чим ізолювавши місце пошкодження. Обладнання, яке відключилося, має бути оглянуте. У розподільчих мережах захист мереж середньої напруги передбачається лише у розподільчих пунктах (РП). Таким чином, вимикач, який відключився у РП, знеструмить весь контур заживлених від нього трансформаторних підстанцій [7].

Оперативний персонал, який прибуде на місце спрацювання релейного захисту, оглядає обладнання, яке було відімкнене та повідомляє безпосеред-

ньому керівнику необхідну для подальших дій інформацію. Якщо підключена трансформаторна підстанція одно трансформаторна та живильна лінія одна, то споживач залишається без електрики на весь період ліквідації аварії. При двопробієвій системі живлення, пошкоджену лінію, яка відключилася, можна зарезервувати, виконавши необхідні перемикання на трансформаторних підстанціях. Після цього потрібно здійснити резервування споживачів та забезпечити їх електричною енергією. Після того, як всі споживачі заживлені, здійснюється детермінування пошкодженої ділянки кабельної лінії. Перед цим повинні бути виконані усі необхідні технічні та організаційні заходи, які забезпечують безпеку цих робіт. Пошкоджена лінія детермінується спеціальними приладами, які вимірюють опір ізоляції (мегаомметр, показчик пошкодження кабеля). Вимірювання здійснюються на вибраній ТП, яка зазвичай знаходиться у середині контура, в обидві сторони. Вимірювання продовжуються до тих пір, поки пошкоджена ділянка не буде локалізована. Після цього може бути визначена доцільність зміни схеми електропостачання методом оперативних перемикань [8].

Цей метод дає змогу детермінувати пошкоджену лінію між підстанціями. Якщо контур підстанцій невеликий, то визначення так званої «зони» пошкодження може зайняти короткий час, але в ланцюжку із п'яти та більше підстанцій, потрібний час для цих робіт може затягнутися на години.

1.2 Відносні методи пошуку пошкоджень

Подальші роботи із пошуку місця короткого замикання вже здійснюються електротехнічною лабораторією. Для точного знаходження місця пошкодження кабельної лінії необхідна інформація про характер пошкодження. За характером виникнення, пошкодження у кабельних мережах можуть бути стійкими та нестійкими. Стійкими пошкодженнями є короткі замикання (КЗ), низькоомні витоки, а до нестійких пошкоджень відносяться пробіє ізоляції, які запливають вологою. Перш ніж визначати місце пошкодження, відшуку-

ється зона (ділянка кабельної лінії) із метою прискорення та підвищення точності роботи. Для цього використовуються як відносні так і абсолютні методи детермінування пошкодження кабельних ліній. Спочатку приладом при відносному методі, визначають зону знаходження пошкодження, а потім більш точними приладами, у зоні знаходження місця пошкодження, визначають точне місцезнаходження пошкодження [9].

До основних методів визначення зони пошкодження кабельних ліній є:

- ❖ імпульсний метод;
- ❖ метод коливального розряду;
- ❖ метод петлі;
- ❖ ємнісний метод.

1.2.1 Імпульсний метод. Імпульсний метод дає можливість визначати однофазні та багатофазні замикання, а також будь-які обриви струмопровідних жил. Суть методу полягає в уловлюванні відбитих імпульсів, які посиляються від імпульсного генератора, підключеного до кабельної лінії. До складу цієї установки входить блок управління, генератор імпульсів, приймач та графічний індикатор.

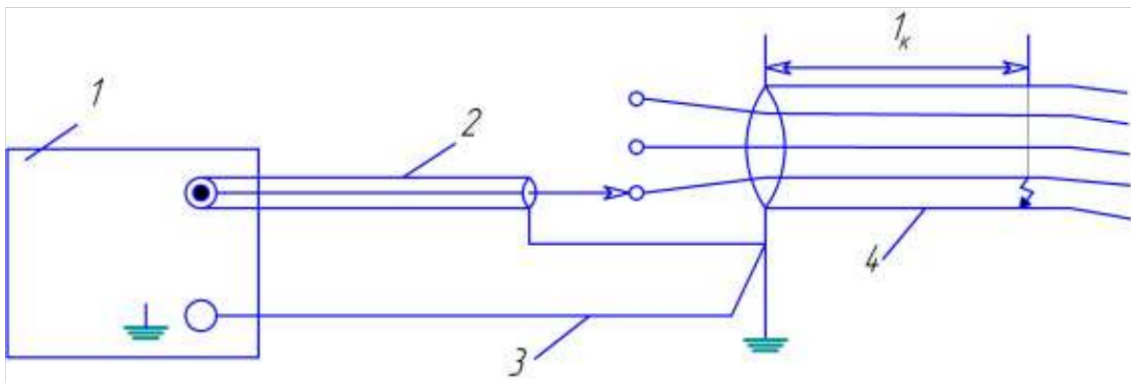


Рисунок 1.2 – Підключення імпульсного пристрою до КЛ [10]

У сучасних установках генерація імпульсів, прийом сигналів та індикація здійснюється одним пристроєм (рисунок 1.2) основними складовими частинами якого є 1 – прилад, який підключається, 2 – з'єднувальний кабель, 3 – захисне заземлення пристрою. Цифрою 4 на рисунку 1.2 позначено силовий кабель, на якому проводимуться роботи.

Отримана залежність на графічному індикаторі аналізується оператором та детермінується за нею наявність ушкодження та відстань до нього. Відстань до місця пошкодження визначається за допомогою часу та швидкості. Час проходження імпульсу необхідно розділити на два, оскільки цей час до місця ушкодження та назад до генератора імпульсів [11]:

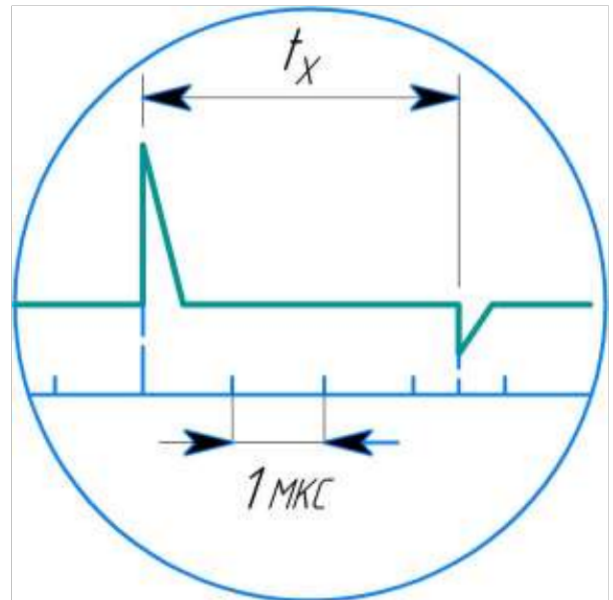


Рисунок 1.3 – Імпульси при КЗ

$$L_x = t_x \cdot \frac{v}{2}. \quad (1.1)$$

Відтак, імпульсний метод має такі переваги:

- ❖ відстань до місця пошкодження обчислюється безпосередньо на екрані;
- ❖ можливість вимірювання за будь-якого складного характеру пошкодження (за умови, що перехідний опір не перевищуватиме 200 Ом);
- ❖ зручність, простота та швидкість вимірювань.

1.2.2 Метод коливального розряду. Метод коливального розряду призначений для детермінування відстані до місця пошкодження у кабельних лініях, при пробоях, які запливають водою, коли у місці пошкодження відбуваються електричні розряди. Ці пошкодження мають характер «змінного» опору ізоляції. При запливаючому пробі кабелю поводить себе як непошкоджений, але при прикладанні до нього підвищеної напруги, відбувається пробій. Електронний сигнал, який посиляється при цьому (пробивна напруга), буде мати специфіку загасаючих коливань (рисунок 1.4). Вони виникатимуть один за одним та продовжуватимуться через різні часові відтинки. Метод коливального розряду ще називають хвильовим, оскільки протікають процеси у вигляді електромагнітних коливань, які характеризуються періодом поширення. За цією характеристикою можна визначити місце до пошкодженої ділянки.

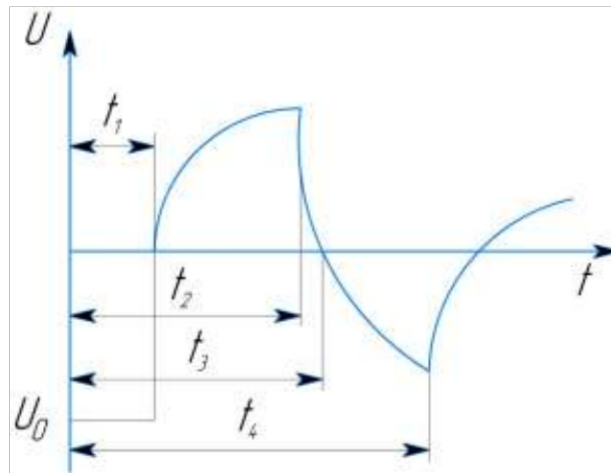


Рисунок 1.4 – Функціональна залежність напруги від часу при пробі кабеля

Вимірюючи період вільних коливань, визначають відстань до місця пошкодження кабеля за формулою [12]:

$$L_x = v \cdot \frac{T}{4}, \quad (1.2)$$

де v – швидкість поширення хвилі у кабельній лінії; T – період вільних коливань.

Перевагою цього методу є те, що він є найбільш ефективним методом пошуку місця пошкодження при пробоях у кабелі. Недоліками є: складність аналізу отриманих імпульсних характеристики, а також нестабільний процес при запливаючих пробоях через неможливість стабільного повторення хвилових процесів, що призводить до можливості появи похибок.

Метод коливального розряду дає змогу детермінувати складні (з великим опором) та нестійкі (запливаючі) місця пошкоджень кабельних ліній.

1.2.3 Метод петлі. Метод петлі або петльовий метод Муррея використовують для пошуку місця короткого замикання. При цьому обов'язковою умовою використання цього методу є наявність хоча б однієї непошкодженої жили кабеля. Принцип методу Муррея ґрунтується на використанні схеми одинарного мосту (рисунок 1.5).

Для того щоб схема працювала правильно потрібно пошкоджену та непошкоджену жили кабеля з'єднати перемичкою на одному кінці лінії. Перетин перемички при цьому не повинен бути більше перерізу жил кабелю, а всі з'єднання виконані дуже докладно та якісно.

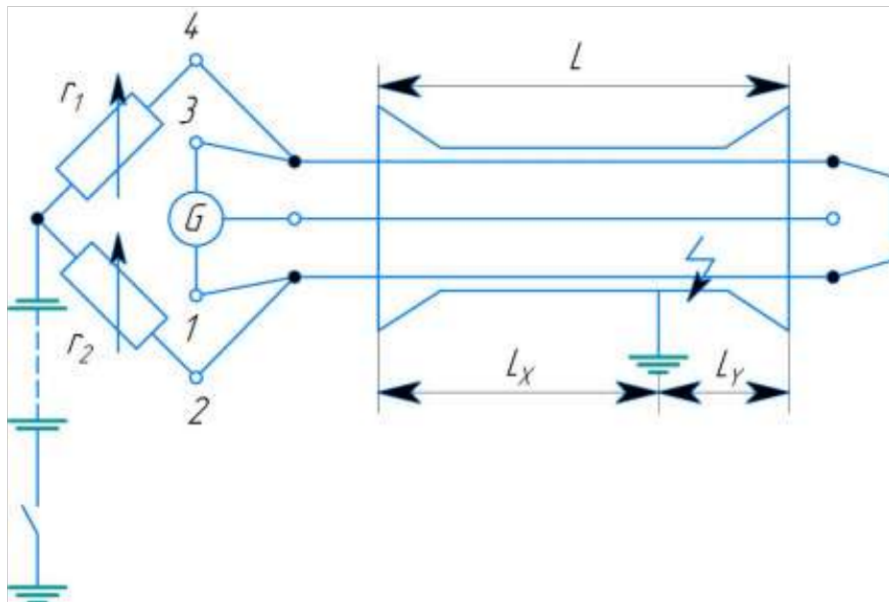


Рисунок 1.5 – Принципова схема вимірювального мосту постійного струму

Схема Муррея це чотириплечовий міст до складу якого входять гальванометр (G), джерело живлення, регульовані опори (r_1 та r_2) та перемичка. Регульовані опори підключено так, що r_1 є регульованим опором непошкодженої жили кабеля, а r_2 є регульованим опором пошкодженої жили кабеля. Гальванометр підключається до кінців кабеля в місці, де відбуваються вимірювання [13].

Опір ділянки кабелю R_x пропорційний довжині цієї ділянки L_x , тобто довжині пошкодженої жили від кінця, який вимірюється, до місця пошкодження. Відповідно, опір R_y пропорційний довжині $L - L_x$.

Відстані L та L_x можуть бути визначені із пропорції, оскільки довжини цих ділянок пропорційні їх опорам [14]:

$$L_x = \frac{2 \cdot L \cdot r_2}{r_1 + r_2}. \quad (1.3)$$

Якщо поміняти кінці проводів пристрою і його стрілка відхилиться, це говорить про те, що коротке замикання знаходиться на початку лінії.

1.2.4 Ємнісний метод. Ємнісний метод слугує для визначення зони пошкодження кабельних ліній. До цих видів пошкодження, які можуть бути детерміновані цим методом відносяться обриви однієї або кількох жил кабеля. Найчас-

тіше такі пошкодження виникають у з'єднувальних муфтах. Як і у вище викладених методах тут детермінується відстань від вимірюваного кінця лінії до місця пошкодження. Ґрунтується цей метод на зміні ємності між кабельними жилами та оболонкою кабеля, яка має бути заземлена. Ємність кабеля залежить від його довжини. Експериментальна установка може являти собою спеціальний міст на змінному струмі, а також баластний гальванометр на постійному струмі. На рисунку 1.6 представлено мостову схему для ємнісного методу [15].

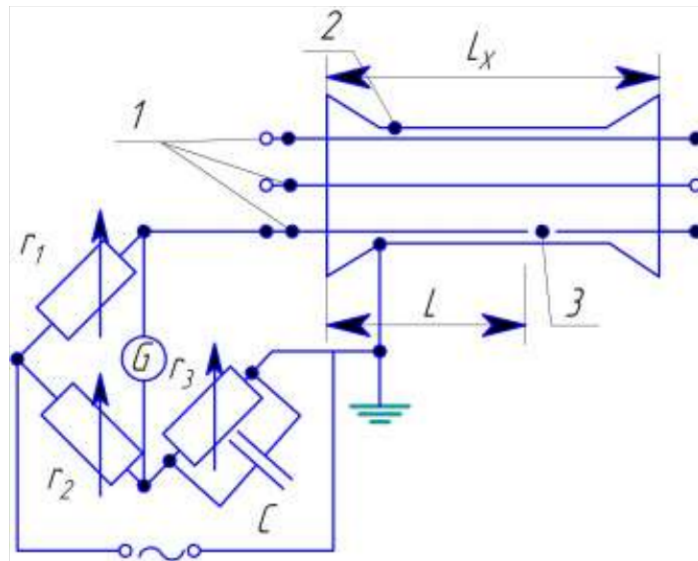


Рисунок 1.6 – Мостова схема для ємнісного методу

Плечі моста утворюють регульовані опори r_1 , r_2 , r_3 та еталонну ємність, які входять до складу схеми. До однієї діагоналі моста підводиться змінна напруга підвищеної частоти, найчастіше звукова, значення якої коливається у межах 1000 Гц. До іншої діагоналі підключається телефон, або підсилювач, який працює на змінному струмі зі стрілковим індикатором. Опір r_1 та r_2 регулюють так, щоб еталонна ємність та опір r_3 були тотожно рівні. Тобто, у результаті, падіння напруги на опорах r_1 та r_2 повинні бути практично рівні за величиною та фазою. Ємність вимірювальної жили, у якій сталося ушкодження визначається за формулою [16]:

$$C_x = C_c \frac{r_1}{r_2}. \quad (1.4)$$

Оскільки довжина кабеля пропорційна його ємності, то відстань до пошкодженої ділянки знаходиться за співвідношенням [17]:

$$L = L_x \frac{C_\epsilon}{C_x}. \quad (1.5)$$

Цей метод займає досить тривалий час під час проведення вимірювань та має значні похибки під час вимірювань.

1.3 Абсолютні методи пошуку пошкоджень

Абсолютні методи детермінування пошкоджень у кабелях називають ще топографічними. У ході їх застосування місце пошкодження може бути визначено та вказано як на карті, так і безпосередньо над кабелем. У міських умовах популярні саме абсолютні методи, оскільки відстань між підстанціями є відносно невелика і межі застосування цих методів відповідають цим вимогам. Також, вони точні та наочніші, що є визначальним фактором. До абсолютних методів належать [18]:

- ❖ індукційний;
- ❖ акустичний;
- ❖ метод накладної рамки.

1.3.1 Індукційний метод. Ґрунтується цей метод на реєстрації сигналів, які наводяться електромагнітним полем. Схема підключення представлена на рисунку 1.7.

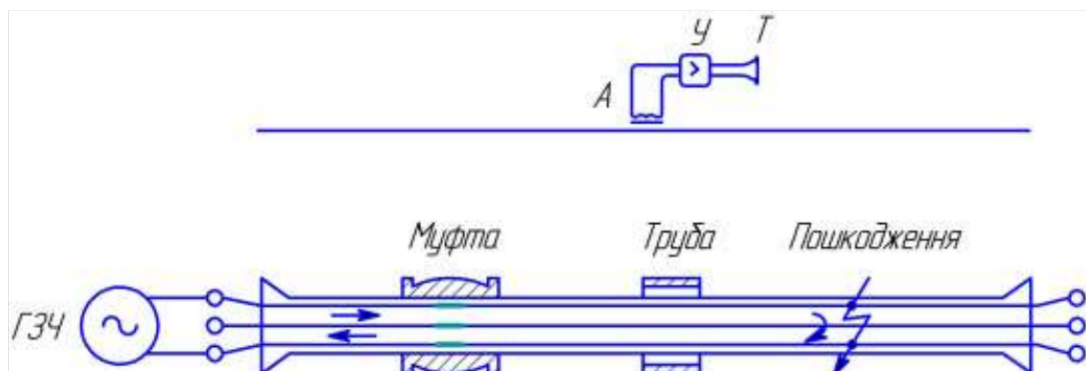


Рисунок 1.7 – Схема підключення генератора частоти до кабеля

Важливою умовою застосування цього методу є явно виражені міжфазні короткі замикання. До них відносяться як двофазні, так і трифазні КЗ, пе-

рехідний опір між жилами не повинен перевищувати 10 Ом. Генератор звукової частоти (ГЗЧ) підключається до пошкоджених жил кабельної лінії. Кінці кабельних жил на іншій стороні повинні бути ізольовані один від одного та розведені у сторони. Струм від генератора подається з частотою до 1200 Гц при напрузі 100 – 200 В. При його проходженні з однієї жили до іншої відбувається збільшення магнітного поля. Електромагнітні сигнали, які проходять через кабель, наводяться індукційною рамкою у підсилювач та телефон. Оператор, який здійснює пошук, проходить вздовж кабельної траси та прослуховує її. Місце пошкодження визначається за типом звуку – посилюється при наближенні до нього та зменшується при віддаленні.

Індукційний метод має такі переваги:

- ❖ можна визначити запливаючий пробій;
- ❖ кабель не пропалюється і визначення пошкодження можна поєднувати з випробуванням КЛ підвищеною напругою.

1.3.2 Акустичний метод. Основою цього методу є створення іскрових високовольтних розрядів у місці пошкодження, що спричиняє звукові коливання. Цей метод є оптимальним, оскільки види ушкоджень, які можна виявити дуже різні. Для правильного створення електричного розряду, потрібно, щоб перехідний опір у місці замикання був більше 40 Ом та був необхідний іскровий проміжок. Тому, пошкодження має бути явно вираженим. Створенню цієї умови передують роботи з пропалювання кабелю спеціальною установкою постійного струму. При проведенні робіт із відшукування до пошкодженої жили підводиться випробувальна напруга. Схему заміщення досліджуваної установки представлено на рисунку 1.8.

Імпульсні розряди створюються за допомогою конденсаторів, у яких накопичується заряд від випрямляча. Коли напруга досягає свого пробивного значення, весь заряд, який накопичився, витрачається і в місці пошкодження відбувається пробій, що супроводжується звуковою хвилею. Приймачем цього сигналу можуть бути як п'езодатчики, так і електромагнітна система, яка

здійснює перетворення механічних збурень в електричний сигнал. Оператор визначає місце пошкодження найбільш вираженого сигналу [19].

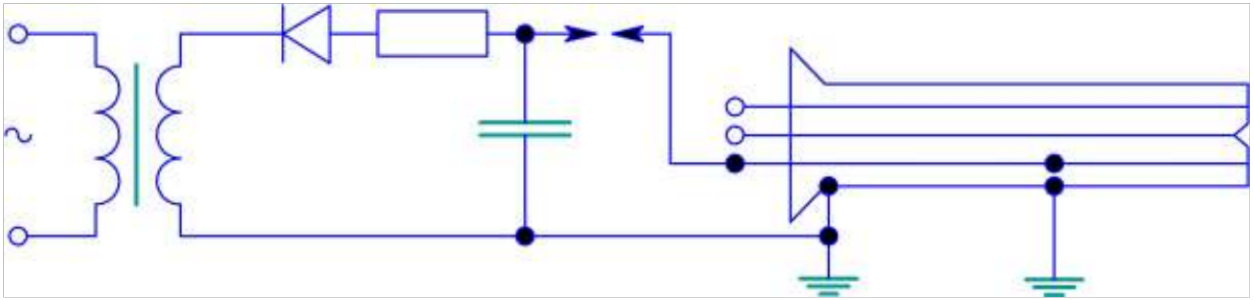


Рисунок 1.8 – Схема заміщення досліджуваної установки

Акустичний метод є одним із основних методів, який застосовують на практиці. До його переваг відносяться:

- ❖ простота виконання.
- ❖ ефективність знаходження місць пошкодження.

1.3.3 Метод накладної рамки. За допомогою цього методу можна визначити короткі відстані до місця однофазного короткого замикання. Принцип дії аналогічний до індукційного – до пошкодженої жили приєднують генератор звукової частоти, а оператор за допомогою приймача виконує реєстрацію сигналів. Тільки у цьому випадку приймачем є індукційна рамка. Важливою умовою визначення місця пошкодження цим методом є знаходження кабелю у відкритому просторі, оскільки перехідний опір у місці замикання має бути невеликим. У ході роботи, оператор, проходячи вздовж кабельної траси, прослуховує сигнали, які надходять з рамки. При обертанні рамки навколо осі кабелю виникає два сильні та два слабкі характерні сигнали. Ця ознака вказує на те, що рамка знаходиться над місцем пошкодження. Це пояснюється тим, що магнітне поле характеризується струмом, який протікає від жили до броні. При знаходженні рамки за місцем пошкодження зміни звукових сигналів спостерігатися не будуть, оскільки поле характеризуватиметься лише струмом, який протікає кабельною оболонкою.

2 АВАРІЙНІ ВІДМИКАННЯ ТА ТЕХНОЛОГІЧНІ ПОРУШЕННЯ

2.1 Аналіз кількості аварійних та технологічних порушень

Статистичні дані, які буде проаналізовано нижче, відносяться до укрупненого Західного району електричних мереж ПрАТ «Львіволенерго». Будемо аналізувати дані за 2019 – 2022 роки, оскільки за цей період інформація є доступною у звітах ПрАТ «Львіволенерго», які розміщені у відкритому доступі [20]. Починаючи з 2023 року, у зв'язку із воєнними діями та зацікавленн ворога в електроенергетичній системі України, дані є відсутні.

У таблиці 2.1 представлено інформацію про аварії у Західному РЕМі ПрАТ «Львівобленерго».

Таблиця 2.1 – Дані про технологічні порушення та аварійні ситуації

Рік	Кількість порушень						Сумарний недовідпуск енергії, кВт год	Загальний час перерв в електропостачанні, год	Максимальний час перерв в електропостачанні, год
	ТП	КЛ-0,4 кВ	КЛ-10 кВ	ПЛ-0,4 кВ	ПЛ-10 кВ	Загалом			
2019	24	4	14	50	51	143	77258	206	19,3
2020	17	9	39	10	41	106	90288	231	14,2
2021	4	5	16	16	19	60	28494	105	8,4
2022	20	9	21	14	19	83	49215	153	8,6

На основі наявних даних здійснимо аналіз технологічних порушень, які відбувалися за зазначений період.

На рисунку 2.1 представлено гістограму сукупності технологічних порушень за ділянками мережі, у яких ці порушення виникали. Бачимо, що найбільша кількість порушень виникала у 2019 та 2020 роках на повітряних лініях електропередач. Це пов'язано із легким доступом зовнішніх факторів до цих ліній. Наступними за порядком ідуть кабельні лінії 10 кВ, у яких порушення режимів пов'язані із пробоями ізоляції кабелів. Кабельні лінії 0,4 кВ мають найменшу кількість порушень, які знаходяться в межах 4 – 9 випадків на рік. Окремо варто відзначити аварійні випадки на трансформаторних підстанціях, які становлять в середньому 20 випадків на рік.

На рисунку 2.2 представлено кругову діаграму процентного співвідношення кількості аварійних випадків до їх загальної кількості.

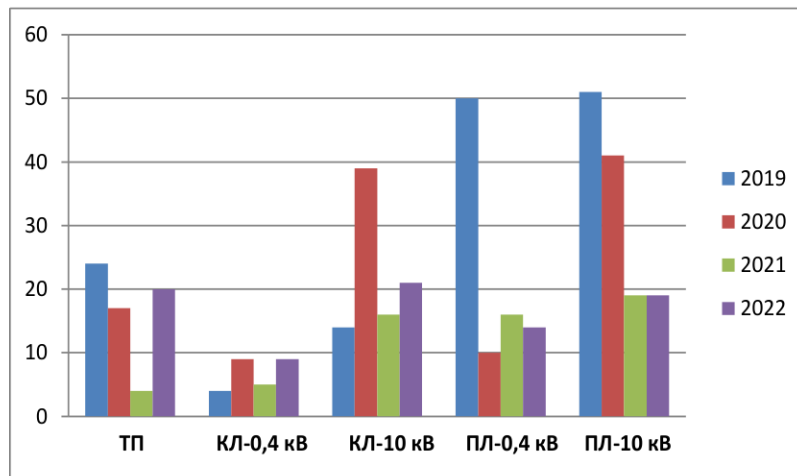


Рисунок 2.1 – Гістограма виникнення аварійних та технологічних порушень

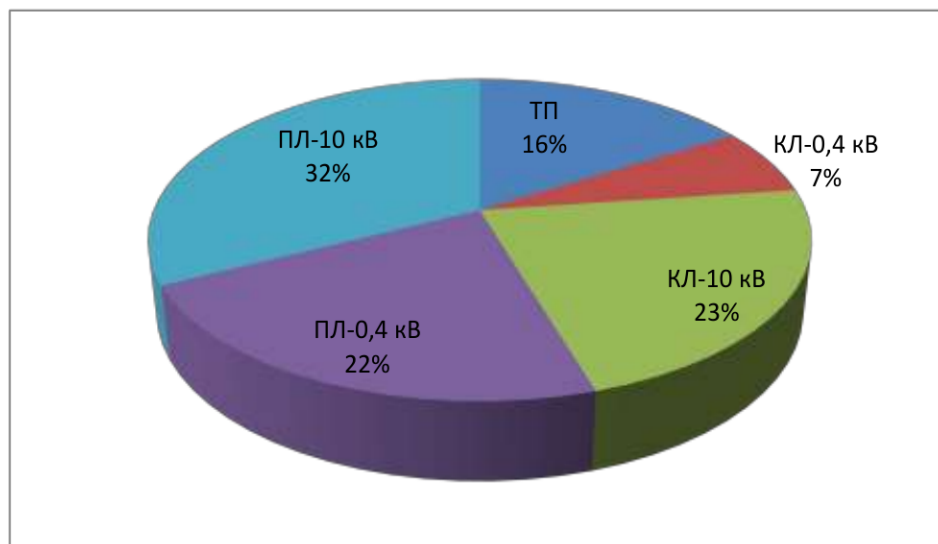


Рисунок 2.2 – Кругова діаграма відсоткового співвідношення аварійних випадків до їх загальної кількості

Аналізуючи рисунок 2.2 бачимо, що переважна більшість аварій (близько 32 %) припадає на високовольтних лініях напругою 10 кВ, наступними за частотою аварій є кабельні лінії напругою 10 кВ – 23 %. Найчастішими причинами аварій були:

- ❖ у мережах повітряних ліній: обрив дротів, налипання мокрого снігу на дроти, перехльостування проводів, міжфазне замикання при падінні на дроти сторонніх предметів, з вини третіх осіб, або причину не встановлено.

❖ у мережах кабельних ліній: пробої ізоляції, пробої кінцевої муфти; з вини третіх осіб, або причина не встановлена.

На рисунках 2.3 та 2.4 представлено діаграми кількості аварійних та технологічних порушень, розділених за класами напруг. На рисунку 2.3 цю інформацію представлено у кількісному вигляді на гістограмі, а на рисунку 2.4 – у відсотковому співвідношенні до загальної кількості.

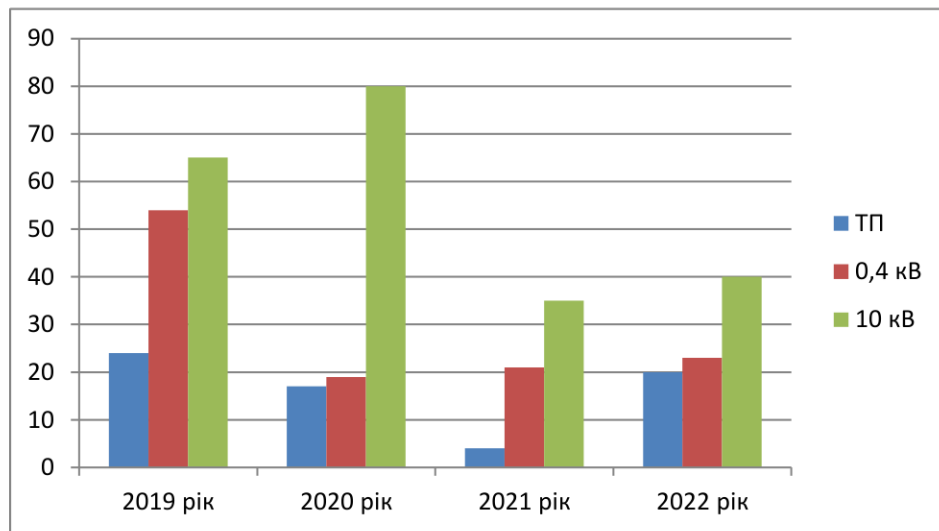


Рисунок 2.3 – Гістограма розподілу кількості технологічних та аварійних порушень за класами напруг

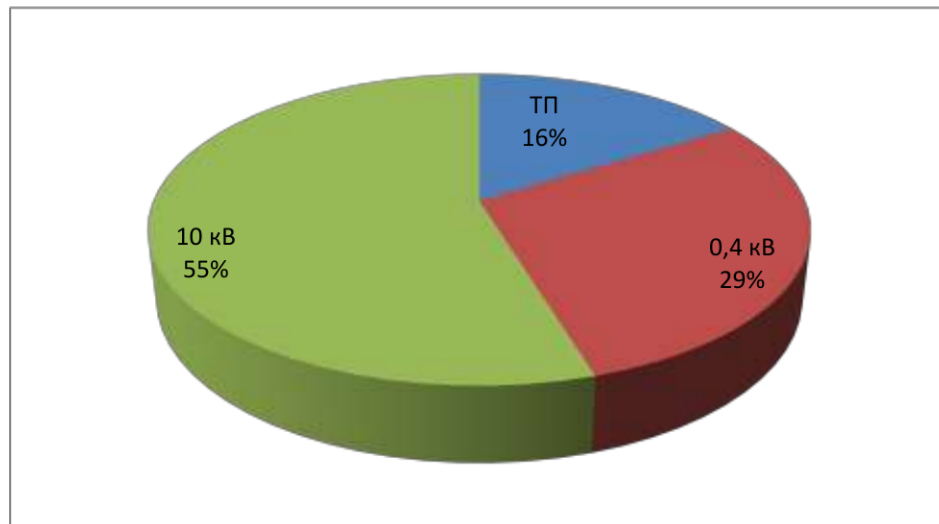


Рисунок 2.4 – Кругова діаграма відсоткового співвідношення аварійних випадків до їх загальної кількості за класами напруг

Аналізуючи рисунок 2.4 можемо побачити, що найчастіше аварії відбуваються у мережах 10 кВ. Рекордним за частотою аварій є 2020 (зі 402 випадків 220 аварій припадає на мережі 10 кВ).

На рисунку 2.4 представлено у відсотковому співвідношенні аварійних та технологічних порушень до загальної кількості. Кількість аварій у мережах напругою 10 кВ перебуває у значенні 55 % від загальної кількості аварій, а в мережах напругою 0,4 кВ перебуває у значенні 29 % з кількістю аварій на ТП – 16 %.

2.2 Аналіз недовідпуску електричної енергії та кількості відімкнених споживачів

Окрім кількості технологічних порушень важливо здійснити аналіз негативного впливу на якість постачання електричної енергії споживачам. У таблиці 2.2 представлено статистику із журналу аварійних відмикань. Основними критеріями для аналізу негативного впливу технологічних порушень є: час перерви в електропостачанні споживача, величина недовідпуску електричної енергії протягом проведення пошуку та усунення пошкоджень, а також кількість абонентів, відімкнених від мережі внаслідок аварії на ділянці мережі живлення.

Таблиця 2.2 – Аналіз недовідпуску електричної енергії та кількості відімкнених споживачів

№ з/п	Пошкоджений елемент мережі	К-сть пошкоджень	Загальний час перерви в електропостачанні	Недовідпуск електричної енергії, кВт год	К-сть відімкнених абонентів
2019					
1	ТП	24	27 год 56 хв	14970	16744
2	ПЛ 0,4 кВ	50	62 год 13 хв	4058	9711
3	ПЛ 10 кВ	51	64 год 40 хв	29443	22217
4	КЛ 0,4 кВ	4	5 год 21 хв	1075	985
5	КЛ 10 кВ	14	44 год 27 хв	27713	34255
2020					
1	ТП	17	25 год 42 хв	5162	7263
2	ПЛ 0,4 кВ	10	14 год 05 хв	2579	4418
3	ПЛ 10 кВ	41	77 год 07 хв	30715	13195
4	КЛ 0,4 кВ	9	16 год 11 хв	1483	1565
5	КЛ 10 кВ	39	97 год 52 хв	50352	64202
2021					
1	ТП	4	2 год 16 хв	2502	8623
2	ПЛ 0,4 кВ	16	21 год 51 хв	1142	1314
3	ПЛ 10 кВ	19	27 год 23 хв	9398	14253

4	КЛ 0,4 кВ	5	8 год 07 хв	1066	1010
5	КЛ 10 кВ	16	45 год 06 хв	14386	43901
2022					
1	ТП	20	20 год 38 хв	7541	15908
2	ПЛ 0,4 кВ	14	35 год 46 хв	1287	1584
3	ПЛ 10 кВ	19	29 год 51 хв	18802	51902
4	КЛ 0,4 кВ	9	11 год 41 хв	341	361
5	КЛ 10 кВ	21	54 год 37 хв	21246	42044

На основі представленої у таблиці 2.2 інформації побудуємо кругові діаграми, які показують відсоткове співвідношення недовідпуску електричної енергії та відімкненої кількості споживачів до їх загальної суми.

На рисунку 2.5 представлено відсоткове співвідношення недовідпуску електричної енергії через технологічні порушення та аварії за 2019 рік.

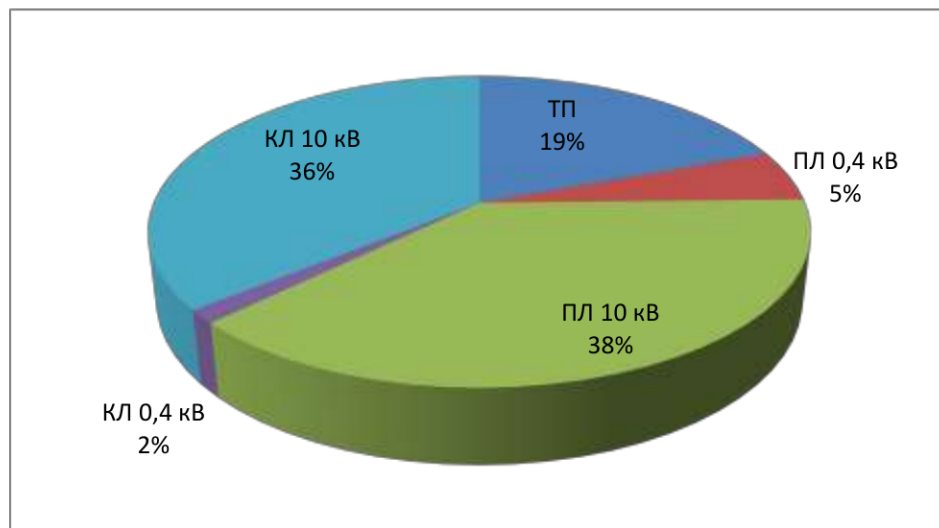


Рисунок 2.5 – Відсоткове співвідношення недовідпуску електричної енергії через технологічні порушення та аварії за 2019 рік

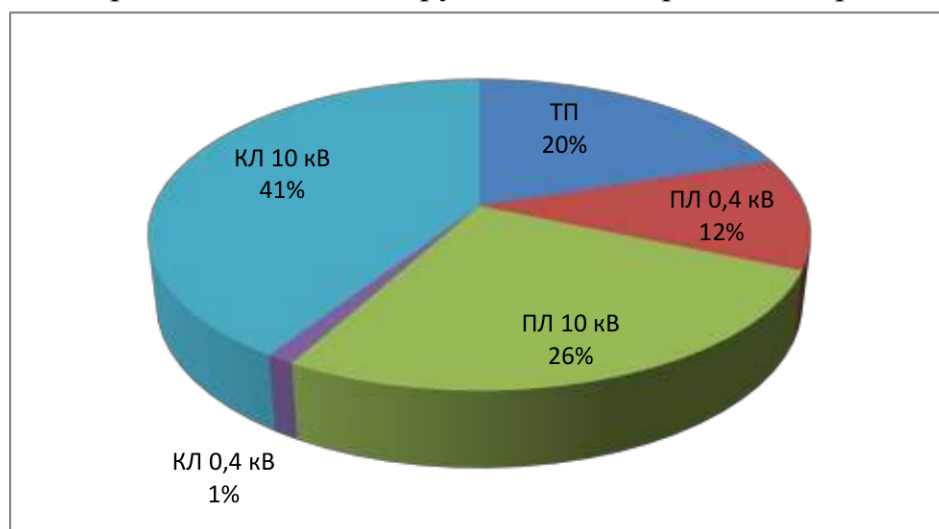


Рисунок 2.6 – Відсоткове співвідношення відімкнених споживачів через технологічні порушення та аварії за 2019 рік

Аналізуючи рисунок 2.5 бачимо, що максимальна величина недовідпуску зафіксована через технологічні порушення, які відбулися на ПЛ напругою 10 кВ – 38 %. Далі за зниженням: КЛ напругою 10 кВ – 36 %; ТП – 19 %; ПЛ напругою 0,4 кВ – 5 %; КЛ напругою 0,4 кВ – 2 %.

На рисунку 2.6 представлено відсоткове співвідношення відімкнених споживачів через технологічні порушення за 2019 рік. Аналізуючи рисунок 2.6 бачимо, що максимальна кількість відімкнених споживачів зафіксована через технологічні порушення, які відбулися на КЛ напругою 10 кВ – 41 %. Далі за зниженням: ПЛ напругою 10 кВ – 26 %; ТП – 20 %; ПЛ напругою 0,4 кВ – 12 %; КЛ напругою 0,4 кВ – 1 %.

На рисунку 2.7 представлено відсоткове співвідношення недовідпуски електричної енергії через аварії та технологічні порушення за 2020 рік.

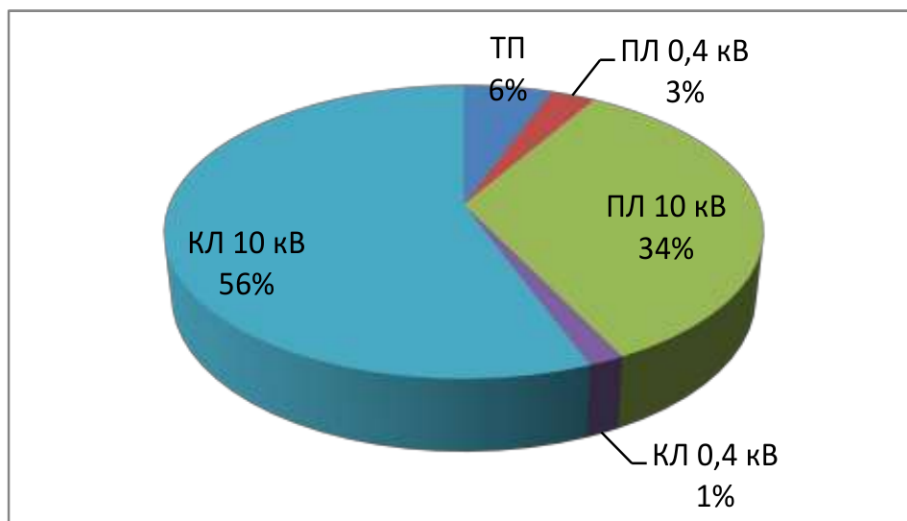


Рисунок 2.7 – Відсоткове співвідношення недовідпуску електричної енергії через технологічні порушення та аварії за 2020 рік

Аналізуючи рисунок 2.7 бачимо, що максимальне значення недовідпуску електричної енергії зафіксоване через аварії та технологічні порушення, які відбулися на КЛ напругою 10 кВ – 56 %. Далі за зменшення іде ПЛ напругою 10 кВ – 34 %, ТП – 6 %, ПЛ напругою 0,4 кВ – 3 % та КЛ напругою 0,4 кВ – 1 %.

На рисунку 2.8 репрезентовано відсоткове співвідношення відімкнених споживачів через технологічні порушення та аварії за 2020 рік. Як можна побачити, максимальна кількість відімкнень абонентів зафіксована через техно-

логічні порушення, які відбулися на КЛ напругою 10 кВ – 71%. ПЛ напругою 10 кВ мають 14 %, ТП – 8%, ПЛ напругою 0,4 кВ – 5 % та КЛ напругою 0,4 кВ – 2 %.

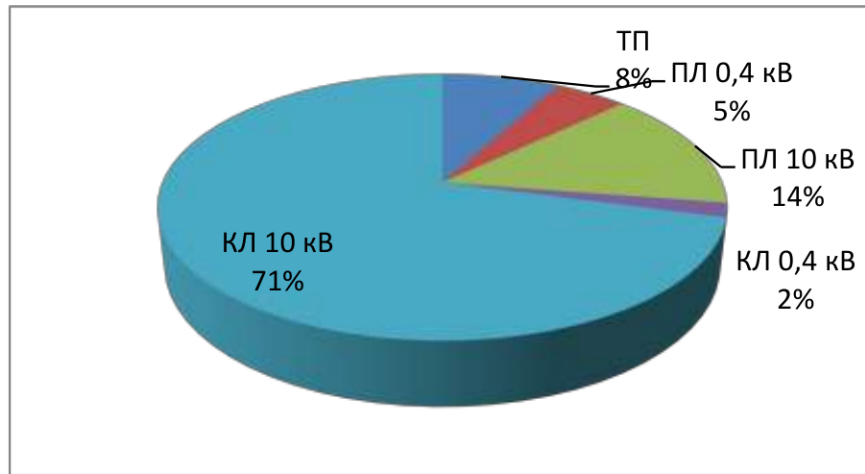


Рисунок 2.8 – Відсоткове співвідношення відімкнених споживачів через технологічні порушення та аварії за 2020 рік

На рисунку 2.9 представлено відсоткове співвідношення недовідпуску електричної енергії через технологічні порушення та аварії за 2021 рік.

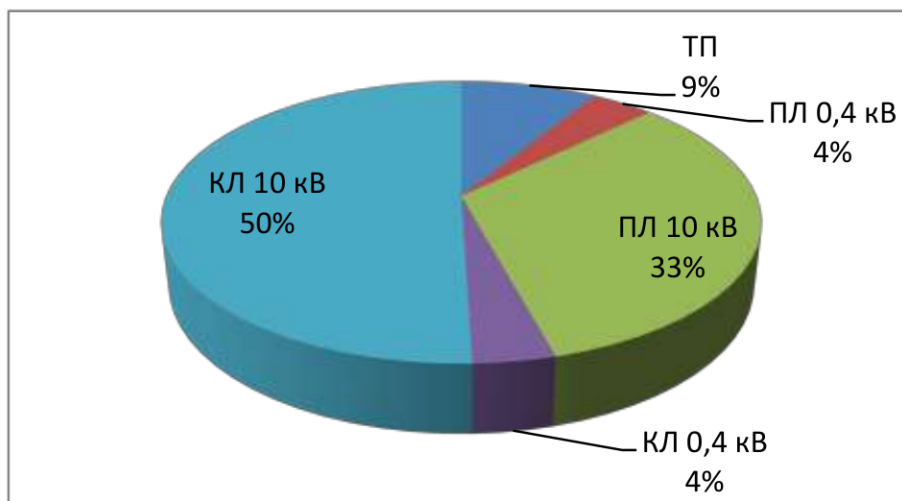


Рисунок 2.9 – Відсоткове співвідношення недовідпуску електричної енергії через технологічні порушення та аварії за 2021 рік

Аналізуючи рисунок 2.9 бачимо, що максимальна величина недовідпуску зафіксована через технологічні порушення, які відбулися на КЛ напругою 10 кВ – 50 %. Далі за зниженням: ПЛ напругою 10 кВ – 33 %; ТП – 9 %; КЛ напругою 0,4 кВ – 4 %; ПЛ напругою 0,4 кВ – 4 %.

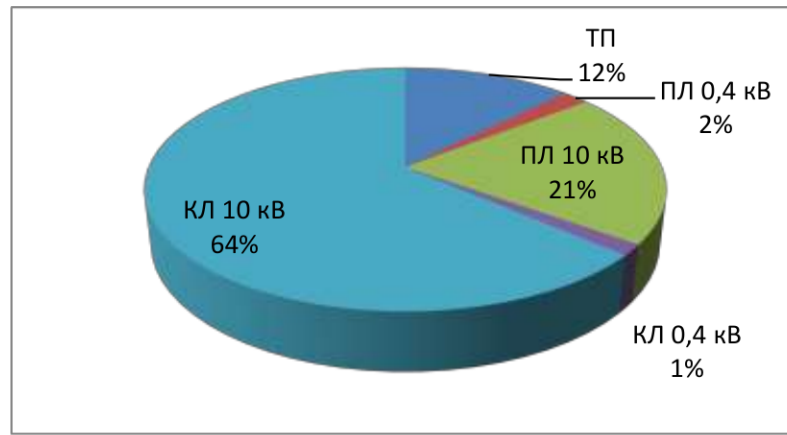


Рисунок 2.10 – Відсоткове співвідношення відімкнених споживачів через технологічні порушення та аварії за 2021 рік

На рисунку 2.10 представлено відсоткове співвідношення відімкнених споживачів через технологічні порушення за 2021 рік. Аналізуючи рисунок 2.10 бачимо, що максимальна кількість відімкнених споживачів зафіксована через технологічні порушення, які відбулися на КЛ напругою 10 кВ – 64 %. Далі за зниженням: ПЛ напругою 10 кВ – 21 %; ТП – 12 %; ПЛ напругою 0,4 кВ – 2 %; КЛ напругою 0,4 кВ – 1 %.

На рисунку 2.11 представлено відсоткове співвідношення недовідпуски електричної енергії через аварії та технологічні порушення за 2022 рік.

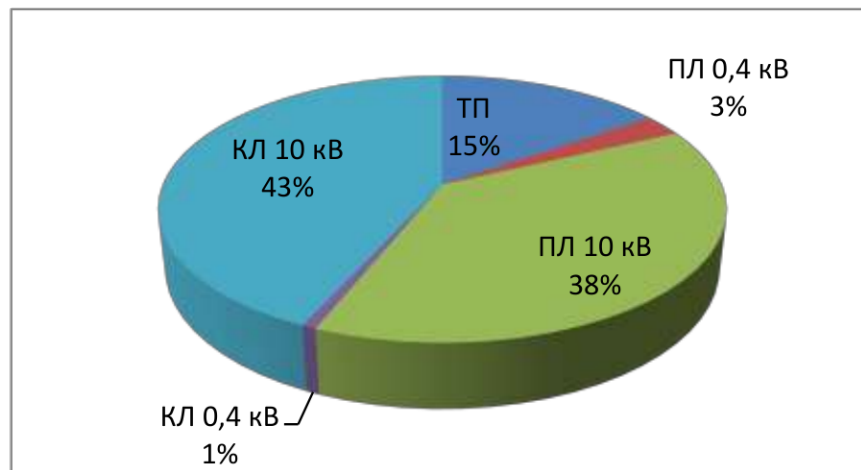


Рисунок 2.11 – Відсоткове співвідношення недовідпуску електричної енергії через технологічні порушення та аварії за 2022 рік

Аналізуючи рисунок 2.11 бачимо, що максимальне значення недовідпуску електричної енергії зафіксоване через аварії та технологічні порушення, які відбулися на КЛ напругою 10 кВ – 43 %. Далі за зменшення іде ПЛ на-

пругою 10 кВ – 38 %, ТП – 15 %, ПЛ напругою 0,4 кВ – 3 % та КЛ напругою 0,4 кВ – 1 %.

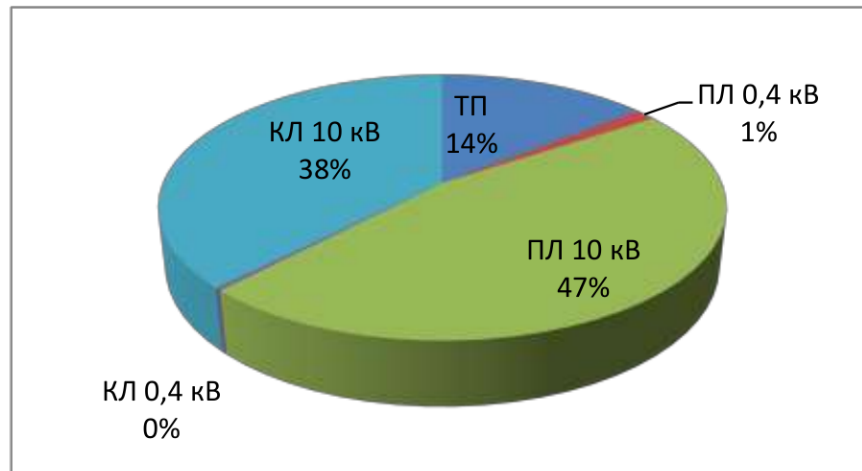


Рисунок 2.12 – Відсоткове співвідношення відімкнених споживачів через технологічні порушення та аварії за 2022 рік

На рисунку 2.12 репрезентовано відсоткове співвідношення відімкнених споживачів через технологічні порушення та аварії за 2022 рік. Як можна побачити, максимальна кількість відімкнень абонентів зафіксована через технологічні порушення, які відбулися на КЛ напругою 10 кВ – 38 %. ПЛ напругою 10 кВ мають 47 %, ТП – 14%, ПЛ напругою 0,4 кВ – 1 % та КЛ напругою 0,4 кВ – 0 %.

3 РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЬ ПОШКОДЖЕНЬ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

3.1 Застосування індикаторів короткого замикання

У якості заходів для підвищення надійності електричних мереж Західного РЕМу ПрАТ «Львівобленерго» ми пропонуємо використовувати індикатори коротких замикань (ІКЗ) у якості пристроїв автоматичної сигналізації.

Використання датчиків короткого замикання дасть змогу одразу детермінувати пошкоджену ділянку лінії. Особливе значення при роботі з електропостачанням, ці датчики відіграють роль для споживачів третьої категорії електропостачання. При відмиканні єдиного кабеля живлення у контурі однотрансформаторних підстанцій, першим завданням є саме детермінування пошкодженого кабелю, що може бути швидко досягнуто із застосуванням ІКЗ. Відтак, пришвидчуються аварійно-відновлювальні роботи прискорюється відновлення нормального електропостачання споживачів. Збільшення цих показників покращує надійність електропостачання [21].

Розглянемо приклад структурної схеми електропостачання одного контура підстанцій.

Розподільний пункт живить електричною енергією контур підстанцій. Розподіл відбувається лініями 10 кВ, де трансформаторні підстанції позбавлені захисту. У випадку короткого замикання у контурі відпрацює захист на розподільчих пристроях та відключить комірку. Внаслідок цього, електропостачання втраять усі підстанції, які знаходяться у контурі першої секції шин. Далі проводиться пошук пошкодженої ділянки, для чого відмикаються комутаційні апарати у лініях 10 кВ та шляхом «подзвонювання» кабелю скорочується область пошуків. Як тільки знайдено пошкоджену ділянку, вона локалізується та обмежується, для подальшого, більш точного визначення місця пошкодження з метою її ремонту. Секціонування проводиться до локалізації пошкодження ліній 10 кВ або після них, залежно від відстані між ТП.

Це робиться з метою підвищення швидкості відновлення електропостачання, оскільки при виявленні пошкодженої ділянки здійснюється ще й секціонування ліній 10 кВ, з метою покращання надійності електропостачання. Істотна частина часу витрачається на виявлення пошкодженої ділянки, оскільки це вимагає переміщення оперативно-виїздної бригади практично на кожну підстанцію у контурі.

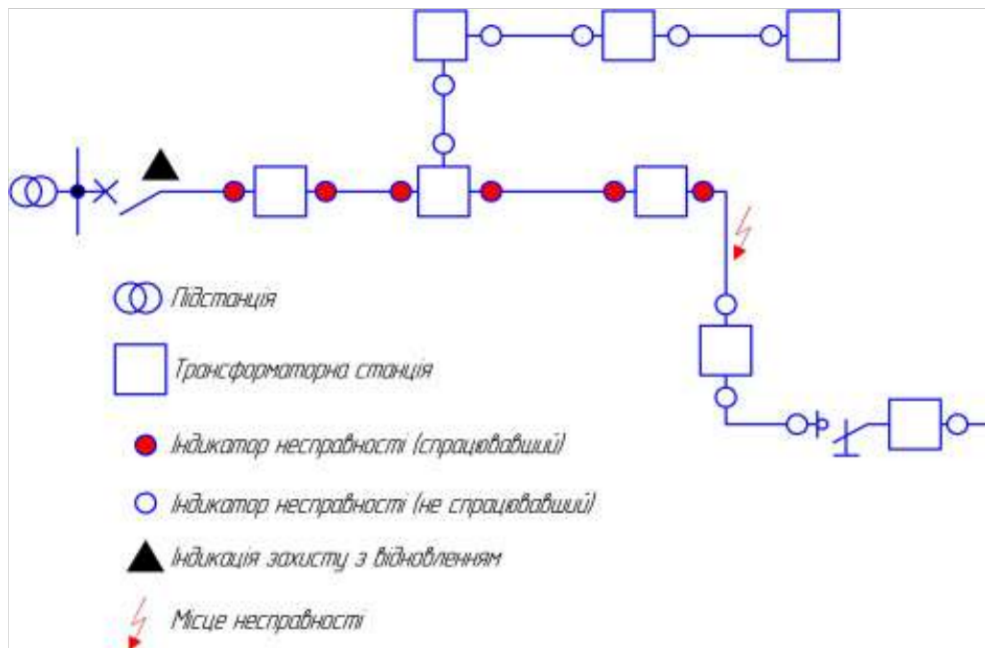


Рисунок 3.1 – Структурна схема контура підстанцій з ІКЗ

Цей порядок дій може бути значно прискорений, якщо місце пошкодження буде вже відоме (рис. 3.1). Індикатори коротких замикань зображені маленькими кругами, встановлюються на вводах у підстанцію. При протіканні через нього струму короткого замикання індикатор спрацьовує та сигналізує про своє увімкнене положення.

3.2 Види індикаторів короткого замикання

Нині на електротехнічному ринку є велика кількість датчиків короткого замикання. Для вибору оптимального варіанту, потрібно визначити критерії для цих індикаторів. Як і в будь-яких елементах електричних мереж, найбільш оптимальними будуть індикатори, які володіють високою надійністю та відносно невисокою ціною.

Надійність для цих індикаторів також характеризується простотою елементної бази, що є важливим критерієм при виборі пристрою.

Одними із найбільш розповсюдженими ІКЗ є ІКЗ роторного типу (рис. 3.2), вони є одними із найпростіших пристроїв цього типу. Даний пристрій дає змогу сигналізувати про перебіг струму короткого замикання в елементі, який захищається, а при встановленні великої кількості індикаторів у мережі – здійснювати локалізацію пошкодженої ділянки мережі.



Рисунок 3.2 – Індикатор короткого замикання роторного типу [22]

Відомо, що згідно явища електромагнетизму, кожен провідник, у якому тече струм, оточений магнітним полем. У випадку, коли струм у провіднику є вищим за встановлений струм спрацювання, сила магнітного потоку стає достатньою, щоб подолати силу пружини, яка утримує у вихідному положенні ІКЗ роторного типу, чим сигналізує про коротке замикання. Скидання індикації відбувається вручну, за допомогою ізольованої штанги.

Особливостями цього індикатора є:

- ❖ міцна механічна конструкція;
- ❖ індикатор встановлюється на кабелі або струмопровідній шині;
- ❖ індикація відбувається за допомогою поворотного ротора;
- ❖ ручне скидання положення спрацьованого індикатора;
- ❖ підходить для удосконалення захисту діючих електроустановок.

Перевагою таких ІКЗ є їх висока надійність, але після їх спрацювання, індикатори необхідно знову звести вручну.

Зовсім іншим за конструкцією є рідинні ІКЗ, які показані на рисунку 3.3. Ці індикатори позбавлені цього недоліку, оскільки індикатор забарвлюється під

впливом руху пружини внаслідок дії магнітного поля КЗ. Під час руху ця пружина зміщує рідину і наявний (осілий) у ній порошок червоного кольору. Через 5 – 6 годин цей порошок знову осідає, рідина набуває початкового забарвлення, і відповідно індикатор зводити у початкове положення не потрібно.

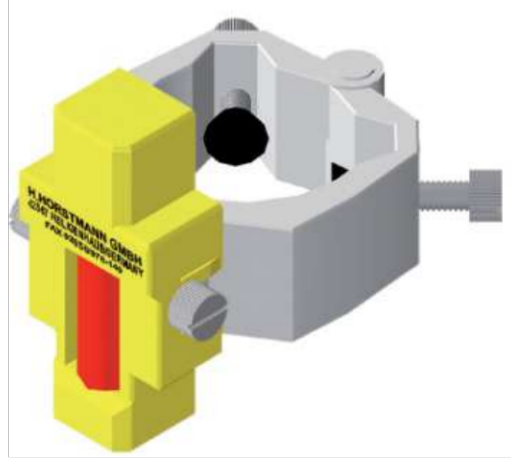


Рисунок 3.3 – Рідинний індикатор із забарвленою рідиною [23]

Індикатор короткого замикання *ALPHA E* показаний на рисунку 3.4, призначений для визначення пошкодженої ділянки у кабельних лініях електричних мереж напругою 6 – 35 кВ. Він простий у встановленні та експлуатації: датчики струму індикатора короткого замикання кріпляться безпосередньо на фазні дроти кабеля, а сам індикатор встановлюється у щиті релейного відділу комірки комплектного розподільчого пристрою. Цей індикатор КЗ не потребує модернізації силового обладнання розподільчих пристроїв чи трансформаторних підстанцій, встановлення вимірювальних трансформаторів та інших додаткових датчиків.



Рисунок 3.4 – Індикатор КЗ для кабельних ліній електропередач [24]

При виявленні аварії на індикаторі починають світитися відповідні світлодіоди, які відповідають типу аварії. При між фазних замиканнях спрацюють усі прилади, які знаходяться між місцем аварії та живильним центром, при однофазному замиканні прилади показують напрямок проходження струму замикання на землю.

Крім візуальної системи індикації, цей індикатор обладнаний релейним виходом та каналами зв'язку для інтеграції у системи телемеханіки. У випадку відсутності виділеного каналу зв'язку може встановити додатковий передавач.

3.3 Телемеханізація сигналів індикаторів коротких замикань

Для надходження сигналу від індикаторів КЗ до диспетчерського пункту керування ми пропонуємо використовувати засоби телемеханіки. За допомогою засобів телемеханіки сигнал буде передаватися на головний пульт диспетчера електричних мереж і таким чином заздалегідь буде зафіксовано місце пошкодження, а відтак віддані відповідні розпорядження оперативно-ремонтним бригадам.

Телемеханічні пристрої – це цілий комплекс пристроїв, які здійснюють керування, контроль, кодування та розкодування інформації різними каналами зв'язку. Завданнями телемеханіки загалом є: централізація керування, здійснення керування у режимі реального часу, надійна та достовірна доставка інформації, ефективне використання каналів зв'язку, забезпечення належного контролю над оперативним керуванням, ремонтпридатність, розширюваність та сумісність [25].

Залежно від виконуваних функцій, телемеханічні пристрої поділяють на системи:

- ❖ телесигналізації – ці системи передають стан контрольованого об'єкта на підстанціях, зазвичай, положення комутаційних апаратів (роз'єднувачів, вимикачів, відокремлювачів), повідомлення про аварійні відмикання, сповіщення про несправності та спрацювання попереджувальної

сигналізації (перегрів та перевантаження трансформатора, спрацювання газового захисту, тощо);

- ❖ телевимірювання – ці системи порівнюють та перевіряють параметри контрольованих величин, вимірювання цих величин здійснюється на відстані телемеханічними засобами, інформація при цьому передається на пульт оператора у найбільш зрозумілому для сприйняття вигляді;

- ❖ телекерування – за допомогою засобів телекерування здійснюється вплив на комутаційні апарати та передача команд із диспетчерського пункту;

- ❖ телерегулювання – це система регулювання параметрів об'єкта, який контролюється на відстані. На відміну від телекерування, здійснюється ширше керування, тобто, команди є багатопозиційними.

Усі види систем телемеханіки мають схожу структуру (рис. 3.5)

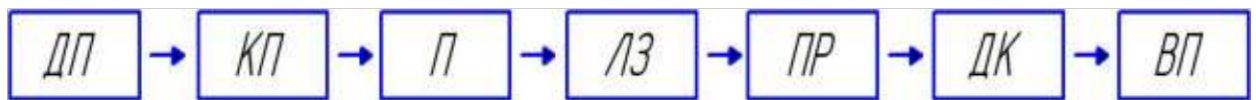


Рисунок 3.5 – Структурна схема телемеханічних систем

Телемеханічні системи, у загальному випадку, складаються із семи елементів. Джерело повідомлення (ДП) – це пристрій, який генерує майбутній сигнал. У якості цих джерел можуть бути вимірювальні давачі, контрольні реле, які спрацьовують при зміні стану контрольованого елемента. Кодуючий пристрій (КП), який перетворює повідомлення від джерела у сигнальний вигляд, який зручний для подальшої передачі (найчастіше дискретний). Передавач (П), який здійснює передачу сигналу лінії зв'язку (ЛЗ). Канали зв'язку можуть вибиратися виходячи із середовища сигналу, яке передається, зручності експлуатації та економічної доцільності. Так, при передачі сигналів за допомогою радіозв'язку, потрібні складніші передавачі із набором транзисторів та мультівібраторів. Приймач (ПР) приймає та формує сигнал із лінії зв'язку у початковий вигляд, після чого за допомогою декодуючого пристрою (ДК) перетворюється у телемеханічне повідомлення. Виконавчим пристроєм (ВП) у даному випадку може бути контролер або датчик, який повідомляє диспетчерський пункт.

3.4 Види каналів зв'язку телемеханічних систем

Якість інформації, яка передається повинна бути на високому рівні, зокрема, мати високу надійність, точність та швидкість передачі. Ми виокремили декілька способів передавання сигналів від джерела до диспетчерського пункту. Зокрема, ці способи передачі сигналів поділяються на [26]:

- ❖ прямі дроти;
- ❖ радіозв'язок;
- ❖ *GSM* -зв'язок;
- ❖ за допомогою силових ліній.

Проаналізуємо переваги та недоліки кожного із представлених каналів зв'язку.

3.4.1 Застосування прямих дротів. Дротові лінії у нинішній час зарекомендували себе як надійні канали для передавання інтернет трафіку та телефонії. Однак, будь-які провідні лінії характеризуються як опором та провідністю, тому передавання сигналів у прямими проводами охарактеризовано такими труднощами:

- ❖ при передаванні інформації істотно впливатиме температура навколишнього середовища, оскільки від неї залежить опір провідника;
- ❖ при передачі змінним струмом також впливатиме частота електричних коливань, зокрема, при підвищенні частоти збільшується і активний опір змінному струму, внаслідок поверхневого ефекту.

Дротові канали зв'язку найчастіше виконуються волоконно-оптичними коаксіальними кабелями. Ці кабелі мають свої особливості.

Переваги:

- ❖ висока провідність сигналів при використанні волоконно-оптичних коаксіальних кабелів;
- ❖ широка смуга частот забезпечує можливість передачі звукової та відео інформації;

- ❖ велика заводозахищеність, а, відтак більш висока надійність;
- ❖ порівняно низька вартість;
- ❖ у міському середовищі можна використовувати вже наявні канали зв'язку, що зменшує витрати на прокладку нового кабеля.

Недоліки:

необхідність будівництва телефонних вводів, а також внесення абонентської плати в залежності від оператора.

ці лінії є середовищем передачі аналогових сигналів, отже потрібно здійснювати пристрої модуляції, що значно ускладнює схему передачі.

3.4.2 Силові лінії зв'язку. Передача інформації повітряними лініями електропередач здійснюється за допомогою *PLC*-технологій. Ця технологія має наступні особливості.

Переваги:

- ❖ застосування *PLC*-технологій повністю виключають абонентську плату.
- ❖ висока швидкість передачі інформації.

Недоліки:

❖ високий рівень перешкод, що спричинене установкою високочастотних загороджувачів, конденсаторів зв'язку та фільтрів приєднання, які включаються за схемою, що у свою чергу може виявитися економічно недоцільним у деяких випадках.

❖ ці мережі характеризуються своєю розгалуженістю та масовістю, наявністю великої кількості відпайок та роз'єднувачів, ому несправності та незадовільний стан проводів призводять до перешкод у передаванні телемеханічного повідомлення або пошкодження апаратури.

❖ необхідність ретрансляції сигналів та складність застосування даних систем у розподільчих мережах.

3.4.3 Радіозв'язок. Канали радіозв'язку передають інформацію на відстань, не використовуючи при цьому провідні лінії зв'язку.

Канали зв'язку, які працюють на основі радіозв'язку мають переваги та недоліки.

До переваг відносяться:

- ❖ зменшення ціни на телемеханіку, оскільки не потрібно прокладати кабелі;
- ❖ невисока вартість радіоапаратури, оскільки монтаж та розгортання радіозасобів є економічно вигіднішими;
- ❖ стільникові оператори забезпечують високі швидкості обміну даними, а масовість стільникових станцій підвищує надійність зв'язку, що є особливо актуальним для електропостачальних організацій.

Недоліки [27]:

- ❖ виділення особливих частот, які необхідні для роботи телемеханіки;
- ❖ хвилі ультракороткого діапазону можуть бути поширені лише на відносно невеликі відстані, що потребує монтажу ретрансляторів (рис. 3.6);
- ❖ цей спосіб зв'язку не має високих якостей надійності, тому для телекерування не застосовується;
- ❖ відстань, на яку можлива передача телемеханічних повідомлень, залежить від топології місцевості та зони покриття.

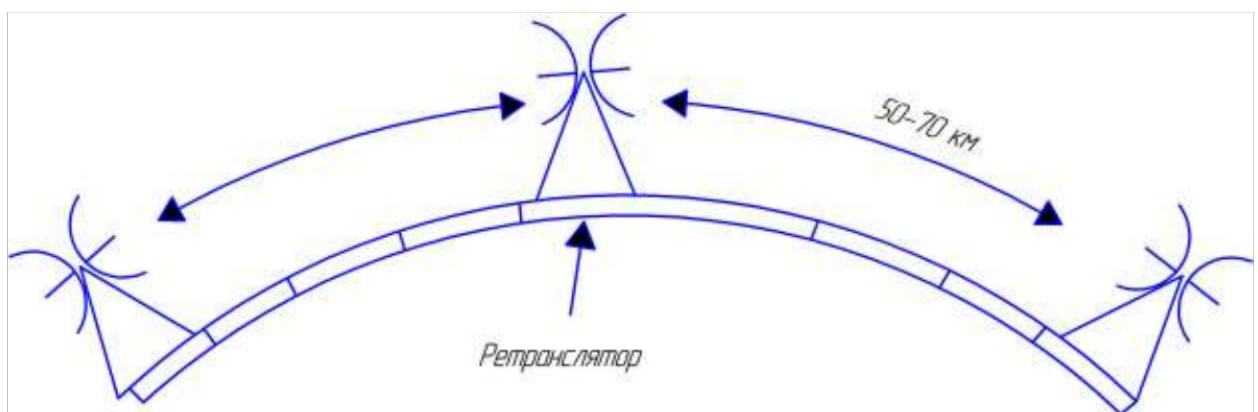


Рисунок 3.6 – Лінії зв'язку з ретрансляцією

Супутниковий (*GSM*) зв'язок – є різновидом радіозв'язку, при цьому його ретранслятори перебувають на орбіті Землі.

Характеристики розглянутих каналів зв'язку представлено у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Характеристика каналів зв'язку

Канал зв'язку	Максимальна відстань	Швидкість передачі	Якість передачі	Вартість	Ступінь складності установки
Провідний телефонний зв'язок	< 1250 м	< 1 Мб/с	низька	32 тис. грн.	низький
Провідний зв'язок з використанням силових ліній	> 100 км	< 80 Мб/с	середня	24 тис. грн.	середній
Радіозв'язок	< 100 км	< 500 Кб/с	низька	3 тис. грн.	високий
Супутниковий зв'язок	< 100 км	< 1 Гб/с	середня	12 тис. грн.	високий

Із наведеного матеріалу можемо бачити, що вищеописані канали зв'язку мають свої переваги та недоліки. Основним недоліком можна вважати кардинальне перепланування інфраструктури покращання надійності електропостачання. При цьому, можемо зробити висновок, що застосування індикаторів КЗ, як виду телемеханіки, буде достатнім та доцільним, оскільки індикатори КЗ можуть бути у нормальному стані, або у стані аварійної сигналізації.

3.5 Застосування охоронної сигналізації у якості телесигналізації

У якості альтернативи, розглянемо на противагу до висвітленим вище способів зв'язку, систему зв'язку на основі охоронної телесигналізації трансформаторних підстанцій. Приклад блоку охоронної сигналізації представлено на рисунку 3.7.

Цей пристрій отримує електричну енергію із трансформаторних введів. Для того, щоб сигналізація була у роботі постійно, її схема електропостачання отримує електричну енергію від обох трансформаторів, що знаходяться на підстанції. Переведення навантаження з одного трансформатора в інший даної системи живлення забезпечується відповідними комутаційними апарата-

ми. Шляхом трансформації та перетворення змінного струму у постійний, на вводи системи живлення пристрою подається 12 вольт.



Рисунок 3.7 – Блок охоронної сигналізації ТП [28]

При відкриванні дверей комплектної трансформаторної підстанції порушується контакт у схемі і на оптрон, який власне є ключовим елементом цієї системи, перестає надходити електричний струм (рисунок 3.8).

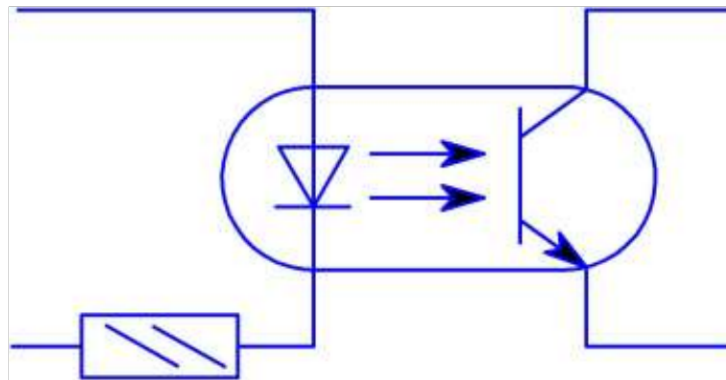


Рисунок 3.8 – Електрична схема оптрона

Оптрон представляє собою два основних елементи – це випромінювач та приймач, які розміщені в загальному корпусі. Основною характеристикою, якою володіє оптрон – це створення гальванічної розв'язки. Ця характеристика особливо актуальна у сигнальних контурах. У цьому випадку випромінювачем є світлодіод. Електричний сигнал, який надходить на нього перетворюється на світловий потік, який надходить на приймач. У якості приймача використовуються фототранзистори, провідність якого змінюється залежно від величини сигналу, яка надходить на нього. Таким чином з фототранзис-

тора, тобто з оптрона у цілому, вже надходить логічний нуль на мікропроцесор, який обробляє сигнали, які надходять і подає їх на передавач. Далі засобами телемеханіки сигнал надходить на приймальні серверні установки та перетворюється на телемеханічне повідомлення. За допомогою відповідного програмного забезпечення на комп'ютері, оператор охоронної сигналізації отримує інформацію про відкриття підстанції та приймає робочі рішення. Структурна схема такого пункту керування представлена на рисунку 3.9.

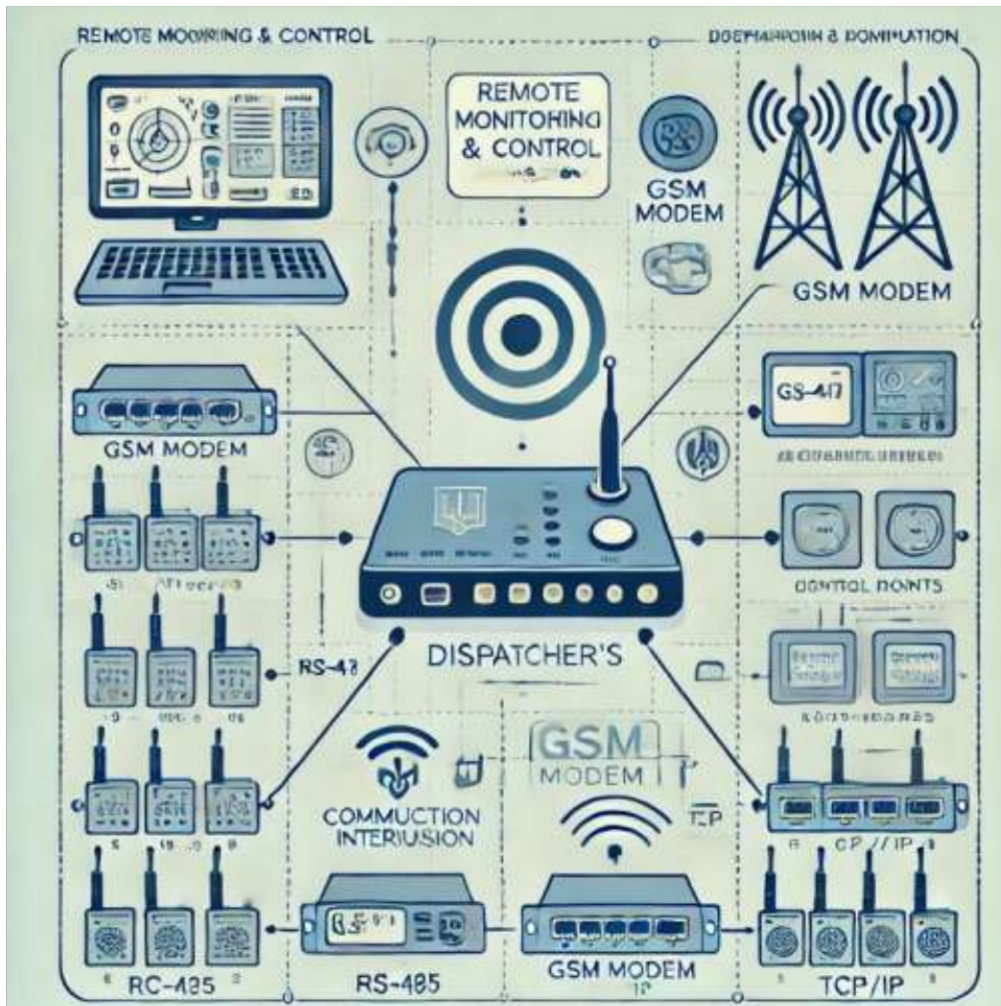


Рисунок 3.9 – Структура пункту керування *GSM*-сигналізацією

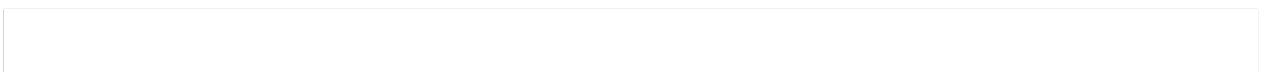
Каналом зв'язку при цьому є *GSM*-зв'язок (система глобального позиціонування). Система глобального позиціонування нині є найпопулярнішою та найзручнішою системою зв'язку. Діапазон частот, на яких працює цей зв'язок не шкідливо впливає на організм людини та дає змогу використовувати малопотужні приймачі для передавання інформації. До складу будь-якої *GSM* мережі входять дві системи, а саме: система базових станцій та система

комутацій. Система базових станцій здійснює обмін інформації між контролером базових станцій та рухомими пересувними пунктами. Таким чином, дані пристрої є аналогією з ретрансляторами, що працюють в іншому діапазоні частот. Контролер при цьому, здійснює зв'язок станції із системою.

Застосування цього виду зв'язку має переваги над іншими, зокрема:

- ❖ апаратура має менші розміри та вагу;
- ❖ гарна якість зв'язку та велика зона покриття;
- ❖ використання засобів кодування забезпечує підвищену захищеність від нелегального використання мереж;
- ❖ відносно невисока вартість.

Отже, при спрацюванні індикатора КЗ сигнал надходить на оптрон, аналогічно до сигналу охоронної сигналізації. Технічно, це підключення можна здійснити на тому ж блоці охоронної сигналізації використовуючи інші виводи. Далі мікропроцесор обробляє отриманий сигнал та передає його на передавач, де відбувається встановлення зв'язку із серверною. Зв'язок виконується через певні рівні проміжки часу, щоб телемеханічне повідомлення не втрачало своєчасності та актуальності. Після цього, за аналогією, аварійний сигнал надходить на монітор диспетчера.



4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Вплив режиму нейтралі мережі та опору ізоляції на умови безпеки

Проаналізуємо струм замикання у контурі тіла людини за випадкового дотику до струмоведучих частин в електроустановках напругою до 1000 В.

За двофазного дотику безпосередньо до струмоведучих частин (рис. 4.1) незалежно від того чи заземлена нейтраль джерела живлення, людина опиниться під лінійною напругою,

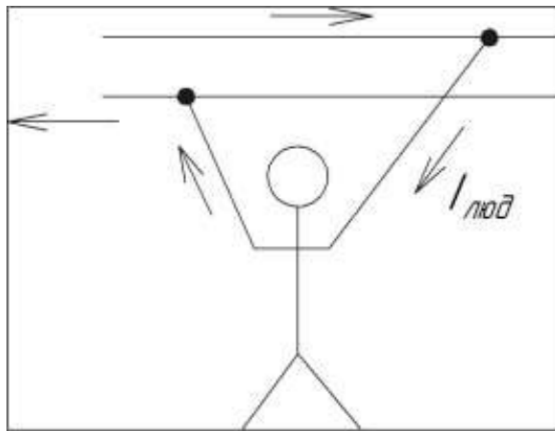


Рисунок 4.1 – Схема проходження струму через тіло людини при двофазному дотику

що небезпечно, так як струм ураження при цьому досягає сотень міліампер.

$$I_{\text{люд}} = \frac{U_{\text{Л}}}{R_{\text{люд}}} = \frac{380}{1000} = 0,38 \text{ A} = 380 \text{ mA}, \quad (4.1)$$

а опір ізоляції не обмежує цей струм. Проте ці випадки порівняно рідкісні.

Однофазний дотик – найбільш поширений випадок. При цьому величина струму, який проходить у контурі тіла людини, залежить (за рівних умов) від

того, заземлена нейтраль джерела живлення чи ні.

У випадку, якщо нейтраль заземлена, то при замиканні фази на землю струм замикання підтікає до джерел живлення через заземлену нейтраль (рис. 4.2 а). Його називають струмом однофазного короткого замикання на землю чи на корпус. У випадку дотику людини до оголеного фазного проводу, він виявиться під фазною напругою (рис. 4.2 б). Струм, який тече через тіло рівний:

$$I_{\text{люд}} = \frac{U_{\text{Ф}}}{R_{\text{люд}} + R_{\text{П}} + R_0} \approx \frac{U_{\text{Ф}}}{R_{\text{люд}}}, \quad (4.2)$$

де $R_{\text{П}}$ – опір частини підлоги, площа якої рівна площі людини; R_0 – опір заземлення нейтралі.

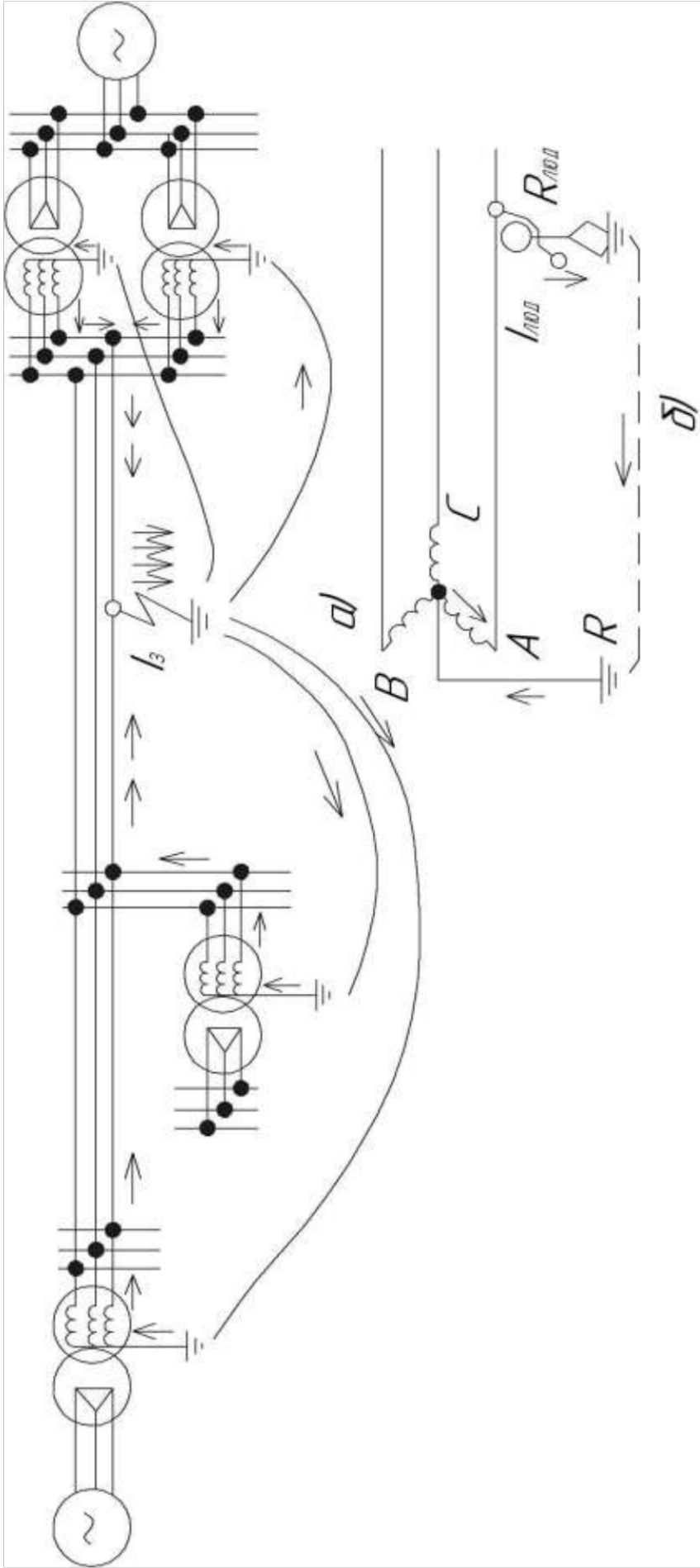


Рисунок 4.2 – Схема протікання струму від однофазного короткого замикання на землю у мережі із заземленою нейтраллю: a – загальна, b – при дотику людини до фази A .

Якщо людина стоїть на струмопровідній підлозі $R_{II} = 0$, а опір заземлення нейтралі малий ($R = 4 \text{ Ом}$) є порівнянні із опором тіла людини ($R_{люд} = 1000 \text{ Ом}$), то майже вся фазна напруга буде прикладена до її тіла. Струм, що протікає через тіло людини, буде не менш небезпечним, ніж при двофазному дотику [29].

$$I_{люд} = \frac{220}{1000} = 0,22 \text{ А} = 220 \text{ мА.}$$

Цей струм є також смертельно небезпечним; опір ізоляції двох інших фаз не обмежує струм ураження.

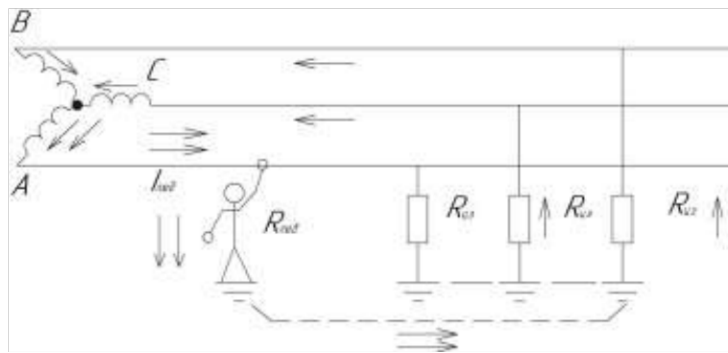


Рисунок 4.3 – Схема протікання струму при дотику людини до фази А в мережі з ізолюваною нейтраллю

В мережі із ізолюваною нейтраллю у разі дотику людини до голого проводу однієї з фаз (рис. 4.3) опір ізоляції двох інших фаз робить вирішальний вплив на струм ураження. Цей опір є комплексним, який має активну та ємнісну складові. Активний опір R_{I3} залежить від наявності у ізоляції так званих «шляхів утічки струму», що виникають у результаті того, що ізоляція старіє та псується, у її структурі виникають провідні частинки (рис 4.4 а), погіршуються діелектричні властивості. Ємнісний опір $1/j\omega C$ залежить від ємності дроту C відносно землі, що, у свою чергу, визначається геометричними розмірами та діелектричною постійною матеріалу ізоляції, її станом. Активний та ємнісний опір ізоляції розподілені уздовж дроту. Умовно на схемах їх позначають зосередженими. Електрична заступна схема ізоляції складається з двох гілок (рис. 4.4 б).

Припустимо, що опір ізоляції відносно землі усіх трьох фаз рівні між собою. За нормальної роботи на напрузі фаз щодо землі (щодо точки O) рівні

фазним напругам ОА, ОВ, ОС (рис. 4.5, а). Нейтраль джерела живлення мережі із ізольованою нейтраллю практично не має напруги – трифазна мережа працює у симетричному стані.

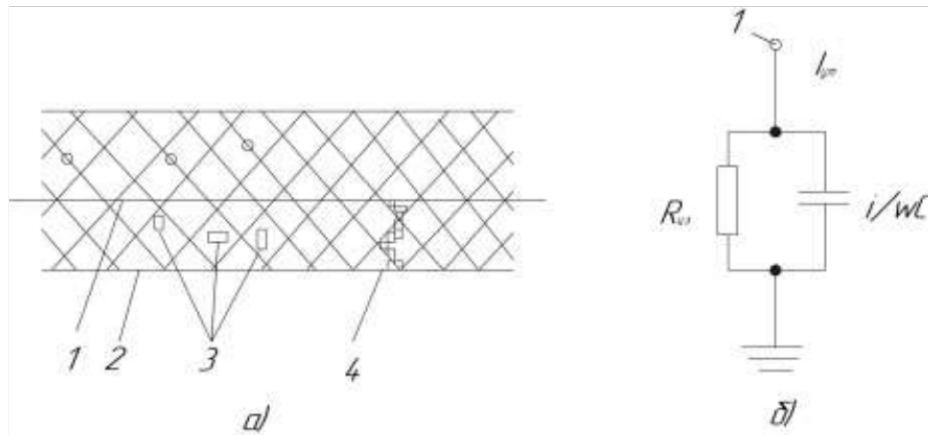


Рисунок 4.4 – Структура ізоляції з провідниковими включеннями (а) і схема її заміщення (б): 1 – провід, 2 – ізоляція, 3 – провідникове включення, 4 – канал суцільної провідності

Як тільки виникло замикання на землю фази А чи до неї випадково торкнулася людина (див. рис. 4.3), симетрія порушується. Нейтраль джерела живлення виявляється під напругою відносно землі, рівним вектору OO' (діаграма рис. 4.5 б). Напруга фази А відносно землі зменшиться до величини, рівної вектору $O'A$. Під цією напругою опиниться потерпілий. Струм протікатиме по контуру (див. рис. 4.3): фаза А – тіло людини – земля – провідність фаз С та В. Значення цього струму визначається по формулі [30]:

$$I_{\text{люд}} = \frac{3U_{\Phi}}{3R_{\text{люд}} + z_{i3}}, \quad (4.3)$$

де U_{Φ} – фазна напруга; $U_{\Phi} = U_{\text{Л}} / \sqrt{3} = 382 / \sqrt{3} = 220 \text{ В}$; $R_{\text{люд}}$ – опір тіла лю-

дини; $z_{i3} = \frac{1}{1/R_{i3} + j\omega C}$ – повний опір ізоляції відносно землі однієї фази.

В електропроводках відносно невеликої довжини ємність проводів щодо землі мала $C \rightarrow 0$. У цьому випадку $z_{i3} = R_{i3}$.

$$I_{\text{люд}} = \frac{3U_{\Phi}}{3R_{\text{люд}} + R_{i3}}. \quad (4.4)$$

З рівняння (4.4) випливає, що із збільшенням опору ізоляції зменшується струм ураження людини, яка доторкнулася оголеного проводу фази. Наприклад, якщо опір ізоляції $R_{iz} = 3000$ Ом, то

$$I_{люд} = \frac{3 \cdot 220}{3 \cdot 1000 + 3000} = 0,11 \text{ А} = 110 \text{ мА}.$$

Струм такої величини дуже небезпечний. За більшого опору ізоляції мережі, наприклад, коли $R_{iz} = 300000$ Ом, рівень небезпеки значно зменшується

$$I_{люд} = \frac{3 \cdot 220}{3 \cdot 1000 + 300000} = 0,002 \text{ А} = 2 \text{ мА}.$$

У Правилах улаштування електроустановок нормується опір ізоляції відносно землі на одній ділянці фазного проводу між вимикаючими апаратами. Воно повинно бути не менше 500000 Ом на фазу.

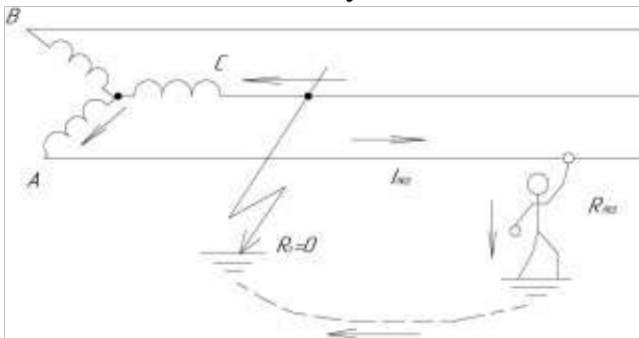


Рисунок 4.5 – Схема проходження струму при доторканні до фази А у той час, коли фаза С виявилася замкненою на землю: $R_0 = 0$ – опір у місці замикання фази С, умовно приймається рівним нулю

Найнебезпечнішим є подвійне замикання, за якого людина, доторкнувшись до непошкодженої фази, може опинитися під лінійною напругою. Наприклад, припустимо, що на фазі С виникло замикання на землю. Опір ізоляції цієї фази по відношенню до землі набув нульового значення (рис. 4.4). У цьому випадку людина, доторкнувшись до непошкодже-

ної фази А, виявиться увімкненим між двома фазами в електричному контурі: джерело живлення – фаза А – тіло людини – земля – фаза С. Струм, який проходить через тіло людини,

$$I_{люд} = \frac{U_{AC}}{R_{люд}} = \frac{U_L}{R_{люд}}. \quad (4.5)$$

де U_L – лінійна напруга; $R_{люд}$ – опір тіла людини.

Наприклад, при $U_L = 380$ В та $R_{люд} = 1000$ Ом

$$I_{люд} = \frac{380}{1000} = 0,38 \text{ А} = 380 \text{ мА}.$$

Цей струм є смертельно небезпечний. Відтак Правила улаштування електроустановок забороняють тривалу роботу за наявності замикання на землю [24].

4.2 Вплив ємності мережі на умови безпеки

В кабельних та розгалужених повітряних електричних мережах ємність проводів відносно землі досить таки значна. Ємність однієї фази кабелю напругою 1000 В відносно свинцевої оболонки (землі) становить (мікрофарад на 1 км довжини кабелю).

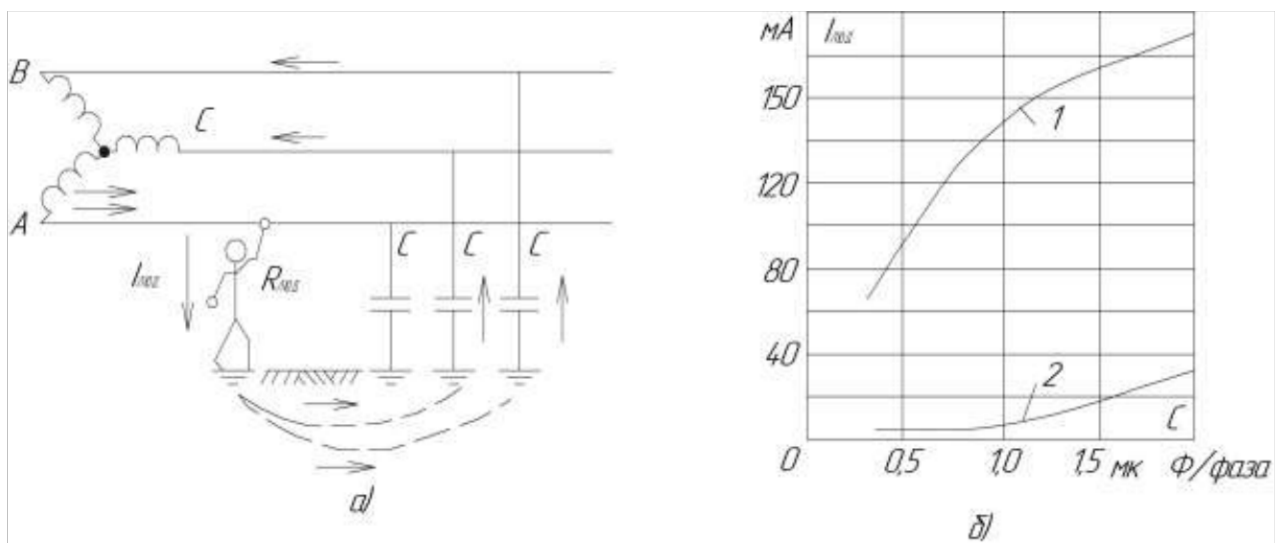


Рисунок 4.6 – Проходження струму при доторканні людини до фази А в мережі з великою ємністю проводів: а – загальна схема, б – криві залежності струму ураження від ємності ізоляції електроустановки, 1 – без компенсації ємнісної складової струму замикання, 2 – з повною компенсацією

Чим більша ємність, тим менший ємнісний опір. Тому струм, який протікає через тіло людини, який випадково доторкнувся до фази А (рис. 4.6 а), може досягати смертельно небезпечної величини, невраховуючи, що активний опір ізоляції є дуже великий ($R_{i3} \rightarrow 0$). В цьому випадку $z_{i3} = 1/j\omega C$ і

$$I_{\text{люд}} = \frac{3U_{\Phi}}{9R_{\text{люд}}^2 + (1/\omega C)^2}. \quad (4.6)$$

Зі збільшенням ємності фаз відносно землі струм ураження зростає (рис. 4.6, б, крива 1) [24].

Ємнісну складову струму однофазного замикання на землю компенсують за допомогою індуктивної котушки, яку вмикають між нульовою точкою джерела живлення та землею (рис. 4.7). Результуючий струм у місці замикання рівний сумі активної, ємнісної та індуктивної складових. Коли індуктивність котушки відрегульована у резонанс із ємністю, індуктивна складова струму відстає від ємнісної на 180° . Вони практично знаходяться у протифазі й взаємно виключаються. На рисунку 4.8 репрезентовано векторні діаграми для трьох випадків:

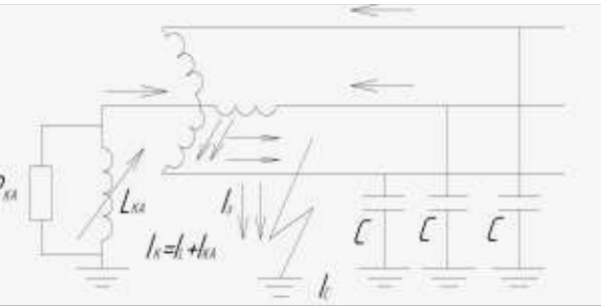


Рисунок 4.7 – Схема компенсації ємнісного струму індуктивним: L_K – індуктивність компенсувальної котушки, C – ємність проводів

Результуючий струм у місці замикання рівний сумі активної, ємнісної та індуктивної складових. Коли індуктивність котушки відрегульована у резонанс із ємністю, індуктивна складова струму відстає від ємнісної на 180° . Вони практично знаходяться у протифазі й взаємно виключаються. На рисунку 4.8 репрезентовано векторні діаграми для трьох випадків:

1) ідеальна компенсація $I_L = I_C$: результуючий струм рівний лише активній складовій; **втильпо ємність вилор**

2) недокомпенсація $I_L < I_C$: індуктивний струм менший за ємнісний;

3) перекомпенсація $I_L > I_C$: індуктивний струм більший за ємнісний. **вгав**

Величина струму, який протікає через тіло людини, яка випадково торкнулася фази мережі із повною компенсацією, значно менша, ніж у мережі без компенсації ємнісної складової струму замикання (рис. 4.6, б, крива 2). Цей струм визначають по формулі (у випадку повної компенсації)

$$I_{\text{люд}} = \frac{U_{\Phi}(g_K + 3g_{i3})}{R_{\text{люд}}(g_K + 3g_{i3} + g_{\text{люд}})}, \quad (4.6)$$

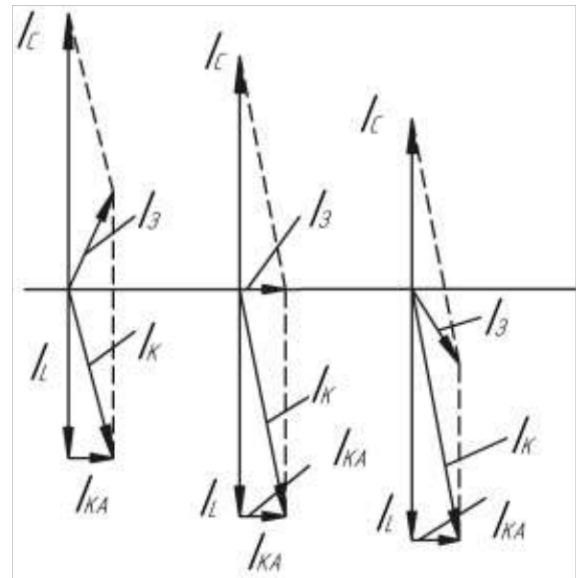


Рисунок 4.8 – Векторні діаграми компенсації ємнісного струму у випадках: а – недокомпенсації, б – ідеальної компенсації, в – перекомпенсації, I_L – індуктивний, I_C – ємнісний, I_K – компенсуючий струми, I_3 – струм у місці замикання

де $3g_{i3}$ – сумарна активна провідність ізоляції ($g_{i3} = 1/R_{i3}$); $g_{i3} = 1/R_{i3}$ – провідність тіла людини; $g_k = \frac{R_{KA}}{R_{KA}^2 + (\omega L_K)^2}$ – провідність компенсуючого пристрою; $R_{KA} \omega L_K$ – активний та індуктивний опори компенсуючого пристрою; $\omega L_K \approx 1/3\omega C$ у випадку повної компенсації; $1/\omega C$ – ємнісний опір ізоляції.

Індуктивну складову струму регулюють зміною числа витків у компенсаційній котушці або ж автоматично, змінюючи індуктивність котушки підмагнічуючим струмом, який у свою чергу змінюється (автоматично) залежно від величини ємності проводів по відношенню до землі [31].

4.3 Модель процесу виникнення та формування виробничих небезпек при обслуговуванні лінії електропередачі

Пошук правдивого показника рівня небезпеки для якогось конкретизованого об'єкта передбачено методикою визначення рівня небезпеки експлуатаційних місць, виробничих процесів, машин та окремих виробництв. Цим показником вибрано імовірність виникнення травми, аварії чи катастрофи у залежності від досліджуваного явища [32].

Для впровадження на підприємстві оцінки показника небезпеки якого небусть об'єкту, потрібно мати доступний і простий метод знаходження значень імовірності будь-якого евентуального явища. Фундаментальні засади методу лежать у тому, що в основі дослідження окремого об'єкта чи робочого місця знаходять виробничі небезпеки, можливі травмонезбезпечні або аварійні ситуації. Під час аналізу ситуації зазначають події, які можуть бути головною під час побудови логіко-імітаційної моделі травми або аварії. Згодом будують модель («дерево помилок та відмов оператора»). Під час цього чільне місце має вірний вибір головної непередбаченої події.

Головну непередбачувану подію (травма, конкретна аварія чи катастрофа), модель якої нам потрібно зробити, обирають з огляду оцінки відповідного об'єкту, окремої одиниці обладнання чи виробництва та розуміння його макси-

мально небезпечного явища, що за певних обставин виробництва може статися.

Після визначення із головним непередбачуваним явищем (подією) починають будувати «дерево» (модель). Застосовуючи оператори «І» й «АБО», роблять набір обставин (відомих до цього), що можуть призвести до тої події, що вибрана як головна.

Інколи чільна обставина може мати й набагато більше однакових небезпечних обставин за змістом, але нажаль різних за причинами та природою виникнення.

Після того як визначилися із відповідними аварійними, травмонебезпечними або катастрофічними обставинами та їх кількістю, знаходять інші події, які належать до кожної такої обставини, логічним синтезом з використанням операторів «АБО», «І» й інших. Побудова моделі триває до тих пір поки не знайдуть всі основні події, які визначають границю моделі.

Потрібно також мати на увазі наступне: кожна непередбачувана подія, у яку входять основні події, може бути сформована та виникнути під час входженні до неї двох, трьох і навіть більше основних (базових) подій із залучанням відповідних операторів.

Завершена модель, яка пройшла перевірку в подальшому підлягає математичній обробці для знаходження імовірності кожної непередбачуваної події, яка увійшла в модель, розпочинаючи із основних та завершуючи чільною.

Імовірності основних подій знаходять за даними виробництва. Для прикладу основна подія «стан контролю із охорони праці». Для знаходження імовірності ми маємо установити на скільки відсотків (%) від ідеального показника здійснюється відповідний йому контроль. Якщо встановлено, що цей показник контролю має 50 або 30 % – імовірність відповідно рівна 0,5 або 0,3. За умови відсутності контролю імовірність «не здійснення контролю» дорівнюватиме 1, за умови, якщо контроль – ідеальний, то відповідна імовірність дорівнює 0.

Після обрахування імовірності всіх подій, розміщених у ромбах, та основних подій, розпочинаючи з нижньої лівої гілки «дерева», їх позначають

номерами усіх непередбачуваних подій, що увійшли у модель.

Рівень імовірності основних подій, що аналізуються не можна порівнювати з нормативними значеннями деякого ступеня ризику для деякої людино-машинної системи, тому що, таких даних не існує. Показник імовірності тої чи іншої події, обчислений при аналізі конкретної моделі, дає змогу бачити інформацію про високу, середню і незначну небезпеки.

Вихідні дані: P1 := 0.41 P2 := 0.35 P4 := 0.31 P5 := 0.52				
P7 := 0.32	P8 := 0.5	P12 := 0.36	P11 := 0.52	P14 := 0.3
P15 := 0.52	P17 := 0.33	P18 := 0.52		
Ймовірність події 3				
$P3 := P1 + P2 - P1 \cdot P2 = 0.617$				
Слід зауважити, що обчислення ймовірностей випадкових подій проводяться відповідно до положень булевої алгебри.				
Аналогічно обчислюємо ймовірність інших подій залежно від їх номера:				
$P6 := P4 + P5 - P4 \cdot P5 = 0.669$				
$P9 := P7 + P8 - P7 \cdot P8 = 0.66$				
$P10 := P3 + P6 + P9 - P3 \cdot P6 - P3 \cdot P9 - P6 \cdot P9 + P3 \cdot P6 \cdot P9 = 0.957$				

Рисунок 4.9 – Розрахунок імовірності в MathCad 15

Для проведення обрахунку імовірності травми використаємо логіко-імітаційну модель процесу її формування (рис. 4.10) і програмний комплекс MathCad 15 в якому будемо здійснювати всі розрахунки.

На робочому місці оператора при обслуговуванні лінії електропередачі за присутності недоліків з охорони праці, що представлені в основних подіях на 100 таких місць, можна очікувати 12 травм. Терміново усунувши зазначені недоліки (підвищивши професійний рівень монтажників, покращивши контроль і використавши потрібну кількість пристроїв захисту за усіма вимогами безпеки), побачимо, шляхом ще одного розрахунку, що показник небезпеки почне наближатися до 0, а рівень безпеки – до 1.

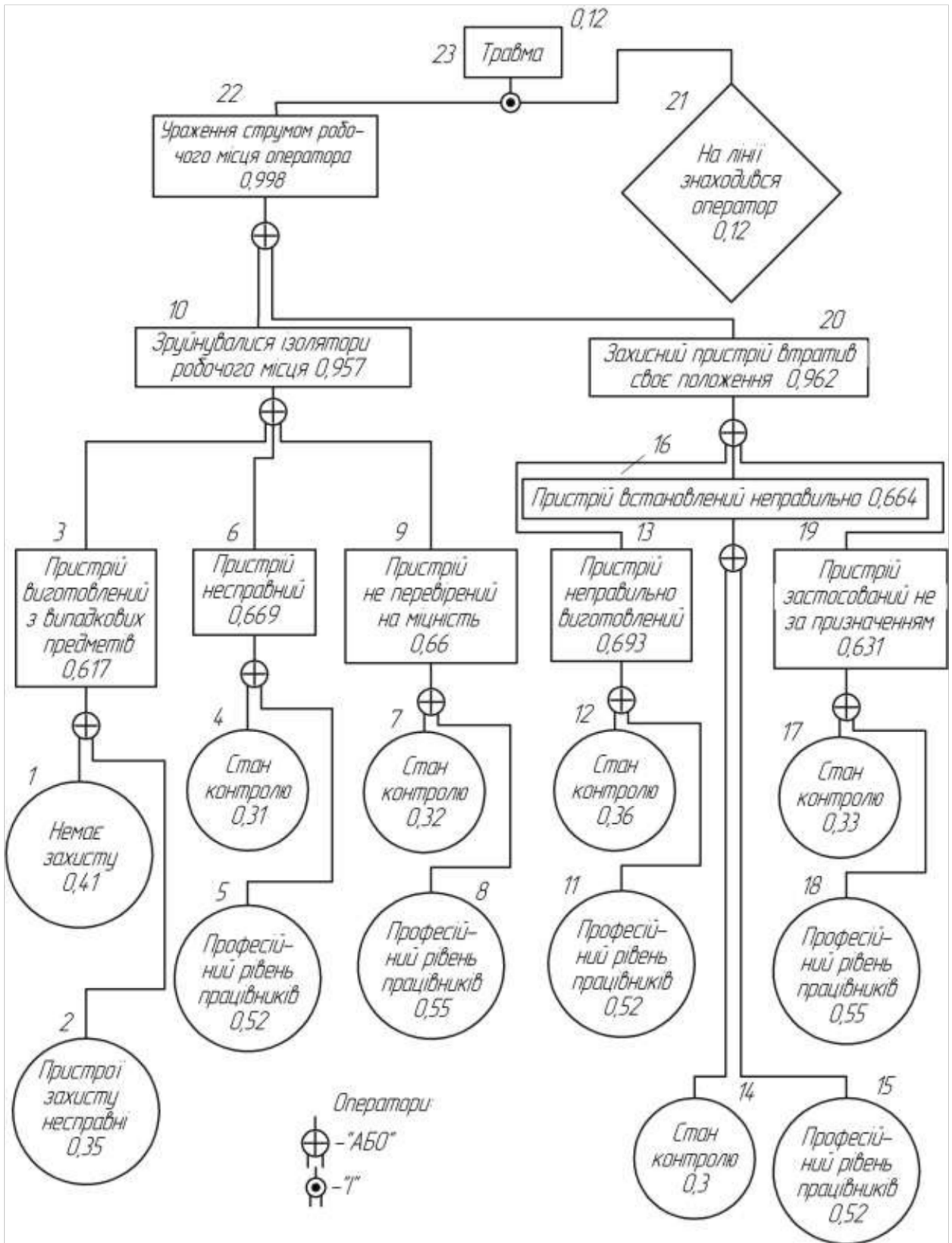


Рисунок 4.10 – Логіко-імітаційна модель процесу виникнення травми при обслуговуванні лінії електропередачі

Виготовлено за допомогою програмного забезпечення Microsoft Word 2010. Зображення створено за допомогою програмного забезпечення Microsoft Visio 2010.

$$\begin{aligned}
 P13 &:= P11 + P12 - P11 \cdot P12 = 0.693 \\
 P16 &:= P14 + P15 - P14 \cdot P15 = 0.664 \\
 P19 &:= P17 + P18 - P17 \cdot P16 = 0.631 \\
 P20 &:= P13 + P16 + P19 - P13 \cdot P16 - P13 \cdot P19 - P16 \cdot P19 + P13 \cdot P16 \cdot P19 \\
 &P20 = 0.962 \\
 P21 &:= 0.12 \\
 P22 &:= P10 + P20 - P10 \cdot P20 = 0.998 \\
 P23 &:= P22 \cdot P21 = 0.12
 \end{aligned}$$

Рисунок 4.11 – Розрахунок імовірностей в MathCad 15 (продовження)

Необхідно пам'ятати, що на робочому місці можуть бути й інші несправності і недоліки, які призведуть до травми через інші обставини. Складовими обставинами іншої травми можуть бути наступні недоліки: малоефективний контроль або надзвичайно низький професійний рівень умінь та навичок працюючих з охорони праці. Відтак необхідно розробити відповідну модель і зробити потрібні розрахунки. Показник імовірності виникнення аварії або травми найкраще та об'єктивніше характеризує показник небезпеки на конкретному об'єкті, тому існуючі умови для вдосконалення системи керування безпекою праці в окремих підрозділах або підприємствах. Значення імовірності можуть бути використані під час розробки заходів впливу на працюючий персонал, що часто допускає небезпечні дії, та стимулюючих заходів до тих працівників, на індивідуальних робочих місцях яких низька імовірність появи аварії чи травми.

4.4 Розробка заходів із питань безпеки в надзвичайних ситуаціях

4.4.1 Класифікація надзвичайних ситуацій за масштабом їх поширення. Відповідно Постанови Кабінету Міністрів №1099 від 15 липня 1998 року надзвичайні ситуації за масштабом їх поширення класифікуються:

- об'єктова – наслідки не виходять за межі промислового об'єкта;

- місцева – наслідки не виходять за межі території області, міста;
- регіональна – наслідки в межах двох чи більше адміністративних районів (міст);
- загальнодержавна – відносяться надзвичайні ситуації, наслідки яких поширюються на територію двох або більше областей.

4.4.2 Класифікація надзвичайних ситуацій за швидкістю поширення небезпеки. Вибухові, які можуть виникнути на великих енергетичних об'єктах, атомних електростанціях, хімічно небезпечних об'єктах, газопроводах, дія яких визначається хвилинами та навіть секундами.

Плавного типу – надзвичайні ситуації тривалого періоду, які можуть продовжуватися декілька десятиліть (виверження вулканів, посуха, екологічні небезпечні явища, епідемії) [33].

4.4.3 Евакуаційні заходи. Евакуація та розосередження із населених пунктів і міст, розташованих в зонах можливих сильних руйнувань, катастрофічного затоплення, а також із зон катастроф та аварій, що трапилися на виробництві.

Під розосередженням розуміється вивід пішим та вивіз транспортом порядком службовців і робітників організацій та підприємств, які продовжують роботу в умовах надзвичайних ситуацій, із міст та прилягаючих до них населених пунктів, які знаходяться у зонах можливих сильних руйнувань, із розміщенням їх для відпочинку і проживання у заміській зоні.

Службовці і робітники позмінно виїжджають в місто на свої підприємства, а після закінчення роботи повертаються у заміську зону на відпочинок. В заміській зоні розташовуються за виробничим принципом.

Під евакуацією розуміється вивіз та вивід службовців і робітників об'єктів, діяльність яких переноситься у заміську зону чи призупиняється на час надзвичайних ситуацій, а також всього непрацездатного населення із категорійних міст та інших населених пунктів, що знаходяться у зонах можливих сильних руйнувань та катастрофічного затоплення. Евакуація і розосере-

дження організується та проводиться у період виникнення погрози нападу та починається по Постанові Кабінету Міністрів України [33].

Евакуація поділяється на три види:

- завчасна;
- загальна;
- прискорена.

Завчасна евакуація здійснюється протягом 3 – 5 діб із застосуванням міського транспорту для виявлення погрози нападу супротивника.

Загальна евакуація закінчується через 16 годин після оголошення евакуації та здійснюється комбінованим способом, тобто із використанням всіх видів транспорту та пішим порядком.

Прискорена евакуація здійснюється за рішенням місцевих органів влади. У випадку отримання інформації про можливе завдання ядерного удару по населеному пункту протягом 5 – 6 годин.

Для керування, організації та проведення розосередження й евакуації створюються: евакуаційні комісії (районні, міські, об'єктові); евакоприймальні комісії в сільській місцевості.

У свою чергу, евакоприймальні комісії та евакокомісії створюють: збірні евакуаційні пункти (районні, міські, об'єктові); проміжні пункти евакуації; приймальні евакуаційні пункти сільських районів [33].

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

5.1 Опис аналізованого фрагмента мережі

Здійснимо аналіз економічної доцільності застосування індикаторів КЗ на базі керованих пунктів секціонування (КПС). Анздійснювався для роботи одного із фідерів ПС 110/10 кВ, яка знаходиться у Західному РЕМі ПрАТ «Львівобленерго», який представлено на рисунку 5.1 (з ціллю енергетичної безпеки України, ми не висвітлюємо назви підстанції та номера фідера).

Вилалено керівником задля енергетичної безпеки України

Рисунок 5.1 – Робочий варіант схеми досліджуваного фідера

Керовані пункти секціонування представляють собою комутаційні блоки, які оснащені моторизованими електроприводами, системою електроживлення для власних потреб, індикаторами КЗ, які встановлені пофазно, телеметричною системою, яка відправляє фіксований сигнал про КЗ у диспетчерський пункт, а також забезпечує дистанційне керування із диспетчерського центру.

Згідно прайсів провідних підприємств, які займаються розробкою, монтажем та налагодженням КПС, ціна КПС з електродвигунним приводом становить 140 тис. грн.

Аналізований фрагмент електричної мережі розташований у сільській місцевості загальною протяжністю ліній 5,09 км. Сумарна потужність ТП – 5084 кВт із середньою кількістю відмикань – 22 на рік та середнім час відновлення живлення – 3,84 год [20].

5.2 Обчислення економічної доцільності

Одним із найпростіших методів обчислення економічної ефективності є застосування методу питомих показників [34]:

$$Z = z_0 \cdot W_{н.в.}, \quad (5.1)$$

де z_0 – питомі втрати від недовідпуску однієї кВт год електричної енергії, грн/(кВт год); $W_{н.в.}$ – кількість недовідпущеної електричної енергії під час перерв в електропостачанні споживачів, кВт год [35].

Питома шкода враховує:

- ❖ збитки від недовідпуску електричної енергії споживачам;
- ❖ збитки мережевої компанії від недовикористання обладнання;
- ❖ витрати на ремонтно-відновлювальні роботи.

Основними показниками для оцінки збитків є:

- ❖ питома кількість пошкоджень на фідері, яка становить 10 відмикань на 100 км на рік;
- ❖ середній час відновлення електропостачання, який становить 6 годин.
- ❖ середній час відновлення електропостачання після встановлення пунктів секціонування – 1 год.
- ❖ питомі втрати від недовідпуску електричної енергії, які приймаємо у розмірі 4 грн/кВт год.

Виходячи з вищевикладеного матеріалу було здійснено техніко-економічні обчислення використання цього устаткування. Результати цих обчислень представлено у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Розрахункові показники техніко-економічної ефективності

	Капіталовкладення, %	Збитки від недовідпуску електричної енергії, тис. грн./рік		Термін окупності, років	
		Середній коефіцієнт завантаження ТП –20 %	Середній коефіцієнт завантаження ТП –50 %	Середній коефіцієнт завантаження ТП –20 %	Середній коефіцієнт завантаження ТП –50 %
Без КПС	–	280	700	–	–
КПС №1	100	168	420	2,4	0,8
КПС №1 та №2	180	132	384	1,7	0,6
КПС №1, №2 та №3	260	60	148	1,7	0,6

Аналізуючи таблицю 5.1 бачимо, що термін окупності при використанні керованих пунктів секціонування на аналізованій ділянці мережі дасть змогу значно зменшити збитки від недовідпуску електричної енергії, водночас термін окупності прямує до зменшення при впровадженні більшої кількості КПС. Для прикладу, на рисунку 5.2 представлено вигляд опори із пунктом керованого секціонування.

Найоптимальнішим варіантом для встановлення, згідно техніко-економічних обчислень, буде варіант встановлення КПС №1 та КПС №2.



Рисунок 5.2 – Опора ПЛ 10 кВ з КПС

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі розглянуто важливе питання зниження часу аварійних відмикань шляхом застосування засобів телемеханіки. Основні результати отримані у роботі можна охарактеризувати такими висновками:

1. Здійснено ґрунтовний аналіз методів пошуку місць пошкоджень ліній електропередач. Зокрема, здійснено класифікацію методів пошуку місць пошкодження, розкрито відносні та абсолютні методи пошуку. Для кожного методу представлено схеми підключення вимірювальних засобів та представлено математичні вирази для знаходження відстані до місця пошкодження.

2. Проведено порівняльний аналіз технологічних порушень за період з 2019 по 2022 роки для Західного РЕМу ПрАТ «Львівобленерго». Аналіз здійснювався за декількома критеріями: кількості технологічних порушень, недовідпуску електричної енергії споживачам та кількості відімкнених абонентів на період проведення пошуково-відновлювальних робіт.

3. Запропоновано заходи покращання ефективності пошуку місць пошкодження ліній електропередач, зокрема пропонується встановлювати на вводах до трансформаторних підстанцій індикатори коротких замикань. Також, запропоновано телемеханічну систему передачі даних, яка ґрунтується на використанні охоронної сигналізації трансформаторних підстанцій.

4. Розглянуто питання охорони праці та захисту населення у надзвичайних ситуаціях. Розроблено логіко-імітаційну модель виникнення травми при обслуговуванні ліній електропередач.

5. Зроблено техніко-економічні обґрунтування використання індикаторів коротких замикань. Обчислення показали, що найоптимальнішим рішенням буде встановлення двох контрольованих пунктів секціонування з терміном окупності 0,6 року.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Казанський С. В. Надійність електроенергетичних систем. Київ: КПІ, 2020. 67 с.
2. Кулик В. В., Тептя В. В., Бурикін О. Б., Сікорська О. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
3. Базюк Т. М., Блінов І. В., Буткевич О. Ф., Денисюк С. П. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. Київ: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. 400 с.
4. Півняк Г. Г. Енергетична ефективність систем електропостачання: монографія. Дніпро: НТУ «ДП», 2018. 148 с.
5. Кириленко О. В. Блінов І. В. Впровадження базових міжнародних стандартів Smart Grid в Україні: сучасний стан справ. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2022. № 4. С. 44 – 54.
6. Hauff J., Bode A., Neumann D., Haslauer F. Global Energy Transitions. World Energy Council. 2014. 32 p
7. Кирик В.В. Електричні мережі та системи. Київ: Політехніка, 2014. 132 с.
8. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця: Нова книга, 2004. 656 с.
9. Бардик Є. І., Лукаш М. П. Електрична частина станцій та підстанцій. Синхронні генератори: навчальний посібник. Київ: НТУУ «КПІ», 2008. 100 с.
10. Кирик В. В. Методи організації гнучких електричних систем Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. 47 с.
11. Оцінка стану та реалізації концепцій розвитку «інтелектуальних» електромереж у світовій практиці [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/3.-SmartGrid.pdf>
12. Бурбело М. Й., Гадай А. В. Динамічна компенсація реактивної потужності в пускових режимах електроприводів: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2010. 104 с.

13. Добровольська Л. Н., Лесько В. О., Черкашина В. В. Автоматизація розподільних електричних мереж в умовах балансуєчого ринку електроенергії. Луцьк: РВВ Луцького НТУ, 2014. 208 с.
14. Жежеленко І. В., Півняк Г. Г., Трофімов Г. Г., Папаїка Ю. А. Реактивна потужність в електричних мережах: монографія. Дніпро: НТУ«ДП», 2020. 72 с.
15. Федів Є.І., Сівакова О.М. Спосіб регулювання пересиланням змінного струму проміжною ланкою постійного струму. Патент UA № 123525.
16. Бурбело М. Й., Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2011. 204 с.
17. Черкашина В. В. Структурування повітряних ліній електропередачі в умовах неповноти інформації. Харків: Факт, 2016. 160 с.
18. Журахівський А. В., Кінаш Б. М., Пастух О. Р. Надійність електричних систем і мереж: навчальний посібник. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2012. 280 с.
19. Хоменко І. В., Плахтій О. А., Нерубацький В. П., Стасюк І. В. Електроенергетика України. Структура, керування, інновації: монографія. Харків: НТУ «ХП», ТОВ «Планета-Прінт», 2020. 132 с.
20. https://old.loe.lviv.ua/ua/corp_info
21. Тісленко В. В. Системи електропостачання загального призначення. Чернігів: ЧНТУ, 2005. 341 с.
22. <https://iron-harry.ua/tovar/1/5/67/>
23. <https://iron-harry.ua/tovar/1/5/68/>
24. <https://iron-harry.ua/tovar/1/5/72/>
25. Лежнюк П. Д., Бевз С. В. Методи оптимізації в електроенергетиці. Критеріальний метод. Вінниця: ВДТУ, 1999. 177 с.
26. Наконечний С. І., Савіна С. С. Математичне програмування: навч. посіб. Київ: КНЕУ, 2003. 452 с.
27. Кузьмичов А. І. Оптимізаційні методи і моделі: практикум в Excel. Київ: ВПЦ АМУ, 2013. 438 с.

28. <https://mcgrp.ua/manual/bastion/skat-1200a>
29. Панченко С. В., Акімов О. І., Бабаєв М. М. Електробезпека: підручник. Харків: УкрДУЗТ, 2018. 295 с.
30. Гажаман В. І. Електробезпека на виробництві. Київ: Ред. журналу «Охорона праці», 2001. 272 с.
31. Гандзюк М. П., Желібо. Є. П., Халімовський М. О. Основи охорони праці: підручник. Київ: Каравелла, 2004. 408 с.
32. Пістун І. П., Березовецький А. П., Тимочко В. О., Городецький І. М. Охорона праці (гігієна праці та виробнича санітарія). Львів: Тріада плюс, 2017. 620 с.
33. Касьянов М. А., Ревенко Ю. П., Тищенко Ю. А. Захист населення в умовах надзвичайних. Луганськ: Вид-во Східноукр. нац. ун-ту ім. В. Даля., 2003. 183 с.
34. Мірошник О. О., Черкашина В. В., Мороз О. М., Черемісін М. М. Економічні розрахунки в інженерній діяльності на прикладах задач електроенергетики. Харків: ФЛП Панов А. Н., 2018. 214 с.
35. ГКД 340.000.001-95. Визначення економічної ефективності капіталовкладень в енергетику. Методика. (Загальні методичні положення). Київ: Міненерго України, 1995. 34 с.