

# КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

## бакалавр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Аналіз надійності міських електричних мереж 10 кВ  
та розробка заходів щодо її підвищення**

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕТ-41

спеціальності 141

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Присяжнюк І. М.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Бабюк С. М.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль Мовчан Л. Т.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри Коваль В. П.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент Голотенко О. С.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Міністерство освіти і науки України  
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії  
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії  
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Коваль В. П.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

« 02 » січня 2026 р.

**ЗАВДАННЯ  
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

на здобуття освітнього ступеня бакалавр  
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва спеціальності)

студенту Присяжнюку Ігорю Миколайовичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Аналіз надійності міських електричних мереж 10 кВ та розробка заходів щодо її підвищення

Керівник роботи Бабюк Сергій Миколайович, к.т.н.  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 31 » грудня 2025 року № 4/7-1162

2. Термін подання студентом завершеної роботи 20 червня 2026 року

3. Вихідні дані до роботи Дані про споживачів електричної енергії, однолінійна схема ПС, кількість відключень і їх причини.

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

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунковий розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Безпека життєдіяльності, основи охорони праці

Загальні висновки

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

Актуальність роботи / Завдання роботи / Практична значущість досліджень. Блок-схема методів оцінки надійності. Методологія оцінки надійності. Однолінійна схема ПС 110/10 кВ.

Розподіл та динаміка аварійних відключень у аналізованому періоді часу. Діаграма розподілу аварійних відключень трансформаторних підстанцій. Діаграма розподілу кількості відключень елементів мережі 10 кВ. Класифікація причин аварійних відключень КЛ 10. Способи захисту кабельних ліній. Результат / Практичне значення / Пропозиції / Ефект. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Безпека життєдіяльності, основи хорони праці	К.т.н., доцент Гурик О. Я.		

7. Дата видачі завдання 02 січня 2026 року

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	15.01.2026	
2	Аналітичний розділ	15.02.2026	
3	Розрахунковий розділ	01.04.2026	
4	Проектно-конструкторський розділ	15.05.2026	
5	Безпека життєдіяльності та основи охорони праці	01.06.2026	
6	Висновки	10.06.2026	
7	Оформлення пояснювальної записки	15.06.2026	
8	Оформлення графічної частини	15.06.2026	

Студент

\_\_\_\_\_ (підпис)

Присяжнюк І. М.

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_ (підпис)

Бабюк С. М.

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

**РЕФЕРАТ**

**Присяжнюк Ігор Миколайович – Аналіз надійності міських електричних мереж 10 кВ та розробка заходів щодо її підвищення.**

Стор. – 56; рис. - 9; табл. - 35; джерел - 19; додатків - - .

Кваліфікаційна робота присвячена дослідженню надійності міських електричних мереж 10 кВ та розробці заходів щодо її підвищення. У роботі виконано аналіз статистичних даних аварійних відключень, визначено основні причини відмов кабельних ліній та комутаційного обладнання, розраховано параметри потоку відмов і середній час відновлення електропостачання.

Розглянуто теоретичні засади забезпечення надійності електроенергетичних систем відповідно до положень Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), Кодексу систем розподілу, а також підходів теорії надійності технічних систем. Проведено оцінювання відповідності фактичних показників надійності нормативним вимогам щодо електропостачання споживачів різних категорій.

За результатами дослідження запропоновано технічні та організаційні заходи, спрямовані на підвищення експлуатаційної надійності мереж 10 кВ, зниження кількості аварійних відключень та скорочення часу відновлення електропостачання.

Перелік ключових слів: **НАДІЙНІСТЬ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА 10 кВ, АВАРІЙНІ ВІДКЛЮЧЕННЯ, ПАРАМЕТР ПОТОКУ ВІДМОВ, ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, КАБЕЛЬНА ЛІНІЯ.**

## ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	<u>7</u>
1.1 Теоретичні основи надійності електричних мереж	<u>7</u>
1.2 Методи оцінки надійності	<u>12</u>
1.3 Причини аварійних відключень	<u>14</u>
1.4 Показники надійності електричних мереж	<u>15</u>
1.5 Висновки до розділу 1	<u>17</u>
2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	<u>19</u>
2.1 Вихідні дані для аналізу надійності	<u>19</u>
2.2 Аналіз аварійних відключень	<u>24</u>
2.3 Визначення показників надійності системи електропостачання	<u>25</u>
2.3.1 Результати розрахунків параметрів потоку відмов	<u>26</u>
2.3.2 Результати розрахунку тривалості раптових відключень	<u>31</u>
2.4 Діаграми результатів аварійних відключень та їх причин ПС 110/10 кВ, комірка 18	<u>35</u>
2.5 Висновки до розділу 2	<u>38</u>
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	<u>39</u>
3.1 Вибір силових пунктів та інших електричних пристроїв	<u>39</u>
3.2 Висновки до розділу 3	<u>46</u>
4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	<u>47</u>
4.1 Планування робіт з охорони праці	<u>47</u>
4.2 Вимоги пожежної безпеки при гасінні електроустановок	<u>50</u>
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	<u>53</u>
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	<u>54</u>

## ВСТУП

Стабільність функціонування електроенергетичної інфраструктури є базовою умовою розвитку сучасного суспільства. Міські електричні мережі напругою 6–10 кВ виконують ключову роль у забезпеченні споживачів електричною енергією, здійснюючи розподіл потужності від центрів живлення до трансформаторних підстанцій та кінцевих користувачів. Надійність таких мереж безпосередньо впливає на безпеку, економічну діяльність і якість життя населення.

Відповідно до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) та Кодексу систем розподілу, електропостачання споживачів повинно здійснюватися з урахуванням категорії надійності та нормативних вимог щодо безперервності живлення [1, 2]. Порушення цих вимог призводить до економічних втрат, зниження ефективності виробничих процесів та підвищення соціальної напруги.

Теоретичним підґрунтям дослідження є положення теорії надійності технічних систем, згідно з якими надійність визначається як властивість об'єкта зберігати у встановлених межах значення параметрів, що характеризують його здатність виконувати задані функції протягом певного часу та за визначених умов експлуатації [3]. У контексті електричних мереж надійність включає безвідмовність, ремонтпридатність, довговічність та живучість.

Актуальність теми обумовлена зростанням навантажень на міські розподільчі мережі, старінням кабельних ліній 10 кВ, впливом зовнішніх факторів та необхідністю забезпечення відповідності фактичних показників надійності нормативним вимогам. Значна частина обладнання експлуатується понад розрахунковий строк служби, що збільшує ймовірність відмов та аварійних відключень.

Особливого значення набуває статистичний аналіз експлуатаційних даних, який дозволяє визначити параметр потоку відмов, середній час відновлення та інші кількісні показники надійності. Такий підхід відповідає сучасним вимогам до управління технічним станом електромережових об'єктів [4].

**Об'єктом дослідження** є міські електричних мереж 10 кВ.

**Предметом дослідження** є методи оцінювання та аналізу показників надійності елементів розподільчих електричних мереж.

Метою роботи є оцінювання відповідності показників надійності мереж 10 кВ вимогам нормативних документів на основі аналізу статистичних даних експлуатації та розроблення рекомендацій щодо їх підвищення.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі **завдання**:

- проаналізувати теоретичні засади забезпечення надійності електричних мереж;
- дослідити нормативні вимоги до показників безперебійності електропостачання;
- виконати статистичний аналіз аварійних відключень;
- розрахувати кількісні показники надійності;
- оцінити відповідність отриманих результатів нормативним вимогам;
- запропонувати заходи з підвищення надійності мережі.

**Практичне значення роботи** полягає у можливості використання отриманих результатів для вдосконалення експлуатаційної політики підприємства електричних мереж.

# 1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

## 1.1 Теоретичний базис надійності електромережеских комплексів

Під надійністю електричних мереж розуміють властивість систем енергопостачання здійснювати безперебійний транзит струму до споживачів із дотриманням нормативних показників якості в заданому часовому інтервалі. Науковий інструментарій для оцінювання цього параметра базується на імовірнісному аналізі, математичному моделюванні, а також залученні експертного оцінювання. Слід підкреслити, що стійкість мережі формується під дією її поточного технічного стану, якості експлуатаційного менеджменту та деструктивних зовнішніх чинників (погодних умов, природних катаклізмів чи аварійних збурень) [3].

Дана категорія нерозривно пов'язана з такими термінами, як функціональна здатність (працездатність) та порушення роботи (відмова) [4].

Працездатність визначає такий статус обладнання, за якого воно спроможне виконувати свої завдання (частково або у повному обсязі). Якщо всі планові функції реалізуються без обмежень, стан вважають абсолютно працездатним. За умови випадіння хоча б однієї функції виникає непрацездатність. Проміжні варіанти свідчать про часткову працездатність системи. Непередбачувана подія, що зумовлює трансформацію режиму з нормального у частково чи повністю обмежений, є деструктивним чинником.

Відмова виступає фундаментальним поняттям у теорії надійності. Вона характеризує вихід параметрів устаткування за допустимі межі, тобто перехід об'єкта на суттєво нижчий експлуатаційний рівень або повне припинення його функціонування.

Пошкодження окремих вузлів може спричинити знеструмлення конкретного сегмента енергомережі. Це призводить до обмеження електроживлення, повного блекауту для певних зон, селективних відключень окремих абонентів або коливань напруги поза встановлені допуски. Специфіка

енергосистем полягає в тому, що локальний дефект самотійно не зникає, а провокує автоматичне або операційне вимкнення пошкоджених елементів за допомогою комутаційної апаратури [3].

Повне зупинення функцій кваліфікується як абсолютна відмова, тоді як локальні порушення трактуються як частковий збій. Параметри цих станів вимагають чіткого регламентування перед початком будь-яких розрахунків, оскільки вони безпосередньо впливають на фінальні метрики надійності.

Основними передумовами мережевих інцидентів зазвичай виступають руйнування апаратних засобів, природний фізичний знос, вихід режимних параметрів за граничні норми, що вимагає оперативного втручання, а також екологічні чинники.

Аварійні ситуації, зумовлені дефектами обладнання, поділяють на два класи: конструкційні (структурні) та технологічні.

Конструкційні дефекти є результатом помилок на етапі проектування та розробки. Сюди відносять некоректний розрахунок пікових режимів навантаження, застосування неякісних матеріалів тощо.

Технологічні дефекти з'являються через відхилення від нормативних алгоритмів виробництва апаратури (наприклад, невідповідність ключових параметрів технічним умовам). До цієї групи також долучають експлуатаційні недоліки, які формуються внаслідок ігнорування правил сервісного обслуговування та невідповідності робочих умов.

Знос (старіння) виникає через незворотні фізико-хімічні деградаційні процеси в матеріалах, що знижують їхню електричну та механічну міцність і порушують взаємодію компонентів [4].

До категорії зовнішніх деструктивних впливів відносять:

Складні метеорологічні явища (шквальний вітер, грозова активність);

Фактор живої природи (діяльність птахів).

Під час моделювання спершу визначають домінуючі чинники аварійності, і лише за необхідності враховують другорядні обставини.

За часовими характеристиками та рівнем передбачуваності інциденти поділяють на раптові (раптово виниклі) та еволюційні (поступові).

За тривалістю існування виділяють стійкі пошкодження та відмови, що зникають самі (самоусувні). Короткотривале порушення класифікують як збій. Головна його ознака — відновлення нормальної роботи системи без капітального або поточного ремонту обладнання (наприклад, миттєве зникнення сигналу, програмний глюк).

Для математичного опису процесів пошкоджень застосовують статистичні моделі, що базуються на законах теорії ймовірностей. Градація порушень у технічних комплексах регламентується ДСТУ ІЕС 60812:2015, який описує методологію FMEA (аналіз видів та наслідків відмов). Цей норматив визначає правила типізації інцидентів у межах системного аналізу. Згідно з цим документом, масштаб негативних наслідків оцінюється через показник критичності [5].

Критичною вважають таку відмову системи чи її вузла, наслідки якої є неприпустимими для комплексу, що змушує розробляти спеціальні заходи для зниження ймовірності її виникнення або мінімізації можливих втрат.

Стандарт регламентує чіткий алгоритм аналізу критичності, що включає:

- Деталізацію структури потенційних дефектів;
- Виявлення причинно-наслідкових траєкторій їх формування;
- Прогнозування впливу цих збоїв на локальний та загальносистемний рівні з подальшим ранжуванням за ступенем тяжкості.

Кінцева мета процедури полягає у виявленні «слабких місць» (елементів і технологічних операцій при монтажі чи виробництві), порушення яких може спровокувати глобальний системний збій [5].

Термінологічний апарат теорії надійності:

Аварія — масштабний інцидент, пов'язаний із різким падінням функціональності об'єкта та глибоким розладом його робочого режиму. В межах електроенергетичних систем (ЕЕС) це означає нездатність забезпечити споживачів енергією із виникненням загроз для екології та населення.

Відновлення — процес повернення об'єкта до працездатного стану (підвищення рівня функціонування) за рахунок ремонтних робіт, регулювання або реконфігурації режиму.

Надійність — комплексна технічна характеристика, яка інтегрує в собі безвідмовність, тривалість експлуатації (довговічність), придатність до ремонту, стійкість, збереженість, керованість, живучість та захищеність (безпеку) [5].

Безвідмовність — здатність пристрою безперервно виконувати свої функції протягом визначеного часу або напрацювання (обсягу виконаної роботи).

Довговічність — спроможність системи зберігати працездатність до настання граничного стану за умови виконання планового сервісу та ремонтів. Граничний стан фіксується тоді, коли подальше використання є економічно недоцільним або небезпечним.

Ремонтопридатність — адаптованість обладнання до оперативного виявлення, локалізації та усунення несправностей шляхом технічного обслуговування.

Статична стійкість — властивість системи утримувати стабільні параметри протягом заданого інтервалу.

Динамічна стійкість — спроможність комплексу повертатися до збалансованого режиму або переходити до іншого стійкого стану після потужних зовнішніх збурень.

Збереженість — здатність об'єкта не втрачати базові показники (безвідмовність, довговічність) під час складування, консервації чи транспортування.

Керованість — можливість коригування параметрів системи оператором або автоматикою для підтримки штатного режиму. В ЕЕС виділяють режимну керованість — здатність оперативно змінювати конфігурацію мережі та параметри роботи її елементів за затвердженими алгоритмами.

Живучість — потенціал системи протистояти лавиноподібним (каскадним) аваріям, запобігаючи масовому вимкненню споживачів.

Безпечність (захищеність) — властивість технічного об'єкта мінімізувати ризику створення небезпечних умов для населення та навколишнього середовища [5].

Масштаб деструктивного впливу на роботу енергооб'єктів під час інцидентів називають глибиною аварії [4]. На генеруючих станціях вона вимірюється обсягом втраченої потужності та недовиробленої енергії. Для підстанцій цим показником є кількість знеструмлених ліній та обсяг невідпуску живлення. На повітряних та кабельних лініях (ЛЕП) глибина визначається числом відключених кіл та падінням пропускної спроможності; в розподільних мережах — кількістю вимкнених трансформаторних вузлів. У масштабах усієї ЕЕС цей параметр оцінюють загальним дефіцитом потужності та падінням частоти струму.

За рівнем дублювання елементів схеми поділяють на три класи:

Нерезервовані: дефект будь-якого компонента автоматично зумовлює відмову всієї ділянки системи.

Частково резервовані: пошкодження окремого ланцюга або секції шин призводить до локального обмеження навантаження споживачів, але не викликає повного колапсу мережі.

Повністю резервовані (взаєморезервовані): аварійне вимкнення окремих елементів або ліній не порушує процес електропостачання та не потребує зниження потужності.

Враховуючи діалектику понять «елемент» і «система», застосовують ієрархічні (покрокові) методи розрахунку, де на кожному новому етапі компоненти нижчого рівня розглядаються як окремі складні підсистеми з уточненням загальних показників.

## **1.2 Методологічні підходи до оцінювання надійності**

Аналітичні інструменти контролю надійності класифікують на кількісні та якісні.

До кількісних методів належать:

Імовірнісний аналіз: розрахунок та моніторинг специфічних коефіцієнтів (MTBF, MTTR, SAIDI, SAIFI).

Імітаційне моделювання: цифрове відтворення поведінки мережі за різноманітних аварійних сценаріїв.

Якісні підходи включають:

Експертне оцінювання: аналіз ризиків на основі ретроспективних даних експлуатації та досвіду інженерного персоналу.

Каузальний аналіз аварій: ідентифікація найменш надійних елементів структури.

Статистично-імовірнісний підхід дозволяє отримати чисельне вираження надійності, визначити частоту відмов, тривалість відновлювальних робіт та характер їхнього впливу на споживача. Ключовими дескрипторами тут виступають: середня тривалість роботи між відмовами (MTBF), середній час ремонту (MTTR), а також системні індекси тривалості (SAIDI) та частоти (SAIFI) перерв в електропостачанні.

Параметр MTBF ілюструє загальний рівень безвідмовності обладнання, демонструючи тривалість його безперебійної роботи за нормальних умов. Метрика MTTR характеризує швидкість реагування та ефективність ремонтних бригад, охоплюючи етапи від пошуку несправності до фінального пуску.

Індекси SAIDI та SAIFI слугують для оцінки сервісу з позиції кінцевого споживача: перший фіксує середню тривалість відключень на одного абонента, а другий — їхню середню частоту.

Інтеграція цих інструментів у практику дозволяє не лише математично оцінити стан мережі, а й оптимізувати стратегію планово-попереджувальних ремонтів, обґрунтувати інвестиції в модернізацію та спрогнозувати обсяг необхідного аварійного резерву матеріалів. При цьому баланс показників MTBF та MTTR дає інтегральну оцінку технічного стану системи.

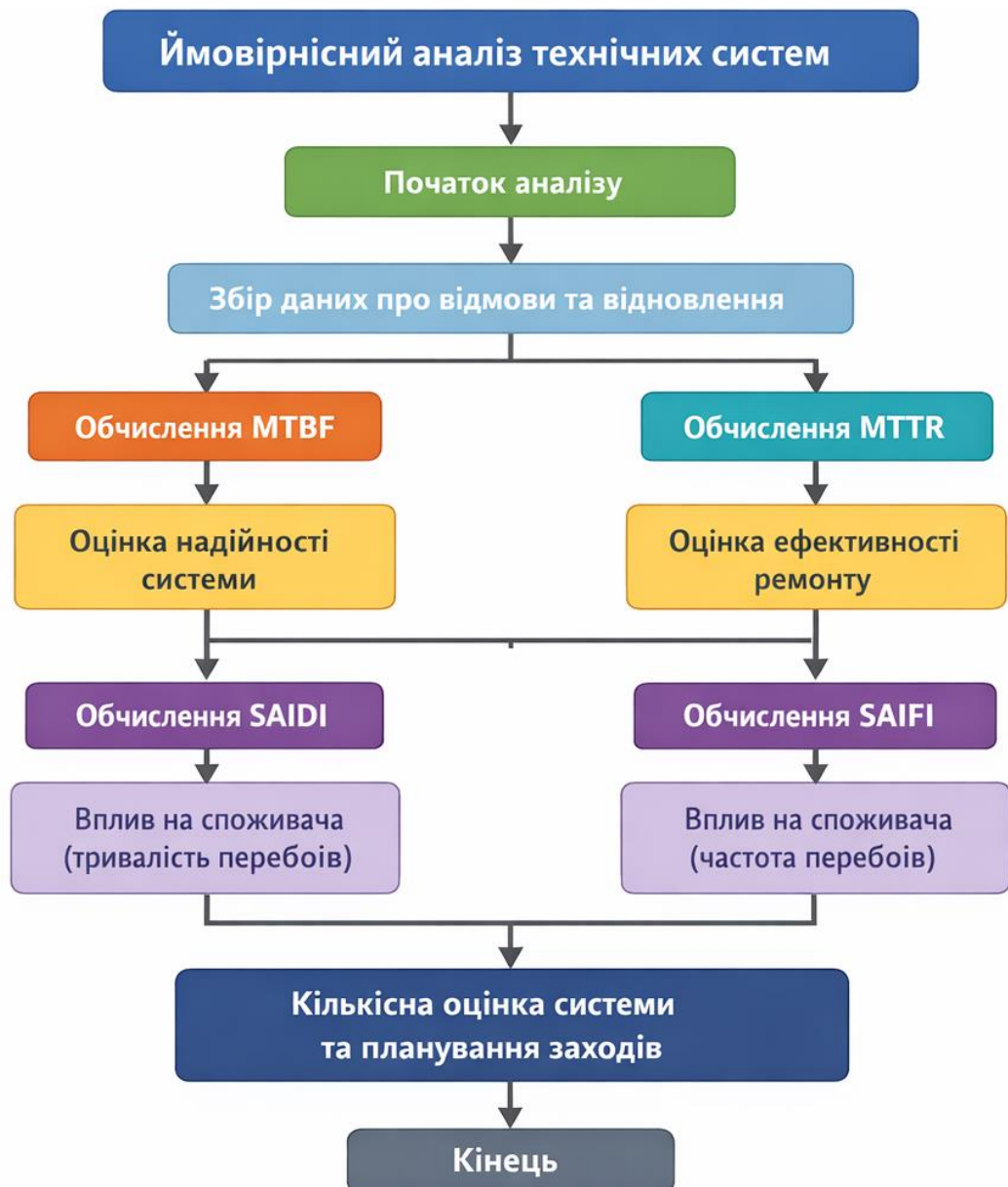


Рисунок 1.1 – Блок-схема методів оцінки надійності

### 1.3 Чинники виникнення аварійних знеструмлень

Першочерговим завданням експлуатаційного персоналу підстанційних комплексів є підтримка стабільного функціонування електрообладнання та гарантування безперервної подачі струму абонентам. Будь-які відхилення від регламентних режимів роботи (спрацьовування автоматики через КЗ, хибні рішення диспетчерів, перерви у живленні споживачів тощо) класифікуються як інциденти чи технологічні збої. Критеріями типізації при цьому виступають специфіка події, глибина деструкції апаратури та масштаб викликаних наслідків.

Порушення в роботі підстанцій найчастіше провокуються раптовим руйнуванням технічних засобів, дефектами через імпульсні перенапруги чи термічну дію електричної дуги. Сюди також відносять некоректне функціонування систем релейного захисту та автоматики (РЗА), кіл вторинної комутації, а також помилки операторів, ремонтників чи інженерних служб [6].

Передумовами неочікуваних апаратних відмов зазвичай стають дефекти монтажу чи неякісне проведення ремонтних робіт (скажімо, збої комутаційних апаратів через незадовільне налаштування кінематичних передач і приводних систем). Негативно впливає і неналежний нагляд під час експлуатації, зокрема за станом контактних груп, що викликає їхнє критичне нагрівання з подальшим руйнуванням кола. Окреме місце посідає заводський брак, природна деградація та прискорений знос діелектриків. Зокрема, систематичний перегрів обмоток силового трансформатора вище критичної норми скорочує тривалість життя його ізоляційного шару вдвічі.

Електромагнітні збурення найчастіше обумовлені грозовими розрядами чи внутрішніми комутаційними перенапругами, які викликають пробій ізоляційного покриття силовими агрегатами, комутаторами, секціонерами та іншими елементами. Інтенсивне накопичення бруду та зволоження діелектриків суттєво підвищують ризик їхнього перекриття й термічного руйнування.

Однофазні замикання на землю (ОЗЗ) у розподільних лініях напругою 6–35 кВ, які супроводжуються дуговими процесами (внаслідок незадовільної компенсації ємнісних струмів), викликають суттєві дугові перенапруги. Це провокує пробій діелектричних бар'єрів генераторів і трансформаторів, а безпосередній термічний вплив дуги призводить до руйнування ізоляторів та розплавлення струмоведучих шин.

Некоректне спрацьовування чи відмови комплексів РЗА та вторинних кіл обумовлені такими чинниками:

- Механічні чи електричні пошкодження вузлів реле;
- Поганий стан контактних з'єднань;
- Втрата цілісності жил у контрольних кабелях та операційних колах;

- Помилковий розрахунок або несвоєчасне коригування параметрів спрацьовування (установок);
- Помилкові маніпуляції фахівців під час профілактичного тестування комплексів захисту.

Кожен із зазначених факторів здатен спровокувати відмову захисної апаратури або неселективне знеструмлення суміжних ділянок при КЗ, що тягне за собою серйозні ускладнення, аж до трансформації локального інциденту в масштабну системну аварію.

Хибні кроки працівників під час оперативних перемикань найчастіше викликані нехтуванням виробничою дисципліною, ігноруванням норм технічної експлуатації, низьким рівнем знання посадових регламентів, дефіцитом уваги або відсутністю самоконтролю в процесі виконання робіт.

У наведеному переліку відображено лише базові та найбільш поширені передумови виникнення аварійності, проте реальна експлуатація мереж та підстанцій супроводжується безліччю інших специфічних факторів. Попри позірну випадковість таких подій, ризик їхньої рекурентності (повторення) залишається високим. З цієї причини кожен інцидент підлягає скрупульозному аналізу та розслідуванню з метою формування превентивних заходів.

Серйозні аварії на підстанційних об'єктах фіксуються нечасто, проте вони мають колосальну ціну наслідків. Їхня ліквідація переважно здійснюється за допомогою автоматичних систем захисту, а за їхньої недостатності — шляхом цілеспрямованих дій чергових інженерів.

#### **1.4 Критерії та метрики надійності енергосистем**

Надійність електромережі (або окремого її сегмента) інтерпретується як спроможність здійснювати транзит та розподіл необхідного обсягу потужності від генерації до центрів споживання із дотриманням нормативних рівнів напруги згідно з диспетчерським графіком. Ця властивість конкретної ділянки формується на основі технічних характеристик та безвідмовності її вузлів

(силових трансформаторів, комутаційних пристроїв, ЛЕП) та топології їхнього з'єднання [3].

Втрата об'єктом своєї функціональності визначається як відмова. Руйнування конкретного елемента мережі (з урахуванням архітектури її побудови) здатне викликати дестабілізацію всього району, що негативно позначається на електропостачанні споживачів. Це може проявлятися у формі тотального блекауту, вимушеного скорочення споживання або виходу параметрів напруги за рамки дозволених стандартів.

Проектування топології електричних мереж вимагає суворого дотримання галузевих стандартів та керівних методичних вказівок. Проте іноді виникає потреба у проведенні додаткових розрахунків чисельних критеріїв надійності, зокрема для:

- Оцінки та порівняння альтернативних технічних рішень, спрямованих на підтримання цільового рівня безвідмовності для користувачів;
- Фінансово-економічного підтвердження доцільності надлишкового резервування, що перевищує базові нормативні вимоги.

Аналізуючи різні стратегії забезпечення безперебійності живлення або доводячи рентабельність посиленого резервування, варто калькулювати потенційні фінансові втрати та недоотриманий прибуток через незаплановані зупинки виробництва (аварійні знеструмлення).

На сучасному етапі розвитку енергоринку ризики фінансових збитків через планові чи позапланові обмеження мають фіксуватися безпосередньо у тексті двосторонніх контрактів на постачання ресурсу. За такою угодою генерація чи трейдер зобов'язується гарантувати відпуск погоджених обсягів енергії належної якості (згідно з техрегламентами), тоді як споживач бере на себе обов'язок вчасно здійснювати оплату на засадах, що регулюють гуртовий та роздрібний сегменти ринку. Контракт може містити положення, згідно з якими втрати від узгоджених регламентних робіт нівелюються за рахунок надання дисконту на тариф.

Чисельними параметрами, які описують рівень безвідмовності мережевої структури та її окремих апаратних компонентів, виступають:

- **Параметр потоку відмов** (середньорічна кількість технологічних порушень);
- **Циклічність планового сервісу** (частота проведення ремонтів);
- **Середня тривалість відновлення** (середній час ліквідації аварії або заміни вузла, виражений у частках року);
- **Тривалість запланованого простою** при навмисних вимкненнях;
- **Коефіцієнт готовності** (імовірність знаходження об'єкта в робочому статусі в інтервалах між плановими ремонтами);
- **Імовірність вимушеного простою** (шанс перебування системи в аварійному стані між циклами технічного обслуговування);
- **Коефіцієнт безвідмовної роботи протягом року** (математична ймовірність того, що за рік на об'єкті не виникне жодного збою).

Наведені дескриптори формують інженерну основу оцінювання безвідмовності, уможливаючи компаративний аналіз різних енергооб'єктів, а також валідацію проектних рішень на відповідність встановленим чисельним критеріям стабільності роботи.

### 1.5 Висновки до розділу 1

У результаті аналітичного дослідження встановлено, що надійність електричних мереж є комплексною властивістю системи електропостачання, яка визначається її здатністю забезпечувати безперервне та якісне електропостачання споживачів у межах нормативних параметрів режиму. Надійність формується під впливом технічного стану обладнання, схеми мережі, ступеня резервування, організації експлуатації та зовнішніх факторів.

Проаналізовано основні категорії теорії надійності: відмова, аварія, відновлення, безвідмовність, довговічність, ремонтпридатність, живучість та керованість. Визначено, що відмови можуть мати технічну, технологічну або експлуатаційну природу та різний ступінь критичності відповідно до вимог ДСТУ ІЕС 60812:2015, що передбачає їх аналіз за методом FMEA.

Систематизовано методи оцінки надійності, зокрема ймовірнісний аналіз із використанням показників MTBF, MTTR, SAIDI та SAIFI, які дозволяють кількісно оцінити частоту відмов, тривалість відновлення та вплив порушень на споживачів. Встановлено, що рівень резервування мережі безпосередньо визначає глибину аварій та масштаби перерв електропостачання.

Отже, сформовано теоретичну основу для подальших інженерних розрахунків показників надійності та обґрунтування технічних заходів щодо підвищення експлуатаційної ефективності системи електропостачання.

## 2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

### 2.1 Вихідні дані для аналізу надійності

Для проведення дослідженню надійності міських електричних мереж 10 кВ та розробці заходів щодо її підвищення, були отримані такі вихідні дані:

1. Однолінійна схема ПС 110/10 кВ;
2. Відомості про споживачів цієї ПС;
3. Причини аварійних відключень за 2023-2025 роки

Таблиця 2.1 – Відомості про споживачів.

Категорія споживачів	ТП, РП, ПС	№ фідера	Споживач
1	2	3	4
1	ТП-607/1	19	ВРП НП
	ТП-607/2	7	
2	ТП-320/1	7	Школа
		9,15	Котельня
	ТП-5/1	3,4	Школа, ВРП-2
	ТП-607/1	18	II черга, блок-секція №5
	ТП-607/1	20	III черга, блок-секція №6
	ТП-607/2	1	3 блок-секція
		2	1 та 2 блок-секції
		4	III черга, блок-секція №6
		22	II черга, блок-секція № 5
	ТП-20/1	26	КТП-4
	ТП-203/1	100	КТП БП-43
	ТП-23/1	1	Житловий сектор
			Житловий сектор
			Житловий сектор
Житловий сектор			
Житловий сектор			
Житловий сектор			
Світлофор			
2	Житловий сектор		
	Житловий сектор		
	Житловий сектор		
3	Житловий сектор		

продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	
	ТП-23/1	3	Житловий сектор Світлофор	
		4	Житловий сектор вул. Т. Шевченка	
		5	Магазин	
		ТП-29/1	3	Житловий сектор Житловий сектор Житловий сектор
	2		Автошкола, майстерні АГЗС	
			Житловий сектор	
	ТП-320/1	4	Житловий сектор Житловий сектор Житловий сектор Житловий сектор	
			12	Будмайданчик Житловий сектор Житловий сектор
				Житловий сектор
			ТП-258/1	1
		2		Житловий сектор
		3		Житловий сектор Житловий сектор
	2			Будмайданчик
	ТП-3/1 Т	5	2-поверх житловий будинок	
		6	Гаражі	
		8	Ділянка №1 АТП-256 Гаражі ДСНС	
			1	Житловий сектор
	ТП-346/1 Т	2	АГЗС вул. Торгова	
		3	Житловий сектор	
		4	Житловий сектор	
		ТП-418/1	1	Житловий сектор
	ТП-464/1	1	Житловий сектор	
		3	База Енергозбут Житловий сектор Житловий сектор	
			4	Житловий сектор
			4	Сауна, гараж
		6	Будмайданчик тренажерного залу	

продовження таблиці 2.1

1	2	3	4
	ТП-464/1	7	Торгово-складське приміщення
		10	Базова станція "Київстар"
	ТП-579/1	1	Житловий сектор
			Житловий сектор
		2	Житловий сектор
			Житловий сектор
		5	Житловий сектор
			Магазин
			СТО
			Автомайстерня
			СТО
		6	Житловий сектор
	ТП-673/1	1	Житловий сектор
	ТП-7/1	9	Житловий сектор
		10	Житловий сектор
			СТО
			Кіоск
			Масив гаражів
			Житловий сектор
		11	Житловий сектор
			Житловий сектор
			Житловий сектор
			Житловий сектор
	12	Адміністративна будівля, котельня	
	ТП-7/2	1	Вуличне освітлення
		2	ВПТУ №2
			Магазин
3		Резерв	
4		Житловий сектор	
5		Склад-магазин	
7	Резерв		
ТП-507/1	9	Житловий сектор	
ТП-707/1 Т	10	Житловий сектор	
	11	Житловий сектор	
	12	Житловий сектор	
	13	Житловий сектор	
	14	Житловий сектор	
	18	Житловий сектор	

продовження таблиці 2.1

1	2	3	4
	ТП-707/2	20	Житловий сектор
		1	Житловий сектор
		2	Житловий сектор
		3	Житловий сектор
		4	Житловий сектор
		6	ВРП НП
		21	Житловий сектор
		22	Житловий сектор
		23	Житловий сектор

Таблиця 2.2 – Аварійні відключення ПС 110/10 комірка 21 з 2023-2025 рр.

Дата аварії	Тривалість аварії	Вимкнене обладнання	Причина аварії	Пошкоджене обладнання
01.03.2023	01:11	Комірка 18 МСЗ	Вичерпання ресурсу	КЛ-10кВ Ф.10-218
29.03.2023	01:03	Комірка 18 МСЗ	Порушення ізоляції	КЛ-10кВ Ф.8-220
02.07.2023	00:52	Комірка 18 МСЗ	Порушення ізоляції	КЛ-10кВ Ф.103-358
28.08.2023	00:34	Комірка 18 МСЗ	Механічне пошкодження	КЛ-10кВ Ф.358-47
26.04.2024	01:47	Комірка 18 МСЗ	Вплив сторонніх осіб, механічне пошкодження	КЛ-10кВ Ф.220-87
14.06.2024	02:58	Комірка 18 МСЗ	Вичерпання ресурсу	КЛ-10кВ Ф.773-96
17.05.2025	00:52	Комірка 18 МСЗ	Несприятливі природні явища	ПЛ-10кВ Ф. ТП-4/3-ТП-358/1
23.07.2025	03:49	Комірка 18 МСЗ	Електродугове пошкодження	КЛ-10кВ Ф.35847

На рис 2.1 представлено однолінійну схему ПС 110/10 кВ.

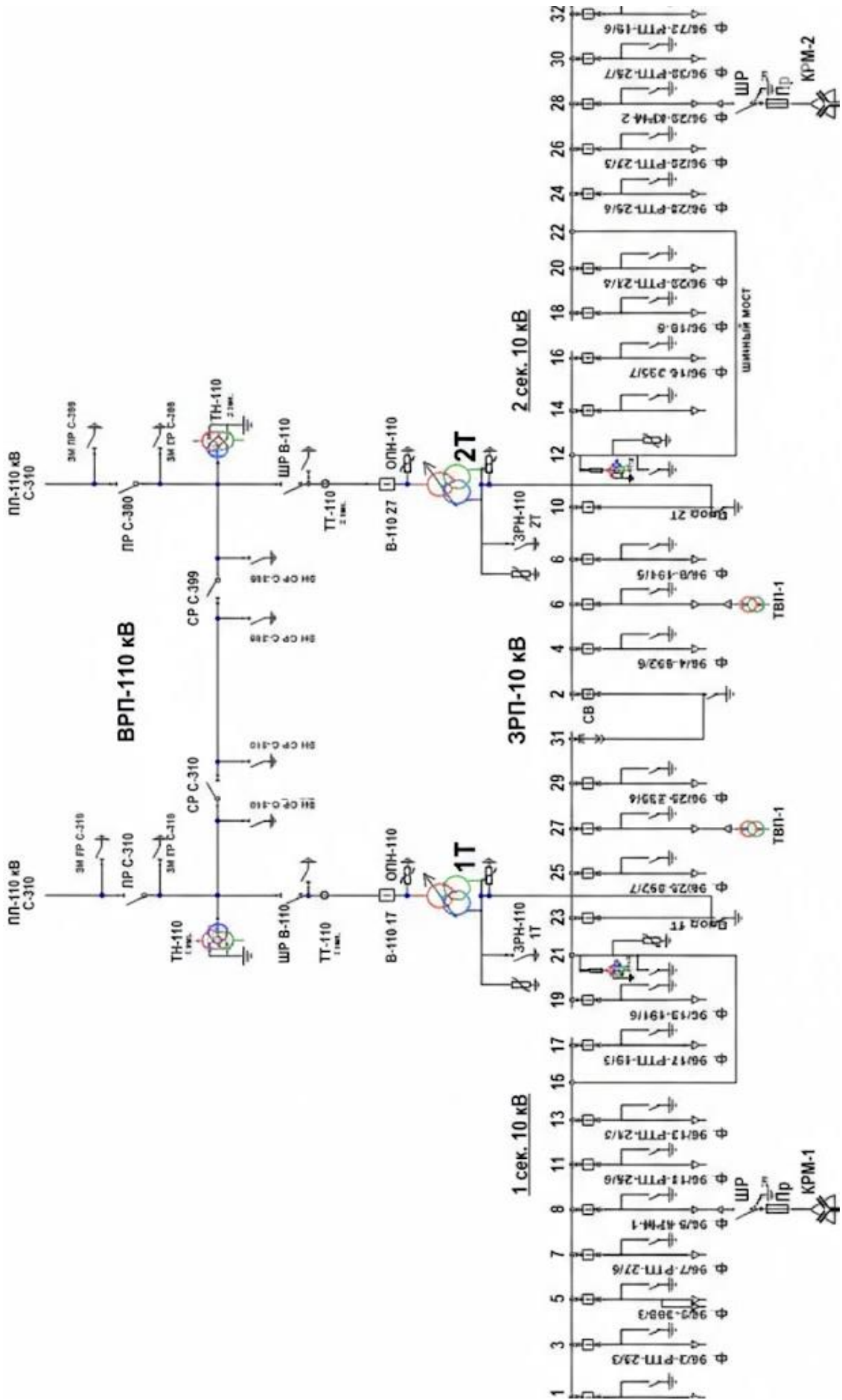


Рисунок 2.1 – Однолінійна схема ПС 110/10 кВ

## 2.2 Аналіз аварійних відключень

Дослідження передбачає статистичну обробку даних за період 2015-2017 рр., які відносяться до аварійних відключень елементів системи. Дані представлені у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Кількість відключень за роками

Рік	Кількість відключень
2023	4
2024	2
2025	2

Відповідно до даних таблиці 2.2 побудуємо графік, що представлений на рис. 2.2.

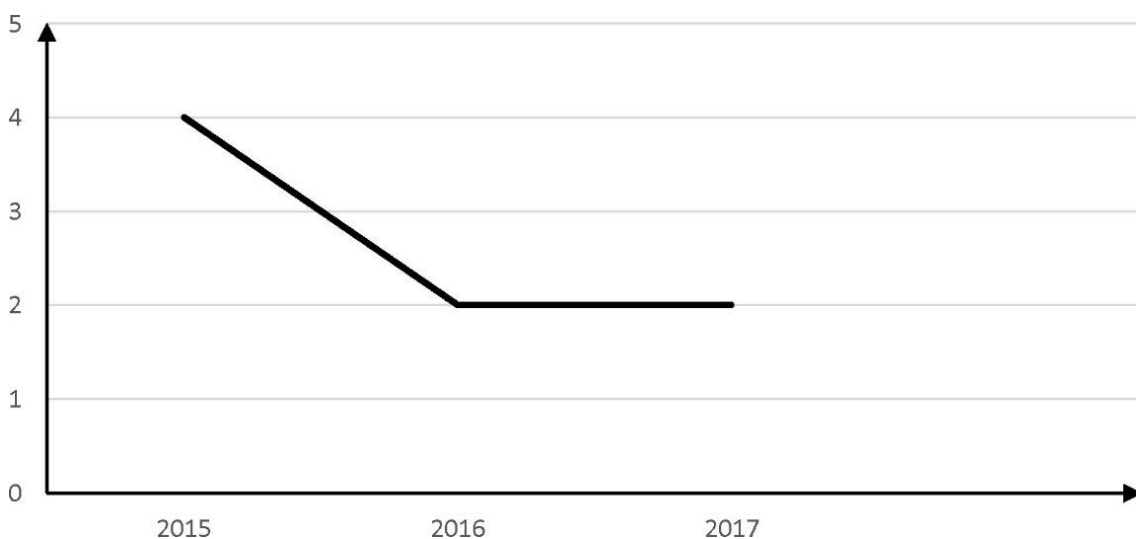


Рисунок 2.2 – Розподіл аварійних відключень у аналізованому періоді часу

Можна зауважити, що частота відключень не є рівномірною протягом 3 років, хоча теоретично частота відмов має бути рівномірної. Найбільша кількість аварійних відключень припадає на 2023 р, а найменша: 2024 та 2025 рр.

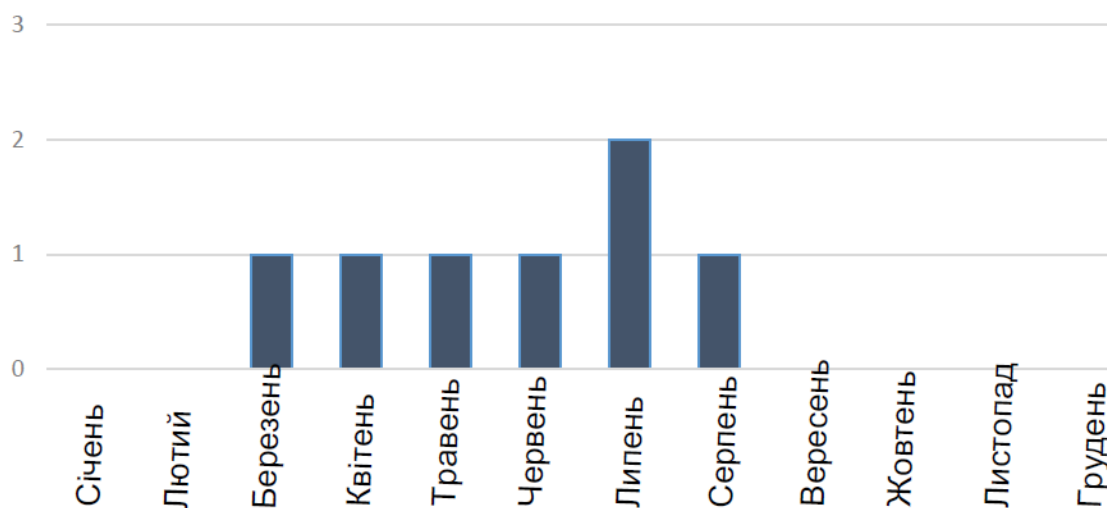


Рисунок 2.3 – Динаміка аварійних відключень

### 2.3 Визначення показників надійності системи електропостачання

Для визначення показників надійності елементів системи електропостачання необхідно розрахувати основні показники надійності:

- параметр потоку відмов  $w$ ,  $1/\text{рік}$ ;
- середній час відновлення  $T_B$ ,  $\text{год}$ ;
- тривалість ремонтів (планового, капітального, поточного)  $T_P$ .

Показники надійності наведені для: трансформаторів, вимикачів, роз'єднувачів, відділювачів, повітряних та кабельних ліній [7].

Таблиця 2.3 – Табличні значення параметрів потоку відмов елементів електричної мережі.

Елемент мережі	$w$ , відмов/рік при $U=10 \text{ кВ}$
Повітряні лінії: (100 км.)	
- одноколові	7.6
- двоколові (відмова одного кола)	
Кабельні лінії (100 км)	7.5
Трансформатори	0.016
Вимикачі(на один вимикач)	0.01
Роз'єднувачі	0.01
Запобіжники	0.05

Таблиця 2.4 – Табличні значення середнього часу відновлення елементів.

Елемент мережі	Середній час відновлення при $U = 10 \text{ кВ}$ , $T_B$ , год /
Повітряні лінії	5.0
Кабельні лінії	16.0
Трансформатори	50.0
Лінійні роз'єднувачі	4.8
Секційні роз'єднувачі	3.5
Секційні вимикачі	8.76
Роз'єднувачі	7.0
Вимикачі	11.0
Запобіжники	2.5

### 2.2.1 Результати розрахунків параметрів потоку відмов

Згідно з табличними даними (табл. 2.3) розраховуємо статистичні значення параметрів потоку відмов для елементів мережі двотрансформаторних підстанцій та підстанцій, де споживачі відносяться до 1 та 2 категорії:

Таблиця 2.5 – Елементи мережі ТП-7/2

Найменування	Тип, потужність	Довжина, (км) Кількість, (шт)	$w$ , відмов / рік
Трансформатор	4 0 0	2	0.032
Вимикач навантаження	ВН	3	0.03
Запобіжник		2	0.1
Лінійний роз'єднувач	ЛР	1	0.01
Кабель	АСБл 3×120	0.602	0.04515
	АСБл 3×120	0.075	0.005625

Таблиця 2.6 – Елементи мережі ТП-607/2

Найменування	Тип, потужність	Довжина, (км) Кількість, (шт)	$w$ , відмов / рік
Трансформатор	1000	2	0.032
Запобіжник		2	0.1
Вимикач навантаження	ВН	6	0.06
		0.139	0.0104
Кабель	АСБл 3×120	0.602	0.04515
	1000	2	0.032

Таблиця 2.7 – Елементи мережі ТП-120/1

Найменування	Тип, потужність	Довжина, (км) Кількість, (шт)	<i>w</i> , відмов / рік
Трансформатор	400	1	0.016
Запобіжник		1	0.05
Вимикач навантаження	ВН	2	0.02
Лінійний роз'єднувач	ЛР	1	0.01
Кабель	<i>ААБ2л</i> 3×120	0.080	0.006081
	<i>АСБл</i> 3×120	0.139	0.010564

Таблиця 2.8 – Елементи мережі ТП-3/1

Найменування	Тип, потужність	Довжина, (км) Кількість, (шт)	<i>w</i> , відмов / рік
Трансформатор	200	1	0.016
Запобіжник		1	0.05
Вимикач навантаження	ВН	3	0.03
Лінійний роз'єднувач	<i>АСБл</i> 3×120	0.300	0.0225
Кабель	<i>АСБл</i> 3×120	0.125	0.009375

Таблиця 2.9 – Елементи мережі в аварійних відключеннях за 2023 рік

ТП	Пошкоджене обладнання	Найменування	Тип	Довжина, (км) к-сть, (шт)	<i>w</i> , відмов / рік
20	КЛ-10кВ, Ф.20-218	Кабельна лінія	<i>АСБл</i> 3×120	1	0.016
7	КЛ-10кВ Ф. 7-220	Кабельна лінія	<i>АСБл</i> 3×120	1	0.05
203	КЛ-10 кВ Ф.203-358	Кабельна лінія	<i>АСБ</i> 3×120	3	0.03
258	КЛ-10кВ Ф.258-47	Кабельна лінія	<i>ААБ</i> 3×120	0.300	0.0225
			<i>АСБл</i> 3×120	0.010	0.00075

Таблиця 2.10 – Елементи мережі в аварійних відключеннях за 2024 рік

ТП	Пошкоджене обладнання	Найменування	Тип	Довжина, (км) к-сть, (шт)	<i>w</i> , відмов / рік
120	КЛ-10кВ, Ф.120-87	Кабельна лінія	<i>ААБ2л</i> 3×120	0,080	0.006
673	КЛ-10кВ Ф.673-96	Кабельна лінія	<i>АБл</i> 3×50U 10 кВ	0,380	0.0285

Таблиця 2.11 – Елементи мережі в аварійних відключеннях за 2025 рік

ТП	Пошкоджене обладнання	Найменування	Тип	Довжина, (км) к-сть, (шт)	$w$ , відмов / рік
5	ПЛ-10кВ, Ф.ТП-4/3- ТП-358/1	Повітряна лінія	A 120	0,135	0.0103
258	ПЛ-10кВ, Ф.358-47	Кабельна лінія	ААБ 3×120	1,004	0.0753
			АСБл 3×120	0.010	0.00075

Розрахунок кількості раптових відключень за існуючою схемою електроживлення проводився за методиками, описаними вище. Усі аналітичні розрахунки було зроблено у редакторі електронних таблиць MS Excel. Було розраховано середнє значення вибірки  $M$ , середньоквадратичне відхилення вибірки  $S$  та довірчий інтервал для  $M$  із заданою достовірністю.

Розрахунок показників надійності системи за 2023 рік наведено в табл. 2.12-2.15.

Таблиця 2.12 – Результати розрахунку показників надійності системи електропостачання ТП-10

Параметр	Вибіркове середнє $M$	Серед. квадр. відхилення $S$	Довірчий інтервал для $M$ з $\beta = 0,95$	
Кількість раптових відключень споживачів, <i>вимк. / рік</i>	0.04155/0.075	0.03345	-0.0048	0.088
у тому числі через відмови:				
Кабельної лінії 10 кВ	0.04155/0.075	0.03345	-0.0048	0.088

Таблиця 2.13 – Результати розрахунку показників надійності системи електропостачання ТП-8

Параметр	Вибіркове середнє $M$	Серед. квадр. відхилення $S$	Довірчий інтервал для $M$ з $\beta = 0,95$	
Кількість раптових відключень споживачів, <i>вимк. / рік</i>	0.04515/0.075	0,02985	0,0038	0,0865
у тому числі через відмови:				
Кабельної лінії 10 кВ	0,04515/0,075	0,02985	0,0038	0,0865

Таблиця 2.14 – Результати розрахунку показників надійності системи електропостачання ТП-103

Параметр	Вибіркове середнє $M$	Серед. квадр. відхилення $S$	Довірчий інтервал для $M$ з $\beta = 0,95$	
Кількість раптових відключень споживачів, <i>вимк./ рік</i>	0.0045/0.075	0.0705	-0.0932	0.1022
у тому числі через відмови:				
Кабельної лінії 10 кВ	0.0045/0.075	0.0705	-0.0932	0.1022

Таблиця 2.15 – Результати розрахунку показників надійності системи електропостачання ТП-358

Параметр	Вибіркове середнє $M$	Серед. квадр. відхилення $S$	Довірчий інтервал для $M$ з $\beta = 0,95$	
Кількість раптових відключень споживачів, <i>вимк./ рік</i>	0.0038/0.075	0.037	-0.0132	0.0,89
у тому числі через відмови:				
Кабельної лінії 10 кВ	0.038/0.075	0.037	-0.0132	0.089

Розрахунок показників надійності системи за 2024 рік наведено в табл. 2.16-2.17.

Таблиця 2.16 – Результати розрахунку показників надійності системи електропостачання ТП-220

Параметр	Вибіркове середнє $M$	Серед. квадр. відхилення $S$	Довірчий інтервал для $M$ з $\beta = 0,95$	
Кількість раптових відключень споживачів, <i>вимк./ рік</i>	0.006/0.075	0.069	-0.943	0.101
у тому числі через відмови:				
Кабельної лінії 10 кВ	0.006/075	0.069	-0.089	0.101

Таблиця 2.17 – Результати розрахунку показників надійності системи електропостачання ТП-773

Параметр	Вибіркове середнє $M$	Серед. квадр. відхилення $S$	Довірчий інтервал для $M$ з $\beta = 0,95$	
Кількість раптових відключень споживачів, <i>вимк./ рік</i>	0.0285/0.075	0.0465	-0.036	0.093
у тому числі через відмови:				
Кабельної лінії 10 кВ	0.0285/0.075	0.0465	-0.036	0.093

Розрахунок показників надійності системи за 2025 рік наведено в табл. 2.18-2.20.

Таблиця 2.18 – Результати розрахунку показників надійності системи електропостачання ТП-4

Параметр	Вибіркове середнє $M$	Серед. квадр. відхилення $S$	Довірчий інтервал для $M$ з $\beta = 0,95$	
Кількість раптових відключень споживачів, <i>вимк./ рік</i>	0.0103/0.075	0.0647	-0.079	0.0999
у тому числі через відмови:				
Кабельної лінії 10 кВ	0.0103/0.075	0.0647	-0.079	0.0999

Таблиця 2.19 – Результати розрахунку показників надійності системи електропостачання ТП-358

Параметр	Вибіркове середнє $M$	Серед. квадр. відхилення $S$	Довірчий інтервал для $M$ з $\beta = 0,95$	
Кількість раптових відключень споживачів, <i>вимк./ рік</i>	0.038/0.075	0.037	-0.0132	0.089
у тому числі через відмови:				
Кабельної лінії 10 кВ	0.038/0.075	0.037	-0.0132	0.089

В результаті виконаної роботи для 17 трансформаторних підстанцій, які заживлено від ПС 110/10» комірка 18 були розраховані показники надійності

ділянки «джерело живлення – споживач», такі як вибіркова середня кількість відключень кожного елемента, середньоквадратичне їх відхилення від статистичних даних та довірчий інтервал, з рівнем надійності 0.95.

### 2.2.2 Результати розрахунку тривалості раптових відключень

Значення середньої тривалості одного раптового відключення споживача визначалося як середньозважена тривалість відключень, з числа пошкоджень основних елементів ділянки «джерело – споживач».

Зробимо розрахунок тривалості раптових відключень споживачів ділянки ПС 110/10 комірка 18.

Величина тривалості раптових відключень для кожного з елементів ділянки «джерело живлення – споживач» отримана шляхом моніторингу відомостей про відмови електрообладнання, зафіксованих у журналах обліку даних з усіх припинень передачі електричної енергії, що відбулися на об'єктах ПС 110/10 комірка 18-20 за період 2023-2025 р.р.

Також для розрахунку використовуються довідкові матеріали та статистичні дані середнього часу відновлення елементів електричної мережі, подані у табл. 2.4.

Розрахуємо тривалість раптових відключень на ПС 110/10 комірка 18 для елементів мережі 10 кВ (ЛЕП 10 кВ, роз'єднувачі лінійний та секційний, відділювач, вимикачі та трансформатор).

Таблиця 2.20 – Елементи мережі ТП-8/2

Найменування	Тип обладнання	Довжина, (км) к-сть, (шт)	Середній час відновлення при $U$ 10 кВ, $T_B$ , год
Трансформатор	400	2	100
Вимикач навантаження	ВН	3	33
Запобіжник		2	2.5
Лінійний роз'єднувач	ЛР	1	7
Кабель	АСБл 3×120	0.602	16
	ААБ2л 3×120	0.075	

Таблиця 2.21 – Елементи мережі ТП-807/2

Найменування	Тип обладнання	Довжина, (км) к-сть, (шт)	Середній час відновлення при $U 10 \text{ кВ}, T_B, \text{ год}$
Трансформатор	1000	2	100
Запобіжник	ВН	3	33
Вимикач навантаження		2	2.5
Лінійний роз'єднувач	ЛР	1	7
Кабель	<i>АСБл 3×120</i>	0.602	16
	<i>ААБ2л 3×120</i>	0.075	

Таблиця 2.22 – Елементи мережі ТП-220/1

Найменування	Тип обладнання	Довжина, (км) к-сть, (шт)	Середній час відновлення при $U 10 \text{ кВ}, T_B, \text{ год}$
Трансформатор	400	1	50
Запобіжник		2	2.5
Штепсельний роз'єм	ШР	2	2.5
Вимикач навантаження	ВН	2	11
Лінійний роз'єднувач	ЛР	1	7
Кабель	<i>ААБл 3×120</i>	0.080	16
	<i>АСБл 3×120</i>	0.139	16

Таблиця 2.23 – Елементи мережі ТП-4/1

Найменування	Тип обладнання	Довжина, (км) к-сть, (шт)	Середній час відновлення при $U 10 \text{ кВ}, T_B, \text{ год}$
Трансформатор	200	1	50
Запобіжник		1	2.5
Вимикач навантаження	ВН	3	11
Кабель	<i>АСБл 3×120</i>	0.300	16
	<i>АСБл 3×120</i>	0.125	16

Таблиця 2.24 – Елементи мережі аварійних відключень за 2023 рік

ТП	Пошкоджене обладнання	Найменування	Тип	Довжина, (км) к-сть, (шт)	$w$ , відмов / рік
10	КЛ-10кВ Ф.10-218	Кабельна лінія	АСБл 3×120	0.554	1.18
7	КЛ-10кВ Ф.7-220	Кабельна лінія	АСБл 3×120	0.602	1.08
203	КЛ-10 кВ Ф.203-358	Кабельна лінія	АСБ 3×120	0.06	0.86
158	КЛ-10кВ Ф. 158-47	Кабельна лінія	ААБ 3×120	1.004	1.56
			АСБл 3×120	0.010	

Таблиця 2.25 – Елементи мережі аварійних відключень за 2024 рік

ТП	Пошкоджене обладнання	Найменування	Тип	Довжина, (км) к-сть, (шт)	$w$ , відмов / рік
120	КЛ-10кВ Ф.120-87	Кабельна лінія	ААБ2л 3×120	0.080	1.78
673	КЛ-10кВ Ф.673-96	Кабельна лінія	ААБл 3×50	0.380	2.03

Таблиця 2.26 – Елементи мережі аварійних відключень за 2025 рік

ТП	Пошкоджене обладнання	Найменування	Тип	Довжина, (км) к-сть, (шт)	$w$ , відмов / рік
3	ПЛ-10кВ Ф. ТП-3/3-ТП-58/1	Повітряна лінія	А 120	0.135	0.75
258	КЛ-10кВ Ф.258/47	Кабельна лінія	ААБ 3×50	1.004	0.96
			АСБл 3×120	0.010	4.8

При розрахунку показників надійності для кожної з трансформаторних підстанцій, що розглядаються, враховуємо тривалість раптових відключень в елементах мережі 10 кВ. Розрахунок зробимо для наступних підстанцій:

Таблиця 2.27 – Результати розрахунку показників надійності системи електропостачання за 2023 рік. ТП-10.

Параметр	Вибіркове середнє $M$	Серед. квадр. відхилення $S$	Довірчий інтервал для $M$ з $\beta = 0,95$
----------	-----------------------	------------------------------	--

Кількість раптових відключень споживачів, <i>вимк./ рік</i>	1.18/16	14.82	-27.87	30.23
у тому числі через відмови:				
Кабельної лінії 10 кВ	1.18/16	14.82	-27.87	30.23

Таблиця 2.28 – Результати розрахунку показників надійності системи електропостачання ТП-8

Параметр	Вибіркове середнє $M$	Серед. квадр. відхилення $S$	Довірчий інтервал для $M$ з $\beta = 0,95$	
Кількість раптових відключень споживачів, <i>вимк./ рік</i>	1.08/16	14.92	-28.17	30.33
у тому числі через відмови:				
Кабельної лінії 10 кВ	1.08/16	14.92	-28.17	30.33

Таблиця 2.29 – Результати розрахунку показників надійності системи електропостачання ТП-103

Параметр	Вибіркове середнє $M$	Серед. квадр. відхилення $S$	Довірчий інтервал для $M$ з $\beta = 0,95$	
Кількість раптових відключень споживачів, <i>вимк./ рік</i>	0.86/16	15.14	-28.81	30.53
у тому числі через відмови:				
Кабельної лінії 10 кВ	0.86/16	15.14	-28.81	30.53

Таблиця 2.30 – Результати розрахунку показників надійності системи електропостачання ТП-358

Параметр	Вибіркове середнє $M$	Серед. квадр. відхилення $S$	Довірчий інтервал для $M$ з $\beta = 0,95$	
Кількість раптових відключень споживачів, <i>вимк./ рік</i>	0.56/16	15.44	-29.7	30.82
у тому числі через відмови:				
Кабельної лінії 10 кВ	0.56/16	15.44	-29.7	30.82

Таблиця 2.31 – Результати розрахунку показників надійності системи електропостачання за 2024 рік. ТП 220

Параметр	Вибіркове середнє $M$	Серед. квадр. відхилення $S$	Довірчий інтервал для $M$ з $\beta = 0,95$	
Кількість раптових відключень споживачів, <i>вимк./ рік</i>	1.78/16	14.22	-26.09	29.65
у тому числі через відмови:				
Кабельної лінії 10 кВ	1.78/16	14.22	-26.09	29.65

Таблиця 2.32 – Результати розрахунку показників надійності системи електропостачання ТП-773

Параметр	Вибіркове середнє $M$	Серед. квадр. відхилення $S$	Довірчий інтервал для $M$ з $\beta = 0,95$	
Кількість раптових відключень споживачів, <i>вимк./ рік</i>	2.03/16	13.97	-0.036	0.093
у тому числі через відмови:				
Кабельної лінії 10 кВ	2.03/16	13.97	-25.35	29.4

Таблиця 2.33 – Результати розрахунку показників надійності системи електропостачання за 2025 рік. ТП-4

Параметр	Вибіркове середнє $M$	Серед. квадр. відхилення $S$	Довірчий інтервал для $M$ з $\beta = 0,95$	
Кількість раптових відключень споживачів, <i>вимк./ рік</i>	0.75/5	4.25	-7.58	9.08
у тому числі через відмови:				
Кабельної лінії 10 кВ	0.75/5	4.25	-7.58	9.08

Таблиця 2.34 – Результати розрахунку показників надійності системи електропостачання ТП-358

Параметр	Вибіркове середнє $M$	Серед. квадр. відхилення $S$	Довірчий інтервал для $M$ з $\beta = 0,95$	
Кількість раптових відключень споживачів, <i>вимк./ рік</i>	4.8/16	11.2	-17.15	26.75
у тому числі через відмови:				
Кабельної лінії 10 кВ	4.8/16	11.2	-17.15	26.75

В результаті виконаної роботи для 17 трансформаторних підстанцій, які заживлені від ПС 110/10, комірка 18, було розраховано середню тривалість раптового відключення кожного з елементів мережі 10 кВ для ділянки «джерело живлення - споживач».

Далі за підсумками проведеного аналізу побудуємо діаграми.

### 2.3 Діаграми результатів аварійних відключень та їх причин ПС 110/10 кВ, комірка 18

Для аналізованої схеми електропостачання ПС 110/10 кВ, комірка 18, було розраховано середню кількість раптових відключень за період 2023-2025 р.р. для сімнадцяти трансформаторних підстанцій. На рис. 2.4 зазначено у відсотковому співвідношенні підстанції, які не виходять з ладу за період 2023-2025 рр., до підстанцій, які виходили з ладу. Із сімнадцяти підстанцій у семи підстанціях відбувалися аварійні відключення.

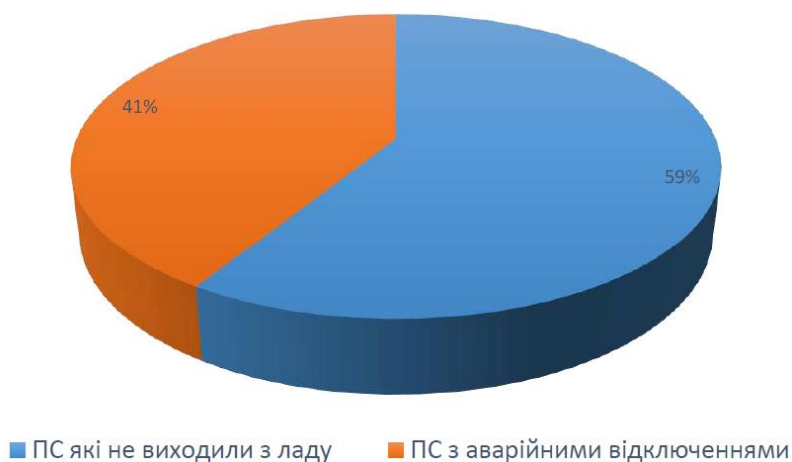


Рисунок 2.4 – Діаграма розподілу трансформаторних підстанцій.

На рис. 2.5 представлена діаграма розподілу кількості відключення елементів мережі 10 кВ. Згідно з діаграмою, найненадійнішим елементом мережі є кабельні лінії, що становить 88% від усіх елементів мережі.

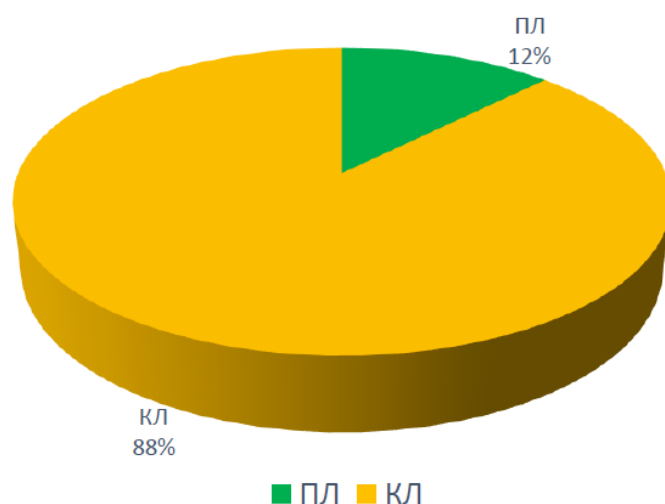


Рисунок 2.5 – Діаграма розподілу кількості відключень.

При аналізі причин високої ушкодження ЛЕП 10 кВ було використано дані з оперативних журналів диспетчерського персоналу за 2023-2025 р.р. Відповідно до оперативних журналів, всі відключення були поділені на 5 груп. У процесі аналізу впливу кожного фактора на загальну кількість аварійних відключень було побудовано діаграму розподілу причин аварійних відключень (рис. 2,6).



Рисунок 2.5 – Класифікація причин аварійних відключень КЛ 10 кВ.

Таким чином, визначено кількісні характеристики показників надійності та основні фактори, що впливають на їх зниження. На підставі вищевикладеного буде виділено пріоритетні напрямки та запропоновано заходи щодо підвищення надійності електричних мереж.

## 2.4 Висновки до розділу 2

У розділі виконано аналіз надійності електричної мережі 10 кВ, що живиться від ПС 110/10 кВ (комірка 18), на підставі статистичних даних за 2023–2025 роки.

Встановлено, що протягом досліджуваного періоду зафіксовано 8 аварійних відключень, з яких найбільша кількість припадає на 2023 рік. Аварії мали нерівномірний характер розподілу в часі.

Розраховано основні показники надійності для 17 трансформаторних підстанцій: параметр потоку відмов, вибіркове середнє, середньоквадратичне відхилення, довірчі інтервали та середню тривалість раптових відключень. Аварійні відключення відбувалися у 7 підстанціях.

Аналіз показав, що найбільш ненадійним елементом мережі є кабельні лінії 10 кВ, частка яких становить близько 88% від загальної кількості відключень. Основними причинами відмов є вичерпання ресурсу, порушення ізоляції, механічні пошкодження та вплив зовнішніх факторів.

Отримані результати дозволяють визначити проблемні елементи мережі та є підґрунтям для розроблення заходів з підвищення надійності електропостачання.

## **3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ**

### **3.1 Вибір силових пунктів та інших електричних пристроїв**

Розробка заходів щодо зниження ризику виникнення аварій у ЛЕП 10 кВ

На сьогоднішній день існує необхідність докорінної модернізації електричних мереж, створення ліній нового покоління, що відповідають економічним та екологічним вимогам та сучасному технічному рівню з точки зору довговічності та надійності. Одним із напрямків розвитку є використання нових конструкцій та матеріалів, що дозволяють збільшити термін служби новозбудованих та реконструйованих ліній до 70 і більше років.

Актуальність та необхідність технічного переоснащення повітряних та кабельних ліній диктується фізичним та моральним зносом електричних мереж. Застаріння викликано технічним старінням у результаті науково – технічного прогресу, а фізичне зношування – через роботу ліній електропередачі.

Аналіз характеру та причин ушкоджень кабельних ліній показує, що надійність їхньої роботи залежить від численних факторів, що впливають на справну роботу лінії. За характером дії всі чинники можна поділити на конструктивно-виробничі та експлуатаційні.

Фактори проектування та виробництва включають фактори, пов'язані з розробкою, проектуванням та виготовленням окремих виробів та пристроїв, що становлять кабельну лінію (кабель, муфти, кінцеві пристрої, системи керування тощо).

До експлуатаційних належать фактори, що впливають на надійність кабельної лінії в процесі її експлуатації, зумовлені впливом середовища, в якому знаходиться кабель, системою технічного обслуговування, кваліфікацією обслуговуючого персоналу, наявністю вимірювальної апаратури.

Внаслідок проведеного аналізу в електричних мережах ПС 110/10 кВ, комірка 18, за період 2023-2025 р.р. виявлено основні причини аварійних відключень:

- вичерпання ресурсу;
- порушення електричної ізоляції;
- механічні ушкодження;
- електродугове ушкодження;
- несприятливі погодні умови.

Для кожної з причин відключень запропонуємо низку заходів щодо підвищення їх надійності [8-10].

Що ж до питання зносу елементів ЛЕП, його вирішення лежить у руслі ресурсних обмежень виконання капітальних ремонтів і заміни зношеного устаткування. Фізичний знос силових кабелів міських кабельних мереж становить 70-80%. Питома ушкоджуваність КЛ у середньому становить від 4,5 до 7 випадків на 100 км/рік.

Для підвищення надійності роботи кабельних ліній застосовується система планово-профілактичних випробувань. Профілактичний контроль та діагностика спрямовані на завчасне виявлення значної частини дефектів КЛ, супроводжуючи зменшення випадків пошкодження в експлуатації та підвищення надійності електропостачання споживачів.

Тому на ділянках *КЛ Ф.10–218* і *Ф. 773–96* необхідно зробити заміну старого обладнання, а саме кабельних ліній на більш сучасніші.

Довго експлуатовані кабелі з часом втрачають якість своєї ізоляції, іншими словами вік їх ізоляції. В результаті деякі місця проводки залишаються відкритими, що може призвести до небезпечних інцидентів: випадкове коротке замикання і іскріння можуть призвести до пожежі або, принаймні, до ураження електричним струмом людей.

Звичайно, використовуються в даний час ізоляційні матеріали більш довговічні, але в деяких місцях обладнання не змінювалося довгий час, і проблема старіння ізоляції залишається такою ж.

Робоча напруга або рідка перенапруга можуть іноді викликати часткові розряди в ізоляції, що призводить до так званого електричного старіння ізоляції.

Старіння електроізоляції – поступово накопичуються мікротріщини.

Масляний бар'єр і масляна паперова ізоляція змінюють електричні характеристики та фізико-хімічні властивості в кожному з його компонентів: електричний картон, мінеральна олія та папір - старіють, просочувальний склад руйнується, зрештою збільшується провідність, створюються сприятливі умови для шкідливих поломок.

Рекомендується замінити на ділянках  $\Phi.8-220$  та  $\Phi.103-358$  кабельні лінії з паперовою ізоляцією на нові кабелі з ізоляцією зі зшитого поліетилену.

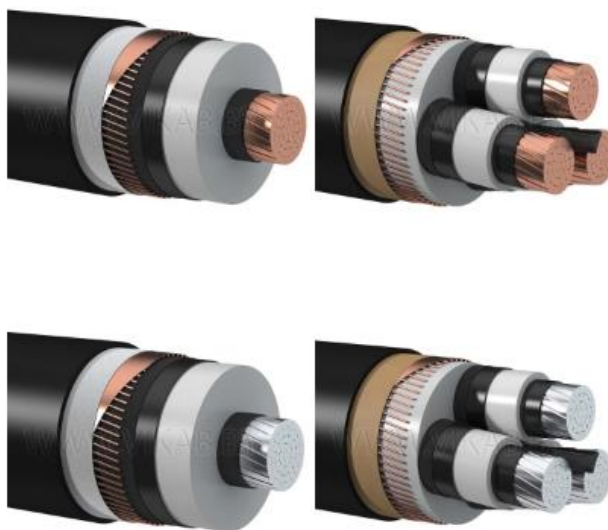


Рисунок 3.1 – Кабель з ізоляцією зі зшитого поліетилену

Основні переваги кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену (СПЕ-кабелів) перед кабелями з паперовою ізоляцією:

- залежно від умов прокладки пропускна здатність СПЕ-кабелів в 1,2-1,3 рази більша завдяки вищій допустимій тривалій температурі;
- великий термін служби СПЕ-кабелю (поданим заводам-виробникам понад 50 років);
- легші умови монтажу СПЕ-кабелів, обумовлені меншими масою, діаметром, радіусом вигину, відсутністю важкої свинцевої оболонки;
- СПЕ-кабелі можна прокладати при негативних температурах (до  $-20^{\circ}\text{C}$ ) без попереднього підігріву завдяки використанню полімерних матеріалів для ізоляції та оболонки;

- відсутність у конструкції СПЕ-кабелів рідких компонентів зменшує час та знижує вартість монтажу;
- СПЕ-кабелі високо екологічні завдяки відсутності витоку олії та забруднення навколишнього середовища при пошкодженні.

В табл. 3.1 представлено порівняльні характеристики кабелю зі СПЕ ізоляцією 6-35 кВ та кабелів з паперовою ізоляцією:

Таблиця 3.1 – Порівняльні характеристики кабелів

Порівняльні характеристики	Кабель із СПЕ-ізоляцією 6-35 кВ	Кабель із паперовою ізоляцією	
		10 кВ	20-35 кВ
Довгодопустима температура, °С	90	70	65
Допустиме нагрівання в аварійному режимі, °С	130	90	65
Гранично допустима температура при перебігу струму КЗ, °С	250	200	130
Температура під час прокладання без попереднього підігріву, не нижче, °С	-20	0	0
Відносна діелектрична проникність при 20°С	2,4	4,0	4,0
Коефіцієнт діелектричних втрат при 20°С	0,001	0,008	0,008
Різниця рівнів на трасі прокладки, м	не обмежено	15	15

Також ці заходи можна помітити на ділянці  $\Phi$ . 10–218 для кабельної лінії при відключенні, пов'язаному з електродуговим пошкодженням кабелю.

Механічне пошкодження електричного кабелю може призвести до тривалого порушення електропостачання, що вимагатиме дорогого та складного ремонту. Найчастіше пошкодження кабельної лінії може стати серйозною аварією та призвести до ураження електричним струмом та виходу обладнання з ладу. Для запобігання таким серйозним наслідкам застосовується захист кабелю від механічних пошкоджень, який виконується з використанням спеціальних матеріалів.

Розглянемо кілька способів захисту кабельних ліній:

- плити із залізобетону;
- цегла з обпаленої глини;
- сигнальна, захисна стрічка з полімеру.

Після облаштування траншеї, розміщення траси на піщаній подушці, укривають його зверху плитами із залізобетону, які слугуватимуть захистом.

Для більш низьких напруг, обпалена глиняна цегла також може бути розміщена впоперек або вздовж траси в ряд над кабелем. Використання білої силікатної та пустотілої перфорованої цегли заборонено. За виконання земляних робіт цегляний ряд грає сигнальну роль, попереджаючи про наявність кабельної траси.

Сигнальну пластикову стрічку дозволяється застосовувати для ліній до 20 кВ, які постачають споживачів 1 категорії, кількістю дві в одній траншеї.

Ці заходи необхідно застосувати на ділянках кабельних ліній  $\Phi.358-47$  та  $\Phi.220-87$ .



Рисунок 3.2 – Способи захисту кабельних ліній.

Одна з сучасних вимог до будівництва нових та реконструкції старих повітряних ліній електропередач (ЛЕП). це використання самонесучих

ізолюваних проводів. СПП - це ізолювані дроти, скручені в пучок, по одному для кожної з трьох фаз та один нейтральний провід. Згинання вен має правильний напрямок. При необхідності, один або два ізолювані алюмінієві дроти додаються в джгут для освітлення громадських місць.

У зв'язку з цим необхідна заміна голих алюмінієвих проводів на СПП (самонесучі ізолювані проводи) на ділянці ПЛ ПП4/3 – ПП358/1.

Недоліки голих дротів старих повітряних ліній:

- сильна зношеність через тривалий термін служби;
- висока ймовірність ураження електричним струмом під час обриву проводів або контакту з ними при виконанні ремонтних та будівельних робіт, обрізанні дерев тощо;
- великий ризик замикання проводів при їхньому зіткненні через сильний вітер;
- зледеніння та налипання снігу на струмопровідні жили спричиняє зниження енергетичної ефективності їх використання та підвищує ризик обриву.

Переваги СПП дроту (самонесучих ізолюваних дротів):

- кожна струмоведуча жила дроту покрита шаром ізоляції, що виключає їхнє замикання між собою, з нейтраллю або землею;
- підвищена міцність жил та ізоляції скорочує ймовірність обриву дроту;
- при випадковому контакті з дротом немає ураження електричним струмом;
- виключена можливість розкрадання електроенергії шляхом накидання проводів на ПЛ;
- стійкість до ультрафіолетового випромінювання, складних погодних умов та перепадів температур;
- наявність ізоляції перешкоджає зледенінню та налипанню снігу на дроти;
- тривалий термін служби (40-50 років).

Навіть незважаючи на те, що вартість самонесучих ізолюваних проводів дещо вища, їхнє застосування повністю виправдовує себе з економічної точки зору. Практика показує, що заміна оголених проводів на СІП призводить до зниження втрат та експлуатаційних витрат на обслуговування ПЛ.

Монтаж спрощується і здешевлюється за рахунок можливості збільшення довжини прольоту, встановлення менш високих опор, зменшення безпечної відстані до ПЛ від різних перешкод і навіть прокладання проводів фасадами будівель.

При монтажі немає необхідності застосовувати ізолятори та складні підвіси, а підключення нових споживачів до мережі може здійснюватись без відключення інших абонентів.

#### Види проводів СІП

Існує 5 видів дроту СІП, що відрізняються за своєю конструкцією:

- СІП-1 – це скручування основних ізолюваних жил проводиться навколо неізолюваної несучої нульової жили;
- СІП-2 – ізолювана несуча нульова жила, навколо якої скручуються ізолювані жили, якими проходить струм;
- СІП-3 – має ущільнену жилу, забезпечену спеціальним ізоляційним покривом;
- СІП-4 – являє собою джгут, скручений з струмопровідних та нульових жил;
- СІП-5 – має полімерну ізоляцію, виконану з світлостабілізаційного поліестеру.



Рисунок 3.3 – Самонесучий ізолюваний провід (СІП)

### 3.2 Висновки до розділу 3

У проектно-конструкторському розділі розроблено комплекс технічних заходів, спрямованих на зниження ризику аварійних відключень у мережах 10 кВ ПС 110/10 кВ (комірка 18) на основі результатів попереднього аналізу надійності.

Встановлено, що основними причинами відмов є вичерпання ресурсу обладнання, старіння ізоляції кабелів, механічні пошкодження, електродугові процеси та вплив несприятливих погодних умов. З урахуванням цього запропоновано заміну застарілих кабельних ліній з паперовою ізоляцією на кабелі зі зшитого поліетилену, які характеризуються вищою термостійкістю, довшим терміном служби, кращими електричними параметрами та спрощеними умовами монтажу.

Для зменшення кількості механічних пошкоджень передбачено застосування захисних залізобетонних плит, глиняної цегли та сигнальної полімерної стрічки під час прокладання кабельних ліній.

З метою підвищення надійності повітряних ліній запропоновано заміну голих алюмінієвих проводів на самонесучі ізольовані проводи (СІП), що забезпечують зниження ризику коротких замикань, підвищення електробезпеки, стійкість до атмосферних впливів та зменшення експлуатаційних витрат.

Запропоновані технічні рішення спрямовані на підвищення рівня надійності електропостачання, зменшення кількості аварійних відключень і продовження терміну експлуатації елементів мережі.

## **4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ**

### **4.1 Планування робіт з охорони праці**

Робота з персоналом являється одним із основних завдань керівників енергетичних підприємств та організацій, а також керівників цехів, районів, підстанцій, відділів, дільниць. Така робота планується, регулярно проводиться та систематично контролюватися.

Загальне керівництво процесом підготовки та підвищення кваліфікації працівників та інженерно – технічних працівників покладається на головних інженерів підприємств і організацій.

Планування, організаційна робота та контроль за підготовкою, перепідготовкою та підвищенням кваліфікації персоналу здійснюється старшим інженером (інженером) з підготовки кадрів та виробничо – технічному навчанні чи по сумісності іншим працівникам під безпосереднім керівництвом начальника відділу кадрів підприємства.

Персонал, який приймається на роботу, проходить попередній медичний огляд (а надалі періодичні медичні огляди) та ввідні інструктажі з охорони праці та пожежної безпеки.

Ввідні інструктажі з охорони праці проводяться зі всіма, хто приймається на роботу, незалежно від їх освіти, стажу роботи з даної професії чи посади, а також з тими, що відправляються у відрядження.

Ввідний інструктаж з охорони праці проводиться з метою надання працівнику загальної уяви про особливості виробництва, про правила техніки безпеки, виробничу санітарію та гігієну праці. Ввідний інструктаж проводиться в кабінеті з охорони праці чи в спеціально обладнаному приміщенні з використанням сучасних технічних засобів і пропаганди, а також наочних посібників (кінофільмів, діафільмів). Інструктаж проводить інженер – інспектор з охорони праці, а при його відсутності – начальник структурного підрозділу, його замісник чи інша особа, яка призначена на цю роботу.

Завданням інструктажу з пожежної безпеки являється ознайомлення працівником, який приймається на роботу, з новими джерелами виникнення пожеж, засобами їх можливого виникнення, засобами їх попередження, ліквідації та оповіщення осіб про пожежу.

Результати медичного огляду та проведення ввідних інструктажів оформляються записом в типовій міжвідомчій формі, який видається особі, що приймається на роботу, відділом кадрів.

Черговий та оперативно – ремонтний персонал електростанцій, мереж, диспетчерських служб та управлінь, а також персонал служб енергоуправління та енергозбуту, які виконують роботи з пристроями захисту, автоматики, обліку та вимірювань (за списком посад, затвердженому керівництвом підприємства), до призначення на самостійну роботу чи перевід на іншу оперативну роботу зобов'язаний пройти в терміни, встановлені керівництвом підприємства:

- необхідну теоретичну підготовку;
- виробниче навчання на робочому місці;
- перевірку знань правил, виробничих та посадових інструкцій і інструкцій з охорони праці в обсязі, який необхідний для даної посади (професії).

Навчання та підготовка чергового , оперативно – ремонтного та іншого експлуатаційного персоналу для підприємств чи агрегатів електростанцій та мереж , що знову вводяться в експлуатацію, завершують не пізніше, ніж за 1 місяць до початку пускових операцій на новій установці.

Для отримання дозволу на відвідання робочих місць проводиться первинний інструктаж персоналу з охорони праці.

Первинний інструктаж з охорони праці на робочому місці проводиться за інструкціями з охорони праці, які розроблені для окремих професій чи видів робіт, з врахуванням вимог стандартів та основних тем інструктажу на робочому місці.

Первинний інструктаж з охорони праці проводить начальник цеху, району, дільниці чи його замісник, в окремих випадках особа, якій це доручено розпорядженням у структурному підрозділу.

Первинний інструктаж проводиться з кожним працівником індивідуально з практичним показом безпечних прийомів і методів праці.

Для роботи з персоналом передбачаються наступні види інструктажів, окрім ввідного та первинного:

- періодичні (планові);
- позачергові (позапланові);
- інструктажі на робочому місці перед виконанням робіт (поточні).

Періодичні (планові) інструктажі всього експлуатаційного та ремонтного робочого і оперативного інженерно – технічного персоналу енергетичних підприємств та організацій проводиться не частіше 1 разу в 1 місяць, а робочого персоналу допоміжних підрозділів (механічних майстерень, житлово – комунальних господарств, гаражів, автобаз та ін.) – не частіше 1 разу в 3 місяці.

Позачергові (позапланові) інструктажі персоналу проводяться перед вводом в дію нового чи при реконструкції старого обладнання, при зміні технологічних процесів, схем чи режимів роботи обладнання, при отриманні будь – яких нових директивних документів, які передбачають зміну експлуатаційних інструкцій та правил з охорони праці, а також після нещасних випадків, аварій і пожеж, що спричинили перерви в роботі.

Завданням підвищення виробничої кваліфікації працівників і інженерно – технічних працівників являється розширення та поглиблення їх технічних і економічних знань, навиків, уміння, освоєння нової техніки, найбільш раціональних прийомів роботи з метою підвищення продуктивності праці та ефективності виробництва.

Огляд розподільчих улаштувань, трансформаторних підстанцій та розподільчих пунктів проводять згідно Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж не частіше 1 разу в 6 місяців.

Поточний ремонт обладнання розподільчих пунктів та трансформаторних підстанцій проводять в міру необхідності. Капітальний ремонт обладнання та профілактичне його випробовування виконують:

- масляних вимикачів (з внутрішнім оглядом), вимикачів навантаження і їх приводів – 1 раз в 3 – 4 роки;
- обладнання трансформаторних підстанцій(без вимикачів – 1 раз в 6 років;
- трансформаторів струму та напруги – при необхідності за результатами профілактичних випробувань та оглядів.

#### **4.2 Вимоги пожежної безпеки при гасінні електроустановок**

Кабель, прокладений в землі чи в трубах відкрито, може при пошкодженні стати причиною пожежі.

Пожежа може виникнути внаслідок загоряння гарячих матеріалів, що знаходяться в кабельній споруді, при електричному розряді кабелю чи в момент випробувань, чи при ремонтних роботах із – за недотримання заходів пожежної безпеки.

В електричних мережах існують наступні вимоги пожежної безпеки при гасінні електроустановок:

1) допускається гасіння пожежі водяними потоками на невідключених електроустановках напругою до 10 кВ, відкритих тільки для огляду електрика. При цьому опора повинна бути заземлена, а електрик – працювати в діелектричних ботах та рукавицях. Не допускається гасіння пожеж ручними засобами (вогнегасниками);

2) забороняється гасіння пожежі усіма видами пін з допомогою ручних засобів в електроустановках під напругою, так як піна та розчини піноутворювачів мають найбільшу електропровідність. Тільки в окремих випадках при спеціальному закріпленні піногенераторів та надійному їх заземленні, а також заземленні насосів пожежних машин, дозволяється гасити пожежу повітряно – механічною піною в електроустановках напругою до 10 кВ, які знаходяться під напругою;

3) при пожежі трансформатор повинен бути відключеним з обох сторін, після чого одразу ж приступають до його гасіння будь – якими засобами (повітряно – механічною піною, розпиленою водою, вогнегасниками). При гасінні пожежі в трансформаторах, які встановлені в приміщеннях необхідно прийняти заходи щодо попередження розповсюдження пожежею через вентиляційні та інші канали. Вентиляція в приміщенні в цей період може включатись тільки за вказівкою пожежного підрозділу;

4) при загорянні кабелів необхідно при наявності стаціонарної системи пожежегасіння (повітряно – механічною піною, розпиленою водою.) включити її в роботу. При гасінні горючих кабелів напругою вище 1000 В у кабельному тунелі, який працює з пожежним стовпом, повинен направляти потоки води через дверний люк, не заходячи при цьому в відсік з гарячими кабелями. Одночасно з гасінням пожежі кабелів потрібно прийняти заходи щодо швидкого зняття з них напруги;

5) щити управління станцій чи підстанцій напругою до 0,4 кВ являються найбільш важливою частиною електроустановок, тому найбільшу увагу при гасінні пожежі приділяється збереженню на них встановленої апаратури;

6) при загорянні кабелів, проводів і апаратів на панелях щитів управління оперативний персонал повинен у міру можливості зняти напругу з панелей, не допускаючи переходу вогню на сусідні панелі. В цьому випадку застосовують вуглекислотні вогнегасники чи брометилові, а також розпилену воду.

Для живлення пожежних рукавів від водопровідної мережі в спеціальних колодязях встановлюють пожежні гідранти (крани для приєднання пожежних рукавів).

В розподільчих пунктах пожежі вкрай рідкісні із – за відсутності горючих матеріалів. Вибух та загорання масла в бакових масляних вимикачах, встановлених в окремих камерах, не спричинять пошкоджень обладнання всього розподільчого пристрою.

При виявленні пожежі в розподільчому пристрої чи трансформаторній підстанції чергова бригада в першу чергу проводить всебічне відключення

горючого обладнання від мережі та приступає до гасіння пожежі, застосовуючи вогнегасник чи пісок. В випадку необхідності чергова бригада викликає місцеву пожежну команду.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі здійснено комплексне дослідження показників надійності міських розподільчих електричних мереж напругою 10 кВ. Розглянуто теоретичні засади надійності електроенергетичних систем, проаналізовано нормативні вимоги до безперебійності електропостачання та виконано їх порівняння з фактичними експлуатаційними показниками.

У процесі роботи проведено статистичний аналіз аварійних відключень елементів мережі за досліджуваний період. Встановлено, що кількість відключень має нерівномірний характер у часовому розрізі, що свідчить про вплив технічного стану обладнання, зовнішніх факторів та експлуатаційних умов на рівень надійності системи.

Виконано розрахунок кількісних показників надійності, зокрема параметра потоку відмов, середнього часу відновлення, коефіцієнта готовності та ймовірності безвідмовної роботи. Отримані значення дозволили оцінити фактичний рівень експлуатаційної надійності мереж 10 кВ та визначити ступінь їх відповідності нормативним вимогам.

За результатами дослідження встановлено, що підвищення надійності можливе шляхом удосконалення системи технічного обслуговування, своєчасної заміни зношених кабельних ліній, впровадження заходів з локалізації пошкоджень та скорочення часу відновлення електропостачання.

Практичне значення роботи полягає у можливості використання отриманих результатів для оптимізації експлуатаційної політики підприємств електричних мереж та підвищення рівня безперебійності електропостачання споживачів.

Таким чином, поставлену мету досягнуто, а завдання роботи виконано в повному обсязі.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Про затвердження Правил улаштування електроустановок : Наказ Міненерговугілля України від 21.07.2017 № 476 // База даних «Законодавство України». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/v0476732-17> (дата звернення: 27.01.2026).
2. Кодекс систем розподілу, затверджений постановою НКРЕКП № 310 від 14.03.2018.
3. Курс лекцій з дисципліни «Надійність та діагностика електрообладнання» для студентів спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка освітнього рівня бакалавр / Укладач: Костик Л.М., Тернопіль: ТНТУ імені Івана Пулюя, 2022. – 152 с.
4. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж [Електронний ресурс] : підручник для студентів, які навчаються за спеціальністю «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, О. Р. Пастух ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Електронні текстові дані (1 файл: 19,63 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017. – 457 с. – Назва з екрана.
5. ДСТУ ІЕС 60812:2015. Методи аналізування надійності систем. Аналіз наслідків видів відмов (FMEA). – Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2015. – ІЕС 60812:2006, ІДТ; чинний від 01.01.2016.
6. Миколишин, В., Стасів, А., Сисак, І., Бабюк, С., & Буняк, О. (2025). АНАЛІЗ ПРОБЛЕМ ПРИ ЗАБЕЗПЕЧЕННІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ПІСЛЯ АВАРІЙ ЧИ ПЛАНОВОГО ВІДКЛЮЧЕННЯ. Collection of scientific papers «ΛΟΓΟΣ», (October 10, 2025; Oxford, UK), 119-124.
7. Журахівський, А. В., Казанський, С. В., Матеєнко, Ю. П., Пастух, О. Р. (2017), Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 456 с.
8. Білик Д. М. Надійність розподільчих електричних мереж / Д. М. Білик, М. Л. Матвієшин, Сергій Миколайович Бабюк // Матеріали МНТК

„Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій“, 28-29 травня 2025 року. — Т. : ФОП Паляниця В. А., 2025. — С. 12–14. — (Фізико-технічні основи розвитку нових технологій. Електротехніка та енергозбереження).

9. Долішній Т. І., Бабюк С. М. Шляхи підвищення надійності розподільчих електричних мереж // Тези XIII МНПК „Актуальні задачі сучасних технологій“, Тернопіль, 11-12 грудня 2024 року. 2024. С. 263–264.

10. Цифровізація розподільних електричних мереж / В. І. Мазурок, А. М. Дребіт, Ю. Ю. Онисько, С. М. Бабюк // Тези XIII МНПК „Актуальні задачі сучасних технологій“, 11-12 грудня 2024 року. — Т. : ФОП Паляниця В. А., 2024. — С. 258–260. — (Електротехніка та енергозбереження).

11. Бабюк, С. М., Красножоний, О. В., Барило, В. П., & Брич, Б. В. (2020). Фактори, що впливають на надійність електропостачання. Збірник тез доповідей IX Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 2, 84-85.

12. Зорін В.В., Штогрін Є.А., Буйний Р.О. Електричні мережі та системи: навчальний посібник для студентів вищ. техн. навч. закл.— Ніжин ТОВ “Видавництво”Аспект-поліграф”, 2011. – 248 с.

13. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. ... Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258 ] / М-во палива та енергетики України. - Х. : Індустрія : Енергетичні рішення, 2012. - 318 с.

14. Algorithms for automatic of metrological characteristics of transducers / Serhiy Babiuk, Ivan Sysak, Oleh Buniak, Yaroslav Osadtsa // Scientific Journal of TNTU. — Tern. : TNTU, 2022. — Vol 107. — No 3. — P. 67–75.

15. Vakulenko, O., Sysak, I., Babiuk, S., & Bunko, V. (2021, December). Features of the enameled wires insulation diagnosing by voltage. In Proceedings of the International Conference „Advanced applied energy and information technologies 2021”, 2021 (pp. 27-32). TNTU, Zhytomyr «Publishing house „Book-Druk “» LLC.

16. Стасів, А. ., Миколишин, В. ., Сисак, І., Оробчук, Б. ., & Бабюк, С. . (2025). ВИЗНАЧЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ПОБУТОВИХ СПОЖИВАЧІВ ТА ЇХ

ПРАКТИЧНА КЛАСИФІКАЦІЯ. Collection of Scientific Papers «ΛΟΓΟΣ», (October 31, 2025; Paris, France), 101–108. <https://doi.org/10.36074/logos-31.10.2025.018>

17. Bohdan Orobchuk, Ivan Sysak, Oleh Buniak, Serhii Babiuk, Vadym Koval (2023) Development of the reactive power compensation laboratory bench and its integration into the training simulator of dispatch control system. The 3rd International Workshop on Information Technologies: Theoretical and Applied Problems 2023 (ITTAP 2023).

18. Гандзюк М.П., Желібо Є.П., Халімовський М.О. Основи охорони праці: Підручник. 5-е вид. / За ред. М.П. Гандзюка. - К.: Каравела, 2011. - 384 с.

19. Тарасенко М.Г., Коваль В.П., Буняк О.А., Мовчан Л.Т. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для здобувачів першого рівня вищої освіти за ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ В.П. Коваль, М.Г. Тарасенко, О.А. Буняк, Л.Т. Мовчан – Тернопіль: ТНТУ, 2024. – 50 с.