

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва, транспорту та енергетики
Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”

Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ

к. т. н., професор

_____ Петро ПЛЄШКОВ

« _____ » _____ 20__ р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА **за другим (магістерським) рівнем вищої освіти**

на тему:

**«Дослідження оптимальних рівнів втрат
електроенергії в розподільних мережах 6-20 кВ»**

Виконав здобувач вищої освіти

II курсу магістратури, групи ЕЕ-24М

ОПП «Енергетичний менеджмент»

спеціальності 141 «Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка»

_____ Віктор ОНУФРІЄНКО

« _____ » _____ 2025 р.

Керівник роботи к. т. н., доц.

_____ Олександр КОЗЛОВСЬКИЙ

« _____ » _____ 2025 р.

Рецензент _____

« _____ » _____ 2025 р.

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітньо-професійна (Освітньо-наукова) програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Петро ПЛЄШКОВ

«_____» _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Онуфрієнко Віктор Григорович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Дослідження оптимальних рівнів втрат електроенергії в розподільних мережах 6-20 кВ.

Research on optimal levels of electricity losses in 6-20 kV distribution networks»

2. Керівник роботи Козловський Олександр Антонович, к.т.н., доц.

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

3. Строк подання роботи до захисту 8.12.2025 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи Мета роботи – теоретичне й практичне обґрунтування технічних заходів зі зниження втрат електроенергії в розподільних мережах 6–20 кВ на основі визначення їхнього економічно доцільного рівня.

Завдання: 1. Виконати аналітичний огляд проблеми втрат електроенергії в розподільних мережах. 2. Проаналізувати мат. моделі розрахунку втрат потужності та електроенергії в елементах мережі. 3. Обґрунтувати підхід до оцінки ефективності режимів розподільної мережі 6-20 кВ і економічно доцільні режимні показники. 4. Розробити математичні моделі сукупних витрат на транспортування електроенергії та оптимального рівня втрат в режимі максимальних навантажень. 5. Визначити оптимальні рівні втрат електроенергії для досліджуваної ділянки мережі та розробити заходи з їхнього зниження. 6. Розробити заходи безпеки при обслуговуванні розподільних електромереж.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Охорона праці</i>	<i>к. т. н., доц. Савеленко І. В.</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ. Актуальність дослідження</i>	<i>2.09 – 4.09</i>	
2	<i>Розділ 1. Аналітичний огляд проблеми втрат електроенергії в розподільних мережах</i>	<i>5.09 – 20.09</i>	
3	<i>Розділ 2. Теоретичні основи визначення оптимальних рівнів втрат електроенергії</i>	<i>23.09 – 18.10</i>	
4	<i>Розділ 3. Розрахунок оптимального рівня втрат і розробка заходів з їхнього зниження</i>	<i>21.10 – 8.11</i>	
5.	<i>Розділ 4. Охорона праці</i>	<i>11.11 – 15.11</i>	
6.	<i>Формулювання загальних висновків</i>	<i>18.11 – 22.11</i>	
7.	<i>Оформлення переліку використаних джерел</i>	<i>25.11 – 27.11</i>	
8.	<i>Оформлення презентаційного матеріалу у вигляді слайдів</i>	<i>28.11 – 5.12</i>	

Дата видачі завдання

« ____ » _____ 2025 р.

Підпис керівника _____

Олександр КОЗЛОВСЬКИЙ
(ім'я та прізвище)

Завдання прийнято до виконання

« ____ » _____ 2025 р.

Підпис здобувача _____

Віктор ОНУФРІЄНКО
(ім'я та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 98 с.; 11 рис.; 8 табл.; 19 джерел.

Онуфрієнко В. Г. Дослідження оптимальних рівнів втрат електроенергії в розподільних мережах 6-20 кВ. – Рукопис.

Магістерська робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2025 рік.

Мета роботи – теоретичне й практичне обґрунтування технічних заходів зі зниження втрат електроенергії в розподільних мережах 6-20 кВ на основі визначення їхнього економічно доцільного рівня.

У першому розділі виконано аналітичний огляд структури втрат електроенергії в розподільних мережах 6-20 кВ і розглянуто розрахунково-аналітичні методи їх визначення. У другому розділі розроблено математичні моделі сумарних витрат на транспортування електроенергії, а також аналітичні залежності для економічно доцільного рівня втрат активної потужності й енергії в елементах мережі. У третьому розділі на прикладі типової ділянки розподільної мережі 6-20 кВ виконано розрахунок фактичних та економічно доцільних рівнів втрат, визначено резерв економії електроенергії, обґрунтовано доцільність упровадження комплексу технічних заходів спрямованих на зниження втрат до рівня, наближеного до оптимального. У четвертому розділі проаналізовано небезпечні та шкідливі виробничі фактори, що виникають під час обслуговування розподільних електромереж, і запропоновано комплекс заходів безпеки, спрямованих на зменшення ризиків травматизму та професійних захворювань персоналу.

Результати досліджень кваліфікаційної роботи можуть бути використані енергопостачальними компаніями й операторами систем розподілу для визначення економічно доцільного рівня втрат у розподільних мережах 6-20 кВ, кількісної оцінки резервів їх зниження та обґрунтування технічних заходів, спрямованих на підвищення енергоефективності реальних мереж.

Ключові слова: розподільні електричні мережі 6–20 кВ, технічні втрати електроенергії, економічно доцільний рівень втрат, математичне моделювання, техніко-економічний аналіз, заходи зі зниження втрат.

ABSTRACT

Qualification work 98 p.; 11 fig.; 8 tabl.; 19 sources.

Onufriienko V. H. Research on optimal levels of electricity losses in 6-20 kV distribution networks. - Manuscript.

Master's thesis in the specialty 141 "Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics", Educational and Professional Program "Electrical Engineering Systems of Electricity Consumption". – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2025.

The aim of the work is the theoretical and practical justification of technical measures to reduce electricity losses in 6–20 kV distribution networks based on determining their economically justified level. Chapter 1 presents an analytical review of the structure of electricity losses in 6–20 kV distribution networks and considers analytical and calculation methods for their determination. Chapter 2 develops mathematical models of the total costs of electricity transmission, as well as analytical relationships for the economically justified level of active power and energy losses in network elements. In Chapter 3, using a typical section of a 6–20 kV distribution network as an example, the actual and economically justified loss levels are calculated, the reserve for electricity savings is determined, and the feasibility of implementing a set of technical measures aimed at reducing losses to a level close to the optimal one is substantiated. Chapter 4 analyzes hazardous and harmful occupational factors that arise during the operation of distribution power networks and proposes a set of safety measures aimed at reducing the risks of injuries and occupational diseases among personnel. The research results of this qualification thesis can be used by electricity supply companies and distribution system operators (DSOs) to determine the economically justified level of losses in 6–20 kV distribution networks, to quantitatively assess the reserves for their reduction, and to justify technical measures aimed at improving the energy efficiency of real-world networks.

Keywords: 6–20 kV distribution power networks, technical losses of electrical energy, economically justified loss level, mathematical modelling, optimization, techno-economic analysis, loss reduction measures.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	8
ВСТУП	9
1. АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД ПРОБЛЕМИ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ.....	12
1.1. Структура та класифікація втрат електроенергії	12
1.2. Огляд існуючих методів розрахунку та аналізу технічних втрат електроенергії	14
1.3. Порівняльний аналіз аналітичних методів розрахунку втрат	23
1.4. Аналіз заходів зі зниження технічних втрат електроенергії в розподільних мережах	26
1.5. Постановка задач подальших досліджень	33
1.6. Висновки до розділу 1	36
2. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ РІВНІВ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	37
2.1. Обґрунтування підходу до оцінки ефективності режимів мережі.....	37
2.2. Обґрунтування параметрів для оцінки ефективності режимів мережі ...	39
2.3. Математична модель сумарних витрат на транспортування електроенергії	44
2.4. Математична модель оптимального рівня втрат активної потужності...	48
2.5. Математична модель оптимального рівня втрат активної енергії у режимі максимальних навантажень	54
2.6. Висновки до розділу 2	60

3. РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНИХ РІВНІВ ВТРАТ І РОЗРОБКА ЗАХОДІВ З ЇХНЬОГО ЗНИЖЕННЯ.....	61
3.1. Виявлення резервів для зменшення технічних втрат електроенергії в розімкнених мережах 6-20 кВ.....	61
3.2. Розрахунок резерву зниження втрат енергії в досліджуваній мережі.....	65
3.3. Розробка та обґрунтування заходів зі зниження втрат електроенергії ...	73
3.4. Висновки до розділу 3	80
4. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	81
4.1. Аналіз небезпечних та шкідливих факторів при обслуговуванні розподільних електромереж.....	81
4.2. Заходи безпеки щодо усунення небезпечних та шкідливих виробничих факторів.....	85
4.3. Розрахунок заземлюючого пристрою ТП 10/0,4 кВ.....	89
4.4. Висновки до розділу 3	94
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	95
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	97

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

- ПЛ – повітряна лінія електропередавання;
- КЛ – кабельна лінія електропередавання;
- РУ – розподільна установка;
- КТП – комплектна трансформаторна підстанція;
- ПС – підстанція;
- СТ – силовий трансформатор;
- ТН – трансформатор напруги;
- ТС – трансформатор струму;
- ПКРП – пристрій компенсації реактивної потужності;
- РЗА – релейний захист та автоматика;
- ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;
- ЗІЗ – засіб індивідуального захисту.

ВСТУП

Актуальність теми. Система розподілу електроенергії України характеризується значною протяжністю: довжина ПЛ 6-10 кВ становить близько 267 тис. км, а КЛ – близько 41,9 тис. км [1]. У таких розгалужених мережах технічні втрати електроенергії формують значну частку загальних втрат. Технічні втрати зумовлені фізичними процесами під час транспортування електроенергії [2, 3]. Їхня величина залежить від протяжності ліній, параметрів обладнання, режимів навантаження та строку експлуатації. Нетехнічні втрати пов'язані з недосконалістю систем обліку, однак завдяки впровадженню сучасних засобів обліку та вимірювання їх рівень суттєво знижено [4], тому технічні втрати залишаються головним резервом підвищення ефективності розподільних мереж.

Об'єктивне визначення технічних втрат електроенергії дає змогу розглядати їх як базовий показник ефективності функціонування мережі, виявляти проблемні ділянки, формувати обґрунтовані заходи зі зниження. Вартість втраченої електроенергії входить до загальноновизнаного економічного критерію – приведених витрат, тому достовірність оцінки втрат безпосередньо впливає на обґрунтованість рішень під час техніко-економічного аналізу варіантів розвитку та модернізації мереж. Існуючі методичні засади розрахунку втрат електроенергії потребують удосконалення внаслідок зміни умов експлуатації електричних мереж, що вимагає розроблення методик, здатних відтворювати актуальні режими роботи та підтримувати прийняття оперативних і стратегічних рішень.

Успішне розв'язання цих завдань створює підґрунтя для переходу від констатації фактичних втрат до обґрунтованого визначення їх економічно доцільного рівня та розроблення технічних заходів зі зниження, що надає дослідженням у сфері втрат електроенергії в розподільних мережах 6-20 кВ вагомого теоретичного й практичного значення. Тому дослідження основ та принципів визначення обґрунтованих рівнів втрат в електричних мережах становлять безперечний теоретичний і практичний інтерес.

Мета роботи – теоретичне й практичне обґрунтування технічних заходів зі зниження втрат електроенергії в розподільних мережах 6–20 кВ на основі визначення їхнього економічно доцільного рівня.

Реалізація поставленої мети передбачає вирішення наступних задач дослідження:

- виконати аналітичний огляд проблеми зниження втрат потужності та електричної енергії в розподільних мережах;
- зробити аналітичний огляд математичних моделей розрахунку втрат потужності та електроенергії в елементах мережі;
- обґрунтувати підхід до оцінки ефективності режимів розподільної мережі 6-20 кВ і економічно доцільні режимні показники, які забезпечують кількісне порівняння фактичного стану мережі з цільовим;
- розробити математичні моделі сукупних витрат на транспортування електроенергії та оптимального рівня втрат активної потужності й активної енергії в режимі максимальних навантажень;
- визначити економічно доцільні рівні втрат електроенергії для досліджуваної розподільної мережі та розробити заходи з їхнього зниження;
- розробити заходи безпеки щодо усунення небезпечних та шкідливих виробничих факторів при обслуговуванні розподільних електромереж.

Об'єкт дослідження – процес передавання електричної енергії по розподільних мережах 6-20 кВ.

Предмет дослідження – економічно доцільні (оптимальні) рівні технічних втрат електроенергії та методи їх досягнення в розподільних мережах 6-20 кВ.

Методи досліджень: методи формалізації й математичного моделювання, аналізу та синтезу, метод часу найбільших втрат і метод характерних режимів, методи диференціального та інтегрального числення, порівняльного й техніко-економічного аналізу.

Наукову цінність отриманих результатів становлять:

- подальший розвиток математичної моделі сумарних витрат на транспортування електроенергії в розподільних мережах 6-20 кВ із урахуванням капітальних та експлуатаційних складових;

- аналітичні вирази для оптимального рівня втрат активної потужності й енергії, які створюють основу для обґрунтованого вибору технічних заходів зі зниження технічних втрат розподільних мережах 6-20 кВ.

Для електроенергетичної галузі практичну цінність становить запропонована методика визначення економічно доцільного рівня втрат у розподільних мережах 6-20 кВ та відповідний аналітичний апарат, що забезпечує кількісну оцінку резервів зниження втрат, обґрунтування технічних заходів зі зниження, як навантажувальних так і умовно-постійних втрат.

РОЗДІЛ 1 АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД ПРОБЛЕМИ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

1.1 Структура та класифікація втрат електроенергії

Втрати електроенергії є невід'ємним явищем, що супроводжує процес її передавання та розподілу в електричних мережах. За своєю природою сукупні втрати можна розділити на дві основні складові: технологічні та нетехнічні.

З метою аналізу, нормування та розробки заходів щодо зниження втрат електроенергії в мережах 6-20 кВ, їх загальну структуру прийнято класифікувати за такими чотирма групами: технічні, витрати на власні потреби підстанцій, інструментальні та нетехнічні (рис. 1.1). Перші три складові відносяться до технологічних втрат – сукупності технічно неминучих втрат в елементах електричних мереж під час її передаванні.

Технічні втрати – це основна складова втрат, що зумовлена фізичними процесами під час транспортування та перетворення електроенергії в елементах мережі: повітряних (ПЛ) і кабельних лініях (КЛ), силових трансформаторах, комутаційній апаратурі тощо [2-5]. Ці втрати є технологічно неминучими. Вони проявляються у перетворенні певної частки електроенергії в тепло. Складовими технічних втрат є умовно-постійні втрати та навантажувальні.

Умовно-постійні втрати фактично не залежать від величини навантаження. Їх рівень визначається переважно конфігурацією розподільної мережі, рівнем напруги та конструктивними особливостями встановленого обладнання. До цієї категорії належать:

- втрати неробочого ходу в силових трансформаторах (СТ);
- втрати в ізоляції кабелів та іншому обладнанні.

Змінні втрати безпосередньо залежать від обсягу переданої потужності й пропорційні квадрату струму навантаження (I^2R). Вони виникають в активних опорах ліній електропередавання та обмотках силових трансформаторів.

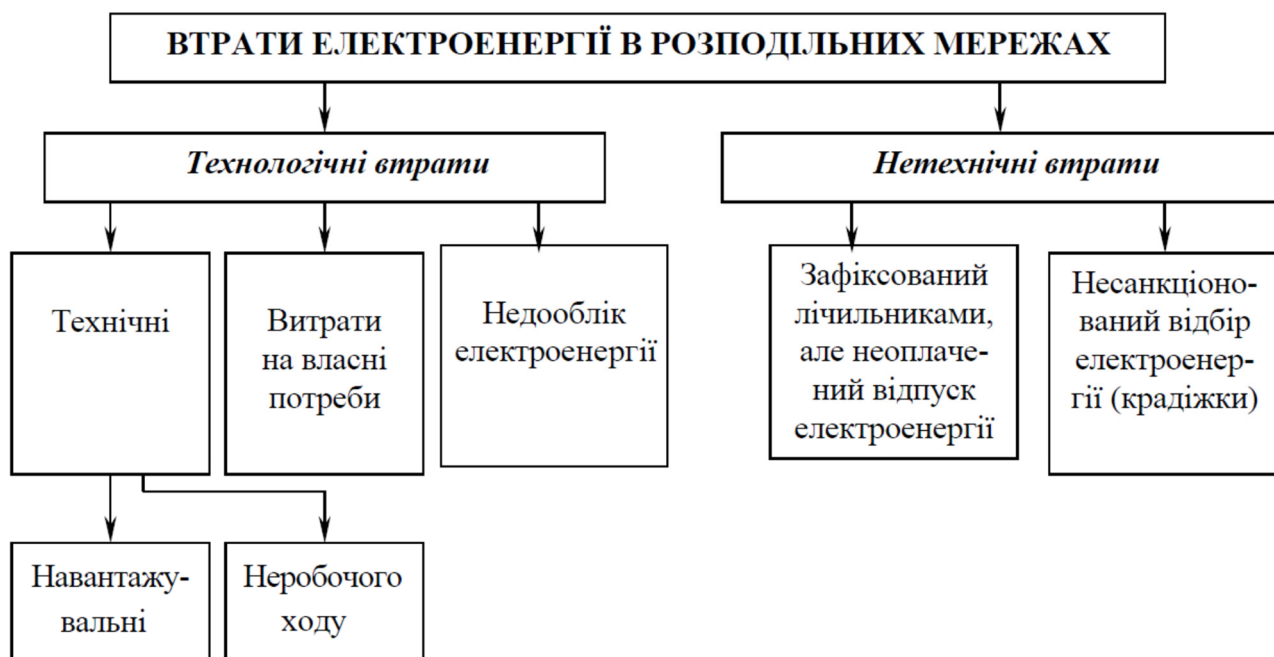


Рис. 1.1 – Структура втрат електроенергії в розподільних мережах 6-20 кВ

Інструментальні (метрологічні) втрати – це втрати, що виникають внаслідок похибок існуючих систем комерційного обліку електроенергії [2-5]. Їхня величина визначається класом точності електрولیчильників, вимірювальних трансформаторів струму (ТС) та напруги (ТН) і є, по суті, різницею між фактично спожитою та врахованою електроенергією.

Витрати електроенергії на власні потреби підстанцій – це споживання електроенергії обладнанням, що забезпечує надійне функціонування трансформаторних підстанцій. Сюди відносяться витрати на системи охолодження трансформаторів, обігрів приводів вимикачів, освітлення території та приміщень РУ та ПС, роботу систем релейного захисту та автоматики. Слід відмітити, що для розподільних мереж 6-20 кВ ці витрати електроенергії є незначними, наприклад, СТ 20/0,4 кВ і 10/0,4 кВ не обладнуються системою охолодження Д.

Нетехнічні втрати (комерційні) – це втрати, що спричинені факторами, що не пов'язані з фізикою процесу передачі енергії. До цієї групи належать розкрадання електроенергії шляхом несанкціонованих підключень або зміни показів лічильників, втручання в роботу приладів обліку, а також недоліки в

організації розрахунків зі споживачами. Цей вид втрат немає точного математичного опису, а отже вони не можуть бути розрахованими окремо. Їх величина визначається як різниця між звітними втратами та сумою технічних і інструментальних втрат [3].

Суму технологічних і нетехнічних втрат іноді називають фізичними втратами електроенергії, оскільки вони пов'язані з фізикою транспортування електроенергії по мережі. Причому перша складова пов'язана з технологією електропередачі, а друга – з технологією контролю кількості переданої електроенергії.

Таким чином, незважаючи на різноманітність складових, домінуючу роль у загальній структурі відіграють саме технічні втрати електроенергії. У типових розподільних мережах напругою 6-20 кВ навантажувальні втрати складають до 65%, а втрати неробочого ходу – близько 25% від суми всіх втрат, що підкреслює першочергову важливість їх детального аналізу. Головною передумовою для такого аналізу є коректна кількісна оцінка, тому далі проведемо огляд існуючих методів розрахунку та аналізу технічних втрат електроенергії.

1.2 Огляд існуючих методів розрахунку та аналізу технічних втрат електроенергії

Підхід до розрахунку технічних втрат електроенергії безпосередньо залежить від рівня інформаційного забезпечення та доступності даних про режими роботи розподільної мережі. Сучасна практика виділяє три основні методи: оперативні, розрахунково-аналітичні, укрупнені (рис. 1.2).

Методи, що базуються на основі даних реального часу (оперативні) застосовуються для мереж, що оснащені розвиненими системами телеметрії та збору даних (SCADA). Розрахунок зводиться до інтегрування у часі миттєвих значень втрат потужності, отриманих з високою дискретністю. Цей підхід забезпечує найвищу точність для ретроспективного аналізу (тобто аналізу

режимів, що вже відбулися), але є малопродатним для прогнозування та аналізу впливу планових заходів.

Розрахунково-аналітичні методи – це найбільш поширений підхід для мереж 6-20 кВ, де суцільний моніторинг режимів відсутній. Суть методу полягає в розрахунку втрат потужності для одного або декількох характерних (репрезентативних) режимів роботи мережі. Перехід від втрат потужності (ΔP) до втрат енергії (ΔW) за тривалий період (місяць, рік) здійснюється за допомогою спеціальних інтегруючих коефіцієнтів, таких як час максимальних втрат τ або коефіцієнти форми графіка навантаження. Саме ці методи дозволяють проводити сценарний аналіз: оцінювати, як зміна конфігурації мережі, рівня навантажень чи режимів вплине на величину втрат.

Укрупнені (оціночні) методи використовуються для експрес-оцінки втрат на базі узагальнених статистичних даних про структуру мережі та обсяги передачі електроенергії. Вони не вимагають детальних розрахунків режимів, але мають найменшу точність.

Зважаючи на те, що метою роботи є аналіз та пошук шляхів оптимізації надалі розглядаються саме розрахунково-аналітичні та оціночні методи.



Рис. 1.2. Класифікація методів розрахунку навантажувальних втрат

1.2.1 Метод добових графіків

Метод графічного інтегрування, також відомий як метод добових графіків, є одним із найбільш точних розрахунково-аналітичних підходів. Через високу трудомісткість він рідко використовується, однак слугує еталоном для оцінки похибок інших, більш спрощених методів.

Суть методу полягає у відтворенні фактичного режиму роботи елемента мережі. За допомогою спеціальних вимірів (або даних з архівів АСКОЕ) будується детальний добовий графік навантаження $P(t)$ для елемента розподільної мережі. На його основі для кожного моменту часу розраховується миттєва втрата потужності $\Delta P(t)$. Оскільки втрати мають квадратичну залежність від навантаження ($\Delta P \sim P^2$), графік втрат потужності повторює форму графіка навантаження, але має значно більш виражені піки (рис. 1.3).

Підсумкові втрати електроенергії за добу ΔW визначаються як площа під кривою графіка втрат потужності. Історично це робили графічно (звідси й походить назва методу), буквально рахуючи клітинки на міліметровому папері. Сьогодні це роблять шляхом чисельного інтегрування

$$\Delta W = \int_0^T \Delta P(t) dt \approx \sum_{i=1}^n \Delta P_i \cdot \Delta t_i . \quad (1.1)$$

Варто зазначити, що принцип цього методу лежить в основі роботи сучасних автоматизованих систем (ADMS/SCADA), які виконують подібні розрахунки в реальному часі.

Головною перевагою цього методу є його висока точність. Водночас основними недоліками є вимогливість до повноти вихідних даних та виключно ретроспективний характер аналізу.

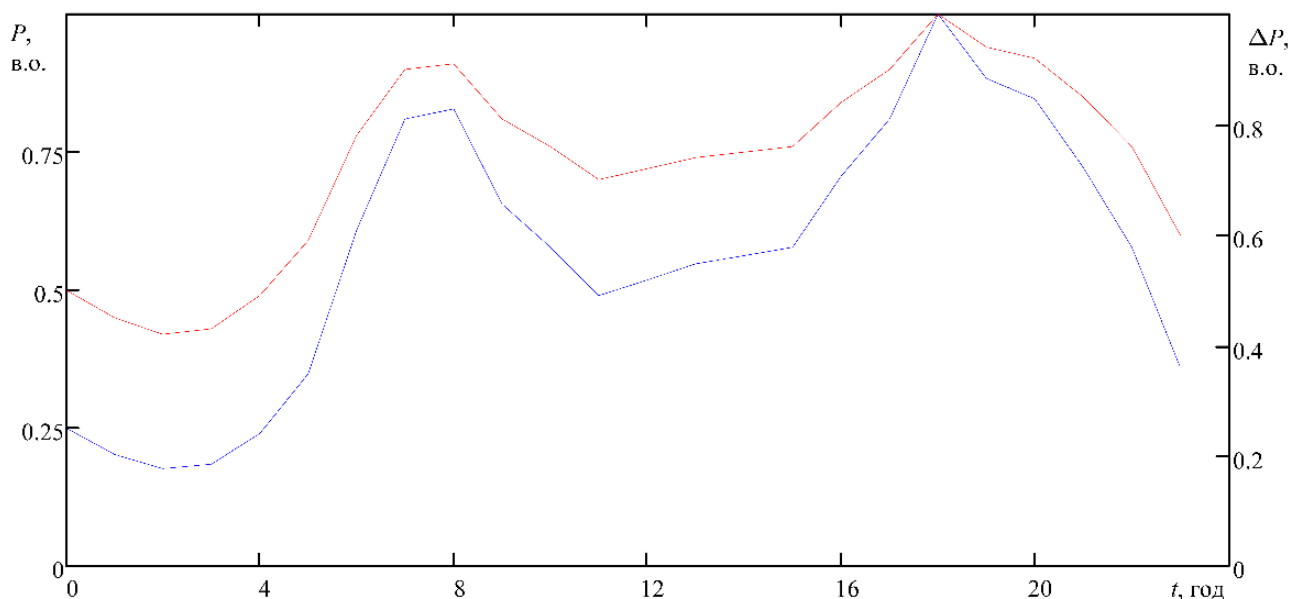


Рис. 1.3. Співвідношення графіків навантаження $P(t)$ та втрат потужності $\Delta P(t)$

1.2.2 Метод середньоквадратичного струму

Метод середньоквадратичного струму (СКЗ) є одним із фундаментальних підходів до розрахунку втрат, оскільки він безпосередньо впливає з фізичної природи втрат в елементах змінного струму.

Ідея методу полягає у заміні реального, змінного в часі графіка навантаження одним еквівалентним, незмінним значенням струму – середньоквадратичним $I_{\text{ск}}$. Це такий умовний струм, який, протікаючи через елемент мережі протягом усього розрахункового періоду T , створює точно такий самий обсяг втрат електроенергії, що і реальний, змінний струм, що відповідає дійсному графіку навантаження. Це означає, що тут використовується рівність

$$\Delta W = \int_0^T I^2(t) dt = I_{\text{ск}}^2 T. \quad (1.2)$$

де I – струм, що протікає через елемент електромережі;

T – час, за який визначаються втрати електроенергії.

З виразу (1.2) $I_{\text{ск}}$ визначається як

$$I_{\text{ск}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T I^2(t) dt} . \quad (1.3)$$

Теоретична елегантність методу стикається з практичною складністю: для точного розрахунку $I_{\text{ск}}$ для формули (1.2) необхідно мати детальний графік навантаження $i(t)$, що для більшості розподільних мереж 6-20 кВ є неможливим. Тому на практиці значення $I_{\text{ск}}$ визначають наближеними способами:

- за характерними добовими графіками: Якщо є типовий графік навантаження для сезону, $I_{\text{ск}}$ розраховують для нього, а потім екстраполюють результат на весь період;

- за емпіричними залежностями, що пов'язують $I_{\text{ск}}$ з іншими, більш доступними параметрами: середнім струмом $I_{\text{ср}}$, максимальним струмом $I_{\text{мах}}$ та часом його використання $T_{\text{мах}}$, типом споживачів.

Перевагами цього методу є такі: теоретична обґрунтованість, що робить його точним за наявності повних вихідних даних; універсальність, що дозволяє його застосовувати до будь-якого елемента мережі та будь-якої форми графіка навантаження.

До недоліків методу слід віднести вимогливість до даних – практично неможливо отримати точні графіки навантаження для кожного елемента мережі, що зводить нанівець теоретичну точність; складність розрахунків визначення $I_{\text{ск}}$ через емпіричні залежності ускладнює розрахунки і вносить додаткові похибки.

1.2.3 Метод часу найбільших втрат

Метод часу найбільших втрат є одним із найпоширеніших розрахунково-аналітичних методів, що застосовується як у проектуванні, так і при експлуатації розподільних мереж 6-20 кВ. Його популярність зумовлена вдалим поєднанням простоти розрахунків та прийнятної для практичних цілей точності.

Метод базується на введенні умовного параметра – часу найбільших втрат τ [6]. Фізичний сенс τ – це еквівалентна кількість годин на рік, впродовж яких через елемент електромережі (лінію, трансформатор) мав би протікати максимальний струм навантаження I_{\max} , щоб сумарні втрати енергії дорівнювали фактичним річним втратам при реальному, змінному графіку навантаження. Отже, величину τ можливо визначити за виразом

$$\tau = \int_0^T \frac{I(t) dt}{I_{\max}^2}. \quad (1.4)$$

де I_{\max} – максимальний струм навантаження елемента електромережі зі всіх можливих значень за час T .

Метод часу найбільших втрат тісно пов'язаний з методом середньоквадратичного струму. Фактично, параметр τ є похідним від співвідношення середньоквадратичного та максимального навантажень.

Перевагою методу служить його простота, а недоліком – практична складність достовірної оцінки величини τ і похибка обчислень, що впливає звідси. Час τ не є константою, він залежить від форми графіка навантаження. У даний час запропоновані різні способи визначення повного часу втрат τ , а також його активної τ_a та реактивної τ_p складових. Ці способи засновані головним чином на використанні залежності τ від часу найбільшого активного навантаження і коефіцієнта потужності $\cos\varphi_{\max}$. Для більш точних розрахунків, особливо в мережах зі значною та змінною часткою реактивної потужності, загальний час втрат τ розглядають як комбінацію активної τ_a та реактивної τ_p складових. Це пов'язано з тим, що максимуми активного P_{\max} і реактивного Q_{\max} навантажень не завжди збігаються в часі. Повний час втрат τ пов'язаний зі своїми складовими τ_a і τ_p наступним відношенням

$$\tau = \tau_a \cos\varphi_{\max} k_a + \tau_p \sin^2\varphi_{\max} k_p, \quad (1.5)$$

де k_a, k_p – коефіцієнти потрапляння, відповідно, до найбільших активної та реактивної потужностей у максимум графіка повної потужності S_{\max} .
Для мереж 6-20 кВ знаходяться в межах 1,05-1,55.

Річні втрати електроенергії ΔW можуть бути визначені як

$$\Delta W = 3I_{\max}^2 R\tau = 3I_{\text{ск}}^2 RT, \quad (1.6)$$

де I_{\max} – найбільше значення струму

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{W_P^2 + W_Q^2}}{\sqrt{3}U^2 T_{\max}},$$

$I_{\text{ск}}$ – середньоквадратичний струм

$$I_{\text{ск}} = k_{\phi} \bar{I}.$$

Якщо використати інтегральні режимні параметри та вираз (1.3) отримаємо

$$\Delta W = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{U^2 T_{\max}^2} R\tau, \quad (1.7)$$

де W_P, W_Q – відповідно, активна та реактивна енергія, що була передана через елемент електромережі;

T_{\max} – час найбільшого активного навантаження.

З (1.6) випливає, що для визначення втрат електроенергії за методом τ необхідно мати найбільше струмове навантаження елемента I_{\max} , його опір R і час втрат τ .

З урахуванням активної та реактивної складових τ отримаємо

$$\Delta W = \left(W_P^2 \frac{\tau_a}{T_{\max,a}^2} + W_P^2 \frac{\tau_p}{T_{\max,p}^2} \right) \frac{R}{U^2}. \quad (1.8)$$

Якщо ж використати середньоквадратичний струм I_{cp} визначений за середнім значенням струму отримаємо

$$\Delta W = 3I_{\max}^2 R\tau = 3I_{\text{ск}}^2 RT, \quad (1.9)$$

або

$$\Delta W = 3I_{\text{cp}}^2 k_{\phi}^2 RT = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{U_{\text{cp}}^2 T} Rk_{\phi}^2. \quad (1.10)$$

Отже, головними перевагами цього методу є простота та зручність. Для розрахунку втрат достатньо знати лише параметри елемента мережі R і дані про його максимальне навантаження P_{\max} , Q_{\max} , які зазвичай легко отримати.

До головних недоліків слід віднести повну залежність точності методу від правильності вибору величини τ . Використання усереднених, табличних значень τ без урахування особливостей графіка навантаження конкретного споживача може призводити до значних похибок у розрахунках.

1.2.4. Метод характерних діб

Цей метод є розвитком підходів, що базуються на добових графіках, і дозволяє врахувати сезонні зміни електроспоживання впродовж року, що значно підвищує точність розрахунків річних втрат.

Суть методу полягає в тому, щоб розділити весь рік на кілька характерних періодів (найчастіше два: зимовий і літній), для кожного з яких створюється своя фіктивна розрахункова доба.

Розрахункова доба представляє собою характерну для робочого дня місяця величину споживаної енергії та конфігурацію графіка навантаження. Він поєднує в собі форму (конфігурацію) графіка, взяту з одного типового дня (зазвичай дня контрольних замірів) і середній рівень споживання, характерний для всього аналізованого періоду (наприклад, для всіх зимових місяців).

Зазвичай, коли рік ділиться на два розрахункові інтервали (зимовий і літній), конфігурацію беруть із вимірювань у дні контрольних вимірів – червні та грудні. Ці місяці називають базовими для 1-го та 2-го розрахункових інтервалів.

Процес розрахунку для одного періоду (наприклад, зимового) виглядає наступним чином.

Спочатку вибирається базовий місяць та контрольний день. Для зимового періоду (наприклад, 7 місяців, з січня по квітень і з жовтня по грудень) за базовий обирають грудень. У один із робочих днів грудня проводять контрольні заміри, отримуючи погодинний графік активної потужності P_i ($i = 1, 2, \dots, 24$).

Отриманий графік переводять у відносні одиниці, для цього кожне годинне значення ділять на максимальне за добу P_{\max}

$$P_{i^*} = P_i / P_{\max} . \quad (1.11)$$

Розраховується середньодобовий відпуск електроенергії за весь зимовий період $W_{\text{сд.з}}$.

Нормалізований графік P_{i^*} масштабують так, щоб сума всіх його годинних значень дорівнювала середньодобовому відпуску $W_{\text{сд.з}}$. У результаті отримуємо абсолютний погодинний графік навантаження для розрахункової зимової доби.

Використовуючи отриманий синтезований графік, для кожної години ($i = 1, 2, \dots, 24$) розраховуємо втрати потужності в мережі ΔP_i . Сума цих годинних значень дає втрати електроенергії за одну розрахункову добу $\Delta W_{\text{д.з}}$.

Проаналізований метод враховує сезонність – зміни в конфігурації графіків навантаження впродовж року. Він є одним із найбільш точних розрахунково-аналітичних методів для визначення річних втрат.

До головних його недоліків слід віднести потребу в значному обсязі вихідних даних (погодинні графіки, місячні відпуски) та складність розрахунків, а також залежність від контрольного дня. Точність сильно залежить від того, наскільки репрезентативним є обраний для замірів день.

1.3 Порівняльний аналіз аналітичних методів розрахунку втрат

Порівняльна характеристика відомих аналітичних методів визначення втрат електричної енергії наведена в табл. 1.1.

Ретроспективні методи, до яких належать метод добових графіків і метод середньоквадратичного струму, забезпечують високий рівень точності розрахунків, оскільки ґрунтуються на використанні детальних добових графіків електричних навантажень, отриманих на основі фактичних вимірювань. Їх головною перевагою є можливість отримання достовірних результатів для існуючих режимів роботи мережі. Водночас застосування зазначених методів для задач прогнозування та оптимізації є обмеженим, оскільки побудова достовірного графіка навантаження для майбутніх або змінених умов експлуатації (наприклад, після заміни проводу ПЛ чи СТ) є практично неможливою. У зв'язку з цим ретроспективні методи доцільно розглядати як еталонні, насамперед для верифікації результатів, отриманих іншими підходами.

Прогнозні методи орієнтовані на оцінювання втрат за перспективних режимів функціонування мережі та, на відміну від ретроспективних, мають вищу прикладну цінність при виборі оптимальних технічних рішень. Найбільшого поширення набули:

Метод часу найбільших втрат, який оперує лише значенням максимального навантаження P_{\max} . Оскільки прогнозування чи моделювання

Таблиця 1.1 – Порівняльна характеристика методів розрахунку втрат

Метод	Точність	Вимоги до даних	Придатність для аналізу
Добових графіків	Висока	Високі (повний погодинний графік)	Низька. Метод відноситься до ретроспективних, він ідеальний для оцінки минулих втрати", але не для планування.
Середньоквадратичного струму	Теоретично висока	Високі (повний графік)	Низька. Має переважно теоретичне значення, на практиці стикається з тими ж проблемами, що й попередній метод.
Часу найбільших втрат (τ)	Середня	Низькі (лише пікове навантаження P_{\max})	Висока. Це головний інструмент для аналізу, проєктування та вибору заходів з оптимізації.
Характерних діб	Висока (для річних розрахунків)	Середні (кілька типових графіків)	Висока. Найкраще підходить для точного розрахунку річного ефекту від впровадження заходів та економічного обґрунтування.

P_{\max} є відносно нескладним завданням, цей метод вважається зручним інструментом для попередньої оцінки ефективності технічних заходів. Наприклад, у разі заміни проводу достатньо врахувати зміну його активного опору R і прогнозоване значення P_{\max} у досліджуваному періоді. Підставивши зазначені величини у відповідні розрахункові співвідношення, отримуємо прогнозний рівень втрат.

Метод характерних режимів, який є більш універсальним і ґрунтується на використанні результатів розрахунків втрат для типових розрахункових діб (зимової та літньої). Подальша екстраполяція цих результатів на річний цикл забезпечує адекватну оцінку як технічних, так і економічних показників ефективності впровадження заходів оптимізації.

Для дослідження оптимальних рівнів втрат у розподільних електричних мережах класу напруги 6-20 кВ доцільним є застосування комбінованого підходу, який інтегрує переваги обох прогнозних методів:

- використання методу часу найбільших втрат τ – як основного інструмента моделювання впливу окремих технічних рішень і для порівняльного аналізу варіантів оптимізації;

- застосування методу характерних режимів – як засобу уточненої оцінки річного техніко-економічного ефекту від впровадження прийнятих технічних заходів.

Проведений аналіз показав, що для завдань оптимізації найбільш ефективними є розрахунково-аналітичні інструменти, зокрема метод часу найбільших втрат та метод характерних режимів. Таким чином, поєднання зазначених методів дозволяє досягти необхідного балансу між точністю та практичною придатністю при вирішенні завдань прогнозування й оптимізації втрат у розподільних електричних мережах.

Отже, коли визначено підходи до кількісної оцінки втрат, логічним наступним кроком є визначення об'єкта цього аналізу. Необхідно розглянути, які саме існують інструменти впливу на втрати. Тому проведемо аналіз заходів зі зниження технічних втрат електроенергії в розподільних мережах, щоб виявити найбільш ефективні з них для подальшого дослідження.

1.4 Аналіз заходів зі зниження технічних втрат електроенергії в розподільних мережах

Заходи зі зниження втрат електроенергії в розподільних мережах класифікують за двома основними ознаками: обсягом необхідних інвестицій та характером реалізації.

За економічним критерієм, що враховує обсяг капіталовкладень, заходи класифікують на дві основні групи: безвитратні та витратні (капіталомісткі). У залежності від величини інвестицій, витратні заходи поділяються на маловитратні, середньовитратні та високовитратні.

За характером реалізації виділяють організаційні, технічні заходи та вдосконалення систем обліку (рис. 1.4).

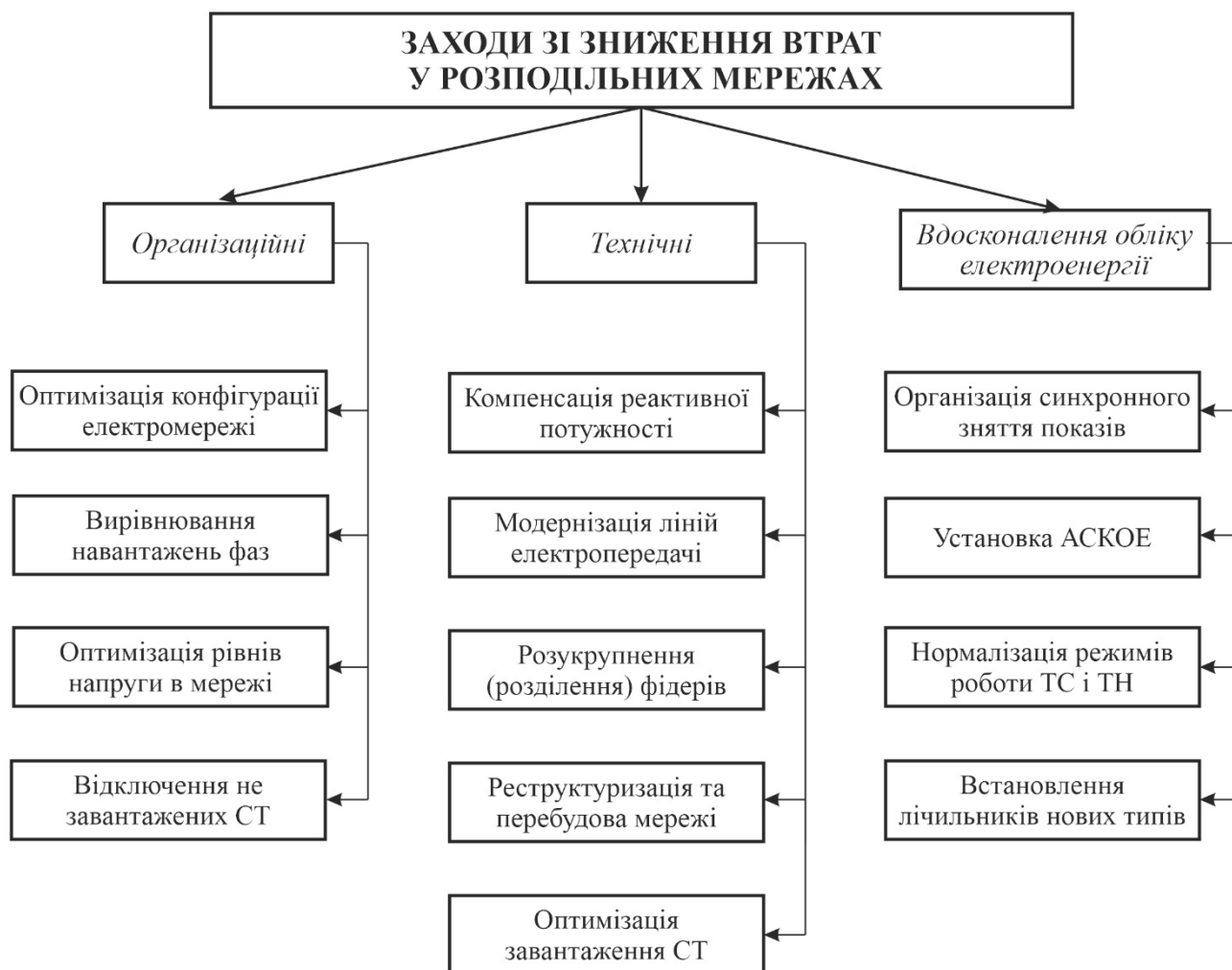


Рис. 1.4 – Заходи зі зниження втрат у електромережах 6-20 кВ

Організаційні заходи спрямовані на оптимізацію режимів роботи і конфігурації існуючої мережі без значних капіталовкладень. Вони вважаються першочерговими через низьку вартість. До цієї групи належать оперативні зміни в режимах роботи мережі, що дозволяють зменшити втрати при існуючому обладнанні. До головних організаційних заходів відносяться:

- оптимізація конфігурації мережі: зміна точок нормального роз'єднання (секціонування) на лініях для вирівнювання навантажень між фідерами;

- вирівнювання навантажень фаз: перерозподіл однофазних споживачів між фазами для зменшення струму в нульовому проводі та зниження втрат у лініях 0,4 кВ;

- оптимізація рівнів напруги: регулювання напруги на центрах живлення для підтримки її на економічно доцільному рівні у споживачів.

Одним із найефективніших організаційних методів зменшення технологічних втрат електроенергії в розподільних мережах, особливо в міських мережах напругою 6-10 кВ, є пошук оптимальних точок розмикання електропередавальних ліній.

Для оптимізації точок розмикання ліній 6-20 кВ застосовується метод систематичного аналізу можливих варіантів розмикання електромережі з одночасним розрахунком змін втрат електроенергії. Сумарне зниження втрат від впровадження такої оптимізації в розподільній електричній мережі розраховується за формулою [7]:

$$\delta W_{\Sigma} = \delta W_{\text{рм}} \pm \delta W_{\text{ом}}, \quad (1.12)$$

де $\delta W_{\text{рм}}$ – зниження технічних втрат електроенергії після проведення розмикання в розподільній електромережі:

$$\delta W_{\text{рм}} = k_{\text{т.м}} (\Delta W_{\text{рм1}} - \Delta W_{\text{рм2}}), \quad (1.13)$$

$\Delta W_{pm1}, \Delta W_{pm2}$ – втрати електроенергії в електромережі до розмикання та після розмикання, кВт·год;

$k_{т.м}$ – коефіцієнт, який враховує точність розрахункового методу

δW_{om} – втрати електроенергії в основній електромережі з урахуванням уточнених навантажень:

$$\delta W_{om} = k_{т.м} (\Delta W_{om1} - \Delta W_{om2}), \quad (1.14)$$

$\Delta W_{om1}, \Delta W_{om2}$ – втрати електроенергії в основній електромережі до та після розмикання, кВт·год.

У виразі (1.12) знак « \rightarrow » використовується, коли оптимізація точок розмикання в розподільних мережах 6-20 кВ призводить до зростання втрат електроенергії в основній електричній мережі системи, а знак « $+$ » застосовується у випадку, коли ця оптимізація забезпечує зменшення цих втрат.

Значна частина роботи енергокомпаній також спрямована на вдосконалення системи обліку (встановлення АСКОЕ, своєчасні повірки лічильників, аналіз балансів).

У системах обліку електроенергії найбільшого економічного ефекту можливо досягнути при зниженні похибок вимірювання комплексу [7]. Значні похибки під час обліку спожитої електричної енергії виникають у таких випадках:

- перевантаження вторинних ланцюгів ТС пристроями РЗА призводить до систематичної похибки у діапазоні від -5% до -10% і більше;

- перевантаження вторинних ланцюгів трансформаторів напруги спричиняє систематичну похибку від -2% до -3% і більше;

- зміщення робочої точки вимірювального комплексу у зону малих струмів через комбіноване використання ТС для обліку електроспоживання та захисту з підвищеним коефіцієнтом трансформації призводить до похибки від -3% до -5% і більше (за умови забезпечення електродинамічної та термічної стійкості);

- падіння напруги в з'єднувальних лініях між лічильником та ТН створює похибку від -1% до -2% і більше.

Одночасний несприятливий збіг всіх перелічених факторів може призвести до сумарної похибки вимірювального комплексу в діапазоні від -10% до -25% і більше, що відповідно впливає на значення недооблікованої електроенергії.

Систематичні похибки можуть мати також і додатне значення. Недовантаження трансформаторів напруги спричиняє додатну похибку від $+0,7\%$ до $+1,5\%$, тоді як кутова похибка трансформаторів струму при перевантаженні кола II-го ланцюга, низьких робочих струмах та низькому значенні коефіцієнта потужності створює додатну похибку від $+5\%$ до $+10\%$ і більше.

Зниження похибки після вдосконалення приладів обліку електроенергії визначається з виразу:

$$\Delta\delta = \delta - \delta_{p.z}, \quad (1.15)$$

де δ – межа допустимої відносної похибки вимірювального комплексу [8]

$$\delta = 1,1 \sqrt{\delta_{TC}^2 + \delta_{TH}^2 + \delta_{\theta}^2 + \delta_{л}^2 + \delta_{лч}^2 + \sum_i^n \delta_{лч,i}^2}, \quad (1.16)$$

де δ_{TC} , δ_{TH} – межі відносних похибок ТС і ТН, %;

$\delta_{л}$ – межа допустимих втрат напруги в з'єднувальних проводах між лічильниками та ТН [9], %;

$\delta_{лч}$ – межа допустимої основної похибки лічильника, %;

δ_{θ} – сумарна похибка лічильника електроенергії, %;

$\delta_{лч,i}$ – похибки лічильників електроенергії, що враховують робочі умови використання, %.

$\delta_{p.z}$ – відносна похибка вимірювального комплексу після реалізації заходів щодо модернізації приладів обліку, %.

Отже, розглянуті заходи є комбінованими і першочергово впливають на зниження комерційних та метрологічних втрат. Водночас зменшення комерційних витрат практично вичерпало свої резерви щодо зменшення витрат і на сьогоднішній день ставиться задача зменшення технічних втрат, що вимагає значних матеріальних, трудових та фінансових затрат.

У рамках даної роботи основна увага приділяється саме технічним втратам, далі детально розглянемо відповідні групи заходів.

Технічні заходи передбачають реконструкцію, модернізацію або заміну обладнання та вимагають техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) через значні капіталовкладення. Ця група включає капіталомісткі проекти з реконструкції та оновлення мережі. Розглянемо найбільш поширені заходи для мереж 6-20 кВ.

1. Компенсація реактивної потужності (КРП). Перетікання реактивної потужності по мережі створює додаткове навантаження на лінії та трансформатори, викликаючи значні втрати активної енергії. Встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності (ПКРП), зокрема, конденсаторних батарей) безпосередньо у вузлах навантаження або у споживачів дозволяє генерувати реактивну потужність на місці, розвантажуючи мережу. Оптимізаційне завдання полягає у виборі потужності та місця встановлення цих пристроїв для досягнення максимального ефекту. Це один із найефективніших заходів зі зниження навантажувальних втрат.

2. Модернізація ліній електропередачі. З часом, через зростання навантажень, окремі ділянки ліній стають перевантаженими, що призводить до надмірних втрат енергії та падіння напруги. Лінія вважається перевантаженою, якщо струм наближається до термічно допустимого, щільність струму перевищує економічно доцільні межі (умовно $> 1 \text{ А/мм}^2$), а напруга в кінці лінії є не відповідає умовам ДСТУ EN 50160:2023 [10].

Рішенням є заміна проводів на переріз, що є більшим, або на сучасні аналоги, такі як захищені проводи марок NEXANS, СІП-3, PAS, SAX та ін. Хоча заміна проводу є дорогим заходом і часто виконується при реконструкції через

фізичний знос, її можуть застосовувати й цілеспрямовано на найбільш завантажених головних ділянках фідерів.

3. Реструктуризація та перебудова мережі. Це найбільш капіталомісткі заходи, що кардинально змінюють конфігурацію мережі.

Переведення мережі на вищу напругу. Перехід з 6 кВ на 10 кВ або з 10 кВ на 20 кВ є одним з найефективніших способів зниження втрат, оскільки втрати обернено пропорційні квадрату напруги:

$$\Delta P = \frac{P_{л}^2 r_{л} l_{л}}{3U_{ном}^2 \cos^2(\varphi)}, \quad (1.17)$$

звідки

$$\Delta P \propto \frac{1}{U_{ном}^2}, \quad (1.18)$$

Зазвичай цей захід застосовують для підвищення пропускної здатності, а зниження втрат є супутнім позитивним ефектом.

4. Розукрупнення (розділення) фідерів. Будівництво нових паралельних ліній та переведення на них частини споживачів з існуючого перевантаженого фідера дозволяє скоротити довжину ліній та струмові навантаження. Наприклад, переведення половини навантаження на паралельну лінію з таким же проводом знижує втрати на реконструйованій ділянці вдвічі.

5. Оптимізація завантаження силових трансформаторів. Втрати в трансформаторах складаються з постійних (втрати неробочого ходу НХ) та змінних (навантажувальні втрати). Оптимальна робота трансформатора досягається при збалансованому співвідношенні цих втрат.

При недовантаженні коефіцієнт завантаження $k_{з.т} < 0,3$ втрати НХ стають домінуючими. Ефективним заходом є заміна такого трансформатора на аналогічний, але меншої потужності.

При перевантаженні різко зростають навантажувальні втрати. Хоча оливні трансформатори мають значну перевантажувальну здатність, систематичні перевантаження є економічно не вигідними. У такому випадку розглядається заміна трансформатора на більш потужний.

Найбільш ефективним є комплексний підхід, наприклад, обмін трансформаторами між недовантаженою та перевантаженою підстанціями. Окрім того, сучасні трансформатори мають значно нижчі показники втрат НХ та короткого замикання, тому заміна старих апаратів (старше 30 років) на нові енергоефективні є з високою ймовірністю може бути доцільною.

Зниження втрат після заміни трансформатора можливо визначити за виразом:

$$\delta\Delta W_{\text{тр}} = (\Delta p_{\text{н.х.1}} - \Delta p_{\text{н.х.2}})T + (\Delta p_{\text{к.з.1}}k_{\text{з.т1}}^2 - p_{\text{к.з.2}}k_{\text{з.т2}}^2)\tau, \quad (1.19)$$

де $\Delta p_{\text{н.х.1}}$, $\Delta p_{\text{н.х.2}}$ – втрати нероборобочого ходу, відповідно старого та нового трансформаторів, кВт;

$\Delta p_{\text{к.з.1}}$, $\Delta p_{\text{к.з.2}}$ – втрати короткого замикання, відповідно старого та нового трансформаторів, кВт;

$\Delta k_{\text{к.з.1}}$, $\Delta k_{\text{к.з.2}}$ – коефіцієнти, відповідно старого та нового трансформаторів;

T – час роботи трансформаторів за рік, год;

τ – час максимальних втрат, год.

Проведений аналіз технічних заходів показує, що існує широкий спектр інструментів для зниження втрат електроенергії в розподільних мережах 6-20 кВ. Проте, з точки зору практичної реалізації та співвідношення «витрати/ефект», не всі вони є рівноцінними.

В Україні діє нормативна база, жорстко регламентує рівень споживання реактивної енергії. Головним показником, що підлягає регулюванню є коефіцієнт потужності $\text{tg}\varphi$ [11]. Недотримання встановленого коефіцієнта потужності оператором системи розподілу веде до прямих фінансових санкцій, споживач платить за перетікання надлишкової реактивної енергії.

Таким чином, розрахунок та впровадження установок КРП – це не стільки питання економії, скільки питання уникнення штрафів та виконання договірних умов з постачальником електроенергії. Економічний ефект від КРП є гарантованим і легко прогнозованим, оскільки він прямо впливає з тарифної сітки та нормативних вимог.

Хоча кардинальна перебудова мережі, така як розукрупнення фідерів або переведення на вищу напругу, дає максимальний технічний ефект, ці заходи є високовитратними і, як правило, реалізуються в рамках довгострокових програм розвитку.

Для цілей оперативного управління та планування модернізації найбільш перспективними та ефективними є наступні напрямки:

- оптимізація завантаження силових трансформаторів, дає можливість впливати як на змінну, так і на постійну складову втрат шляхом заміни або рокади обладнання.

- модернізація ліній електропередавання, зокрема, заміна провідників на перевантажених ділянках, є найкращим інструментом для ліквідації «вузьких місць» у мережі.

Саме для цих, найбільш пріоритетних заходів, недостатньо лише констатувати їхню ефективність. Головним завданням для прийняття інвестиційних рішень є визначення межі їхньої доцільності.

1.5 Постановка задач подальших досліджень

Проведений аналіз методів розрахунку втрат є необхідною теоретичною основою, однак він є лише першим кроком на шляху до досягнення мети роботи. Наступний етап полягає в переході від простої констатації величини втрат до їх глибокого аналізу та, що найголовніше, оптимізації. Для цього необхідно розробити математичні моделі, які дозволять не тільки оцінити фактичний стан мережі, але й визначити її оптимальні параметри з техніко-економічної точки зору. Створення такого інструментарію є головним для формування обґрунтованої стратегії управління режимами та модернізації розподільних мереж.

Відповідно до поставленої мети необхідно вирішити наступні завдання дослідження:

- проаналізувати математичні моделі розрахунку втрат потужності та електроенергії в елементах мережі;

- обґрунтувати критерії та розробити математичні моделі для розрахунку економічно доцільного рівня втрат при плануванні заходів з модернізації та оптимізації режимів роботи розподільних мереж;

- визначити економічно доцільні рівні втрат електроенергії для досліджуваної мережі та розробити заходи зі зниження технічних втрат електроенергії в ній;

- заходи безпеки щодо усунення небезпечних та шкідливих виробничих факторів при обслуговуванні розподільних електромереж 6-20 кВ.

Суть завдань дослідження полягає в наступному:

1. Аналіз математичних моделей розрахунку втрат потужності та електроенергії. На цьому етапі необхідно систематизувати та адаптувати існуючі математичні моделі для розрахунку втрат в основних елементах розподільної мережі 6-20 кВ – лініях електропередавання та силових трансформаторах. Завдання полягає у представленні формул у вигляді зручному для подальшого факторного аналізу. Це дозволить чітко визначити, як зміна головних параметрів (перерізу проводу, потужності трансформатора, коефіцієнта завантаження) впливає на кожну зі складових технічних втрат.

2. Обґрунтування критеріїв для розрахунку економічно доцільного рівня втрат. Досягнення нульових втрат технічно неможливе, а надмірне їх зниження економічно не вигідне, необхідно сформулювати критерій оптимальності. Цей критерій має базуватися на техніко-економічному аналізі, що враховує баланс між вартістю капіталовкладень у заходи зі зниження втрат та вартістю самої зекономленої електроенергії протягом розрахункового періоду. Результатом має стати чітко обґрунтована методика визначення межі, до якої знижувати втрати економічно доцільно.

3. Визначення економічно обґрунтованих рівнів втрат та розробка заходів для досліджуваної мережі. Дане завдання є практичною реалізацією попередніх етапів. На прикладі конкретної ділянки реальної розподільної мережі необхідно, використовуючи розроблені моделі та критерії, виконати розрахунок її оптимального стану. Це включає імітаційне моделювання різних сценаріїв модернізації (наприклад, заміна трансформаторів, реконструкція ліній) та визначення того рівня втрат, який є економічно виправданим. На основі цих розрахунків буде сформовано перелік конкретних, ранжованих за ефективністю заходів для досліджуваного об'єкта.

4. Розробка заходів з охорони праці та техніки безпеки. Будь-які запропоновані технічні заходи з модернізації мережі пов'язані з виконанням робіт на діючому електрообладнанні високої напруги. Тому невід'ємною частиною дослідження є аналіз потенційних ризиків для персоналу та розробка комплексу заходів з охорони праці. Тому необхідно сформулювати вимоги та розробити заходи з організації безпечного виконання робіт, застосування засобів електрозахисту, що гарантуватиме безпеку при практичній реалізації результатів роботи.

Висновки до розділу 1

1. З'ясовано, що в типових розподільних мережах 6-20 кВ структура втрат визначається переважно технічною складовою, де навантажувальні втрати складають до 65%, а втрати неробочого ходу – близько 25%.

2. Встановлено, що для розв'язання задач оптимізації найбільш ефективними є розрахунково-аналітичні інструменти, зокрема метод часу найбільших втрат і метод характерних режимів, а поєднання цих методів дозволяє досягти необхідного балансу між точністю та практичною придатністю при вирішенні задач оптимізації втрат у розподільних електромережах.

3. Виявлено, що для цілей оперативного управління та планування модернізації найбільш перспективними та ефективними є оптимізація завантаження і модернізація електрообладнання розподільних мереж.

4. Виконано постановку задач подальших досліджень, що дозволить на базі математичних моделей визначити економічно доцільні рівні втрат електроенергії в мережі та розробити заходи зі зниження технічних втрат в ній при плануванні заходів із модернізації розподільних мереж та оптимізації їхніх режимів роботи.

РОЗДІЛ 2 ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ РІВНІВ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

2.1 Обґрунтування підходу до оцінки ефективності режимів мережі

Для будь-якої конфігурації електромережі, що знаходиться в експлуатації існує технічно досяжний мінімум втрат електроенергії. Він відповідає ідеальним умовам: наявності повної та абсолютно достовірної інформації, математично точному вибору керуючих впливів і їх ідеальній реалізації. Однак, цей теоретичний орієнтир є практично недосяжним. Будь-який захід, спрямований на наближення фактичних втрат до цього еталону, вимагає певних витрат. Тому в інженерній та економічній практиці метою є не технічний мінімум, а економічно обґрунтований рівень втрат. Цей рівень є оптимальним балансом між витратами на зниження втрат і вартістю самої заощадженої електроенергії. Захід вважають економічно виправданим, якщо сукупні витрати на його реалізацію менші за вартість енергії, що буде заощаджена впродовж розрахункового періоду.

Витрати, пов'язані зі зниженням втрат, поділяються на дві категорії:

- капітальні інвестиції – одноразові витрати на наукові дослідження, розробку програмного забезпечення, закупівлю та монтаж нового обладнання;
- експлуатаційні витрати – постійні витрати на обслуговування, ремонт, амортизацію обладнання та заробітну плату електротехнічного персоналу.

Пряме визначення економічно обґрунтованого рівня втрат для всієї розподільної мережі 6-20 кВ складна задача. Це зумовлено:

- істотними обсягами необхідної вихідної інформації про режими та параметри кожного елемента;
- необхідністю використання складних оптимізаційних математичних моделей;
- неминучими похибками у вихідних даних, що можуть нівелювати результати оптимізації.

З огляду на це до оцінювання ефективності режимів застосовують бенчмаркінговий підхід із використанням «еталонних» мережевих профілів. Практичним інструментом для формування таких профілів є Reference Network Model (RNM) – інструмент планування, який за розташуванням споживачів та технічними обмеженнями будує типову конфігурацію мережі й широко використовується для оцінки «ефективних» витрат і втрат у розподільних мережах [13, 14].

З точки зору зменшення втрат у мережі, RNM задає еталонний (технічно досяжний за прийнятих обмежень) рівень втрат, з яким зіставляють фактичні показники конкретної мережі 6–20 кВ. Методика аналізу такого аналізу полягає в наступному:

- формування вихідних даних для конкретної розподільної мережі та обмежень (параметри ліній, силових трансформаторів, графіки навантаження, пропускні здатності);

- визначення еталонних втрат у мережі та розрахунок її втрат у репрезентативних режимах навантаження;

- оцінювання фактичних втрат за вимірювальною інфраструктурою та моделями розрахунку балансу енергії;

- визначення потенціалу зі зниження втрат як різниці між фактичним та RNM-рівнем втрат із декомпозицією за вузлами/ділянками/елементами;

- ідентифікація переліку заходів (операційних та інвестиційних), здатних зменшити цю різницю;

- техніко-економічна перевірка кожного заходу урахуванням капітальних і експлуатаційних витрат, ціни електроенергії;

За необхідності методика повторюється за принципом ітераційного наближення, коли оновлені фактичні дані знову порівнюються з RNM-еталоном до досягнення стабілізації економічно обґрунтованого рівня втрат.

Стан мережі можливо вважати економічно оптимальним тоді, коли подальший аналіз не виявляє жодного нового заходу, впровадження якого було б економічно доцільним.

Отже, доцільний рівень втрат є вагомим критерієм для оптимізації роботи та розвитку розподільної мережі. Порівняння фактичних втрат із цим економічним рівнем дозволяє оцінити ефективність функціонування мережі, визначити наявні резерви для зниження втрат і обґрунтувати стратегію модернізації та управління режимами роботи мережі.

2.2 Обґрунтування еталонних параметрів для оцінки ефективності режимів мережі

Аналіз режимів роботи електричних мереж дає змогу комплексно оцінити технічну допустимість та економічну доцільність експлуатаційних рішень. Ці рішення безпосередньо пов'язані з пропускнуою здатністю мережі – базовим інтегральним показником, що характеризує її ефективність.

З одного боку, технічна допустимість режиму роботи мережі визначається рядом фізичних обмежень, що накладаються на її параметри, а з іншого – економічні показники безпосередньо залежать від її пропускнуої здатності.

Питомі витрати на транспортування електричної енергії:

$$b_{\text{тр}} = \frac{B_{\Sigma}}{P_{\text{макс}} T_{\text{макс.а}}}, \quad (2.1)$$

де B_{Σ} – сукупні річні витрати на утримання та експлуатацію електричної мережі
тис. грн./рік.;

$P_{\text{макс}}$ – максимальне активне навантаження мережі, кВт;

$T_{\text{макс.а}}$ – число годин використання максимуму активного навантаження, год.

Вартість транспортування електроенергії складається з капітальних вкладень в мережеву інфраструктуру та експлуатаційних витрат, значну частину яких становлять витрати на покриття технічних втрат електроенергії. Тому, пропускну здатність є найважливішим техніко-економічним показником.

Для розподільних мереж 6-20 кВ визначальними факторами, що обмежують їхню пропускну здатність, є:

- допустимий нагрів провідників – напряму пов'язаний з технічними втратами потужності ($I^2 \cdot R$) в лініях і трансформаторах. Перевищення допустимого струмового навантаження призводить до перегріву проводів ПЛ та ізоляції електроапаратів, що скорочує термін служби цього обладнання;

- допустимий рівень напруги в споживачів: режим напруги в мережі визначається її втратою, яка також залежить від параметрів мережі та струму навантаження.

У загальному випадку втрати активної потужності в лінії визначаються з виразу [12]:

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{P_{\text{л}}^2 + Q_{\text{л}}^2}{U_{\text{ном}}^2} R_{\text{л}}, \quad (2.2)$$

де $P_{\text{л}}$, $Q_{\text{л}}$ – навантаження лінії, відповідно, активне кВт і реактивне, квар, ;

$R_{\text{л}}$ – активний опір лінії, Ом;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга лінії, кВ.

У повітряних ліній розподільних мереж також можуть бути втрати на корону, а в кабельних – діелектричні втрати в ізоляції, однак для мереж 6-20 кВ вони не значні, тому далі розглядаються лише навантажувальні втрати.

З метою глибшого та більш практичного розуміння процесів, що відбуваються в лінії виключимо складову $Q_{\text{л}}$ з рівняння (2.2):

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{S_{\text{л}}^2 R_{\text{л}}}{U_{\text{л}}^2}, \quad (2.3)$$

де $S_{\text{л}}$ – повна потужність лінії

$$S_{\text{л}} = \sqrt{P_{\text{л}}^2 + Q_{\text{л}}^2}, \quad (2.4)$$

або

$$S_{\text{л}} = \frac{P_{\text{л}}}{\cos\varphi}, \quad (2.5)$$

Підставивши (2.5) у (2.3) отримаємо

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{\left(\frac{P_{\text{л}}}{\cos\varphi}\right)^2 R_{\text{л}}}{U_{\text{л}}^2} = \frac{\frac{P_{\text{л}}^2}{\cos^2\varphi} R_{\text{л}}}{U_{\text{л}}^2} = \frac{P_{\text{л}}^2 R_{\text{л}}}{U_{\text{л}}^2 \cos^2\varphi}, \quad (2.6)$$

Таким чином, ми перейшли від формули (2.2), що використовує активну та реактивну потужності, до формули, яка виражає втрати через активну потужність та коефіцієнт потужності.

Для зручності подальшого аналізу запишемо рівняння (2.6) у відносних одиницях, для цього розділимо абсолютні втрати на саму потужність, що передається по лінії:

$$\Delta P_{\text{л}*} = \frac{P_{\text{л}}^2 R_{\text{л}}}{U_{\text{л}}^2 \cos^2\varphi} \frac{1}{P_{\text{л}}} = \frac{P_{\text{л}} R_{\text{л}}}{U_{\text{л}}^2 \cos^2\varphi}, \quad (2.7)$$

Якщо у рівняння (2.7) підставити гранично допустимі втрати активної потужності, наприклад, за умовою нагріву ($\Delta P_{\text{л}*} = \Delta P_{\text{л.макс}*}$), тоді можливо отримати вираз для максимальної потужності ($P_{\text{л}} = P_{\text{л.макс}}$), що може передаватися по цій лінії за даного режиму

$$P_{\text{л.макс}} = \frac{\Delta P_{\text{л}*} U_{\text{л}}^2 \cos^2\varphi}{R_{\text{л}}}, \quad (2.8)$$

Визначимо максимальну потужність, яка відповідає заданому ліміту відносних втрат активної електроенергії $\Delta W_{\text{л.доп}^*}$.

Відносні втрати енергії ΔW^* – це частка втраченої енергії $\Delta W_{\text{л}}$ від усієї переданої по лінії енергії $W_{\text{л}}$. Тоді:

$$\Delta W_{\text{л.доп}^*} = \frac{\Delta W_{\text{л.макс}}}{W_{\text{л}}}, \quad (2.9)$$

де $W_{\text{л}}$ – загальна передана енергія по лінії

$$W_{\text{л}} = P_{\text{л.макс}} \cdot T_{\text{макс}}. \quad (2.10)$$

Виразимо абсолютні втрати енергії в лінії через втрати потужності в режимі максимальних навантажень і час максимальних втрат τ :

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} \tau = \frac{P_{\text{л.макс}}^2 R_{\text{л}}}{U_{\text{л}}^2 \cos^2 \varphi} \tau. \quad (2.11)$$

Відносні втрати енергії в лінії в максимальному режимі роботи за (2.9)

$$\Delta W_{\text{л}^*} = \frac{\frac{P_{\text{л.макс}}^2 R_{\text{л}}}{U_{\text{л}}^2 \cos^2 \varphi} \tau}{P_{\text{л.макс}} \cdot T_{\text{макс}}} = \frac{P_{\text{л.макс}} R_{\text{л}} \tau}{U_{\text{л}}^2 \cos^2 \varphi \cdot T_{\text{макс}}}. \quad (2.12)$$

З (2.12) отримаємо значення максимальної потужності лінії в залежності від максимально допустимих втрат електроенергії в мережі

$$P_{\text{л.макс}} = \frac{\Delta W_{\text{л.доп}^*} U_{\text{л}}^2 \cos^2 \varphi \cdot T_{\text{макс}}}{R_{\text{л}} \tau}. \quad (2.13)$$

Аналогічним чином отримаємо співвідношення для навантажувальних втрат активної потужності та втрат активної енергії в силовому трансформаторі.

Виразимо навантажувальні втрати через активний опір трансформатора

$$\Delta P_{\text{нав.т}} = \frac{R_{\text{т}} \cdot S_{\text{т}}^2}{U_{\text{т}}^2} = \frac{R_{\text{т}} \cdot P_{\text{т}}^2}{U_{\text{т}}^2 \cdot \cos^2 \varphi}. \quad (2.14)$$

Запишемо рівняння (2.14) у відносних одиницях, для цього розділимо абсолютні втрати на потужність СТ

$$\Delta P_{\text{нав.т}^*} = \frac{R_{\text{т}} \cdot P_{\text{т}}^2}{U_{\text{т}}^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot \frac{1}{P_{\text{т}}} = \frac{R_{\text{т}} \cdot P_{\text{т}}}{U_{\text{т}}^2 \cos^2 \varphi}, \text{ в.о.} \quad (2.15)$$

Якщо в (2.15) покласти, що $\Delta P_{\text{нав.т}^*} = \Delta P_{\text{т.мах}^*}$, тоді можливо отримати вираз для максимальної потужності $P_{\text{т.мах}}$, що може передаватися через цей трансформатор за даного режиму роботи

$$P_{\text{т.мах}} = \frac{\Delta P_{\text{нав.т}^*} U_{\text{т}}^2 \cos^2 \varphi}{R_{\text{т}}}. \quad (2.16)$$

Відносні втрати енергії в СТ у максимальному режимі роботи

$$\Delta W_{\text{нав.т}^*} = \frac{\Delta W_{\text{т.мах}^*}}{W_{\text{т}}} = \frac{\frac{P_{\text{т.мах}}^2 R_{\text{т}} \tau}{U_{\text{т}}^2 \cos^2 \varphi}}{P_{\text{т.мах}} \cdot T_{\text{мах}}} = \frac{P_{\text{т.мах}} R_{\text{т}} \tau}{U_{\text{т}}^2 \cos^2 \varphi \cdot T_{\text{мах}}}. \quad (2.17)$$

З (2.17) отримаємо максимальну потужність трансформатора виражену через максимально допустимі навантажувальні втрати енергії

$$P_{\tau, \max} = \frac{\Delta W_{\text{нав}^*} U_T^2 \cos^2 \varphi \cdot T_{\max}}{\tau R_T}, \text{ в.о.} \quad (2.18)$$

Складова річних втрат активної енергії внаслідок умовно постійних втрат потужності трансформатора

$$\Delta W_{\text{у.п}} = \Delta p_{\text{н.х}} T, \quad (2.19)$$

де T – час підключення СТ до електромережі, год.

Відносне значення складової річних умовно постійних втрат активної енергії трансформатора

$$\Delta W_{\text{у.п}^*} = \frac{\Delta p_{\text{н.х}} T}{P_{\tau, \max} T_{\max}}, \text{ в.о.} \quad (2.20)$$

Відносні втрати активної енергії в трансформаторі

$$\Delta W_{\tau^*} = \Delta W_{\text{у.п}^*} + \Delta W_{\text{нав}^*} = \frac{\Delta p_{\text{н.х}} T}{P_{\tau, \max} T_{\max}} + \frac{R_T \cdot P_{\tau, \max} \cdot \tau}{U_T^2 \cos^2 \varphi T_{\max}}, \text{ в.о.} \quad (2.21)$$

Отже, саме втрати потужності та напруги є головними режимними параметрами, які визначають межі пропускної здатності мережі. Можливість їх аналітичного опису дозволяє вивчати вплив різноманітних факторів на ефективність роботи розподільної мережі.

2.3 Математична модель сумарних витрат на транспортування електроенергії

Для електромережі, що знаходиться в експлуатації, її фізичні параметри (перерізи проводів, жил кабелів і ошиновки РУ, типи трансформаторів) є незмінними константами.

У цьому випадку головна задача – це забезпечення максимальної ефективності роботи наявного обладнання. Для цього використаємо еталонний аналіз, що був розглянутий вище.

Втрати електроенергії під час її транспортування зручно аналізувати, розділивши їх на дві основні складові: лінійну та підстанційну.

Лінійна складова являє собою навантажувальні втрати (тобто втрати на нагрівання), що виникають безпосередньо у проводах ліній електропередавання під час проходження струму.

Підстанційна складова – це сукупні втрати, що виникають на обладнанні підстанцій. Вони включають:

- втрати в силових трансформаторах (втрати н.х. та навантажувальні);
- втрати в ошиновці та комутаційних апаратах;
- втрати у вимірювальних трансформаторах струму та напруги;
- витрати електроенергії на власні потреби підстанції (опалення, освітлення будівель розподільчих установок (РУ), живлення пристроїв РЗА тощо).

У загальній структурі підстанційних втрат домінують втрати в силових трансформаторах, що становлять найбільшу частку. Тому для спрощення розрахунків приймаємо, що вся підстанційна складова втрат дорівнює втратам у силових трансформаторах.

Таким чином, запишемо рівняння сумарних витрат на передавання електроенергії у розподільній мережі, як суму двох складових:

$$B_{\Sigma} = B_{\text{л}} + B_{\text{пс}}, \quad (2.22)$$

де $B_{\text{л}}$ – лінійна складова витрат на передавання електроенергії [15, 16]:

$$B_{\text{л}} = \frac{1}{P_{\text{л.мак}} T_{\text{мак}}} (p_{\text{н}} K_{\text{л}} + \Delta W_{\text{нав.л}} c_0), \text{ грн/кВт}\cdot\text{год} \quad (2.23)$$

$B_{\text{пс}}$ – підстанційна складова витрат на передачу електроенергії, грн/кВт·год:

$$B_{\text{пс}} = B_{\text{у.п}} + B_{\text{нав}} = \frac{1}{P_{\text{max}} T_{\text{max}}} \left[p_{\text{н}} K_{\text{пс}} + c_0 (\Delta W_{\text{у.п}} + \Delta W_{\text{нав}}) \right], \quad (2.24)$$

$p_{\text{н}}$ – нормативний коефіцієнт, приймається 0,12;

$K_{\text{пс}}$ – вартість обладнання підстанції, тис. грн.;

$\Delta W_{\text{у.п}}$ – умовно постійні втрати електроенергії, кВт·год;

$\Delta W_{\text{нав}}$ – навантажувальні втрати електроенергії, кВт·год;

c_0 – тариф на електроенергію, грн/кВт·год.

Розглянемо лінійну складову більш детально, для цього запишемо у (2.23) втрати електроенергії через втрати активної потужності

$$\begin{aligned} B_{\text{л}} &= \frac{1}{P_{\text{л.макс}} T_{\text{макс}}} \left(p_{\text{н}} K_{\text{л}} + \frac{P_{\text{л.макс}}^2 R_{\text{л}}}{U_{\text{л}}^2 \cos^2 \varphi} \tau c_0 \right) = \\ &= \frac{1}{T_{\text{макс}}} \left[\frac{p_{\text{н}} K_{\text{л}}}{P_{\text{л.макс}}} + \frac{P_{\text{л.макс}} R_{\text{л}} \tau c_0}{U_{\text{л}}^2 \cos^2 \varphi} \right]. \end{aligned} \quad (2.25)$$

Підставимо рівняння (2.8) у (2.25) отримаємо

$$\begin{aligned} B_{\text{л}} &= \frac{p_{\text{н}} K_{\text{л}}}{\frac{\Delta P_{\text{л}^*} U_{\text{л}}^2 \cos^2 \varphi}{R_{\text{л}}} T_{\text{макс}}} + \frac{\frac{\Delta P_{\text{л}^*} U_{\text{л}}^2 \cos^2 \varphi}{R_{\text{л}}} R_{\text{л}} \tau c_0}{U_{\text{л}}^2 \cos^2 \varphi T_{\text{макс}}} = \\ &= \frac{p_{\text{н}} K_{\text{л}} R_{\text{л}}}{T_{\text{макс}} \Delta P_{\text{л}^*} U_{\text{л}}^2 \cos^2 \varphi} + \frac{\Delta P_{\text{л}^*} \tau c_0}{T_{\text{макс}}} = \\ &= \frac{\tau c_0}{T_{\text{макс}}} \left[\frac{p_{\text{н}} K_{\text{л}} R_{\text{л}}}{\Delta P_{\text{л}^*} \tau c_0 U_{\text{л}}^2 \cos^2 \varphi} + \Delta P_{\text{л}^*} \right]. \end{aligned} \quad (2.26)$$

Виконаємо аналогічні перетворення для підстанційної складової витрат, при цьому врахуємо умовно-постійні втрати активної енергії в СТ

$$B_{\text{пс}} = \frac{1}{P_{\text{max}} T_{\text{max}}} \left[p_{\text{н}} K_{\text{пс}} + c_0 (\Delta W_{\text{у.п}} + \Delta W_{\text{нав}}) \right]. \quad (2.27)$$

Перейдемо у виразі (2.27) від втрат електроенергії до втрат до відповідних активних потужностей

$$\begin{aligned} B_{\text{пс}} &= \frac{c_0}{P_{\text{max}} T_{\text{max}}} \left[\frac{p_{\text{н}} K_{\text{пс}}}{c_0} + \Delta P_{\text{н.х}} T + \frac{P_{\text{т.макс}}^2 R_{\text{т}} \tau c_0}{U_{\text{т}}^2 \cos^2 \varphi} \right] = \\ &= \frac{c_0}{T_{\text{max}}} \left[\frac{p_{\text{н}} K_{\text{пс}}}{c_0 \frac{\Delta P_{\text{нав.т}^*} U_{\text{т}}^2 \cos^2 \varphi}{R_{\text{т}}}} + \frac{\Delta P_{\text{н.х}} T}{\frac{\Delta P_{\text{нав.т}^*} U_{\text{т}}^2 \cos^2 \varphi}{R_{\text{т}}}} + \frac{\frac{\Delta P_{\text{нав.т}^*} U_{\text{т}}^2 \cos^2 \varphi}{R_{\text{л}}} R_{\text{л}} \tau c_0}{U_{\text{т}}^2 \cos^2 \varphi} \right] = \\ &= \frac{c_0}{T_{\text{max}}} \left[\frac{p_{\text{н}} K_{\text{пс}} R_{\text{л}}}{c_0 \Delta P_{\text{нав.т}^*} U_{\text{л}}^2 \cos^2 \varphi} + \frac{\Delta P_{\text{н.х}} T R_{\text{л}}}{\Delta P_{\text{нав.т}^*} U_{\text{т}}^2 \cos^2 \varphi} + \Delta P_{\text{нав.т}^*} R_{\text{т}} \tau c_0 \right] = \\ &= \frac{\tau c_0}{T_{\text{max}}} \left[\frac{(p_{\text{н}} K_{\text{пс}} + c_0 \Delta P_{\text{н.х}} T) R_{\text{т}}}{\tau c_0 \Delta P_{\text{нав.т}^*} U_{\text{т}}^2 \cos^2 \varphi} + \Delta P_{\text{нав.т}^*} \right]. \end{aligned} \quad (2.28)$$

Отже, кінцеве рівняння сумарних витрат на передавання електроенергії у розподільній мережі матиме вигляд

$$\begin{aligned} B_{\Sigma} = B_{\text{л}} + B_{\text{пс}} &= \frac{\tau c_0}{T_{\text{max}}} \left[\frac{p_{\text{н}} K_{\text{л}} R_{\text{л}}}{\Delta P_{\text{л.макс}^*} \tau c_0 U^2 \cos^2 \varphi} + \Delta P_{\text{л.макс}^*} \right] + \\ &+ \frac{\tau c_0}{T_{\text{max}}} \left[\frac{(p_{\text{н}} K_{\text{пс}} + c_0 \Delta P_{\text{н.х}} T) R_{\text{т}}}{\tau c_0 \Delta P_{\text{нав.т}^*} U_{\text{т}}^2 \cos^2 \varphi} + \Delta P_{\text{нав.т}^*} \right]. \end{aligned} \quad (2.29)$$

Таким чином, отримані аналітичні залежності (2.26), (2.28) і (2.29) для капітальних та експлуатаційних складових дозволяють сформулювати комплексну цільову функцію сукупних витрат. Аналіз цієї функції свідчить про її нелінійний характер та наявність вираженого мінімуму. Тому подальше дослідження полягає у розв'язанні оптимізаційної задачі, спрямованої на пошук цього мінімуму, що дасть змогу визначити економічно оптимальні параметри передачі електроенергії.

2.4 Математична модель оптимального рівня втрат активної потужності

Виконаємо постановку задачі визначення економічно доцільного рівня втрат як задачу математичного програмування. Її мета – знайти такий набір параметрів елементів розподільної мережі, який мінімізує сумарні витрати B_{Σ} на передачу електроенергії, задовольняючи при цьому всі технічні вимоги до надійності та якості електропостачання.

Критерієм оптимальності виступає мінімум сумарних річних витрат B_{Σ} , пов'язаних з передачею електроенергії. Цільова функція є сумою лінійної та підстанційної складових і має вигляд:

$$\begin{cases} B_{\Sigma} = B_{\text{л}} + B_{\text{пс}} \rightarrow \min \\ (\Delta P_{\text{л}^*}, \Delta P_{\text{пс}^*}) \in \Omega \end{cases}, \quad (2.30)$$

де Ω – область допустимих значень втрат активної потужності.

Функція сукупних витрат B_{Σ} (2.30) залежить від (щонайменше) двох різних, незалежних змінних оптимізації:

- параметрів лінії $\Delta P_{\text{л}^*}$;
- параметрів підстанції $\Delta P_{\text{пс}^*}$.

Тоді, явна цільова функція матиме вигляд:

$$B_{\Sigma}(\Delta P_{\text{л}^*}, \Delta P_{\text{пс}^*}) = B_{\text{л}}(\Delta P_{\text{л}^*}) + B_{\text{пс}}(\Delta P_{\text{пс}^*}), \quad (2.31)$$

причому складова $B_{л}$ залежить лише від параметрів лінії, а складова $B_{пс}$ – лише від параметрів підстанції.

Щоб знайти мінімум функції багатьох змінних B_{Σ} , необхідно знайти її частинні похідні за кожною незалежною змінною

$$\frac{\partial B_{\Sigma}}{\partial(\Delta P_{л*})} = \frac{\partial B_{л}}{\partial(\Delta P_{л*})} + \frac{\partial B_{пс}}{\partial(\Delta P_{т*})}. \quad (2.32)$$

Необхідні умови внутрішнього мінімуму (за припущення диференційовності в околі розв'язку) виражаються нульовими граничними похідними за кожною незалежною змінною з урахуванням обмежень Ω :

$$\frac{\partial B_{\Sigma}}{\partial(\Delta P_{л*})} = \frac{\partial B_{л}}{\partial(\Delta P_{л*})} = 0. \quad (2.33)$$

$$\frac{\partial B_{\Sigma}}{\partial(\Delta P_{т*})} = \frac{\partial B_{т}}{\partial(\Delta P_{т*})} = 0. \quad (2.34)$$

за умови $(\Delta P_{л*}, \Delta P_{пс*}) \in \Omega$.

Оскільки $B_{л}$ не залежить від $\Delta P_{т}$, її похідна дорівнює нулю, тоді:

$$\begin{aligned} \frac{\partial B_{л}}{\partial \Delta P_{л*}} &= \frac{\partial \left[\frac{\tau c_0}{T_{\max}} \left[\frac{p_{н} K_{л} R_{л}}{\Delta P_{л*} \tau c_0 U^2 \cos^2 \varphi} + \Delta P_{л*} \right] \right]}{\partial \Delta P_{л*}} = \\ &= \frac{\tau c_0}{T_{\max}} \left[1 - \frac{p_{н} K_{л} R_{л}}{\Delta P_{л*}^2 \tau c_0 U^2 \cos^2 \varphi} \right]. \end{aligned} \quad (2.35)$$

Прирівнявши (2.35) до нуля отримаємо

$$\frac{\tau c_0}{T_{\max}} \left[1 - \frac{p_H K_{\text{л}} R_{\text{л}}}{\Delta P_{\text{л}^*}^2 \tau c_0 U^2 \cos^2 \varphi} \right] = 0. \quad (2.36)$$

Виконаємо алгебраїчні перетворення вилу (2.36):

$$\frac{\tau c_0}{T_{\max}} - \frac{p_H K_{\text{л}} R_{\text{л}}}{T_{\max} \Delta P_{\text{л}^*}^2 \tau c_0 U^2 \cos^2 \varphi} = 0;$$

$$\frac{\tau c_0}{T_{\max}} = \frac{p_H K_{\text{л}} R_{\text{л}}}{T_{\max} \Delta P_{\text{л}^*}^2 U^2 \cos^2 \varphi};$$

$$\tau c_0 \Delta P_{\text{л}^*}^2 U^2 \cos^2 \varphi = p_H K_{\text{л}} R_{\text{л}}. \quad (2.37)$$

З (2.37) отримаємо вираз для визначення економічно доцільних (вартісно-оптимальних) навантажувальних втрат у максимальному режимі роботи лінії

$$\Delta P_{\text{е.д.л}^*} = \frac{1}{U \cos \varphi} \sqrt{\frac{p_H K_{\text{л}} R_{\text{л}}}{\tau c_0}}. \quad (2.38)$$

Користуючись виразом (2.38), оцінимо зміну економічно доцільних втрат у кабельній лінії залежно від площі поперечного перерізу. Як приклад розглянемо кабель марки ААБл. Вихідні дані для ділянки довжиною 1 км – площа перерізу, активний (омічний) опір та орієнтовна вартість для кожного типорозміру – разом із результатами розрахунку у вигляді значень економічно доцільних втрат зведено в табл. 2.1.

Для відповідності припускаємо незмінні умови порівняння: однакові напруга та коефіцієнт потужності $\cos \varphi = 0,9$ на стороні живлення, однакову середньозважену ціну електроенергії $c_0 = 6,374$ грн/кВт·год, час максимальних втрат $\tau = 1400$ год, тривалість максимального навантаження $T_{\max} = 2758$ год.

Таблиця 2.1 – Вихідні дані до розрахунку економічно доцільних відносних втрат потужності в кабельних лініях 10 кВ

Марка кабелю	$R_{л}$, Ом/км	$K_{л}$, тис. грн./км	$\Delta P_{\text{е.д.л.}}$, в.о./км
ААБл-(3×50)	0,62	935	0,00030
ААБл-(3×70)	0,443	1070	0,00027
ААБл-(3×95)	0,326	1269	0,00025
ААБл-(3×120)	0,258	1406	0,00024
ААБл-(3×150)	0,197	1767	0,00023
ААБл-(3×185)	0,165	2037	0,00023
ААБл-(3×240)	0,129	2445	0,00022

Залежність $\Delta P_{\text{е.д.л.}} = f(F_{\text{кл.}})$ подано на рис. 2.1. Аналіз графіка показує, що в діапазоні перерізів 50-95 мм² економічно доцільні втрати зменшуються інтенсивно, а для інших значень темп зниження помітно сповільнюється, а ділянка кривої фактично носить лінійний характер. Це свідчить про ефект спадної граничної віддачі: збільшення перерізу струмопровідних жил кабелів після перерізу 95 мм² дає все менший вигащ за втратами, тоді як капітальні витрати зростають. Тому вибір перерізу жил КЛ слід робити не лише за мінімумом $\Delta P_{\text{е.д.л.}}$, а як баланс між початковими витратами на кабель і очікуваним скороченням експлуатаційних витрат у складі B_{Σ} . За фіксованих c_0 , τ та профілю навантаження формується вузький діапазон перерізів, у межах якого сумарні витрати мінімальні без перевищення необхідного перерізу кабелю. Виходити за цей діапазон доцільно лише за наявності режимних вимог (високі пускові струми, необхідний температурний резерв, прогнозоване зростання навантаження), оскільки додаткове зменшення втрат буде незначним порівняно зі зростанням вартості.

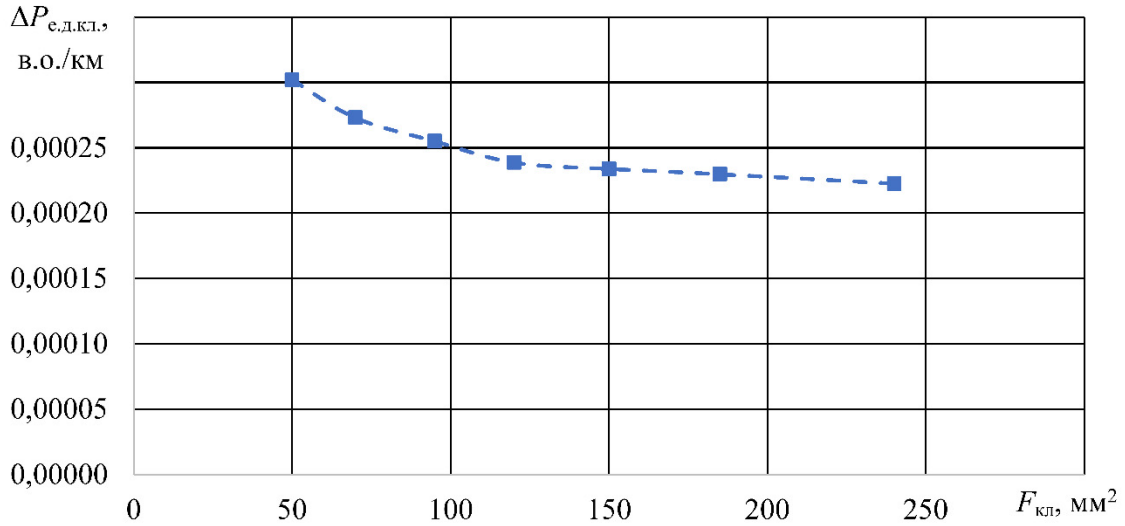


Рис. 2.1 – Залежність $\Delta P_{e.d.кл.} = f(F_{кл.})$ для кабелів 10 кВ марки ААБл

Виходячи з аналогічних міркувань, знайдемо вираз для підстанційної складової витрат на передавання електроенергії:

$$\frac{\partial B_{пс}}{\partial \Delta P_{T^*}} = \frac{\tau c_0}{T_{\max}} \left[\frac{(p_H K_T + \Delta P_{H.X} T c_0) R_T}{\Delta P_{T.\max^*} \tau c_0 U^2 \cos^2 \varphi} + \Delta P_{T.\max^*} \right];$$

$$\frac{\partial B_{пс}}{\partial \Delta P_{T^*}} = \frac{\partial \left[\frac{\tau c_0}{T_{\max}} \left[\frac{(p_H K_T + \Delta P_{H.X} T c_0) R_T}{\Delta P_{T.\max^*} \tau c_0 U^2 \cos^2 \varphi} + \Delta P_{T.\max^*} \right] \right]}{\partial \Delta P_{T^*}} = \quad (2.39)$$

$$= \frac{\tau c_0}{T_{\max}} \left[1 - \frac{(p_H K_T + \Delta P_{H.X} T c_0) R_T}{\Delta P_{T.\max^*}^2 \tau c_0 U^2 \cos^2 \varphi} \right].$$

Отже, вираз для визначення оптимальних навантажувальних витрат у максимальному режимі роботи силового трансформатора матиме вигляд

$$\Delta P_{e.d.T^*} = \frac{1}{U \cos \varphi} \sqrt{\frac{(p_H K_T + \Delta P_{H.X} c_0 T) R_T}{\tau c_0}}. \quad (2.40)$$

Аналогічно, використовуючи вираз (2.40), оцінимо, як змінюються економічно доцільні втрати силового трансформатора залежно від його номінальної потужності. Для ілюстрації візьмемо лінійку трансформаторів серії ТМГ, технічні характеристики яких відповідають вимогам екодизайну [17]. Вихідні дані для розрахунків, зокрема паспортні дані, а також орієнтовна ціна кожного типорозміру, зведено в табл. 2.2; туди ж внесено й отримані за (2.40) значення економічно доцільних втрат. Залежність $\Delta P_{\text{е.д.т}} = f(S_{\text{т.ном}})$ подано на рис. 2.1. Аналіз графіка показує, що в діапазоні номінальних потужностей 40-250 кВА економічно доцільні втрати зменшуються досить різко; надалі, зі зростанням потужності, темп зниження помітно сповільнюється та крива виходить «на полицю». Тобто, збільшення типорозміру трансформатора після певної межі дає все менший вигащ за втратами, тоді як капітальні витрати зростають. У практичному плані це означає, що оптимальний вибір $S_{\text{т.ном}}$ визначається не лише мінімізацією $\Delta P_{\text{е.д.т}}$, а й компромісом між, капітальними витратами та операційними витратами у сукупній вартості B_{Σ} . За заданих c_0 , τ та профілю навантаження існує відносно вузький інтервал номіналів, де мінімум сукупних витрат досягається без суттєвого завищення потужності обладнання. Іншими словами, збільшувати номінал понад цю область раціонально лише тоді, коли це продиктовано режимними вимогами, адже додаткове зменшення втрат буде незначним порівняно з приростом вартості.

Таблиця 2.2 – Вихідні дані до розрахунку економічно доцільних відносних втрат потужності в силових трансформаторах (Рівень 1)

Тип	$S_{\text{т.ном}}$, кВт	$\Delta P_{\text{н.х.}}$, Вт	$\Delta P_{\text{к.з.}}$, Вт	$K_{\text{т}}$, тис. грн	$R_{\text{т}}$, Ом	$\Delta P_{\text{е.д.т}}$, в.о.
ТМГ- 40/10/0,4	40	82	1020	132	63,8	0,0201
ТМГ-63/10/0,4	63	104,3	1269	169	32,0	0,0161
ТМГ-100/10/0,4	100	145	1750	203	17,5	0,0140
ТМГ-160/10/0,4	160	210	2350	284	9,2	0,0122
ТМГ- 250/10/0,4	250	300	3250	336	5,2	0,0110
ТМГ- 400/10/0,4	400	430	4600	445	2,9	0,0098
ТМГ- 630/10/0,4	630	600	6500	633	1,6	0,0087

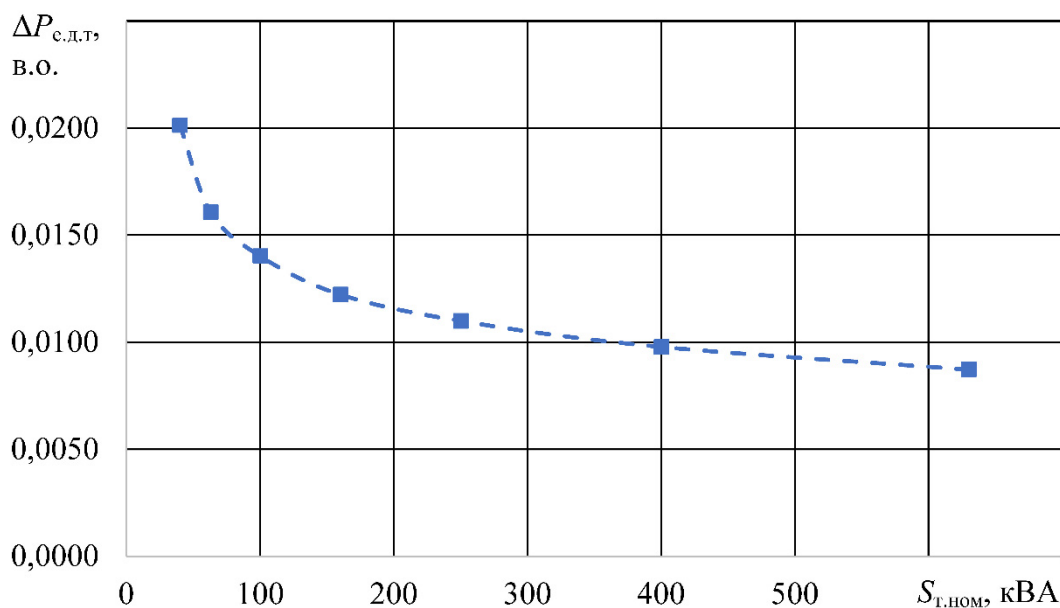


Рис. 2.2 – Залежність $\Delta P_{с.д.т.} = f(S_{Т.НОМ})$ для трансформаторів типу ТМГ

Таким чином, отримано робочі вирази для економічно доцільного рівня втрат у мережі, що окремо описують лінії та трансформатори з урахуванням тарифу c_0 , тривалості навантаження τ , активних опорів $R_{л}$, $R_{т}$, коефіцієнта потужності та втрат неробочого ходу СТ. Ці співвідношення дають змогу прямо оцінювати «цільові» втрати для заданого режиму і використовувати їх як критерій відбору та пріоритизації заходів зі зниження втрат за наявних техніко-економічних обмежень. Отже, математична постановка забезпечує узгоджений перехід від вартості до оптимальних параметрів режиму, які мінімізують сукупні витрати $B_{\Sigma} = B_{л} + B_{т}$.

2.5 Математична модель оптимального рівня втрат активної енергії у режимі максимальних навантажень

У попередньому розділі отримано вирази (2.38) і (2.40), які дають змогу визначати економічно доцільні втрати потужності в елементах мережі – лініях і трансформаторах. За тією самою логікою виводяться аналітичні залежності для розрахунку економічно обґрунтованих втрат електричної енергії.

Підставимо у (2.25) формулу (2.13) та отримаємо рівняння лінійної складової витрат на транспортування електроенергії в залежності від втрат електроенергії

$$B_{\text{л}} = \frac{1}{T_{\text{max}}} \left[\frac{p_{\text{н}} K_{\text{л}}}{\frac{\Delta W_{\text{л,доп}} * U_{\text{л}}^2 \cos^2 \varphi \cdot T_{\text{max}}}{R_{\text{л}} \tau}} + \frac{\frac{\Delta W_{\text{л,доп}} * U_{\text{л}}^2 \cos^2 \varphi \cdot T_{\text{max}}}{R_{\text{л}} \tau} R_{\text{л}} \tau c_0}{U_{\text{л}}^2 \cos^2 \varphi} \right] =$$

$$= \frac{p_{\text{н}} K_{\text{л}} R_{\text{л}} \tau}{\Delta W_{\text{л,доп}} * U_{\text{л}}^2 \cos^2 \varphi T_{\text{max}}^2} + \Delta W_{\text{л,доп}} * c_0. \quad (2.41)$$

У даному випадку критерієм оптимальності буде виступати мінімум сумарних річних витрат B_{Σ} , а цільова функція матиме вигляд:

$$\begin{cases} B_{\Sigma} = B_{\text{л}} + B_{\text{пс}} \rightarrow \min \\ (\Delta W_{\text{л}^*}, \Delta W_{\text{пс}^*}) \in \Omega \end{cases} \quad (2.42)$$

де Ω – область допустимих значень.

Тоді, явна цільова функція матиме вигляд:

$$B_{\Sigma}(\Delta W_{\text{л}^*}, \Delta W_{\text{пс}^*}) = B_{\text{л}}(\Delta W_{\text{л}^*}) + B_{\text{пс}}(\Delta W_{\text{пс}^*}). \quad (2.43)$$

Знайдемо мінімум функції B_{Σ} , застосувавши умову стаціонарності (перша умова оптимальності) розв'язавши систему для всіх незалежних змінних

$$\frac{\partial B_{\Sigma}}{\partial(\Delta W_{\text{л}^*})} = \frac{\partial B_{\text{л}}}{\partial(\Delta W_{\text{л}^*})} + \frac{\partial B_{\text{пс}}}{\partial(\Delta W_{\text{л}^*})}. \quad (2.44)$$

Оскільки $B_{\text{л}}$ не залежить від $\Delta W_{\text{т}}$, її похідна дорівнює нулю, тоді:

$$\begin{aligned} \frac{\partial B_{\text{л}}}{\partial \Delta W_{\text{л}^*}} &= \frac{\partial \left[\frac{p_{\text{н}} K_{\text{л}} R_{\text{л}} \tau}{\Delta W_{\text{л.доп}^*} U_{\text{л}}^2 \cos^2 \varphi T_{\text{мак}}^2} + \Delta W_{\text{л.доп}^*} c_0 \right]}{\partial \Delta W_{\text{л}^*}} = \\ &= -\frac{p_{\text{н}} K_{\text{л}} R_{\text{л}} \tau}{\Delta W_{\text{л.доп}^*}^2 U_{\text{л}}^2 \cos^2 \varphi T_{\text{мак}}^2} + c_0 = \\ &= c_0 \left[1 - \frac{p_{\text{н}} K_{\text{л}} R_{\text{л}} \tau}{c_0 \Delta W_{\text{л.доп}^*}^2 U_{\text{л}}^2 \cos^2 \varphi T_{\text{мак}}^2} \right]. \end{aligned} \quad (2.45)$$

Прирівнявши часткову похідну лінійної складової витрат за активною енергією до нуля

$$c_0 \left[1 - \frac{p_{\text{н}} K_{\text{л}} R_{\text{л}} \tau}{c_0 \Delta W_{\text{л.доп}^*}^2 U_{\text{л}}^2 \cos^2 \varphi T_{\text{мак}}^2} \right] = 0, \quad (2.46)$$

одержуємо доцільне значення втрат активної енергії для даного режиму

$$\Delta W_{\text{е.д.л}^*} = \frac{1}{U_{\text{л}} \cos \varphi T_{\text{мак}}} \sqrt{\frac{p_{\text{н}} K_{\text{л}} R_{\text{л}} \tau}{c_0}}. \quad (2.47)$$

На основі вихідних даних табл. 2.1 і параметрів розрахуємо залежності $B_{\text{кл}} = f(\Delta W_{\text{л.доп}^*})$ у діапазоні $W_{\text{л.доп}^*} \in [0,00004; 0,0005]$, визначивши їх мінімальні значення. Додатково проведемо перевірку узгодженості: положення мінімумів побудованих кривих має збігатися з аналітичними значеннями, отриманими за виразом (2.47). Загальний вигляд кривих представлений на рис. 2.3. Всі розраховані залежності мають мінімуми у вузькому діапазоні $W_{\text{е.д.лс}^*} \in [0,000113; 0,000153;]$ і відповідають значенням отриманим рівняння (2.47).

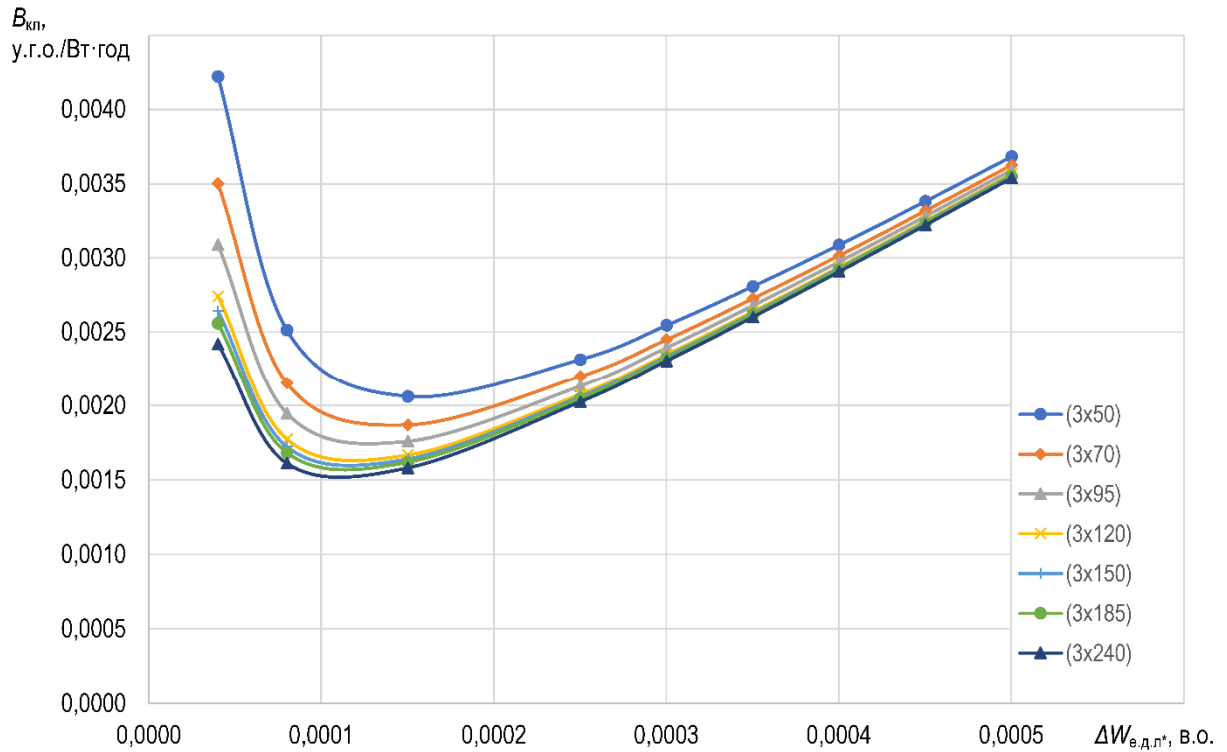


Рис. 2.3 – Залежності $B_{\text{кл}} = f(\Delta W_{\text{ед.п}^*})$ для кабелів 10 кВ марки ААШВ

Аналогічним чином визначимо значення втрат активної енергії підстанційної складової, для цього у виразі (2.28) перейдемо від втрат активних потужностей до відповідних втрат електроенергії, тоді

$$\begin{aligned}
 B_{\text{пс}} &= \frac{c_0}{P_{\text{max}} T_{\text{max}}} \left[\frac{p_{\text{н}} K_{\text{пс}}}{c_0} + \Delta P_{\text{н.х}} T + \frac{P_{\text{т.мак}}^2 R_{\text{т}} \tau c_0}{U_{\text{т}}^2 \cos^2 \varphi} \right] = & (2.48) \\
 &= \frac{c_0}{T_{\text{max}}} \left[\frac{p_{\text{н}} K_{\text{пс}}}{c_0 P_{\text{max}}} + \frac{\Delta P_{\text{н.х}} T}{P_{\text{max}}} + \frac{P_{\text{т.мак}} R_{\text{т}} \tau c_0}{U_{\text{т}}^2 \cos^2 \varphi} \right] = \\
 &= \frac{c_0}{T_{\text{max}}} \left[\frac{p_{\text{н}} K_{\text{пс}}}{c_0 \frac{\Delta W_{\text{нав}^*} U_{\text{т}}^2 \cos^2 \varphi \cdot T_{\text{мак}}}{\tau R_{\text{т}}}} + \frac{\Delta P_{\text{н.х}} T}{\frac{\Delta W_{\text{нав}^*} U_{\text{т}}^2 \cos^2 \varphi \cdot T_{\text{мак}}}{\tau R_{\text{т}}}} + \frac{\frac{\Delta W_{\text{нав}^*} U_{\text{т}}^2 \cos^2 \varphi \cdot T_{\text{мак}}}{\tau R_{\text{т}}} R_{\text{т}} \tau c_0}{U_{\text{т}}^2 \cos^2 \varphi} \right] =
 \end{aligned}$$

$$= \frac{c_0}{T_{\max}} \left[\frac{p_H K_{\text{пс}} \tau R_T}{c_0 \Delta W_{\text{наб}^*} U_T^2 \cos^2 \varphi T_{\max}} + \frac{\Delta P_{\text{н.х}} T \tau R_T}{\Delta W_{\text{наб}^*} U_T^2 \cos^2 \varphi T_{\max}} + \Delta W_{\text{наб}^*} c_0 T_{\max} \right] =$$

$$= \left[\frac{\tau R_T (p_H K_{\text{пс}} + c_0 \Delta P_{\text{н.х}} T)}{T_{\max}^2 \Delta W_{\text{наб}^*} U_T^2 \cos^2 \varphi} + \Delta W_{\text{наб}^*} c_0 \right].$$

Економічно доцільне значення втрат активної енергії підстанційної складової визначимо з умови стаціонарності: візьмемо похідну виразу (2.48) за шуканою змінною

$$\frac{\partial B_{\text{пс}}}{\partial \Delta W_{\text{пс}^*}} = \left[\frac{\tau R_T (p_H K_{\text{пс}} + c_0 \Delta P_{\text{н.х}} T)}{T_{\max}^2 \Delta W_{\text{наб}^*} U_T^2 \cos^2 \varphi} + \Delta W_{\text{наб}^*} c_0 \right] =$$

$$(2.49)$$

$$= c_0 - \frac{\tau R_T (p_H K_{\text{пс}} + c_0 \Delta P_{\text{н.х}} T)}{T_{\max}^2 \Delta W_{\text{наб}^*}^2 U_T^2 \cos^2 \varphi}$$

та прирівняємо її до нуля:

$$c_0 - \frac{\tau R_T (p_H K_{\text{пс}} + c_0 \Delta P_{\text{н.х}} T)}{T_{\max}^2 \Delta W_{\text{наб}^*}^2 U_T^2 \cos^2 \varphi} = 0. \quad (2.50)$$

$$c_0 T_{\max}^2 U_T^2 \cos^2 \varphi = \tau R_T (p_H K_{\text{пс}} + c_0 \Delta P_{\text{н.х}} T); \quad (2.51)$$

$$\Delta W_{\text{наб}^*}^2 = \frac{\tau R_T (p_H K_{\text{пс}} + c_0 \Delta P_{\text{н.х}} T)}{c_0 T_{\max}^2 U_T^2 \cos^2 \varphi}; \quad (2.52)$$

$$\Delta W_{\text{е.д.пс}^*} = \frac{1}{T_{\max} U_T \cos \varphi} \sqrt{\frac{\tau R_T (p_H K_{\text{пс}} + c_0 \Delta P_{\text{н.х}} T)}{c_0}}. \quad (2.53)$$

Виконаємо розрахунок $W_{\text{нав}^*}$ для трансформаторів із табл. 2.2 за виразом (2.48) та побудуємо залежності $B_{\text{пс}} = f(\Delta W_{\text{нав}^*})$ у діапазоні $W_{\text{нав}^*} \in [0,5; 0,25]$, визначивши їх мінімальні значення. Загальний вигляд залежностей подано на рис. 2.4. Як і для КЛ, отримані мінімальні значення з кривих збігаються з аналітичними значеннями, отриманими за виразом (2.53) і також знаходяться у вузькому діапазоні $W_{\text{е.д.пс}^*} \in [0,0044; 0,102]$.

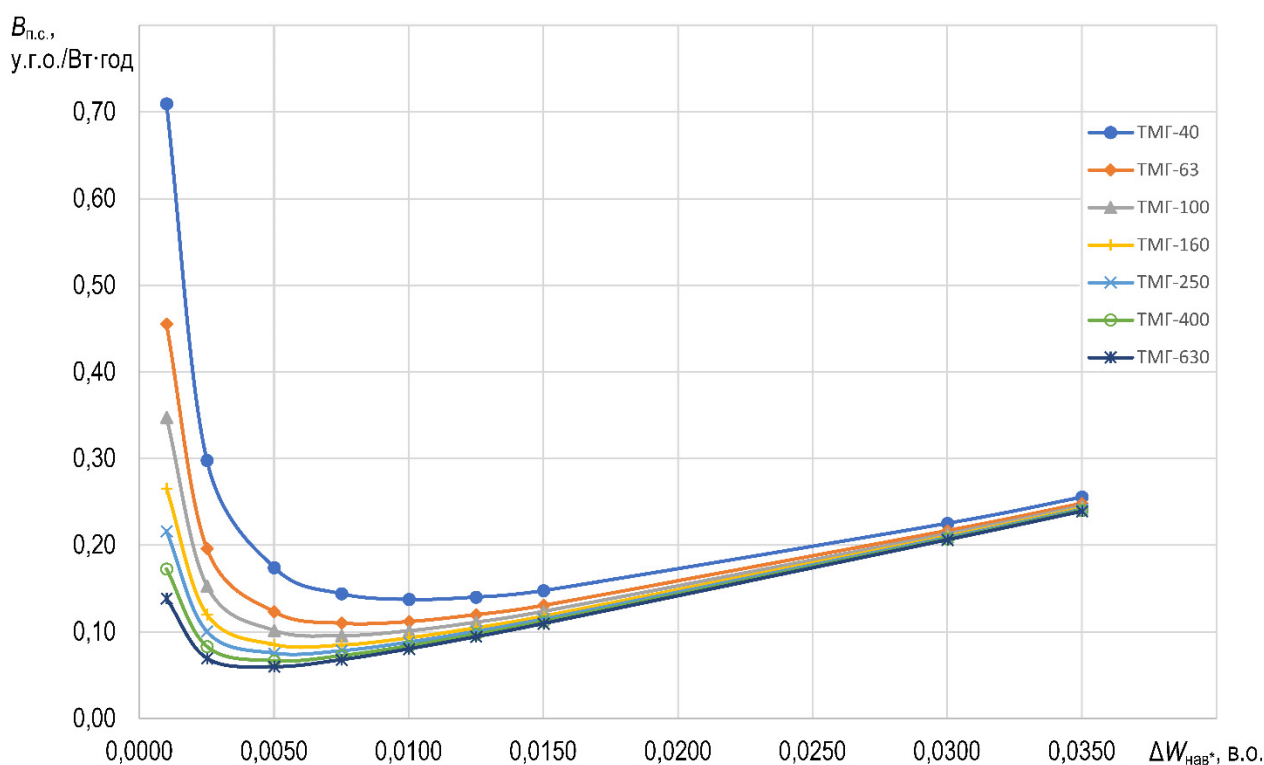


Рис. 2.4 – Залежності $B_{\text{пс}} = f(\Delta W_{\text{нав}^*})$ для СТ типу ТМГ 10 кВ

Отже, одержано практичні формули для економічно доцільного рівня втрат активної енергії в мережі, подані окремо для ліній і трансформаторів із урахуванням тарифу, тривалості навантаження, активних опорів, коефіцієнта потужності $\cos\varphi$ та втрат неробочого ходу силового трансформатора. Ці залежності дають змогу безпосередньо оцінювати «цільові» втрати для заданого режиму та слугують критерієм добору і пріоритизації заходів зі зниження втрат з урахуванням наявних техніко-економічних обмежень.

2.6 Висновки за розділом 2

1. Обґрунтовано, що концепція доцільного рівня втрат виступає інтегральним критерієм керованості розподільної мережі: зіставлення фактичних втрат із економічно обґрунтованим рівнем забезпечує об'єктивну оцінку ефективності, виявляє адресні резерви зниження втрат і слугує підставою для формування пріоритетів модернізації та прийняття оптимальних режимних рішень у поточній експлуатації й довгостроковому розвитку мережі.

2. Аналітично доведено, що саме втрати потужності та напруги є визначальними режимними параметрами, які окреслюють межі пропускну здатності мереж 6-20 кВ, а їх формалізований опис дає змогу виконувати обґрунтований параметричний аналіз впливу різних факторів на ефективність роботи розподільної мережі та використовувати ці залежності як основу для подальшої оптимізації режимів і рішень розвитку.

3. Отримано аналітичні залежності капітальної й експлуатаційної складових витрат на транспортування електроенергії, що дають можливість побудувати комплексну цільову функцію сукупних витрат, яка має нелінійний характер із вираженим мінімумом.

4. Отримано вирази для економічно доцільного рівня втрат активної потужності в розподільній мережі 6-20 кВ для ліній і силових трансформаторів, які дали змогу оцінити «цільові» втрати для заданого режиму роботи та можуть бути використані як критерій вибору заходів зі зниження втрат за наявних техніко-економічних обмежень.

5. Виведено практичні формули для економічно доцільного рівня втрат активної енергії в мережі для ліній і силових трансформаторів, що дають змогу безпосередньо оцінювати «цільові» втрати для заданого режиму й використовувати їх як критерій вибору та пріоритизації заходів зі зниження втрат з урахуванням наявних техніко-економічних обмежень.

3. РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНИХ РІВНІВ ВТРАТ І РОЗРОБКА ЗАХОДІВ З ЇХНЬОГО ЗНИЖЕННЯ

3.1 Виявлення резервів для зменшення технічних втрат електроенергії в розімкнутих мережах 6-20 кВ

Щоб оцінити резерви зі зниження технічних втрат електроенергії $\delta(\Delta W)$ у розімкнутій розподільчих мережах 6–20 кВ, необхідно вміти знаходити й порівнювати сумарні технічні втрати за трьома орієнтирами: фактичні (за наявного завантаження), мінімальні за енергетичним критерієм (технічний орієнтир) та економічно доцільні – за критерієм мінімуму вартості передавання електроенергії B_p .

Сумарні технічні втрати електроенергії в схемі окремої розподільчої мережі 6-20 кВ є сумою трьох складових: навантажувальних втрат у лініях $\Delta W_{\text{л}}$, навантажувальних втрат у трансформаторах $\Delta W_{\text{т.наб}}$ та умовно-постійних втрат неробочого ходу в сталі трансформаторів $\Delta W_{\text{т.н.х}}$:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{л}} + \Delta W_{\text{т.наб}} + \Delta W_{\text{т.н.х}}. \quad (3.1)$$

Для інженерних розрахунків зручно звести мережу до послідовної еквівалентної схеми за активними опорами: лінійний еквівалент $R_{\text{л}}$ та трансформаторний еквівалент $R_{\text{т}}$. Тоді при квазісталому режимі із середнім завантаженням мережі втрати за інтервал T подамо у вигляді:

$$\Delta W_{\Sigma} = \left(\frac{k_z S_{\text{т.ном}\Sigma}}{U_{\text{ек}}} \right)^2 (R_{\text{л}} + R_{\text{т}}) k_{\phi}^2 \tau + \Delta P_{\text{н.х}} T. \quad (3.2)$$

де k_z – коефіцієнт завантаження магістральної ділянки (відношення середньої повної потужності на магістральній ділянці до сумарної номінальної потужності трансформаторів);

$S_{T, \text{НОМ}\Sigma}$ – сумарна номінальна повна потужність трансформаторів у розподільній мережі;

$U_{e, \text{Л}}$ – еквівалентна лінійна напруга живлення на початку магістральної ділянки;

k_ϕ – коефіцієнт форми графіка навантаження (для квадратичного усереднення);

$\Delta P_{\text{Н.Х.Т}\Sigma}$ – сумарні втрати потужності неробочого ходу силових трансформаторів мережі;

T – час роботи трансформатора під напругою.

Для фактичних втрат у (3.2) візьмемо фактичне завантаження мережі $k_{\Delta W} = S_{\text{м.ср}} / S_{T, \text{НОМ}\Sigma}$, де $S_{\text{м.ср}}$ – середня повна потужність на магістральній ділянці живлячої лінії. Для економічно доцільного рівня втрат беруть завантаження $k_{e, \text{д}}$, що відповідає мінімуму річної вартості передавання електроенергії.

Щоб розрахувати режим, у якому сукупні втрати (або вартість) мінімальні необхідно знайти похідну за $\partial \Delta W_\Sigma^* / \partial k_z$ і прирівняти її до нуля. З цією метою спочатку віднормуємо (3.2) на k_z , щоб перейти до виразу, чутливого до зміни завантаження:

$$\Delta W_\Sigma^* = \frac{\Delta W_\Sigma}{k_z} = \left(\frac{k_z S_{T, \text{НОМ}\Sigma}}{U_{\text{ек}}} \right)^2 (R_{e, \text{Л}} + R_{e, \text{Т}}) k_\phi^2 \tau + \frac{\Delta P_{\text{Н.Х}} T}{k_z}. \quad (3.3)$$

Введемо позначення

$$A = \frac{S_{T, \text{НОМ}\Sigma}^2}{U_{\text{ек.Л}}^2} (R_{e, \text{Л}} + R_{e, \text{Т}}) k_\phi^2 \tau$$

та

$$B = \Delta P_{\text{н.х}} T.$$

Приведемо (2.3) до стандартного виду «лінійний плюс обернено пропорційний член»

$$\Delta W_{\Sigma}^* = Ak_z + \frac{B}{k_z}. \quad (3.4)$$

У (2.4) складова Ak_z – це «приведена» навантажувальна частина (із урахуванням того, що ділимо на k_z), а складова B/k_z – це приведена частина від втрат неробочого ходу силових трансформаторів.

Знайдемо k_z , що мінімізує $\Delta W_{\Sigma}^*(k_z)$, для цього застосуємо умову стаціонарності Ферма:

$$\frac{\partial}{\partial k_z} \left(Ak_z + \frac{B}{k_z} \right) = A + \frac{B}{k_z^2} = 0. \quad (3.5)$$

Із виразу (3.5) отримаємо оптимальне завантаження

$$k_{z,\text{опт}} = \sqrt{\frac{A}{B}} = \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{н.х}} T}{\frac{S_{\text{т.ном}\Sigma}^2}{U_{\text{ек}}^2} (R_{\text{е.л}} + R_{\text{е.т}}) k_{\phi}^2 \tau}}. \quad (3.6)$$

Для перевірки правильності (3.6) знайдемо другу похідну

$$\frac{\partial^2 \Delta W_{\Sigma}^*}{\partial k_z^2} = \frac{2B}{k_z^3} > 0 \quad (\text{для } k_z > 0). \quad (3.7)$$

Отриманий вираз (3.7) підтверджує, що знайдена стаціонарна точка – саме мінімум. Підставляючи $k_{z,опт}$ у навантажувальні втрати з (3.2), одержуємо:

$$\Delta W_{нав.опт} = Ak_{z,опт}^2 = A \frac{B}{A} = B = \Delta P_{н.х} T = \Delta W_{н.х}. \quad (3.8)$$

Отже, у точці технічного мінімуму сума навантажувальних втрат у схемі дорівнює сумі втрат неробочого ходу, тобто виконується правило рівності втрат

$$\Delta W_{нав.опт} = \Delta W_{н.х}, \quad \Delta W_{\min\Sigma} = 2\Delta W_{н.х}, \quad (3.9)$$

що також є технічним орієнтиром для «енергетичного» мінімуму.

З (3.9) слідує наступне, якщо втрати неробочого ходу в мережі великі, то доцільно працювати з дещо меншим навантаженням, і навпаки.

При переході до економічно доцільного завантаження $k_{е.д}$ (мінімум вартості B_{\min}), у виразі (3.6) додаються економічні параметри (тариф c_0 , капітальні вкладення для ліній і трансформаторів, тощо). У спрощеному вигляді отримаємо

$$k_{е.д} = \frac{U_{ек}}{S_{т.ном\Sigma}} \sqrt{\frac{p_{н.х} (K_{л.} + K_{т.}) + \Delta P_{н.х} T c_0}{(R_{е.л.} + R_{е.т.}) c_0 k_{\phi}^2 \tau}}. \quad (3.10)$$

Відносні втрати (за сталого режиму, нормування на відпущену енергію $W = P \cdot T$):

- фактичні:

$$\Delta W_{k.факт*} = \frac{\Delta W_{k.факт*}}{W_{k.факт*}} \cdot 100\%; \quad (3.11)$$

- економічно доцільні

$$\Delta W_{k_{e,d}^*} = \frac{\Delta W_{k_{e,d}}}{W_{k_{e,d}}} \cdot 100\%, \quad (3.12)$$

де $\Delta W_{k_{e,d}}$ – економічно доцільні втрати (для знайденого $k_{e,d}$)

$$\Delta W_{k_{e,d}} = \left(\frac{k_{e,d} S_{T.HOM\Sigma}}{U_{ек}} \right)^2 (R_{л} + R_{г}) k_{ф}^2 \tau + \Delta P_{н.х} T. \quad (3.13)$$

Резерв економії електроенергії в мережі за економічним критерієм:

$$\partial(\Delta W) = \Delta W_{k_{e,d}^*} - W_{k_{e,d}^*}. \quad (3.14)$$

Отже, застосування умови стаціонарності за змінною k_z дає аналітичний вираз для оптимального завантаження, за якого сукупні втрати будуть мінімальними. Це дозволяє обчислити як технічний, так і економічно доцільний рівні втрат та визначити резерв їх зниження без трудомісткого перебору варіантів. Отримане слугує практичною «установкою» для вибору параметрів ліній і трансформаторів у подальших розрахунках.

3.2 Розрахунок резерву зниження втрат енергії в досліджуваній мережі

Розглянемо типову ділянку міської розподільної мережі 10 кВ, виконану кабельними лініями з відгалуженнями до комплектних трансформаторних підстанцій (КТП) житлової забудови (рис. 3.1). Магістральна гілка починається від живильних шин і послідовно проходить вузли 1-6, в яких підключено КТП із

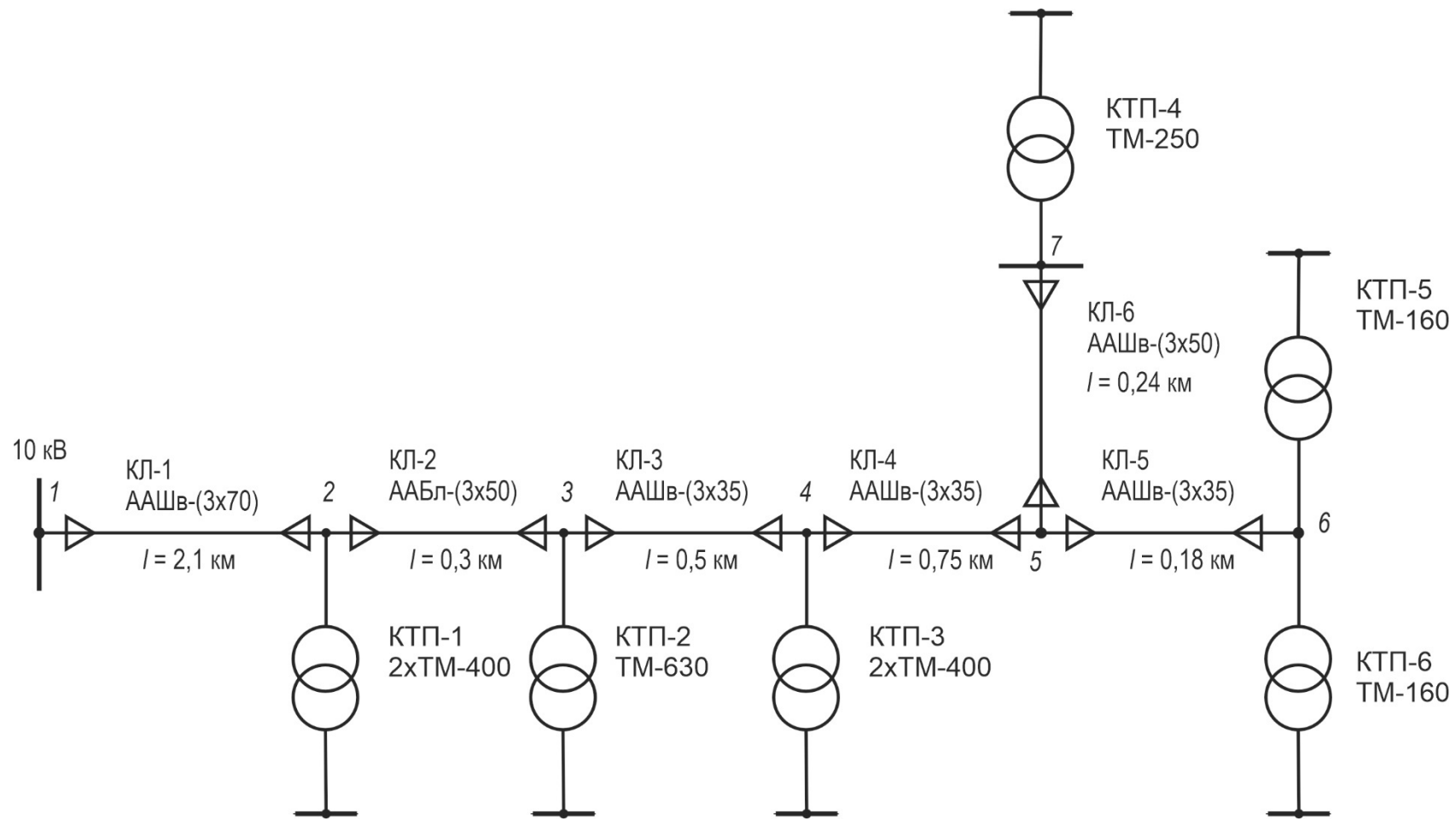


Рис. 3.1 – Розрахункова схема ділянки розподільної мережі 10 кВ

силовими трансформаторами номіналом 100–400 кВА; у вузлі 5 відходить бокова гілка до вузла 7. Кожна ділянка магістралі має власну марку, переріз кабелю та задану довжину, що відображає типову практику поєднання різних типорозмірів у межах однієї фідерної лінії. У мережі використано кабель ААШв-(3×70) на ввідній ділянці довжиною 2,1 км, далі прогін ААШв-(3×50) довжиною близько 0,3 км, потім кілька прогонів загальною довжиною 1,43, а в кінця мережі ААШв-(3×50) довжиною 0,24 км. До вузлів 2, 3, 4, 6 і 7 підключено КТП з трансформаторами ТМ-400/10, ТМ-630/10, ТМ-250/10 та ТМ-160/10; у трьох вузлах встановлено по два трансформатори, що можуть бути увімкнені на паралельну роботу. Розглянута мережа є типовою для радіальних міських мереж – струм у лініях зростає в напрямку до вводу, а отже частка навантажувальних втрат найбільша на початкових ділянках магістралі, тоді як ближче до кінця лінії вплив довжин і опорів зменшується.

Подальший аналіз будемо проводити виходячи з наступних вихідних параметрів, що узгоджені із паспортними даними обладнання та добовим графіком навантаження:

- номінальна лінійна напруга – 10 кВ;
- розрахунковий коефіцієнт потужності $\cos\varphi = 0,9$;
- розрахунковий період – $T = 8760$ год;
- час максимальних втрат – $\tau = 1400$ год;
- максимальне розрахункове навантаження – $P_{\max} = 2800$ кВт;
- вартість електроенергії – $c_0 = 6,734$ грн.

Параметри кабелів і трансформаторів представлені в табл. 3.1 та табл. 3.2.

Таблиця 3.1 – Параметри кабелів і силових трансформаторів розподільної мережі

Марка кабелю	$R_{\text{кл}}$, Ом/км	$X_{\text{кл}}$, Ом/км	$K_{\text{л}}$, тис. грн./км
ААШв-(3×35)	0,89	0,095	810,9
ААШв-(3×50)	0,62	0,09	841,5
ААШв-(3×70)	0,443	0,086	992,7

Таблиця 3.2 – Параметри силових трансформаторів розподільної мережі

Тип	$\Delta P_{н.х.},$ Вт	$\Delta P_{к.з.},$ Вт	$K_T,$ тис. грн.
ТМ-160/10	510	3100	139,5
ТМ-250/10	740	4200	202,5
ТМ-400/10	950	5900	247,5
ТМ-630/10	1310	8500	328,5

Добовий профіль електроспоживання представлено 24-ступеневим графіком, що поданий на рис. 3.2.

Розподіл навантаження між КТП прийнято пропорційно їх $S_{ном.}$

На основі добового графіку електроспоживання визначаємо середню потужність

$$P_{cp} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} P_i = 0,52925 P_{max} = 0,52925 \cdot 2800 = 1481,9 \text{ кВт.}$$

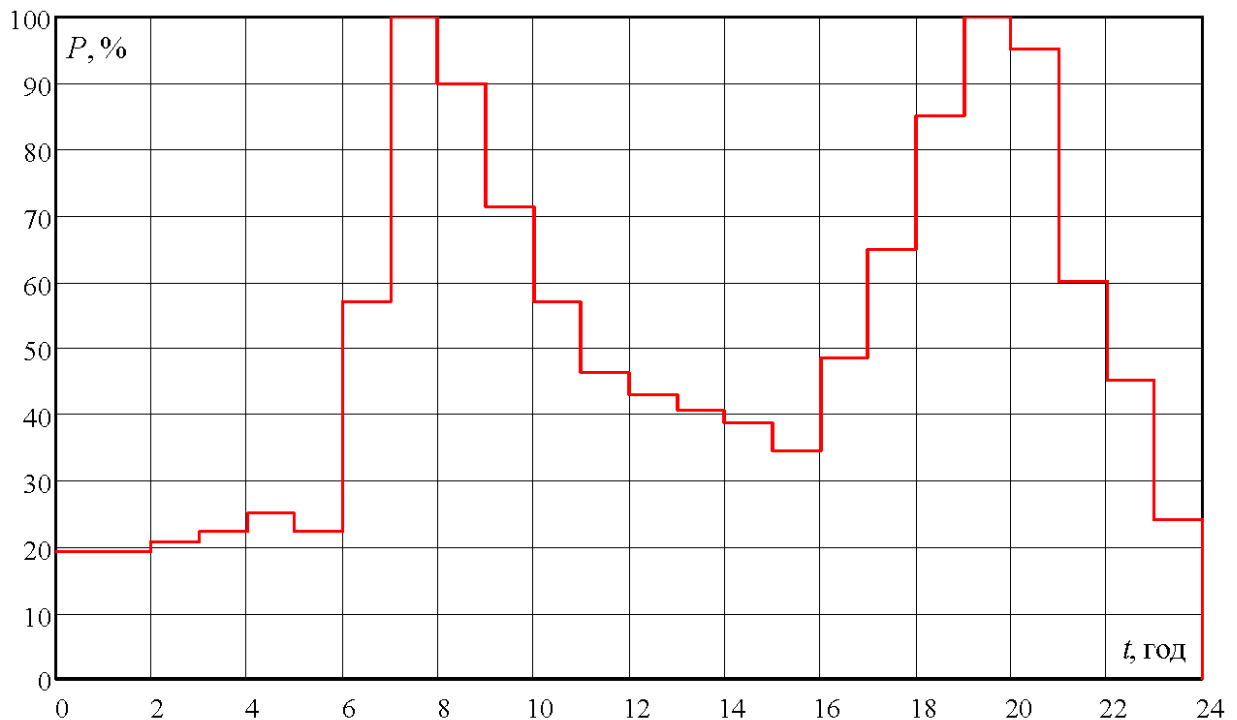


Рис. 3.2 – Добовий графік споживання активної потужності мережі

Коефіцієнт форми (квадратичного усереднення) за тим самим профілем

$$k_{\Phi} = \sqrt{\frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} \left(\frac{P_i}{P_{cp}} \right)^2} = 1,126.$$

Для проведення подальших розрахунків зводимо кабельну частину мережі до еквівалентного активного опору з урахуванням реальних потоків струму за виразом

$$R_{л.екв} = \sum_{i=1}^{n=6} R_{л.екв} \cdot \omega_i = 0,9303 + 0,1860 \cdot 0,7018 + 0,4450 \cdot 0,6190 + 0,6675 \cdot 0,2842 + \\ + 0,1602 \cdot 0,165 + 0,1488 \cdot 0,0161 = 1,5548 \text{ Ом},$$

де R_i – активний опір i -ї ділянки мережі

$$R_i = r_i l_i,$$

r_i – питомий опір i -тої ділянки мережі, Ом/км;

l_i – довжина i -ї ділянки мережі, км;

ω_i – ваги, знаходимо із співвідношення $\omega_i = (I_i / I_{1-2})^2$, де I_i – струм i -ї ділянки з урахуванням струмів послідовних ділянок.

Розрахунок опорів окремих гілок мережі представлено в табл. 3.4.

Трансформаторну частину мережі описуємо еквівалентом опором $R_{т.екв}$, на основі з паспортних даних j -го трансформатора

$$R_{т.j} = \frac{\Delta P_{к.з.j} U^2}{S_j^2}.$$

Таблиця 3.4 – Розрахунок параметрів гілок мережі

Ділянка	$R_{л,i}$, Ом	$S_{т\Sigma}$, кВА	ω_i	$R_{л,i} \cdot \omega_i$, Ом
1-2	0,930	2800	1,0	0,9303
2-3	0,186	2345,2	0,7018	0,1305
3-4	0,445	2203,8	0,6190	0,2755
4-5	0,6675	1492,4	0,2842	0,1897
5-6	0,1602	1137,1	0,1650	0,0264
5-7	0,1488	355,3	0,0161	0,0024

Для гілки, що містить кілька трансформаторів підсумовуємо з вагами за часткою у головному потоці, що узгоджується з квадратичним характером втрат. Умовно-постійну складову втрат задає сума паспортних втрат неробочого ходу трансформаторів, що підключені до мережі впродовж року.

Отже, сумарний еквівалентний опір трансформаторів мережі складе

$$R_{т.екв} = \sum_{j=1}^m R_{т,j} = 0,82 \text{ Ом.}$$

Для зв'язку з режимними параметрами вводимо безрозмірне завантаження магістральної ділянки 1-2 k_z , що масштабує сумарний номінал трансформаторів до фактичного режиму. Тоді, струм на ділянці 1-2 магістральної лінії у максимальному режимі роботи складе

$$I_{1-2,max} = \frac{k_z \sum S_{т,НОМ}}{\sqrt{3}U} = \frac{2800}{\sqrt{3} \cdot 10} = 161,7 \text{ А.}$$

Середньодобовий струм

$$I_{1-2,ср} = 0,52925 I_{1-2,max} = 85,6 \text{ А.}$$

Економічно доцільний струм для ділянки 1-2

$$I_{1-2.е.д} = \frac{k_{е.д} \sum S_{т.ном}}{\sqrt{3}U} = \frac{0,464 \cdot 2800 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10000} = 75 \text{ А,}$$

де $k_{е.д}$ – економічно доцільний коефіцієнт завантаження

$$k_{е.д} = \frac{U_{ек}}{S_{т.ном\Sigma}} \sqrt{\frac{p_{н} (K_{л} + K_{т}) + \Delta P_{н.х\Sigma} T c_0}{(R_{л.екв} + R_{т.екв}) c_0 k_{\phi}^2 \tau}} =$$

$$= \frac{10}{2800} \sqrt{\frac{0,12 \cdot 5798727 + 8015 \cdot 8760 \cdot 6,734}{2,3748 \cdot 6,734 \cdot 1,126^2 \cdot 1400}} = 0,464.$$

Фактичні річні технічні втрати активної енергії:

$$\Delta W_{факт\Sigma} = \Delta W_{нав.факт} + \Delta W_{н.х} = 92,63 + 68,1 = 160,73 \text{ МВт} \cdot \text{год},$$

де $\Delta W_{нав}$ – навантажувальні втрати кабельно-трансформаторної частини за інтервал τ :

$$\Delta W_{нав.факт} = \frac{3k_{з.факт} I_{1-2}^2 (R_{л.екв} + R_{т.екв}) k_{\phi}^2 \tau}{10^3} =$$

$$= \frac{3 \cdot 85,6^2 \cdot 2,3748 \cdot 1,126^2 \cdot 1400}{10^6} = 92,63 \text{ МВт} \cdot \text{год}.$$

k_z – фактичний коефіцієнт завантаження

$$k_{з.факт} = \frac{\sqrt{3} I_{1-2} U}{\sum S_{т}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 161,7 \cdot 10}{2800} = 1,0.$$

$\Delta W_{н.х}$ – річні втрати неробочого ходу трансформаторів

$$\Delta W_{н.х} = \sum P_{н.х,j} T = 8760 \sum P_{н.х,j} = 68,1 \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

Економічно доцільний рівень втрат

$$\Delta W_{е.д\Sigma} = \Delta W_{нав.е.д} + \Delta W_{н.х} = 71,15 + 68,1 = 139,25 \text{ МВт} \cdot \text{год.},$$

де $\Delta W_{нав.е.д}$ – економічно доцільні навантажувальні втрати:

$$\begin{aligned} \Delta W_{нав.е.д} &= \left(k_{z,е.д} \frac{S_{г.ном}}{U_T} \right)^2 (R_{л.екв} + R_{г.екв}) k_{\phi} \tau = \\ &= \left(\frac{0,464 \cdot 2800}{10} \right)^2 \cdot 2,3748 \cdot 1,126^2 \cdot 1400 = 71,15 \text{ МВт} \cdot \text{год.} \end{aligned}$$

Резерв зниження втрат енергії за економічним критерієм

$$\partial(\Delta W) = \Delta W_{к.факт} - \Delta W_{к.е.д} = 160,73 - 139,25 = 21,48 \text{ МВт} \cdot \text{год.},$$

або у відносних одиницях

$$\partial(\Delta W_{к.е.д}^*) = \frac{\Delta W_{факт} - \Delta W_{к.е.д}}{W_{факт}} \cdot 100\% = \frac{160,73 - 139,25}{160,73} \cdot 100\% = 13,4\%.$$

Проведений аналіз розподільної мережі 10 кВ встановленою потужністю $S_T = 2800$ кВА дозволив оцінити резерви зниження технічних втрат електроенергії $\partial(\Delta W)$ за критерієм мінімуму вартості передавання.

Отриманий позитивний резерв економії у 13,4% свідчить про те, що поточний фактичний режим роботи мережі $I_{1-2,ср} = 85,58$ А є економічно

недосконалим. Тобто, фактичні річні втрати $\Delta W_{\text{факт}} = 156,08$ МВт·год перевищують економічно доцільний мінімум $\Delta W_{\text{е.д}} = 150,63$ МВт·год. Фактичний середньодобовий коефіцієнт завантаження $k_{\text{ср}} = 0,529$ перевищує розрахований економічно доцільний коефіцієнт $k_{\text{е.д}} = 0,464$, що вказує на наявність резервів для економічного вдосконалення мережі.

Використана методика, що ґрунтується на порівнянні фактичних втрат з економічно доцільними, є ефективним інструментом для обґрунтування необхідності технічних заходів. Методика дозволяє чисельно визначити існуючий потенціал економії електроенергії та є основою для подальшого вибору конкретних організаційно-технічних заходів (наприклад, оптимізації схеми, переходу на нові марки кабелів чи трансформаторів, зміни режимів роботи), які дозволять знизити $\Delta W_{\text{факт}}$ до рівня, близького до $\Delta W_{\text{е.д}}$.

3.3 Розробка та обґрунтування заходів зі зниження втрат електроенергії

Проведений аналіз ділянки типової розподільчої мережі 10 кВ, показав, що вона недосконала з точки зору енергоефективності. Незважаючи на проведені технічні заходи, спрямовані на забезпечення потужності $\sum S_{\text{т.ном}} = 2800$ кВ·А, мережа має позитивний резерв економії у 13,4% або $\Delta W = 21,5$ МВт·год. Це свідчить про те, що фактичні річні витрати $B_{\text{факт}}$ перевищують економічно доцільні $B_{\text{е.д}}$. Для усунення цього резерву та мінімізації сукупних витрат мережа потребує проведення низки оптимізаційних заходів. Зокрема, збільшення перерізів кабельних ліній (КЛ), оновлення трансформаторного парку, оптимізацію режимів роботи мережі в цілому та коригування коефіцієнтів завантаження трансформаторів.

Зниження активного опору $R_{\text{екв}}$ є найбільш прямолінійним і ефективним способом зниження навантажувальних втрат $\Delta W_{\text{нав}} \propto I^2 R$. Аналіз складових еквівалентного опору показав, що ділянка 1-2 (магістральна лінія) має

найбільший ваговий внесок у сумарні втрати $R_{1-2} \cdot \omega = 0,9303$ Ом і пропускає максимальний струм. Тому доцільно розглянути економічне обґрунтування заміни кабелю ААШв-(3×70) на цій ділянці на кабель більшого перерізу. Хоча це вимагатиме значних капітальних вкладень, економічний розрахунок за критерієм $\Delta W_{\text{факт}} = \Delta W_{\text{е.д}}$ визначить оптимальний переріз, при якому I^2R втрати будуть мінімальними, а строк окупності – прийнятним.

Оптимальний переріз кабелю для ділянки 1-2 виберемо виходячи з мінімальних приведених витрат

$$P_{\text{Ві.кл}} = E_{\text{н}} K_{\text{кл}} + c_0 \Delta W_{\text{нав}} \quad (3.15)$$

У виразі (3.15) капіталовкладення зростають зі збільшенням перерізу $K_{\text{кл}} \propto F$ кабелю, а вартість втрат потужності зменшується із збільшенням перерізу, оскільки опір обернено пропорційний перерізу $\Delta P_{\text{кл}} \propto R_{\text{кл}} \propto 1/S$. Якщо записати формулу $P_{\text{Ві.кл}}$ у залежності від перерізу отримаємо

$$P_{\text{Ві.кл}}(S) = E_{\text{н}} K_{\text{кл}}(S) + 3c_0 \cdot I_{\text{ср}}^2 \cdot \frac{\rho}{F} \cdot l_{\text{кл}} \cdot k_{\text{Ф}}^2 \cdot \tau.$$

Щоб знайти мінімум функції $P_{\text{Ві.кл}}(S)$, потрібно взяти похідну по перерізу S і прирівняти її до нуля:

$$\frac{\partial(P_{\text{Ві.кл}})}{dS} = E_{\text{н}} k_{\text{к}} - \frac{3c_0 \cdot I_{\text{ср}}^2 \cdot \rho \cdot l_{\text{кл}} \cdot k_{\text{Ф}}^2 \cdot \tau}{F^2}.$$

Зрівнюючи похідну з нулем, знаходимо оптимальний переріз кабелю

$$F_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{3c_0 \cdot I_{\text{ср}}^2 \cdot \rho \cdot l_{\text{кл}} \cdot k_{\text{Ф}}^2 \cdot \tau}{E_{\text{н}} k_{\text{к}}}}, \text{ мм}^2. \quad (3.16)$$

де ρ – питомий опір матеріалу жил КЛ (алюміній), Ом·мм/км.

k_k – питома вартість кабелю

$$k_k = \frac{K_{\text{кл.120}} - K_{\text{кл.95}}}{F_{\text{кл.120}} - F_{\text{кл.95}}} = \frac{1260000 - 1069000}{120 - 95} = 7640 \frac{\text{грн}}{\text{мм}^2 \cdot \text{км}}.$$

де F – переріз відповідного кабелю, мм^2 .

Підставивши у (3.16) дані з прикладу, отримаємо

$$F_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{3c_0 \cdot I_{\text{ср}}^2 \cdot \rho \cdot l_{\text{кл}} \cdot k_{\Phi}^2 \cdot \tau}{p_{\text{н}} \cdot k_k}} = \sqrt{\frac{3 \cdot 6,734 \cdot 85,6^2 \cdot 31,01 \cdot 1,268 \cdot 1400 \cdot 10^{-3}}{0,12 \cdot 7640}} = 94,3 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо до установки кабель з найближчим більшим стандартним перерізом 95 мм^2 .

Після заміни кабелю абсолютне зниження втрат складе

$$\delta(\Delta W) = \Delta W_{70} - \Delta W_{95} = 102162,7 - 75272,9 = 26890 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

де ΔW_{70} – навантажувальні втрати в кабелі ААШВ-(3х70)

$$\Delta W_{70} = 3I_{\text{кл}}^2 \cdot r_{\text{кл}} \cdot l \cdot \tau = 3 \cdot 161,7^2 \cdot 0,443 \cdot 2,1 \cdot 1400 \cdot 10^{-3} = 102162,7 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

ΔW_{95} – навантажувальні втрати в кабелі ААШВ-(3х95)

$$\Delta W_{95} = 3I_{\text{кл}}^2 \cdot r_{\text{кл}} \cdot l \cdot \tau = 3 \cdot 161,7^2 \cdot 0,3264 \cdot 2,1 \cdot 1400 \cdot 10^{-3} = 75272,9 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Відсоткове зниження втрат

$$\delta(\Delta W)\% = \frac{\delta(\Delta W)}{\Delta W_{70}} \cdot 100\% = \frac{26890}{102162,7} \cdot 100\% \approx 26,3\%.$$

Отже, захід щодо збільшення перерізу кабельної лінії 1-2 з 70 мм² до 95 мм² є економічно обґрунтованим, оскільки дозволить мінімізувати сукупні річні витрати за критерієм $PВ_{кл} \rightarrow \min$ і знизити позитивний резерв економії 13,4%, який виник через перевищення фактичних втрат над економічно доцільними.

Одним з головних організаційно-технічних інструментів, спрямованих на зниження технічних втрат електроенергії, які не можуть бути повністю усунені лише шляхом підвищення перерізу ліній є вирівнювання графіку навантаження. Незважаючи на економічну доцільність заміни магістрального кабелю на 9 мм², сам режим роботи мережі залишається далеким від оптимального. Мета вирівнювання – усунути цей резерв, впливаючи безпосередньо на найбільшу змінну складову втрат – навантажувальні втрати $W_{нав}$, які є функцією графіка споживання.

Фізична доцільність цього заходу ґрунтується на квадратичній залежності навантажувальних втрат від струму: $\Delta W_{нав} \propto I^2 R$. У періоди пікового навантаження, коли струм I сягає свого максимуму I_{max} , втрати стають непропорційно високими. Вирівнювання графіку навантаження передбачає зменшення струму в години пік за рахунок перенесення частини споживання на години мінімуму (нічний час). Це призводить до зниження середньоквадратичного струму, що протікає через лінії та трансформатори, і, відповідно, до значного зменшення річних навантажувальних втрат. Кінцевий технічний результат виражається у зниженні коефіцієнту форми графіка навантаження k_f , який безпосередньо використовується для розрахунку $\Delta W_{нав}$.

Практична реалізація вирівнювання досягається переважно через економічні стимули та тарифну політику. Замість дорогих капітальних вкладень у нове обладнання, енергопостачальна організація може впроваджувати багатогодинні тарифи (наприклад, двозонні або тризонні), де вартість електроенергії в години мінімального навантаження значно нижча, ніж у пікові години. Це спонукає великих промислових і комерційних споживачів до організаційно-технічного перепрофілювання їхніх процесів (наприклад,

перенесення роботи потужних насосів, холодильного обладнання чи опалення на нічний час). Таким чином, вирівнювання графіку є найбільш гнучким та маловитратним інструментом для зниження технічних втрат.

У структурі сумарних річних технічних втрат електроенергії у розглянутій мережі виділяються дві основні складові: навантажувальні втрати $W_{\text{нав}}$ та умовно-постійні втрати неробочого ходу $\Delta W_{\text{н.х.}}$. Аналіз показав, що у трансформаторах мережі умовно-постійні втрати неробочого ходу складають 68,10 МВт·год, що становить значну частку (43,6%) від загальних втрат. Цей показник є критичним, оскільки $\Delta W_{\text{н.х.}}$ генеруються безперервно, незалежно від завантаження мережі, і тому їхня скупная вартість є вкрай високою. Тому заміна існуючих трансформаторів на нові, енергоефективні моделі є першочерговим завданням. Параметри сучасних енергоефективних трансформаторів представлено в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Основні параметри силових енергоефективних трансформаторів згідно ТУ У 31.1-316117951-001:2005

Тип	$\Delta P_{\text{н.х.}}$, Вт	$\Delta P_{\text{к.з.}}$, Вт	$K_{\text{т}}$, грн.
ТМГ-160/10	189	1750	270795
ТМГ-250/10	270	2350	357438
ТМГ-400/10	387	3250	483443
ТМГ-630/10	540	4600	628000

Для обґрунтування заходу обираємо сучасні трансформатори серії ТМГ з аналогічними номінальними потужностями, зберігаючи сумарну встановлену потужність $\sum S_{\text{т.ном}} = 2800$ кВА.

Сумарне зниження втрат неробочого ходу в розподільній мережі при установці енергоефективних трансформаторів

$$\Delta W_{\text{н.х.}}^{\text{еко}} = \sum \Delta P_{\text{н.х.}}^{\text{еко}} T = 2736 \cdot 8760 \cdot 10^{-6} = 24 \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

Річне зниження втрат неробочого ходу в трансформаторах

$$\delta(\Delta W_{\text{н.х}}) = \Delta W_{\text{н.х}} - \Delta W_{\text{н.х}}^{\text{еко}} = 68,1 - 24,0 = 44,1 \text{ МВт}\cdot\text{год.}$$

У силових енергоефективних трансформаторах також знижені навантажувальні втрати, врахуємо це.

Навантажувальні втрати в енергоефективних трансформаторах

$$\Delta W_{\text{наб}}^{\text{еко}} = \Delta W_{\text{наб}} \frac{\sum \Delta P_{\text{к.з}}^{\text{еко}}}{\sum \Delta P_{\text{к.з}}} = 35,35 \frac{23450}{30640} = 23,23 \text{ МВт}\cdot\text{год.}$$

Річне зниження навантажувальних втрат

$$\delta(\Delta W_{\text{наб}}) = \Delta W_{\text{наб}} - \Delta W_{\text{наб}}^{\text{еко}} = 30,35 - 23,23 = 7,12 \text{ МВт}\cdot\text{год.}$$

Сумарна річна економія енергії

$$\delta(\Delta W) = \delta(\Delta W_{\text{н.х}}) + \delta(\Delta W_{\text{наб}}) = 44,1 + 7,12 = 51,22 \text{ МВт}\cdot\text{год.}$$

Сумарна річна грошова економія

$$E = \delta(\Delta W) c_0 = 51,22 \cdot 10^{-3} \cdot 6,734 = 345,053 \text{ тис. грн/рік.}$$

Термін окупності

$$T_{\text{ок}} = \frac{\sum K^{\text{еко}}}{E} = \frac{3460790}{345053} = 10 \text{ років.}$$

Отже, заміна трансформаторного парку на сучасні моделі ТМГ є економічно доцільним заходом із загальною річною економією 51,22 МВт·год. Термін окупності інвестиції становить 10,03, що є прийнятним показником для довгострокових інфраструктурних проектів у електроенергетиці.

Детальний техніко-економічний аналіз типової ділянки розподільчої мережі дозволив обґрунтувати три головні заходи, спрямовані на усунення позитивного резерву економії 13,4% і мінімізацію сукупних річних витрат. Ці заходи охоплюють як капітальну модернізацію основних елементів мережі (кабелі та трансформатори), так і організаційно-режимні вдосконалення.

Заміна перерізу кабельної лінії на найбільш завантаженій магістральній ділянці (1-2) мережі була визначена як економічно доцільна за критерієм мінімуму приведених витрат. Аналітичний розрахунок показав, що оптимальний переріз становить $F_{\text{опт}} = 81,5 \text{ мм}^2$, що вимагає заміну поточного 70 мм^2 на найближчий стандартний переріз 95 мм^2 . Реалізація цього заходу дозволяє знизити річні навантажувальні втрати на ділянці 1-2 на 26,26%, що є значною економією та повністю виправдовує капітальні витрати на модернізацію ліній.

Заміна існуючих трансформаторів на енергоефективні моделі (типу ТМГ) є критичною для зниження постійної складової втрат. Аналіз підтвердив, що умовно-постійні втрати неробочого ходу становлять 43,63% від сумарних річних втрат. Крім того, заміна трансформаторів також призводить і до зниження навантажувальних втрат. Економічний розрахунок підтвердив фінансову доцільність проекту: сумарна економія у розмірі 345053 грн/рік забезпечує прийнятний термін окупності інвестиції, що становить 10 років.

Вирівнювання графіку навантаження є необхідним організаційно-технічним заходом, що доповнює капітальні інвестиції. Фізична ефективність цього заходу базується на квадратичній залежності втрат від струму $\Delta W_{\text{нав}} \propto I^2 R$. Оскільки мережа має високе пікове навантаження та нерівномірний добовий графік $k_{\text{ср}} = 0,529$, стимулювання споживачів до перенесення навантаження з пікових годин на години мінімуму (через диференційовані тарифи) призведе до зниження максимального струму I_{max} та, як наслідок, до зменшення коефіцієнту форми графіка $k_{\text{ф}}$. Цей організаційний захід дозволяє досягти значної економії без додаткових капітальних вкладень у мережу.

3.4 Висновки до розділу 3

1. Отримано аналітичний вираз для розрахунку оптимального завантаження елементів мережі за критерієм мінімуму сукупних втрат, що дає змогу без трудомісткого перебору варіантів обчислювати технічно та економічно доцільні рівні втрат, визначати резерви їх зниження та використовувати цей вираз для вибору ліній і трансформаторів мережі.

2. На основі порівняння фактичних і економічно доцільних річних втрат розраховано резерв економії електроенергії 13,4%, який показує економічну недосконалість поточного режиму роботи типової ділянки розподільної мережі та підтверджує ефективність застосованої методики як інструменту кількісної оцінки потенціалу економії й обґрунтування організаційно-технічних заходів для зниження $\Delta W_{\text{факт}}$ до рівня, близького до $\Delta W_{\text{е.д.}}$.

3. Детальний техніко-економічний аналіз підтвердив, що для усунення наявного позитивного резерву економії енергії 13,4% необхідне впровадження комплексної стратегії, яка базується на двох економічно обґрунтованих інвестиційних проектах: заміні кабельної лінії на ділянці 1-2 на 95 мм² для зниження річних навантажувальних втрат на 26,26% на цій ділянці, та заміні трансформаторного парку, де завдяки високій частці умовно-постійних втрат 43,63% досягається сукупна річна економія 345,05 тис. грн з терміном окупності близько 10 років. Доповнення цих капітальних заходів організаційно-технічним заходом – вирівнюванням графіку навантаження дозволить без додаткових інвестицій вплинути на пікові струми, знизивши I_{max} і покращивши коефіцієнт форми графіка, таким чином забезпечуючи стійкий економічний ефект від зниження втрат у мережі в цілому.

РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів при обслуговуванні розподільних електромереж

У процесі обслуговування електромереж на електрика можливі вплив небезпечних і шкідливих виробничих факторів: фізичних, хімічних, природних і біологічних [18, 19].

До основних фізичних факторів відносяться:

- електричний струм. Пошкодження ізоляції, дотик до струмопровідних частин чи помилки під час перемикачів створюють загрозу ураження струмом з можливими опіками, фібриляцією серця та смертельним наслідком. Небезпека зростає при вологій погоді, забрудненні засобів захисту та порушенні вимог наряду-допуску;

- наведена та крокова напруга. У зоні розтікання струму замикання на землю між двома точками поверхні ґрунту виникає крокова напруга, яка може пройти через тіло працівника під час пересування. Наведена напруга з'являється на відключених, але розташованих поблизу діючих проводах;

- рухомі машини та механізми. Під час роботи автопідійомників, бурильно-кранових машин, тракторів, вантажопідіймальних механізмів існує ризик наїзду, защемлення, удару стрілою чи вантажем. Недотримання безпечних зон, відсутність сигналізації та помилки оператора суттєво підвищують імовірність таких травм;

- підвищена або знижена температура поверхні обладнання, матеріалів. Дотик до гарячих поверхонь трансформаторів, вимикачів, шинопроводів чи металоконструкцій може спричинити термічні опіки. Надто холодні поверхні, особливо за мінусових температур, сприяють переохолодженню кистей та зниженню чутливості, що ускладнює точні маніпуляції з інструментом;

- підвищений рівень шуму на робочому місці. Робота поблизу діючих підстанцій, дизель-генераторів, компресорів чи будівельної техніки супроводжується інтенсивним шумом, що поступово погіршує слух. Крім того, шум заважає голосовому зв'язку, ускладнює подачу команд і сигналів, що підвищує ризик неузгоджених дій і нещасних випадків;

- недостатня освітленість робочої зони. Слабке або нерівномірне освітлення ускладнює ідентифікацію проводів, апаратів, заземлень, створює ризик помилки при підключеннях і перемиканнях. Погана видимість також підвищує ймовірність спотикання, падіння з висоти та наїзду техніки, особливо у нічний час або в закритих камерах;

- нерівна або слизька / обмерзла поверхня пересування, наявність гілок під ногами. Пересування по ґрунтових дорогах, лісосмугах, ярах, обмерзлих майданчиках біля опор ПЛ супроводжується високим ризиком спотикання, падіння, вивихів і переломів. Слизька, болотиста чи засніжена поверхня особливо небезпечна при переносі важких вантажів і під час роботи поблизу струмопровідних частин;

- розміщення робочого місця на значній висоті відносно поверхні землі. Виконання робіт з опор ПЛ, з колісок автопідійомників або з дахів будівель створює ризик падіння з висоти з тяжкими наслідками. Додатковий чинник безпеки – вітер, обмерзання сходів та засобів підйому, а також необхідність працювати зі струмопровідними частинами, що вимагає бездоганного використання страхувальних систем і колективних огорожень.

Найбільшою хімічною небезпекою є токсична й подразнювальна дія шкідливих речовин, яка проявляється при вдиханні парів, газів, аерозолів, а також під час їх потрапляння на шкіру та слизові оболонки, спричиняючи гострі отруєння. Такі речовини викликають подразнення органів дихання, очей, шкіри, порушення роботи нервової, серцево-судинної та інших систем організму, що призводить до зниження уваги й працездатності електромонтера. Особливу небезпеку становлять роботи в замкнених чи погано вентильованих просторах, де можливе накопичення шкідливих газів до небезпечних концентрацій.

Несприятливими та небезпечними природними факторами при роботі в розподільних мережах є:

- підвищена або знижена вологість повітря. Туман, дощ чи мокрий сніг зменшують електричний опір ізоляції, одягу та взуття, суттєво підвищуючи ризик ураження струмом. Надто сухе повітря сприяє накопиченню статичної електрики і викликає дискомфорт, але для лінійних робіт найбільш небезпечними є вологі та сирі умови;

- підвищена або знижена температура повітря робочої зони. Робота на відкритому повітрі при сильній спеці створює ризик перегрівання, теплового удару, зневоднення та зниження уваги електромонтера. При низьких температурах підвищується ризик обморожень, загального переохолодження, скутість рухів і повільніша реакція, що ускладнює безпечне виконання операцій;

- складні рельєфні, гідрологічні і ґрунтові умови, які ускладнюють доступ до місця робіт, пересування персоналу та розміщення техніки, підвищуючи ризик падінь, перекидання машин і травмування. Наявність ярів, крутих схилів, заболочених ділянок, підтоплення, розм'якшеного або мерзлого ґрунту погіршує стійкість опор і тимчасових конструкцій, ускладнює встановлення заземлень.

До небезпечних біологічних чинників належать:

- хижі звірі, отруйні плазуни, павуки, кліщі, інші комахи, які можуть атакувати електромонтера під час виконання робіт на відкритій місцевості, у лісосмугах, ярах, біля трансформаторних підстанцій і трас повітряних ліній. Їх укуси та ужалення спричиняють больові реакції, алергічні прояви, інтоксикацію організму, а в окремих випадках – анафілактичний шок та загрозу життю, що особливо небезпечно при роботі на висоті або поблизу струмопровідних частин;

- отруйні і подразнювальні рослини, плоди та пилок яких при контакті зі шкірою чи слизовими оболонками викликають дерматити, висипання, свербіж, набряки, а інколи й системні алергічні реакції;

- патогенні мікроорганізми (бактерії, віруси, гриби, найпростіші) та продукти їх життєдіяльності становлять небезпеку під час робіт у вологих підвалах, колодязях, камерах, поблизу звалищ. Потрапляючи в організм через

дихальні шляхи, шкіру чи пошкоджені ділянки, вони можуть спричинювати інфекційні захворювання, отруєння, алергічні реакції та загальне погіршення стану здоров'я, що ускладнює безпечне виконання професійних обов'язків;

До джерел небезпечних та шкідливих виробничих чинників також відносять:

- нерегламентовані режими роботи ручного інструменту та устаткування, помилкові дії працівників, які зазвичай, призводять до відмов, коротких замикань, механічних пошкоджень і виникнення небезпечних ситуацій. Порушення інструкцій, відключення блокувань, використання несправного інструменту різко підвищують ймовірність травмування персоналу та розвитку аварії;

- транспортні засоби, вантажопідіймальне устаткування, під час руху, маневрування, підймання і переміщення вантажів створюють небезпеку наїзду, падіння вантажу, перекидання техніки. Невірні дії машиніста, погана організація робочого майданчика та відсутність сигналізації підвищують ризик тяжких травм;

- пожежі та інші аварії супроводжуються дією високих температур, диму, токсичних продуктів згоряння, вибухів і обладнання. У таких умовах різко зростає небезпека ураження струмом, травмування уламками, термічних опіків та отруєння, а також ускладнюється евакуація персоналу;

- інженерні комунікації, зокрема електричні кабелі, газопроводи, трубопроводи при пошкодженні або неправильній експлуатації можуть стати джерелом витоків, проривів, коротких замикань та вибухонебезпечних сумішей. Роботи поблизу таких комунікацій вимагають чіткого дотримання схем трасування, нарядів-допусків та засобів контролю;

- легкозаймисті і токсичні речовини: створюють ризик пожежі, вибуху та гострого або хронічного отруєння персоналу. Порушення правил зберігання, транспортування і використання, відсутність вентиляції та герметизації тари призводять до утворення небезпечних концентрацій парів і газів у робочій зоні;

- ручні роботи, що спричиняють фізичні перевантаження, пов'язані з підйманням та перенесенням важких вантажів, копанням, монтажем обладнання у вимушених позах. Такі навантаження викликають перевтому, перенапруження опорно-рухового апарату, підвищують ризик падінь, травм спини, суглобів і, як наслідок, збільшують імовірність помилок під час виконання відповідальних операцій.

Проведений аналіз небезпечних та шкідливих виробничих факторів при обслуговуванні розподільних електромереж показує, що діяльність електрика відбувається в умовах одночасного впливу фізичних, хімічних, психофізіологічних, природних і біологічних чинників, додатково ускладнених складним рельєфом, гідрологічними та ґрунтовими умовами. Сукупна дія цих факторів суттєво підвищує ризик травматизму, професійних захворювань та помилкових дій персоналу, особливо під час аварійно-відновлювальних робіт. Це обґрунтовує необхідність комплексного підходу до системи охорони праці, який має поєднувати технічні, організаційні, санітарно-гігієнічні та індивідуальні заходи захисту з урахуванням конкретних умов експлуатації розподільних електромереж.

4.2 Заходи безпеки щодо усунення небезпечних та шкідливих виробничих факторів

Усунення або максимальне зниження впливу небезпечних та шкідливих виробничих факторів при обслуговуванні розподільних електромереж забезпечується комплексом технічних, організаційних та санітарно-гігієнічних заходів, а також застосуванням електрозахисних засобів і засобів індивідуального захисту (ЗІЗ). Система безпеки повинна бути побудована таким чином, щоб на всіх етапах робіт – від підготовки робочого місця до завершення наряду – підтримувались необхідні відстані до струмовідних частин, виключалась можливість помилкового подавання напруги, падіння з висоти, ураження електрострумом, дією хімічних, біологічних та природних факторів.

Основним напрямом запобігання ураженню електричним струмом, впливу наведеної та крокової напруги є правильна організація робочого місця і систематичне застосування електрозахисних засобів [18]. Для контролю наявності напруги використовують покажчики (вказівники) напруги та електровимірвальні кліщі, що дає змогу гарантовано переконатися у відключенні обладнання перед початком робіт. Для ізоляції тіла електромонтера від струмовідних частин і землі застосовують діелектричні рукавички, діелектричне взуття, ізолювальні підставки, накладки, ковпаки, інструмент з ізолювальним покриттям, а також переносні огороження та захисні щити. Особливе значення має встановлення переносних заземлень: їх приєднують спочатку до заземлювального пристрою, після перевірки відсутності напруги – до вимкнених струмовідних частин, причому операції виконують ізолювальною штангою у діелектричних рукавичках. Зняття заземлення здійснюють у зворотній послідовності. Електрозахисні засоби використовують тільки за призначенням, у межах робочої напруги, з дотриманням строків випробувань і вимог до їх зберігання (захист від масел, пально-мастильних матеріалів, прямих сонячних променів).

Організаційні заходи безпеки базуються на системі нарядів-допусків, розпоряджень і робіт у порядку поточної експлуатації. Усі роботи в електроустановках електромонтер виконує лише на підставі оформленого наряду-допуску, розпорядження або відповідно до затвердженого переліку робіт поточної експлуатації. Забороняється самовільне розширення робочого місця та обсягу завдання; у разі незрозумілого завдання працівник зобов'язаний одержати роз'яснення від особи, яка його видала. Не допускається виконання розпоряджень, що створюють загрозу життю або здоров'ю працівника чи оточуючих. Склад бригади, її чисельність, кваліфікація, розподіл обов'язків, а також порядок керівництва й нагляду визначаються нарядом або розпорядженням і повинні чітко виконуватися.

Підготовка робочого місця включає послідовне виконання вимкнень потрібного обладнання, вжиття заходів щодо недопущення помилкового або

самовільного вмикання комутаційної апаратури (установлення замків, блокувань), вивішування заборонних плакатів на приводах ручного та ключах дистанційного керування. Після вимкнення схему перевіряють у натурі, переконуються у відсутності напруги на струмовідних частинах за допомогою покажчика напруги і безпосередньо після цього встановлюють заземлення (ввімкнення заземлювальних ножів, приєднання переносних заземлень). На приводах апаратів, якими здійснене заземлення, розміщують плакати «Заземлено». Струмовідні частини, що залишилися під напругою, огорожують та позначають попереджувальними плакатами. Лише після виконання всіх зазначених дій допускається допуск бригади на робоче місце.

Окрему групу становлять заходи безпеки при виконанні робіт за розпорядженням без зняття напруги або з частковим відключенням. До таких належать роботи на електродвигунах з від'єднаними і заземленими кабелями, на генераторах із від'єднаними виводами, у розподільчому устаткуванні на викочених візках КРУ із зачиненими на замок шторками комірок, а також окремі види робіт на ПЛ на неструмовідних частинах, що не потребують зняття напруги. Усі ці роботи повинні бути чітко регламентовані технологічними картами або проектами виконання робіт, а електромонтери – діяти в межах визначеного обсягу завдання, не наближаючись до струмовідних частин на небезпечну відстань.

Важливе значення мають заходи безпеки на ПЛ. На вимкнених ПЛ допускається розосередження бригад по ділянці заданої довжини, що вказується в наряді. Огляд ПЛ у легкопрохідній місцевості за сприятливих погодних умов дозволяється одному електромонтеру, що має III групу. Однак, у важкодоступній місцевості, за умов дощу, туману, снігопаду, сильного вітру або в темний час доби огляд виконують не менше двох працівників з групами III і II. Під час пошуку пошкоджень на ПЛ вони повинні мати попереджувальні знаки і не пересуватися без потреби безпосередньо під проводами в темний час доби. При виявленні проводу, що впав на землю, необхідно витримувати мінімальну безпечну відстань (не менше 8 м), виставити попереджувальні плакати,

організувати охорону місця та повідомити власника електричних мереж. Такий самий підхід застосовується біля опор з ознаками струму замикання на землю (дуга, випаровування вологи з ґрунту біля основи опори).

Заходи безпеки при роботах на опорах і на висоті спрямовані на запобігання падінню працівників та елементів конструкцій. Підйом на опору та перебування на ній дозволяється лише тоді, коли керівник робіт переконався у достатній стійкості та міцності опори; опори зі слідами загнивання деревини, тріщинами в бетоні, спученням або перезволоженням ґрунту попередньо укріплюються. Проміжні опори, не розраховані на одностороннє тяжіння проводів, перед ремонтами додатково страхують. Електромонтери зобов'язані застосовувати запобіжні паски, кігті (лази) та інші пристосування для підйому, забезпечуючи безперервне закріплення хоча б одним із стропів при переході через траверси. Працюючи на опорі, працівник повинен постійно контролювати положення найближчих проводів, що перебувають під напругою.

Виконання робіт з використанням вантажопідіймальних машин, автопідйомників та інших механізмів потребує додаткових заходів безпеки. Місця встановлення техніки, способи кріплення лебідок, блоків і якорів визначаються проектом виконання робіт. Маса вантажів повинна бути відома до підйому, а навантаження – не перевищувати вантажопідіймальність механізмів і стропувальних пристроїв. Забороняється перебування людей під піднятим вантажем, у зоні натягнутих тросів, упорів та працюючих механізмів. При проїзді через відкриті розподільчі установки та під ПЛ підіймальні й висувні частини машин утримуються в транспортному положенні, рух організовується в місцях найменшого провисання проводів (біля опор). У ВРУ та охоронній зоні ПЛ колісні машини заземлюють, за винятком випадків, коли ПЛ вимкнена, заземлена на робочому місці та не перебуває під наведеною напругою.

Значну роль у попередженні травм відіграє використання ЗІЗ. До основних ЗІЗ, які застосовує електромонтер, належать захисні каски для захисту голови від механічних пошкоджень та падіння предметів, захисні окуляри та щитки для захисту очей і обличчя від механічних частинок, дуги, бризок металу, рукавиці

(у тому числі діелектричні) для захисту рук, спеціальний одяг і взуття, протигази та респіратори для захисту органів дихання від пилу, парів і газів, а також страхувальні пояси та канати при роботах на висоті. Для зниження впливу шуму використовують протишумові навушники або вкладиші.

Чинники навколишнього середовища, зокрема складний рельєф, несприятливі гідрологічні та ґрунтові умови, також потребують урахування під час планування робіт. За наявності ярів, крутих схилів, заболочених ділянок, обмерзлого або розм'якшеного ґрунту маршрути руху бригад коригують таким чином, щоб зменшити ризик падінь, перекидання техніки, ушкодження опор. Огляд і ремонт у таких умовах доцільно виконувати щонайменше двома працівниками з відповідною групою з електробезпеки, із застосуванням страхувальних засобів і спеціального взуття з протиковзкими підошвами.

Для зниження впливу шкідливих хімічних і біологічних факторів застосовують герметизовані ємності для зберігання реагентів, ЗІЗ органів дихання й шкіри, профілактичні медичні огляди, засоби від укусів комах, а при роботах у місцях можливого забруднення ґрунту чи води – санітарно-гігієнічні заходи (миття рук, зміна одягу, дотримання правил особистої гігієни).

Таким чином, система заходів безпеки при обслуговуванні розподільних електромереж включає взаємопов'язані організаційні та технічні рішення, застосування електрозахисних засобів індивідуального й колективного захисту, а також урахування впливу природних і виробничих факторів. Її послідовне виконання забезпечує необхідний рівень захисту електриків від усіх основних небезпечних та шкідливих виробничих чинників.

4.3 Розрахунок заземлюючого пристрою ТП 10/0,4 кВ

Заземлюючий пристрій розміщений по периметру ТП, у формі прямокутника з габаритами 12×6 м. Для штучних заземлювачів застосовуються вертикальні стрижні зі сталі довжиною 2 м діаметром 20 мм, при цьому верхня частина кожного стрижня занурюється на глибину 0,6 м нижче рівня землі.

Вертикальні електроди з'єднуються горизонтальним сталевим електродом круглого перерізу діаметром 20 мм. Розрахункова модель базується на двошаровій структурі ґрунту (рис. 4.1) та не включає природні заземлювачі через їх відсутність.

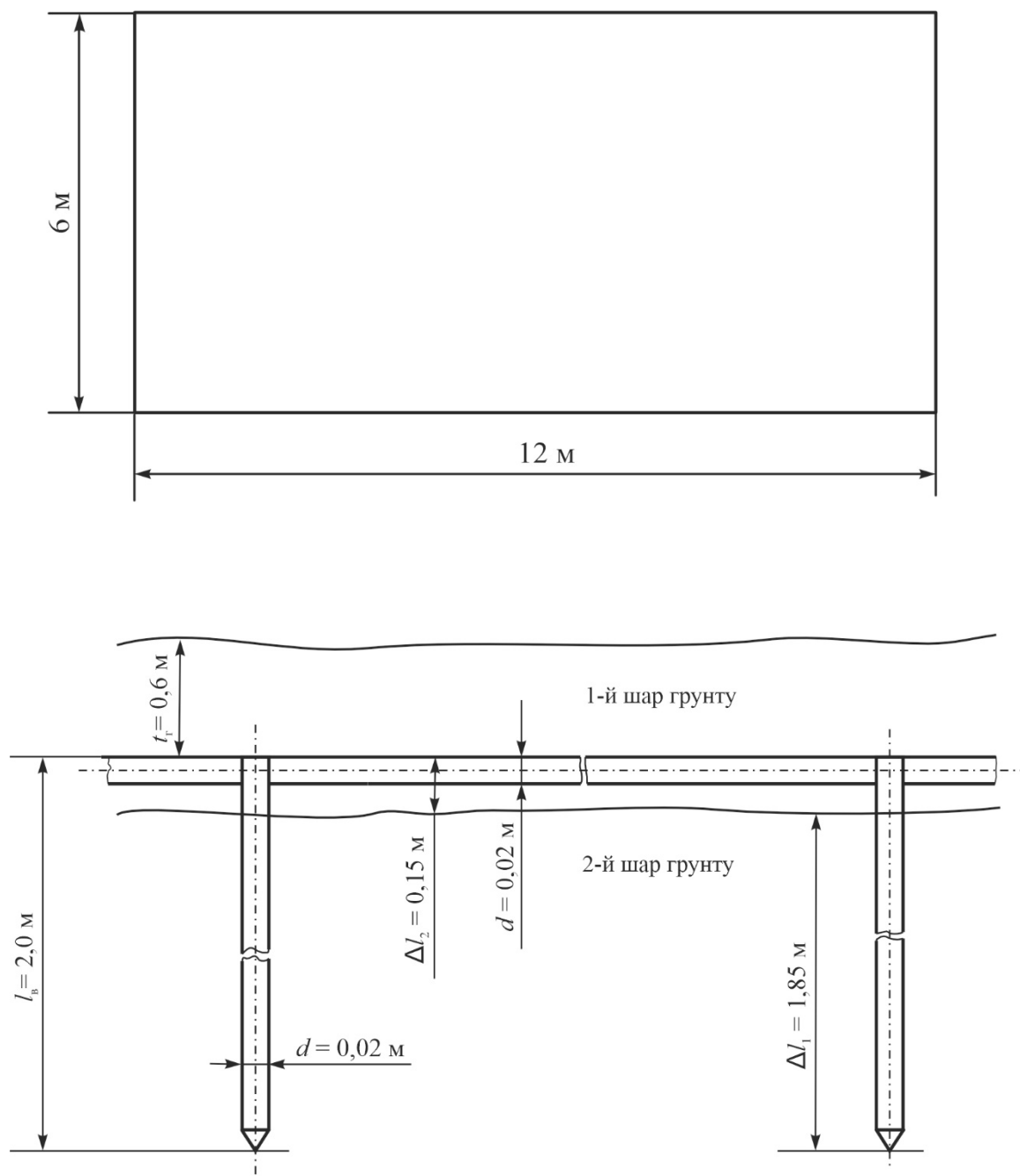


Рис. 4.1. Розрахункова схема заземлювального пристрою

Згідно з нормативними вимогами ПУЕ [9], для мережі напругою 10 кВ розрахункове значення опору заземлювального пристрою дорівнює:

$$R_3 \leq \frac{U_p}{I_3} = \frac{125}{1,53} = 81,7 \text{ Ом.}$$

де $U_p = 125 \text{ В}$ – допустима розрахункова напруга дотику, прийнята з урахуванням спільного використання заземлювального пристрою електроустановками напругою до 1 кВ і понад 1 кВ;

I_3 – найбільший струм замикання на землю, що протікає через заземлювальний пристрій

$$I_3 = \frac{U(35l_{\text{кл}} + l_{\text{пл}})}{350} = \frac{10 \cdot (35 \cdot 1 + 18,5)}{350} = 1,5 \text{ А,}$$

де $l_{\text{кл}}, l_{\text{пл}}$ – загальна довжина, відповідно, КЛ і ПЛ, що підключені до ТП.

Згідно з нормативними вимогами [9], опір заземлювального пристрою для електроустановок з напругою до 1 кВ має бути не більше 4 Ом, тому в розрахунках приймається значення $R_3 = 4 \text{ Ом}$.

Розрахункові значення питомого опору ґрунту для вертикальних та горизонтальних заземлювачів становлять:

$$\rho_{\text{роз.п}} = \rho_{\text{п.г}} k_{\text{п.г}} = 25 \cdot 1,7 = 42,5 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

$$\rho_{\text{роз.в}} = \rho_{\text{п.в}} k_{\text{п.в}} = 100 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом}\cdot\text{м},$$

де $\rho_{\text{п.г}}, \rho_{\text{п.в}}$ – питомі опори ґрунту для, Ом·м;

$k_{\text{п.г}}, k_{\text{п.в}}$ – коефіцієнти запасу, що застосовуються, відповідно, для горизонтальних та вертикальних електродів у кліматичній зоні 4.

Еквівалентний розрахунковий питомий опір двошарового ґрунту для вертикального стрижневого електрода

$$\rho_{\text{роз.в.е.екв}} = \frac{l_{\text{в}}}{\frac{\Delta l_1}{\rho_{\text{п.г}}} + \frac{\Delta l_2}{\rho_{\text{п.в}}}} = \frac{2}{\frac{1,85}{100} + \frac{0,15}{25}} = 81,63 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

Опір розтіканню струму одиночного вертикального стрижневого електрода:

$$R_{\text{о.в.е}} = \frac{\rho_{\text{п.в.е}}}{2\pi \cdot l} \left[\ln \frac{2l}{d} + 0,5 \ln \frac{4t_{\text{в.0,5}} + 1}{4t_{\text{в.0,5}} - 1} \right] =$$

$$= \frac{81,63}{2 \cdot 3,14 \cdot 2} \left[\ln \frac{2 \cdot 2}{20 \cdot 10^{-3}} + 0,5 \ln \frac{4 \cdot 1,6 + 2}{4 \cdot 1,6 - 2} \right] = 36,5 \text{ Ом},$$

де $t_{\text{в.0,5}}$ – відстань від поверхні ґрунту до середини електроду

$$t_{\text{в.0,5}} = t_{\text{г}} + 0,5l_{\text{в}} = 0,6 + 0,5 \cdot 2 = 1,6 \text{ м.}$$

Орієнтовна кількість вертикальних електродів за умови попередньо прийнятого коефіцієнта їх використання $k_{i,\text{в}} = 0,22$

$$N_{\text{в}} = \frac{R_{\text{о.в.е}}}{k_{i,\text{в}} \cdot R_i} = \frac{36,5}{0,22 \cdot 4} = 41,5 \text{ шт.}$$

Розрахунковий опір розтіканню струму горизонтального електроду:

$$R_{\text{г.е}} = \frac{\rho_{\text{роз.г}}}{2\pi \cdot l_{\text{г}} \cdot k_{i,\text{г}}} \cdot \ln \frac{2l_{\text{г}}^2}{2dt_{\text{г}}} = \frac{42,5}{2 \cdot 3,14 \cdot 36 \cdot 0,27} \cdot \ln \left[\frac{2 \cdot 36^2}{2 \cdot 20 \cdot 10^{-3} \cdot 0,6} \right] = 8,4 \text{ Ом},$$

де $k_{i,\text{г}}$ – коефіцієнт використання горизонтальних заземлювачів при $N_{\text{в}} = 41,5$ шт.;

$l_{\text{г}}$ – довжина горизонтального електроду, м.

Уточнене значення необхідного опору вертикальних електродів

$$R_{\text{в.е}} = \frac{R_{\text{г.о}} \cdot R_i}{R_{\text{г.о}} - R_i} = \frac{8,4 \cdot 4}{8,4 - 4} = 7,7 \text{ Ом.}$$

Кількість вертикальних електродів при $k_{\text{і.в.е}} = 0,27$ (остаточно):

$$N_{\text{в}} = \frac{R_{\text{о.в.е}}}{k_{\text{і.в.е}} \cdot R_{\text{в.е}}} = \frac{36,5}{0,27 \cdot 7,7} = 17,7 \text{ шт.}$$

Остаточно, приймаємо до встановлення 18 вертикальних заземлювачів, тоді опір вертикальних електродів складе:

$$R_{\text{в.е}} = \frac{R_{\text{о.в.е}}}{k_{\text{і.в.е}} \cdot N_{\text{в}}} = \frac{36,5}{0,5 \cdot 18} = 7,5 \text{ Ом.}$$

Загальний опір заземлювального пристрою:

$$R = \frac{1}{\frac{1}{R_{\text{в}}} + \frac{1}{R_{\text{г}}}} = \frac{1}{\frac{1}{7,5} + \frac{1}{8,4}} = 3,96 \text{ Ом.}$$

Умова виконується

$$3,96 < 4 \text{ Ом.}$$

4.4 Висновки до розділу 4

1. Встановлено, що обслуговування розподільних електромереж проводиться в умовах одночасного впливу фізичних, хімічних, психофізіологічних, природних і біологічних факторів, ускладнених складним рельєфом та гідрогеологічними умовами, що потребує необхідності застосування комплексного підходу до системи охорони праці, який поєднує технічні, організаційні, санітарно-гігієнічні та індивідуальні заходи захисту для мінімізації ризиків травматизму, професійних захворювань і помилкових дій персоналу, особливо при виконанні аварійно-відновлювальних робіт.

2. Показано, що ефективна система безпеки при обслуговуванні розподільних електромереж, яка поєднує взаємопов'язані організаційні та технічні рішення, застосування електрозахисних засобів індивідуального й колективного захисту та враховує вплив природних і виробничих факторів, а за умови послідовного виконання, забезпечує необхідний рівень захисту електриків від основних небезпечних і шкідливих виробничих чинників.

3. Розрахунком встановлено, що для забезпечення нормативного значення опору заземлювального пристрою трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ достатньо змонтувати 18 вертикальних заземлювачів зі сталевих стрижнів діаметром 20 мм і довжиною 2 м та один замкнений контурний горизонтальний заземлювач із того самого матеріалу загальною довжиною 36 м, який з'єднує вертикальні електроди, розміщені по периметру прямокутника з розмірами 6×12 м.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Кваліфікаційна робота присвячена вирішенню науково-практичного проблеми, що стосується визначення оптимальних рівнів втрат електричної енергії в розподільчих електромережах напругою 6-20 кВ.

Головні результати роботи полягають у наступному:

1. Встановлено, що структура втрат електроенергії в розподільних мережах 6-20 кВ визначається технічними складовими – навантажувальними втратами (до 65 %) і втратами неробочого ходу трансформаторів (близько 25 %), що зумовлює доцільність спрямування основних заходів на зниження втрат у силових трансформаторах і модернізацію ліній електропередавання.

2. Обґрунтовано, що для розв'язання задач оптимізації втрат найбільш придатними є розрахунково аналітичні методи – метод часу найбільших втрат і метод характерних режимів, комбіноване застосування яких забезпечує необхідний баланс між точністю та практичною придатністю розрахунків і створює методологічне підґрунтя для подальшого визначення економічно доцільних рівнів втрат електроенергії та розроблення ефективних технічних заходів при аналізі та оптимізації режимів роботи розподільних мереж.

3. Показано, що концепція економічно доцільного рівня втрат виступає інтегральним критерієм керованості розподільної мережі, оскільки зіставлення фактичних втрат із обґрунтованим цільовим рівнем забезпечує об'єктивну оцінку ефективності режимів, виявляє адресні резерви їх зниження та формує основу для прийняття оптимальних режимних рішень і заходів модернізації в поточній експлуатації та при розвитку мережі.

4. Аналітично показано, що саме втрати потужності визначають межі пропускної здатності мереж 6-20 кВ, а отримані формалізовані залежності капітальних і експлуатаційних витрат на транспортування електроенергії дають змогу побудувати комплексну цільову функцію сукупних витрат із вираженим мінімумом і вивести практичні формули для економічно доцільного рівня втрат активної потужності в лініях і силових трансформаторах, які слугують критерієм вибору технічних заходів зі зниження втрат з урахуванням наявних техніко-економічних обмежень.

5. Отримано аналітичний вираз для оптимального завантаження елементів мережі за критерієм мінімуму сукупних витрат, який забезпечує прямий перехід від параметрів режиму до технічно й економічно доцільних рівнів втрат і дає змогу оцінити резерви їх зниження шляхом обґрунтованого вибору трансформаторів і перерізу провідників ліній у структурі розподільної мережі.

6. Виявлено наявність резерву економії електроенергії у розмірі 13,4% на основі порівняльного аналізу фактичних і економічно доцільних річних втрат, що підтверджує економічну недосконалість діючого режиму роботи досліджуваної ділянки розподільної мережі та демонструє ефективність запропонованої методики для кількісної оцінки потенціалу енергозбереження і формування організаційно-технічних заходів щодо його мінімізації.

7. Техніко-економічний аналіз ділянки розподільної мережі показав, що комплексна стратегія, яка поєднує два економічно обґрунтовані заходи – збільшення перерізу до 95 мм² КЛ на ділянці 1-2 дозволяє зменшити навантажувальні втрати електроенергії в ній на 26,3%; заміна трансформаторів на енергоефективні дає змогу отримати сукупну річну економію 345,05 тис. грн при терміні окупності близько 10 років, – у поєднанні з організаційно-технічним заходом вирівнювання графіка електроспоживання, забезпечує стійкий економічний ефект від зниження втрат у розподільній мережі в цілому.

8. Встановлено, що обслуговування розподільних електромереж технічним персоналом здійснюється в умовах одночасного впливу фізичних, хімічних, психофізіологічних, природних і біологічних факторів, які ускладнюються складним рельєфом місцевості та гідрогеологічними умовами, що зумовлює необхідність впровадження комплексної системи охорони праці, яка поєднує організаційно-технічні, санітарно-гігієнічні заходи та використання засобів індивідуального й колективного захисту.

9. Показано, що ефективна система безпеки при обслуговуванні розподільних електромереж ґрунтується на послідовному й повному виконанні регламентованих організаційних і технічних заходів, забезпечує належний рівень захисту електромонтерів від основних небезпечних і шкідливих виробничих чинників.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у 2020 році. Затв.: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг 26 травня 2021 року №440. 386 с.

2. Лежнюк П. Д. Оцінка чутливості втрат потужності в електричних мережах: моногр. / Лежнюк П. Д., Лесько В. О., 2010. – 120 с

3. Лежнюк П. Д. Оцінювання втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах засобами нечіткої логіки : монографія / П. Д. Лежнюк, А. В. Писклярова. – Вінниця : ВНТУ, 2009. – 94 с.

4. Бохонко І. В. Проблеми зменшення втрат електроенергії під час передавання. Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Серія: Проблеми економіки та управління. – 2016. – № 847. – С. 16-22.

5. СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-82:2013. Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Методичні рекомендації. К.: Міненерговугілля України, 2013. 68 с.

6. Бурбело М. Й., Мельничук Л. М. Стимулювання зменшення втрат в електричних мережах: Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2008. – 110 с.

7. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-96:2014. Методичні рекомендації з аналізу технологічних витрат електричної енергії та вибору заходів щодо їх зниження. На заміну ГНД 34.09.204-2004; чинний від 2014-06-01. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2014.

8. СОУ-Н ЕЕ 11.315:2007 (МВУ031/08 – 2007). Метрологія. Кількість електричної енергії електрична потужність. Типова методика виконання вимірювань, затверджений наказом Мінпаливенерго України від 12 квітня 2007 року №189.

9. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х.: Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
10. ДСТУ EN 50160:2023 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2022, IDT).
11. СОУ-Н МПЕ 40.1.20.510.:2006. Методика визначення економічно доцільних обсягів компенсації реактивної енергії, яка перетікає між електричними мережами електропередавальної організації та споживача (основного споживача та субспоживача). Об'єднання енергетичних підприємств «Галузевий резервноінвестиційний фонд розвитку». Київ, 2006. – 48 с.
12. Загальна характеристика та розрахунок режимів розподільних мереж: навч. посібник. / В. А. Лушкін, І. Г. Абраменко, І. В. Барбашов та ін.; за ред. І.Г. Абраменка/; - Харків: Харківський національний університет міського господарства (ХНУМГ), 2018. -194 с.
13. Gómez, C. Mateo, A. Sánchez, J. Reneses, M. Rivier "Retribution of electricity distribution in Spain and the Network Reference Model (Spanish)", Estudios de Economía Aplicada. vol. 29, no. 2, pp. 661-(24 pág), August 2011.
14. Mateo Domingo, C., Gomez San Roman, T., Sanchez-Miralles, Á., et al.: Areference network model for large-scale distribution planning with automatic street map generation, IEEE Trans. Power Syst., 2011, 26, (1), pp. 190–197.
15. Pospelov G. E. Elements of technical and economic calculations of the electrical transmission system. M. Vyssh. Shk., 1967. - 240 p.
16. Fursanov M.I. Opredelenie i analiz poter elektroenergii v elektricheskikh setyakh yenergosistem. – Mn.: UVIT, 2005. - 207 s.
17. Іщенко М. Р., Козловський О. А. Підвищення енергетичної ефективності трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ: матеріали Міжнар. наук.-практ. конф., 6 листопада 2024 р. Харків: Держ. біотехнологічний ун-т., 2024. С. 17-19. – Електронні текстові дані. URL: <http://btu.kharkov.ua/nauka/konferentsiyi>
18. Геврик Є. О. Охорона праці: Навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів. – К.: Ельга, Ніка-Центр, 2003. – 280 с.
19. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. НПАОП 40.1-1.21-98.