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
“___“ _____ 2024 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої освіти

на тему

Аналіз технологічних втрат електричної енергії в розподільних електричних мережах

Виконав здобувач вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕЕ-23Мз
ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання»
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
_____Лариса ДАНИЛЬЧЕНКО
«____»_____2024 р.
Керівник роботи
к.т.н., доцент
_____Іван САВЕЛЕНКО
«_____»_____2024 р.
Рецензент _____
_____

м. Кропивницький

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 програма *Електротехнічні системи електроспоживання*

ЗАТВЕРДЖУЮ:
Завідувач кафедри
_____ *Плєшков П.Г.*
«_____»_____2024 р.

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

Данильченко Лариса Василівна
(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) *Аналіз технологічних втрат електричної енергії в розподільних електричних мережах*
Analysis of technological losses of electric energy in in distribution power grids

2. Керівник роботи (проекту) *Савеленко Іван Володимирович, к.т.н., доцент*
(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту *10.12.2024 р.*

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту)
Метою дослідження є зниження затрат на технологічні втрати електроенергії в мережах енергопостачальних компаній за рахунок удосконалення їх систем менеджменту. Удосконалення систем енергоменеджментуу електропостачальних компаній з метою зменшення збитків, пов'язаних з технологічними втратами електроенергії

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Охорона праці	*к.т.н, доц. Савеленко І.В.*		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	*Вступ.*	*10.10.24*	
2	*Аналіз існуючих підходів до оцінки технологічних втрат енергії в україні*	*16.10.24*	
3	*Моделі і оцінки ефективності заходів для зменшення технологічних втрат*	*28.10.24*	
4	*Моделювання технологічних втрат електроенергії в розподільчій мережі*	*16.11.24*	
5	*Оптимізація технологічних втрат в електромережах*	*20.11.24*	
6	*Охорона праці*	*26.11.24*	
7	*Висновки*	*02.12.24*	
8	*Оформлення пояснювальної записки та презентації магістерської роботи*	*10.12.24*	

Дата видачі завдання
«____» _____2024 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання
«____» _____2024 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Данильченко Л. Аналіз технологічних втрат електричної енергії в розподільних електричних мережах

Analysis of technological losses of electric energy in in distribution power grids

Спеціальність 141 - «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». - ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». - Центральноукраїнський національний технічний університет. - м. Кропивницький, 2024 р.

У магістерській роботі виконано аналіз технологічних втрат електричної енергії в розподільчих електричних мережах України. Робота спрямована на вдосконалення методів оцінки та мінімізації втрат з урахуванням сучасних умов функціонування енергосистеми, включаючи виклики, пов’язані з військовою агресією.

У першому розділі розглянуто теоретичні основи поняття технологічних втрат електроенергії, проведено оцінку їх рівня в розподільчих мережах та проаналізовано витрати енергопостачальних компаній. Також виконано аналітичний огляд існуючих методів визначення втрат, їх переваг і недоліків, що дозволяє виявити напрями для подальшого вдосконалення.

Другий розділ присвячено розробці математичних моделей для оцінки та зниження технологічних втрат електроенергії. Висвітлено моделі для різних рівнів напруги, включаючи методики визначення втрат у споживачів. Розглянуто підходи до управління енергоефективністю, що сприяють зменшенню втрат у мережах.

У третьому розділі проведено моделювання технологічних втрат електроенергії на прикладі конкретних фрагментів розподільчих мереж. Використано програмні засоби для визначення втрат у мережах 10 кВ та низької напруги. Отримані результати дозволяють оцінити ефективність

роботи мережі та виявити потенціал для зниження втрат.

Четвертий розділ зосереджено на розробці механізмів зменшення технологічних втрат. Запропоновано конкретні заходи для оптимізації втрат електроенергії, включаючи дослідження впливу диференційних роздрібних тарифів та оцінку їх ефективності.

Результати дослідження можуть бути використані для підвищення енергоефективності розподільчих мереж, оптимізації витрат енергопостачальних компаній та вдосконалення тарифної політики. Робота також формує теоретичну базу для розробки стратегій енергозбереження в умовах кризи.

ТЕХНОЛОГІЧНІ ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, РОЗПОДІЛЬЧІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, МОДЕЛЮВАННЯ ВТРАТ.

ABSTRACT

DANYLCHENKO L. Analysis of technological losses of electric energy in in distribution power grids.

Аналіз технологічних втрат електричної енергії в розподільних електричних мережах

Specialty 141 - "Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics". - EPP " Electrical systems of power consumption ". - Central Ukrainian National Technical University. - Kropyvnytskyi, 2024

The master's thesis presents an analysis of technological losses of electrical energy in the distribution networks of Ukraine. The work focuses on improving methods for assessing and minimizing losses, considering the current operational conditions of the energy system, including challenges posed by military aggression.

The first chapter examines the theoretical foundations of the concept of technological energy losses, evaluates their levels in distribution networks, and analyzes the costs incurred by energy supply companies. An analytical review of existing methods for loss assessment is also conducted, highlighting their advantages and disadvantages, which helps identify directions for further improvement.

The second chapter is dedicated to the development of mathematical models for evaluating and reducing technological energy losses. It outlines models for various voltage levels, including methods for determining losses among consumers. Approaches to energy efficiency management aimed at reducing network losses are also discussed.

The third chapter focuses on modeling technological energy losses using specific sections of distribution networks as examples. Software tools were utilized to assess losses in 10 kV networks and low-voltage systems. The results obtained provide an opportunity to evaluate the efficiency of network operations and identify potential for loss reduction.

The fourth chapter centers on the development of mechanisms to reduce technological losses. Specific measures for optimizing energy losses are proposed, including an investigation into the impact of differentiated retail tariffs and an evaluation of their effectiveness.

The research results can be used to improve the energy efficiency of distribution networks, optimize the costs of energy supply companies, and enhance tariff policies. The work also provides a theoretical foundation for developing energy-saving strategies in crisis conditions.

TECHNOLOGICAL ENERGY LOSSES, DISTRIBUTION NETWORKS, ENERGY EFFICIENCY, LOSS MODELING.

ЗМІСТ

ВСТУП 10
1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ ПІДХОДІВ ДО ОЦІНКИ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ 13
1.1 Поняття технологічних втрат електричної енергії 13
1.2 Узагальнена оцінка рівня технологічних втрат в розподільчих мережах 17
1.3 Аналіз витрат енергопостачальної компанії 19
1.4 Аналітичний огляд існуючих методів визначення втрат електричної енергії 27
Висновки до розділу 1 32
2. МОДЕЛІ І ОЦІНКИ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАХОДІВ ДЛЯ ЗМЕНШЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ 33
2.1 Математична модель зниження втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 33
2.2 Математичні моделі визначення рівня втрат у споживачів 37
2.3 Підходи до управління енергоефективністю для зменшення технологічних втрат 42
Висновки до розділу 2 51
3. МОДЕЛЮВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬЧІЙ МЕРЕЖІ 53
3.1 Програмні засоби для визначення втрат електроенергії 53
3.2 Аналіз втрат потужності та електроенергії в мережах 10 кВ 59
3.3 Розрахунок втрат в мережах низької напруги. 67
Висновки до розділу 3 71

4. ОПТИМІЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ В ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАХ 72
4.1 Механізми зменшення технологічних втрат 72
4.2 Дослідження диференційних роздрібних тарифів 75
Висновки до розділу 4: 78
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ 79
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 81
ДОДАТКИ 84
Додаток А 85
А.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів, а також заходи по їх усуненню 85
А.2 Розрахунок захисного заземлення 90

ВСТУП

Ефективне використання електроенергії є однією з ключових умов сталого розвитку сучасного суспільства. Зростання попиту на електроенергію, зношеність електрообладнання, обмеженість фінансових ресурсів для модернізації енергетичної інфраструктури та значні втрати електроенергії в розподільчих мережах створюють серйозні виклики для енергетичної системи України.

Особливого загострення ця проблема набула в умовах військової агресії Росії проти України, яка триває з 2014 року та значно посилилася після початку повномасштабного вторгнення в 2022 році. Унаслідок бойових дій пошкоджено значну частину енергетичної інфраструктури, що призвело до збоїв у роботі розподільчих мереж, зростання технологічних втрат і підвищення навантаження на вцілілі енергетичні об'єкти. Масовані атаки на енергосистему, зокрема на розподільчі мережі, спричиняють додаткові втрати електроенергії та ставлять під загрозу стабільне енергозабезпечення населення й промисловості.

В умовах обмежених ресурсів для відновлення пошкоджених мереж особливої ваги набуває пошук ефективних рішень для зниження технологічних втрат електроенергії. Ці втрати є не лише технічним показником, але й ключовим економічним фактором, що впливає на вартість електроенергії, стабільність її постачання та стійкість енергетичної системи в умовах кризи.

Мета роботи полягає в аналізі технологічних втрат електроенергії в розподільчих електричних мережах України, розробці математичних моделей для їх оцінки та оптимізації, а також у формуванні практичних рекомендацій для мінімізації втрат і підвищення енергоефективності, особливо в умовах військової нестабільності.

Завдання роботи:

Провести глибокий аналіз стану розподільчих мереж України з урахуванням впливу бойових дій та інших кризових чинників. Особливу увагу слід приділити дослідженню ступеня пошкоджень інфраструктури, актуального рівня зношеності обладнання, обсягу технологічних втрат електроенергії та причин їх виникнення. Також важливо врахувати наслідки атак на енергетичну систему, що спричинили зміну структури та конфігурації мереж.

Дослідити існуючі методики оцінки технологічних втрат електроенергії, що застосовуються в Україні та за кордоном. Необхідно виявити їх сильні та слабкі сторони, зокрема в контексті адаптації до реалій розподільчих мереж України, які функціонують у кризових умовах. Особлива увага приділяється оцінці точності, універсальності та доступності цих підходів для використання енергетичними компаніями.

Вдосконалити математичних моделей для визначення технологічних втрат електроенергії на різних рівнях напруги. У роботі має бути враховано такі фактори, як неоднорідність навантаження, варіативність параметрів мережі, втрати активної та реактивної потужності, а також вплив зовнішніх умов. Запропоновані моделі мають бути адаптовані для використання в автоматизованих системах управління енергетикою.

На основі розроблених математичних моделей необхідно виконати моделювання технологічних втрат на прикладі конкретних розподільчих мереж. Для цього слід обрати фрагмент мережі з актуальними даними про її технічний стан, параметри та навантаження. Моделювання дозволить не лише оцінити фактичні втрати електроенергії, але й виявити резерви для їх скорочення.

На заключному етапі роботи необхідно запропонувати практичні рекомендації для зменшення технологічних втрат у розподільчих мережах. Ці рекомендації мають базуватися на результатах моделювання та враховувати специфіку роботи мереж в умовах військової агресії, зокрема

необхідність швидкого відновлення пошкодженої інфраструктури. Також слід розглянути впровадження сучасних технологій енергоефективності, оптимізацію режимів роботи мережі та вдосконалення тарифної політики.

Наукова новизна роботи полягає у вдосконаленні методів оцінки технологічних втрат електроенергії та розробці інструментів для їх зниження в умовах обмежених ресурсів і військових ризиків.

Практичне значення роботи полягає у можливості застосування розроблених моделей та рекомендацій для відновлення та оптимізації роботи розподільчих мереж, зниження втрат електроенергії, підвищення ефективності використання енергоресурсів та забезпечення стабільності електропостачання навіть в умовах кризових ситуацій.

Структура роботи включає вступ, чотири розділи, висновки, список використаних джерел та додатки. У роботі розглянуто сучасний стан втрат електроенергії в розподільчих мережах України, розроблено математичні моделі для їх оцінки та запропоновано механізми зниження втрат в умовах військової агресії.

РОЗДІЛ 1
1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ ПІДХОДІВ ДО ОЦІНКИ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ

1.1 Поняття технологічних втрат електричної енергії

Технологічні втрати електричної енергії — це енергія, що не досягає кінцевого споживача через різні фізичні, технічні та економічні фактори. Втрати енергії відбуваються на всіх етапах її транспортування від джерела виробництва до споживача, включаючи трансформаторні підстанції, лінії електропередач, а також обладнання на розподільних мережах.

Основні фактори, що призводять до технологічних втрат електричної енергії:

Низька якість обладнання: зношене обладнання, трансформатори з високими втратами, старі дроти і кабелі сприяють збільшенню втрат.

Технічний стан мереж: погане обслуговування та несправності в мережах призводять до збільшення втрат енергії.

Режим навантаження: пік навантаження на мережу може збільшувати втрати через перевантаження трансформаторів та ліній.

Температурні коливання та кліматичні умови: зміни температури і вологості впливають на електричні характеристики матеріалів і збільшують втрати енергії.

Технологічні втрати в електричних мережах виникають через кілька основних причин, з яких можна виокремити наступні:

Втрата енергії через опір матеріалів є найбільш поширеною причиною втрат у лініях електропередач. Як правило, у провідниках використовується мідь чи алюміній, але навіть ці матеріали мають певний рівень електричного опору, що призводить до перетворення частини електричної енергії на тепло. Від величини струму та опору лінії залежить

величина втрат.

Трансформатори є важливою частиною розподільних мереж, і вони також зазнають значних технологічних втрат. Ці втрати поділяються на дві основні категорії: втрати в обмотках трансформаторів через опір (активні втрати) і втрати в сталевих сердечниках через магнітні явища (гистерезис і вихрові струми).

Втрата реактивної енергії зумовлена індуктивними та ємнісними властивостями мережі. Реактивна енергія не приносить користі споживачам, але необхідна для підтримки електричних полів у лініях передачі та трансформаторах. Високий рівень реактивної потужності призводить до додаткових втрат енергії в мережі.

Зміни температури та вологості можуть змінювати характеристики матеріалів, зокрема опір провідників, що, в свою чергу, впливає на величину втрат енергії. В особливості це стосується застарілих мереж і слабо ізольованих елементів.

Під час перевищення номінального навантаження збільшується струм, що проходить через елементи мережі, що викликає значні активні втрати через підвищення опору матеріалів при високих температурах. Перевантаження також може призвести до пошкодження елементів мережі і збільшення втрат через високі механічні напруги.

Класифікація технологічних втрат енергії

Технологічні втрати електричної енергії можна класифікувати за кількома критеріями:

За характером втрат:

Активні втрати: втрати, що супроводжуються перетворенням електричної енергії в тепло. Вони обумовлені опором матеріалів і виникають у будь-якому елементі мережі, де є струм.

Реактивні втрати: втрати, які не перетворюються на тепло, але є необхідними для підтримки магнітних полів в електричних машинах та трансформаторах.

За місцем виникнення:

- Втрати в лініях електропередач: виникають через опір проводів, контактів і інших елементів ліній.
- Втрати в трансформаторах: мають місце через електричні та магнітні втрати в обмотках і сердечниках трансформаторів.
- Втрати на підстанціях: втрати через трансформатори та інші елементи електричної підстанції, включаючи витрати на охолодження і захист.

За характером часу:

- Постійні втрати: це втрати, які не змінюються з часом, наприклад, втрати в ізольованих лініях чи трансформаторах.
- Змінні втрати: залежні від режиму навантаження та інших змінних факторів, таких як температура, вологість і перепади навантаження.

Зниження технологічних втрат є ключовим фактором у підвищенні ефективності електричних мереж. Розробка нових матеріалів, оптимізація проектування та експлуатації мереж, використання сучасних методів автоматизації та компенсації реактивної потужності дозволяють значно зменшити технологічні втрати. Однак, для досягнення значного зниження втрат необхідно також впроваджувати системи моніторингу в реальному часі та модернізувати інфраструктуру на всіх етапах виробництва та розподілу електричної енергії. В Україні оцінка технологічних втрат енергії є важливим елементом управління електричними мережами. В різні часи застосовувалися різноманітні підходи для їх вимірювання і зниження.

Методи розрахунку втрат за допомогою електричних моделей: традиційно використовуються математичні моделі, що описують поведінку електричних мереж, зокрема для обчислення втрат енергії в лініях та трансформаторах. Одним з таких підходів є використання

методів розрахунку потужності на основі рівнянь для елементів електричної мережі.

Метод на основі статистичних даних: використовується для оцінки втрат на основі вимірювань на різних ділянках розподільних мереж та врахування середніх значень втрат по регіонах. Такий метод дозволяє оцінити загальні технологічні втрати на основі статистичних даних з різних точок мережі.

Методи комп'ютерного моделювання та аналізу: з використанням спеціалізованих програмних комплексів, таких як SCADA-системи або програми для симуляції електричних мереж, таких як Power World, ETAP, PSS/E. Ці методи дозволяють змоделювати різні сценарії навантаження та оцінити вплив змінних параметрів на рівень втрат.

Метод використання моніторингу та датчиків: технології автоматизації в Україні дозволяють використовувати системи моніторингу для реального часу, що дає змогу відслідковувати втрати в мережі та виявляти проблемні ділянки.

Попри наявність розроблених методів, в Україні існують деякі проблеми, що ускладнюють ефективну оцінку технологічних втрат. Таким є застаріле обладнання: великий відсоток розподільчих мереж експлуатується понад нормативний термін, що призводить до додаткових втрат.Низька точність вимірювань: деякі методи не забезпечують достатньо точних даних про втрати на конкретних ділянках мережі. Нестабільність кліматичних умов: зміни температури, вологості та інші фактори можуть суттєво вплинути на точність розрахунків.

Оцінка технологічних втрат електричної енергії є важливою складовою управління енергетичними ресурсами в Україні. Сучасні методи, включаючи математичні моделі, комп'ютерне моделювання та моніторинг в реальному часі, дозволяють знизити втрати та підвищити ефективність електричних мереж. Однак для подальшого зниження втрат важливо продовжувати модернізацію інфраструктури та впроваджувати

новітні технології в управлінні розподільними мережами.

1.2 Узагальнена оцінка рівня технологічних втрат в розподільчих мережах

Технологічні втрати в розподільчих мережах залежать від класу напруги, типу мережі (повітряна або кабельна), а також від віку та стану обладнання. У розподільних мережах України втрати енергії мають різні значення в залежності від цих факторів.

У мережах високої напруги 110-150 кВ технологічні втрати є відносно низькими завдяки використанню високоякісних матеріалів, більшому перерізу проводів і високій напрузі, що дозволяє передавати більшу потужність з меншими втратами. Середні втрати в таких мережах коливаються в межах 1-2% від загального обсягу переданої енергії.

Втрата енергії в мережах середньої напруги 10-35 кВ зазвичай становить від 3 до 5% від переданої потужності. Вони є основною ланкою у розподільчій системі, і втрати можуть залежати від стану мережі, типу підстанцій та відстані між ними.

Технологічні втрати в низьковольтних мережах 0,4 кВ можуть досягати 7-10%, оскільки втрати в проводах і трансформаторах значно більші через їх малий переріз і більший струм, що проходить через ці елементи. Особливо великі втрати спостерігаються в густонаселених міських районах через високу щільність споживання.

Види технологічних втрат у розподільних мережах:

Втрати в проводах - це основні втрати, які виникають через опір провідників. У разі повітряних ліній ці втрати можуть бути більшими через більший опір матеріалів (особливо в умовах змінної температури та вологості).

Втрата енергії в трансформаторах виникає в результаті активних і

реактивних втрат, які залежать від конструкції трансформаторів та їх експлуатаційних характеристик.

Втрати на підстанціях: Зумовлені активними втратами в обладнанні, таких як розподільні щити, вимикачі, автоматичні вимикачі тощо.

В Україні технологічні втрати в електричних мережах поділяються на дві основні категорії: втрати у внутрішніх мережах енергопостачальних компаній та втрати в електричних мережах споживачів.

Згідно з даними НКРЕКП (Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг), середні технологічні втрати в електричних мережах України на рівні енергопостачальних компаній оцінюються в межах 9-15% від загального обсягу споживаної електричної енергії, що є досить високим показником для розподільчих мереж.

Втрати можуть бути вищими в сільських районах через менш розвинену інфраструктуру і більш тривалі відстані передачі електричної енергії. В містах, де зосереджене основне споживання, втрати можуть бути нижчими, але вони залежать від зношеності мереж і технічних характеристик трансформаторів.

Повітряні лінії зазвичай мають більші технологічні втрати через вищий опір провідників і більшу ймовірність пошкоджень від погодних умов. У свою чергу, кабельні лінії є більш надійними, але їх вартість і витрати на експлуатацію значно вищі.

Відповідно до публікацій НКРЕКП, середній рівень технологічних втрат у різних енергопостачальних компаніях України виглядає так:

- ДТЕК: Технологічні втрати в мережах компанії можуть коливатися від 8 до 13%, залежно від регіону і типу мереж.
- Укренерго: Це компанія, яка відповідає за транспортування електричної енергії на високих і середніх напругах. Втрати в її мережах становлять близько 2-4%.

- Обленерго (обласні енергетичні компанії): Рівень втрат коливається від 10 до 15%, в залежності від стану мереж, типу ліній (повітряні чи кабельні), а також технічних умов експлуатації.

Втрати також можуть залежати від рівня автоматизації на підприємствах, модернізації мереж, а також від кліматичних умов. Наприклад, в регіонах з високою вологістю і частими дощами втрати через корозію проводів можуть бути вищими.

Технологічні втрати електричної енергії в розподільних мережах України залишаються значною проблемою. Середні рівні втрат складають близько 9-15% в залежності від регіону і типу мереж, зокрема, у великих містах втрати можуть бути меншими завдяки кращій інфраструктурі. Проте для досягнення значного зниження технологічних втрат необхідна модернізація мереж, застосування нових матеріалів і технологій, а також впровадження інноваційних рішень для автоматизації управління та компенсації реактивної потужності.

1.3 Аналіз витрат енергопостачальної компанії

Собівартість транспортування та постачання електричної енергії є важливим чинником, що визначає цінову політику енергопостачальних компаній (ЕК). При розрахунку витрат компанії планують свої ресурси, визначають фактичні витрати та формують калькуляцію виробничих витрат. Структура витрат, що характеризує діяльність ЕК, представлена на рисунку 1.2.

До складу витрат ЕК входить вартість закупівлі електричної енергії, операційні та фінансові витрати. Операційні витрати включають виробничу собівартість енергії (витрати на її передачу та постачання), технологічні втрати енергії, адміністративні витрати та інші витрати, що не пов’язані безпосередньо з виробництвом, передаванням і постачанням електричної

енергії. Виробнича собівартість передавання та постачання енергії, відповідно до методичних рекомендацій [3], охоплює прямі матеріальні витрати (витрати на паливо, воду, енергію, допоміжні матеріали, запасні частини), заробітну плату, відрахування на соціальні потреби, амортизацію основних засобів, втрати електричної енергії та інші витрати.

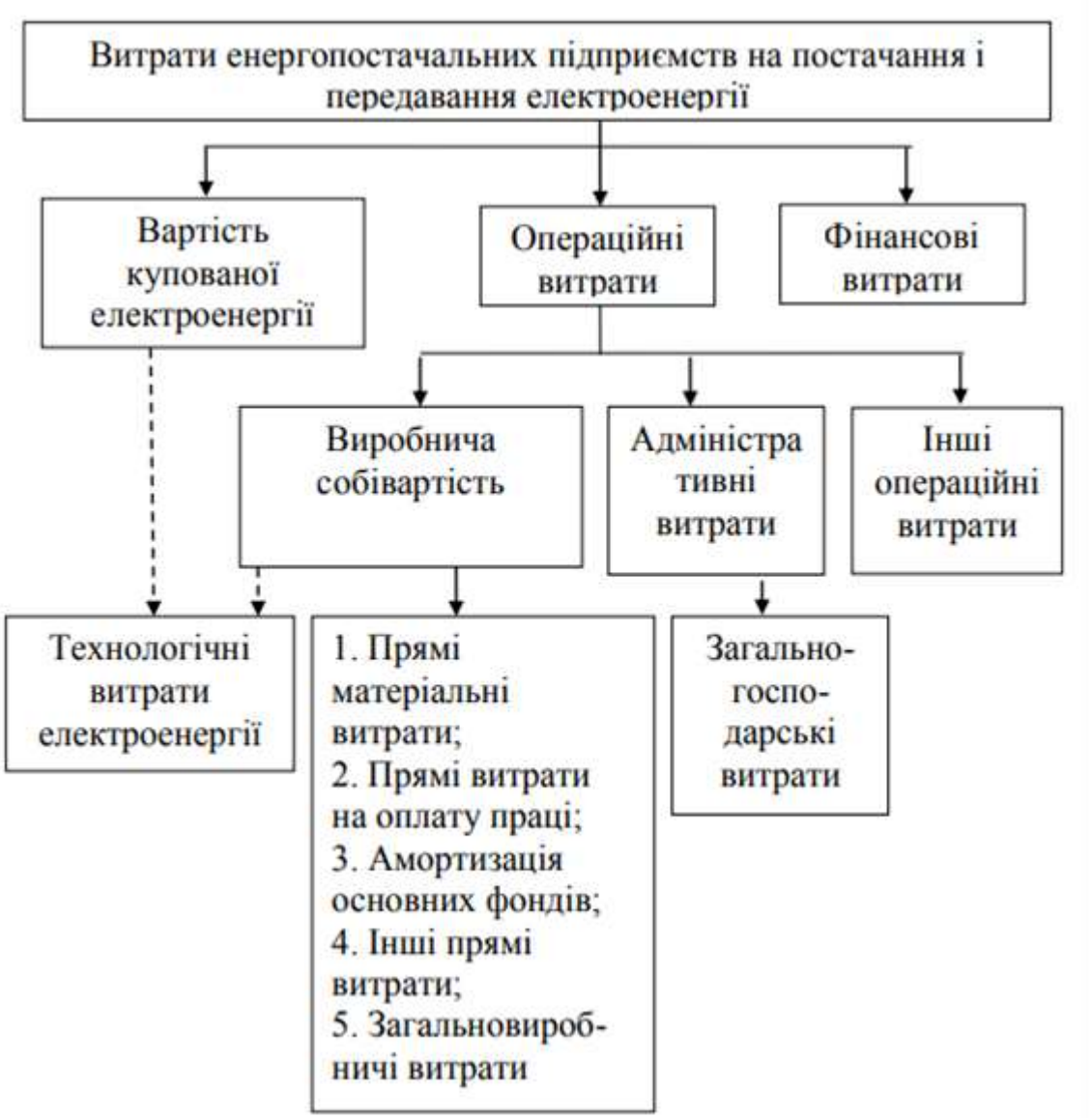


Рис. 1.2. Витрати в енергетичних компаніях

Аналіз структури витрат ПрАТ "Кіровоградобленерго" за 2021 рік демонструє, що технологічні процеси формують істотну частку загальних видатків, що обумовило їх виділення в самостійну категорію витрат [2].

Візуалізація розподілу витрат на транспортування електричної енергії представлена на рис. 1.3 у форматі секторної діаграми. Домінуючу позицію в загальному обсязі видатків займає придбання електроенергії на оптовому ринку, що сягає понад половини всіх витрат (54,5%). Другою за величиною статтею є технологічні втрати електроенергії, які становлять майже чверть усіх витрат (23%). На виробничу собівартість припадає близько п'ятої частини загального обсягу витрат (19%), тоді як управлінські видатки складають найменшу частку - 3,5% від сукупних витрат на передавання енергії.

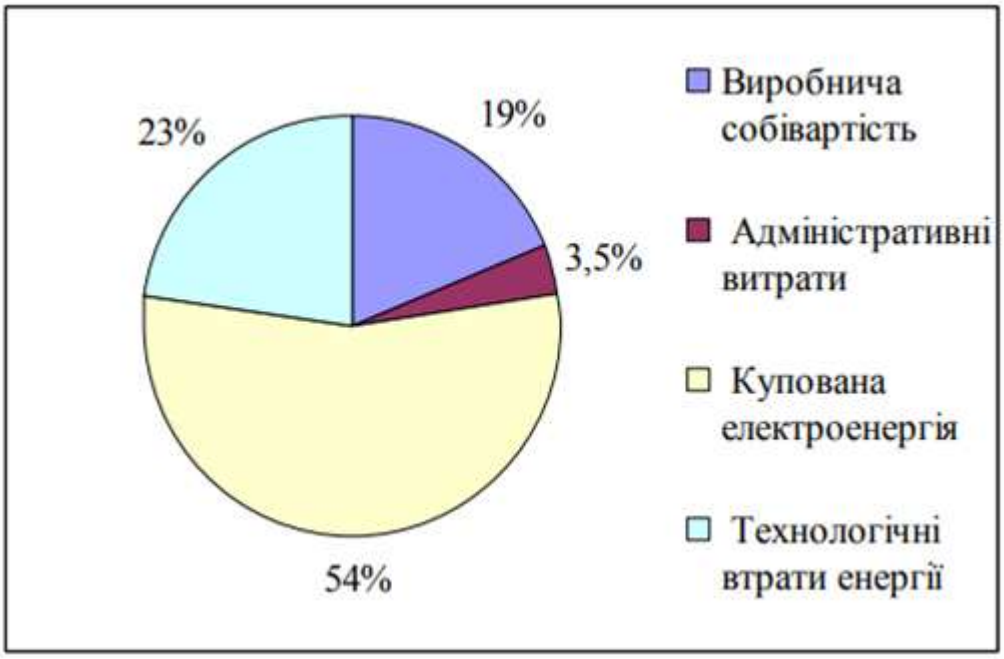


Рис. 1.3. Структура витрат в ПрАТ „Кіровоградобленерго” в 2021 році

Динаміка сукупних витрат демонструє поступове підвищення з різким стрибком у 2021 році, головним чинником якого виступило подорожчання електроенергії на ринку. Водночас, завдяки ефективному менеджменту ПрАТ "Кіровоградобленерго" вдалося досягти послідовного скорочення технологічних витрат на транспортування енергії. Аналіз структури витрат показує, що виробнича собівартість, адміністративні та інші операційні витрати характеризуються як стабільні складові у

загальному кошторисі енергопостачальної компанії. Їх відносна частка у загальній структурі витрат на розподіл та постачання електроенергії залишається відносно стабільною: частка виробничої собівартості продемонструвала зростання з 16,1% у 2010 році до 20,7% у 2019 році, після чого знизилась до 19% у 2020 році. Щодо адміністративних витрат, то їх питома вага практично не змінилася, становлячи 3,3% від загального обсягу витрат на передавання енергії у 2011 році та незначно збільшившись до 3,4% у 2020 році.

У період з 2022 по 2024 роки технологічні втрати електричної енергії в Україні зазнали значних змін порівняно з 2020–2021 роками. Ці зміни були зумовлені військовими діями, пошкодженнями енергетичної інфраструктури, змінами в споживанні електричної енергії та адаптацією енергосистеми до нових умов. Відновлення та модернізація енергетичної інфраструктури, а також інтеграція з європейською енергетичною мережею, сприяли зниженню технологічних втрат у довгостроковій перспективі.

В умовах функціонування енергетичного ринку з уніфікованими тарифами, встановленими НКРЕ, визначення реальної собівартості передачі електроенергії набуває першочергового значення для забезпечення конкурентоспроможності підприємства. За таких обставин саме мінімізація собівартості стає визначальним фактором прибутковості компанії. Головною метою проведення аналізу собівартості є пошук шляхів оптимізації використання виробничих ресурсів та скорочення експлуатаційних витрат при забезпеченні надійного електропостачання споживачів.

Комплексний аналіз собівартості спрямований на вирішення таких стратегічних завдань:

Проведення моніторингу динаміки собівартості з урахуванням історичних показників та оцінка відповідності витрат нормативно-

правовим вимогам, контрактним зобов'язанням та фінансовій дисципліні

Встановлення та дослідження чинників, що призводять до розбіжностей між фактичними та запланованими витратами за різними категоріями та видами діяльності

Ідентифікація потенційних можливостей для оптимізації витрат

Формування обґрунтованої бази для розрахунку оптимальних рівнів витрат та розробки планових калькуляцій

Реалізація цих завдань створює підґрунтя для впровадження ефективної системи управління витратами, що дозволяє приймати обґрунтовані рішення щодо оптимізації операційних процесів.

$$\Delta U_{заг} = (S_ф - S_п) E_ф^{від}$$

де $S_ф, S_п$ артість за 2023 р. і 2022 р. кВт·год. електроенергії;

$E_ф^{від}$ – відпуск електроенергії споживачам(факт).

$$\Delta U_{заг} = (0{,}26 - 0{,}23) 2151{,}954 \cdot 10^6 = +71041{,}421 \text{ тис. грн.}$$

Різниця, що виникає внаслідок змін у постачанні електричної енергії споживачам, обчислюється за допомогою спеціально розробленої математичної формули:

$$\Delta U_{від} = S_п^{пост} (E_п^{від} - E_ф^{від})$$

де $S_п^{пост}$ – частка пост. витрат енергії в 2020 р;

$E_п^{від}$ – відпускна електроенергія до споживачів в 2020 році.

$$\Delta U_{від} = 0{,}055 (1947{,}163 - 2151{,}954) \cdot 10^6 = -11329{,}55 \text{ тис. грн.}$$

На досягнуті результати вплинули різні фактори, серед яких можна виокремити збільшення обсягів постачання електричної енергії до мережі та зниження технологічних і енергетичних витрат для забезпечення виробничих потреб.

Економія, яка була досягнута завдяки зростанню подачі енергії в мережу, складає:

$$\Delta U_{над} = \frac{100 - K_n^{в.л}}{100} \cdot \frac{100 - K_n^{техв}}{100} S_n^{пост} (E_n^{над} - E_ф^{над})$$

де $K_n^{в.л}$, $K_n^{техв}$ – коефіцієнт витрат енергії на потреби виробництва, коефіцієнт технологічних витрат електроенергії в 2020 р.;

Е – генерація електроенергії в 2020 і 2021 р.:

$$\Delta U_{над} = \frac{100 - 0{,}49}{100} \cdot \frac{100 - 20{,}83}{100} 0{,}055(2474{,}932 - 2624{,}49) =$$
$$= -6518{,}067 \text{ тис. грн;}$$

Розрахунок скорочень енергозатрат в технологічних процесах :

$$\Delta U_{тех} = \frac{100 - K_n^{в.л}}{100} \cdot S_n^{пост} (\frac{K_ф^{техв} - K_n^{техв}}{100}) E_ф^{над} =$$
$$= \frac{100 - 0{,}49}{100} \cdot 0{,}055(\frac{17{,}55 - 20{,}83}{100}) 2624{,}49 = -4734{,}018 \text{ тис. грн;}$$

Скорочення витрат енергії у виробництві:

$$\Delta U_{в.л} = S_п^{пост}(\frac{K_ф^{в.л} - K_п^{в.л}}{100})E_ф^{над}\frac{100 - K_ф^{техв}}{100} =$$
$$= 0{,}055(\frac{0{,}45 - 0{,}49}{100})2624{,}49\frac{100 - 17{,}55}{100} = -49{,}461 \text{ тис. грн.}$$

Зміна вартості закупівель електроенергії на РДВ та БРУ вплинули собівартість енергії у споживача:

$$\Delta U_{зак} = (З_ф^{ел} - З_п^{ел})E_ф^{від},$$

де $З_п^{ел}; З_ф^{ел}$ – вартість закупівлі електроенергії

$$\Delta U_{зак} = (0{,}14 - 0{,}112)\cdot 2151{,}954\cdot 10^6 = +68772{,}739 \text{ тис. грн.}$$

3. Динаміка технологічних витрат електроенергії:

$$\Delta U_{техвт} = (T_ф^{ел} - T_п^{ел})\cdot E_ф^{від},$$

де $T_п^{ел}; T_ф^{ел}$ – складові технологічних витрат електроенергії.

$$\Delta U_{техвт} = (0{,}06 - 0{,}063)\cdot 2151{,}954\cdot 10^6 = -5686{,}760 \text{ тис. грн.}$$

Вплив зміни обсягу технологічних втрат - розраховується як різниця між фактичним та базовим обсягом втрат, помножена на базовий тариф

Вплив зміни тарифу - розраховується як добуток фактичного обсягу втрат на різницю між фактичним та базовим тарифом

Загальну зміну витрат як суму впливів обох факторів

Функція повертає результати у вигляді словника з розрахованими значеннями впливу кожного фактора та загальної зміни. Це дозволяє легко

аналізувати, який з факторів мав більший вплив на зміну технологічних витрат.

$$\Delta U_{обс} = Ц_п(Q_ф - Q_п)E_ф^{від},$$

де $Ц_п$ – ціна на електроенергію; $Q_ф$, $Q_п$ – обсяг технологічних витрат електроенергії 2020 років.

$$\Delta U_{обс} = 0{,}238(0{,}214 - 0{,}2648) \cdot 2151{,}954 \cdot 10^6 = -25957{,}208 \text{ тис. грн;}$$

Зростання ціни на електроенергію:

$$\Delta U_{ц.ел} = (Ц_ф - Ц_п) \cdot Q_ф \cdot E_ф^{від},$$

де Цф– фактична ціна електроенергії.

$$\Delta U_{ц.ел} = (0{,}282 - 0{,}238) \cdot 0{,}214 \cdot 2151{,}954 \cdot 10^6 = +20270{,}448 \text{ тис. грн.}$$

Зміна за рахунок постійних витрат:

$$\Delta U_{пост} = U_ф^{пост} - U_п^{пост},$$

де $U_п^{пост}$, $U_ф^{пост}$ постійні витрати 2020 року.

$$\Delta U_{пост} = 127007 - 107722 = +19285 \text{ тис. грн.}$$

Ось перефразований текст зі збереженням основного змісту та підвищеною унікальністю:

Фінансовий аналіз діяльності підприємства показав суттєве зростання виробничих витрат у 2021 році, які перевищили показники 2020 року на 72,042 млн грн.

Детальне дослідження факторів впливу на динаміку собівартості виявило, що домінуючим чинником цього зростання стало збільшення видатків на закупівлю електроенергії, які зросли на 67,783 млн грн. Додатковим фактором подорожчання послуг з електропостачання стало підвищення постійних витрат на 18,7 млн грн, які включають адміністративні, збутові та інші операційні видатки.

Водночас підприємству вдалося частково компенсувати зростання витрат завдяки двом ключовим факторам: оптимізації обсягів постачання електроенергії та зниженню технологічних втрат. Зокрема, завдяки впровадженню енергоефективних заходів у 2011-2014 році вдалося досягти скорочення технологічних втрат на 55,8 млн кВт·год (що становить 3,3%), що забезпечило економію у розмірі 6,7 млн грн. Примітно, що загальний економічний ефект від зменшення технологічних втрат склав 24,957 млн грн, проте через одночасне підвищення тарифів на електроенергію частина цієї економії була нівельована додатковими витратами у розмірі 21,270 млн грн.

1.4 Аналітичний огляд існуючих методів визначення втрат електричної енергії

Електрична енергія є продуктом, що передається за допомогою частини самих елементів системи, і, відповідно, втрати при її транспортуванні є неминучим явищем. Ці втрати обумовлені конструктивними характеристиками мережі та фізичними процесами, які виникають у провідниках під час передачі електричної енергії.

Технологічні витрати електричної енергії в енергомережах складаються з комерційних і технічних (технологічних) втрат [10]. В

ідеальних умовах комерційні втрати електроенергії в електричній мережі, розраховані за допомогою відповідних методів, повинні дорівнювати нулю. Проте в реальних умовах різниця між введеною в мережу енергією та фактичним відпуском, а також технічні втрати, не дорівнюють нулю. Комерційні втрати електроенергії можна поділити на три основні складові [10]. Перша пов'язана з похибками вимірювань енергії, що постачається в мережу і споживається кінцевими користувачами. Друга виникає через заниження обсягу корисного відпуску, викликане дефектами в енергозбутовій діяльності та крадіжками електроенергії. Третя включає ситуації, коли споживачі не оплачують спожиту електричну енергію.

Енергетичні компанії активно впроваджують сучасні облікові прилади в мережах 10–110 кВ, однак через обмежені фінансові ресурси ці пристрої встановлюються тільки в точках комерційного обліку. У розподільних мережах та на підприємствах, де працюють підстанції без обслуговуючого персоналу, інформація про режими роботи визначається лише протягом двох діб через контрольні погодинні записи для максимального та мінімального навантаження. Це обмежує точність отриманої інформації, оскільки обсяг вибірки складає лише 48 годин з 8760 годин робочого часу.

Один з популярних методів оцінки річних втрат електричної енергії в електричних мережах - метод максимальних втрат [13]. Цей метод визначає втрати електричної енергії через величину втрат потужності при максимальному навантаженні за допомогою відповідної формули:

$$\Delta W = \Delta P_{\text{м}} \cdot \tau, \qquad (1.1)$$

де ΔРм - втрати потужності режиму максимальних навантажень,

τ- тривалість максимальних втрат.

У роботі [11] застосовано триступеневий графік визначення втрат ЕЕ:

$$\tau = 2T_{\text{M}} - T + \frac{T - T_{\text{M}}}{1 + \frac{T_{\text{M}}}{T} - \frac{2P_{\min}}{P_{\max}}} \left(1 - \frac{P_{\min}}{P_{\max}}\right)^2,$$

де Т - розрахунковий період (рік), Рмакс і Рмін – відповідно, максимальне та мінімальне навантаження.

Рівняння (1.1) використовується у проектній практиці, воно не враховує залежність часу втрат від форми навантажувальної кривої. Це означає, що для різних графіків може бути одне значення τ, що може призвести до суттєвих розбіжностей у розрахунку втрат.

Низка рівнянь, що використовують аналогічні параметри, наведена в роботах Ю.С. Железка та інших [19]. Проте точність розрахунку втрат електричної енергії в усіх випадках є достатньо високою і досягає 13-15% [31].

Серед недоліків методу часу втрат варто зазначити його неспроможність враховувати вплив реактивного навантаження та динаміку зміни коефіцієнта потужності, а також різницю в конфігураціях графіків. Врахування перших двох факторів здійснюється за допомогою рівняння [18]:

$$\tau = \tau_a \frac{P_{max}^2}{S_{max}^2} + \tau_p \frac{Q_{max}^2}{S_{max}^2},$$

де τа, τр – час макс. втрат від передачі активної та реактивної потужностей.

Недоліком використання часу максимальних втрат є те, що інформація про максимальні значення навантажень часто є неточною через обмежену частоту їх появи. Більш достовірною є інформація про середні навантаження, але тоді для визначення втрат необхідно отримати

еквівалентні значення коефіцієнтів форми графіків групових навантажень.

Другий підхід до визначення втрат електричної енергії базується на використанні методу середніх навантажень [32]. Для розподільних мереж цей метод використовується за формулою:

$$\Delta W = \frac{W^2 K_{ф.а}^2 + W_p^2 K_{ф.р}^{\ 2}}{U^2 T} R, \qquad (1.2)$$

де Т – розрахунковий період (рік), W, Wp – спожита активна та реактивна енергія; Кф.а, Кф.р – коефіцієнти форми графіків навантажень; R – розрахунковий опір мережі.

Одним із недоліків використання часу максимальних втрат є те, що інформація про пикові значення навантажень часто є неточною через обмежену частоту їх появи. Більш надійною є інформація про середні навантаження, проте для визначення втрат у такому випадку необхідно отримати еквівалентні значення коефіцієнтів форми графіків групових навантажень.

Другий підхід до оцінки втрат електричної енергії ґрунтується на застосуванні методу середніх навантажень. Для розподільних мереж цей метод використовується за наступною формулою:

Рівняння (1.2) рекомендовано для нормування та планування втрат у розподільних мережах промислових підприємств, але воно призводить до занижених оцінок втрат порівняно з фактичними значеннями. Це обумовлено тим, що значення, що входять у формулу (1.2), визначаються на основі даних електроспоживання базового періоду, без урахування змін енергомісткості продукції в плановому періоді, таких як заходи з енергозбереження, нове електрообладнання або зміни в режимах роботи, технологічні властивості продукції та інше.

Точність визначення втрат електричної енергії безпосередньо залежить від надійності та повноти вихідної інформації про значення та

характер навантаження. Для мереж промислових підприємств підвищення точності можна досягти завдяки використанню норм споживання. У роботах [30–32] запропоновано обчислювати втрати електричної енергії, враховуючи встановлені норми споживання електроенергії (без втрат), заплановану продуктивність агрегату (цеху) та математичне очікування затрат часу на виробництво одиниці продукції (роботи), з урахуванням передбачуваних змін в енергомісткості продукції (роботи). Формула для оцінки втрат в елементах живлення окремих потужних агрегатів через норми споживання електроенергії може мати вигляд:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{m} \frac{(\omega_{ij} K_{\phi.ij})^2 \left(1 + tg^2 \varphi_{ij}\right) \Pi_{ij} R_i}{U_{ij}^2 t_{o.ij}}, \qquad (1.3)$$

де $K_{\phi.ij}$, $tg\varphi_{ij}$ ефіцієнт форми та КРП і-го агрегату для j-го виду продукції; – приведене значення напруги; U_{ij} · тривалість роботи агрегату; $t_{o.ij}$ – активний опір лінії живленн R_i го агрегату.

Щодо окремих характеристик навантаження агрегатів під час виготовлення конкретної продукції, ці характеристики можливо визначити обчислювальним шляхом на основі технічних параметрів агрегатів, розкладу їх роботи та специфіки режиму навантаження.

Для обчислення приведеної напруги також необхідні значення основних параметрів компонентів електромережі. Застосування індивідуальних норм є складним розрахунковим методом.

Висновки до розділу 1

У цьому розділі було проаналізовано сучасні підходи до оцінки технологічних втрат електричної енергії в розподільних мережах. Розглянуто основні поняття технологічних втрат, їх причини та класифікацію. Встановлено, що втрати електроенергії поділяються на комерційні та технічні, причому останні є невід'ємною частиною процесу передавання електроенергії через фізичні властивості провідників.

Розглянуто методи оцінки втрат, включаючи метод часу максимальних втрат та метод середніх навантажень, які широко застосовуються в практиці. Встановлено, що кожен із цих підходів має свої переваги та обмеження. Зокрема, метод максимальних втрат дозволяє оцінити втрати для режимів пікового навантаження, але його точність залежить від достовірності вихідних даних. Метод середніх навантажень, хоча й забезпечує узагальнену оцінку втрат за середніми параметрами, не враховує динамічних змін у структурі навантаження.

Проведено аналіз застосування нормативних підходів до розрахунків втрат у промислових мережах, зокрема через встановлення індивідуальних норм споживання. Виявлено, що такий підхід є трудомістким, але дозволяє досягти вищої точності за умови повноти вихідних даних. Також наголошено на необхідності модернізації облікових систем у мережах, що сприятиме більш точному визначенню втрат і оптимізації процесу планування.

Таким чином, удосконалення існуючих методів оцінки та впровадження новітніх технологій обліку електроенергії є ключовими чинниками для зниження втрат у розподільних мережах, що особливо актуально в сучасних умовах енергетичної трансформації.

РОЗДІЛ 2

2. МОДЕЛІ І ОЦІНКИ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАХОДІВ ДЛЯ ЗМЕНШЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ

2.1 Математична модель зниження втрат електроенергії в розподільних електричних мережах

У математичних моделях для оцінювання ефективності заходів зі зменшення технологічних втрат цільова функція визначається шляхом мінімізації загальних витрат, які складаються з двох частин. Перша частина характеризує вартість електроенергії без врахування втрат, тоді як друга враховує витрати на технологічні втрати. Необхідність врахування другої складової обумовлена тим, що частка втрат електроенергії в експлуатаційних витратах може перевищувати 30%.

У спрощених випадках матриця вартості втрат потужності може бути отримана як добуток тарифу на електроенергію для заданого класу напруги, матриці вузлових опорів мережі та коефіцієнта форми зведеного графіка навантаження, з урахуванням періоду часу й середнього або номінального значення напруги мережі.

Для скорочення технологічних втрат електроенергії можуть використовуватися чотири основні стратегії. Перша – зниження середніх навантажень шляхом впровадження прогресивних норм споживання електроенергії та новітніх технологій. Друга – вирівнювання графіків навантажень через зміну часу початку технологічних процесів у споживачів-регуляторів. Третя – зменшення витрат на електроенергію завдяки зонним тарифам і переносу навантажень із пікової зони доби в нічний період. Четверта – оптимізація режимів роботи мережі для зниження втрат потужності.

Одним із найрезультативніших підходів є зменшення середніх активних навантажень через застосування інноваційних рішень і зниження енергомісткості виробництва.

Методологія оцінювання ефективності скорочення технологічних втрат електроенергії в електричних мережах має чіткий системний підхід. Загальна методика для визначення ефективності зниження втрат за допомогою компенсації реактивної потужності описана в роботах [47]. Цільову функцію можна подати у вигляді квадратичної моделі, представленої у двох варіантах: через максимальні або середні значення навантажень. Для другого варіанту питома вартість втрат залежить виключно від паливної складової. Це підтверджує, що вибір нерегульованих конденсаторних батарей у мережі доцільно здійснювати лише на основі середніх значень навантажень.

Водночас, через обмеженість використання нерегульованих конденсаторних батарей, для досягнення найкращих рішень у разі вибору регульованих компенсуючих пристроїв (КП) слід враховувати графіки реактивного навантаження споживачів.

Часто використовують підхід, що включає декомпозицію складної мережі на підсистеми з відкритою конфігурацією. Цільова функція створюється для відкритої частини мережі підсистеми, враховуючи витрати на реактивну енергію на її вході (розв'язується оптимізаційна задача з компенсації реактивної потужності). У спрощеному вигляді цільова функція має наступну форму:

$$З = \mathbf{Q}_к{}^t \mathbf{З}_к + (\mathbf{Q}_н - \mathbf{Q}_к)^t \mathbf{З}_0 + \frac{c_m \tau}{U^2}(\mathbf{Q}_н - \mathbf{Q}_к)^t \mathbf{R}(\mathbf{Q}_н - \mathbf{Q}_к) \to \min, \quad (2.1)$$

де Qк – набір КУ, встановлених у вузлах: ; Зк – набір нормованих витрат на встановлення КУ ; Qн – набір РП навантажень вузлів мережі; $З_{01}$,..., $З_{0n}$)*t – набір витрат на реактивну енергію на вході мережі; c_m – вартість

максимальних електроенергетичних втрат; U – усереднє значення напруги в мережі; R – матриця вузлових опорів.

Після математичних перетворень систему лінійних рівнянь прийме вид:

$$\frac{2c_m \tau}{U^2}\mathbf{R}(\mathbf{Q_н} - \mathbf{Q_к}) = \mathbf{З_к} - \mathbf{1}l,$$

де (l) — коефіцієнт Лагранжа, числове значення якого регулює загальний обсяг (Q_k \, призначений для всіх компенсуючих пристроїв. Для оцінювання ефективності компенсації реактивної потужності (КРП) з цього рівняння визначається оптимальний вектор вхідних реактивних потужностей (Q_e = Q_n - Q_k), а також вектор потужностей компенсуючих установок (Q_k). При цьому для кожного споживача обчислюється величина приросту зменшення втрат, яка досягається завдяки встановленню оптимальної потужності компенсуючого пристрою.

$$\boldsymbol{\sigma}_{\mathbf{Q}} = \frac{\partial \Delta P}{\partial \mathbf{Q_к}} = -\frac{2}{U^2}\mathbf{R}(\mathbf{Q_н} - \mathbf{Q_к})$$

Уявімо, що в вузлі КУ з індексом nn не передбачено встановлення пристроїв (Qk=0Q_k = 0), і повторно виконуємо обчислення для решти (n−1n-1) споживачів. Оскільки значення σQ(i=1,...,n−1)\sigma Q(i=1,...,n-1) залишаються сталими (за умови постійності питомих приростів втрат), визначається напрям зміни потужностей КУ порівняно з початковим розв'язком.

Інший підхід до оцінювання ефективності КРП полягає в аналізі втрат, які виникають через відсутність вузла nn в процесі оптимізації. Такий метод дозволяє визначити доцільність монтажу КУ з урахуванням постійних витрат на їхнє встановлення. Для цього розраховується різниця

між мінімальними витратами за умов відсутності та наявності вузла nn в оптимізації.

Проте аналіз ефективності для всіх споживачів електромережі потребує значної кількості ітераційних обчислень.

Найкраще рішення щодо впровадження нового обладнання, інноваційних технологій або прогресивних організаційних методів базується на розробці цільової функції, що враховує різницю між скороченням технологічних витрат та одноразовими матеріальними вкладеннями. За значеннями приростів цієї функції вирішується доцільність реалізації енергозберігаючих заходів для кожного споживача. Сьогодні існують різноманітні методи оцінки економічної ефективності таких заходів.

$$\Phi = \Delta З - \Delta И = \Delta \mathbf{x}^t (\mathbf{c} - \mathbf{a}) + \mathbf{x}^t \mathbf{C} \Delta \mathbf{x} + \Delta \mathbf{x}^t \left[\mathbf{C}(\mathbf{x} - \Delta \mathbf{x}) - \mathbf{B} \Delta \mathbf{x} \right], \qquad (2.2)$$

Головною метою методу є оцінка скорочення функції витрат під час зміни елементів вектора навантаження та встановлення вектора чутливості цільової функції. Такий вектор допомагає ідентифікувати найбільш значущі вузли електромережі, зниження навантаження на які дає найменші витрати. Після аналізу вектора чутливості можна визначити ключових споживачів мережі та обсяги скорочення навантажень, які забезпечують максимальний економічний ефект для всієї системи електропостачання.

Однак цей підхід має недолік: економічний ефект оцінюється лише на рівні всієї системи, і частка вигоди для окремого споживача залишається невідомою. Це ускладнює стимулювання тих споживачів, які витрачають ресурси на реалізацію заходів із енергозбереження.

2.2 Математичні моделі визначення рівня втрат у споживачів

Розроблені моделі для аналізу економічної доцільності зниження втрат в електричних мережах потребують створення концепцій, що дозволяють розподіляти втрати електроенергії серед споживачів. Із запровадженням для користувачів тарифів, які враховують часову диференціацію, споживачі стають активними партнерами у взаємодії з енергетичними організаціями. Для побудови другої складової цільової функції у вигляді матриці витрат технологічних втрат електроенергії необхідно створити моделі, які враховують графіки споживання енергії різних користувачів. Це сприяє ефективному стимулюванню заходів із зменшення втрат електроенергії. За відсутності повної інформації щодо технологічних втрат, зумовлених навантаженнями конкретних користувачів, неможливо впроваджувати систему заохочення для економії електроенергії в години пікового завантаження енергосистеми чи для перенесення споживання на періоди мінімального навантаження.

Найпростішим методом є пропорційний розподіл, за яким загальні втрати розподіляються відповідно до активного або реактивного споживання. Якщо не враховувати відстань між споживачами, це можна здійснити, додаючи вартість втрат у собівартість електроенергії.

У дослідженні Дерзського В.Г. обґрунтовано доцільність розподілу втрат пропорційно квадратам потоків активної та реактивної енергії, враховуючи коефіцієнти нелінійності втрат. Це базується на тому, що втрати, пропорційні квадрату навантаження, слід розподіляти між споживачами у відповідності до квадратів їхніх навантажень. У дослідженні [43] показано, що використання квадратичного підходу для розподілу втрат між споживачами, які підключені до спільної лінії з опором R, дозволяє визначити втрати потужності для користувача із навантаженням Pj наступним чином:

$$\Delta P_j = \frac{P_j^2}{U_j^2} R n_e,$$

де n_e – ефективне число споживачів, що живляться від лінії

При аналізі формул для пропорційного та квадратичного методів розподілу втрат видно, що при пропорційному підході споживачі з невеликою потужністю опиняються в менш вигідних умовах. Іншими словами, чим менше навантаження споживача, тим більша частка втрат йому приписується порівняно із фактичними втратами. Якщо розглядати квадратичний метод як природний, то пропорційний підхід фактично субсидує споживачів із високими навантаженнями за рахунок менш потужних. І навпаки, якщо вважати пропорційний метод правильним, тоді квадратичний спосіб створює сприятливіші умови для слабших споживачів, а сильнішим доводиться враховувати більші втрати. Ці два підходи можна визначити як "прямий" і "зворотний" механізми субсидування користувачів.

Не зважаючи на те, який із методів є більш доцільним чи природним, в Україні на сьогодні використовується модель субсидування потужних споживачів через пропорційний розподіл втрат електроенергії шляхом включення цих витрат у роздрібний тариф.

Основним недоліком нелінійних методів розподілу є їх відносна складність, що потребує застосування обчислювальної техніки та сучасних систем контролю й обліку.

Математичні моделі для розподілу втрат потужності в електричних мережах будь-якої топології, враховуючи різні підходи до розподілу та графіки навантажень споживачів.

Для реалізації пропорційного розподілу втрат між користувачами відповідно до їх навантаження використовується наступна формула:

$$\Delta \mathbf{P} = \frac{10^{-3}}{U_н^2}(\mathbf{P}^{Д}\mathbf{R}\mathbf{P} + \mathbf{Q}^{Д}\mathbf{R}\mathbf{Q}), \quad (2.4)$$

де ΔР – вектор-стовпець втрат активної потужності*; Рд, Qд – діагональні матриці; Р, Q – вектори-стовпці навантажень; R – матриця вузлових активних опорів; Uн – номінальна напруга мережі.

Рівняння (2.4) можна представити:

$$\Delta \mathbf{P} = \frac{10^{-3}}{U_н^2}\left(\mathbf{P}_R^2\mathbf{1} + \mathbf{Q}_R^2\mathbf{1}\right), \quad (2.5)$$

де 1 – одиничний стовпець-вектор; $\mathbf{P}_R^2, \mathbf{Q}_R^2$ – матриці, що містять елементи, сформовані як добуток відповідних значень матриць активних і реактивних навантажень споживачів разом із матрицею вузлових опорів.

При використанні формул (2.4-2.7), втрати потужності в спільних елементах живлення розподіляються пропорційно до спожитої потужності з урахуванням електричного опору (відстані) до кожного зі споживачів. Якщо електрична відстань до окремих споживачів не враховується, тоді вираз (2.5) можна перетворити у наступний вигляд:

$$\mathbf{P}_R^2 = \begin{bmatrix} p_{11}R_{11} & p_{12}R_{12} & \cdots & p_{1n}R_{1n} \\ p_{21}R_{21} & p_{22}R_{22} & \cdots & p_{2n}R_{2n} \\ \cdots\cdots & \cdots\cdots & \cdots & \cdots\cdots \\ p_{n1}R_{n1} & p_{n2}R_{n2} & \cdots & p_{nn}R_{nn} \end{bmatrix}; \quad (2.6)$$

$$\mathbf{Q}_R^2 = \begin{bmatrix} q_{11}R_{11} & q_{12}R_{12} & \cdots & q_{1n}R_{1n} \\ q_{21}R_{21} & q_{22}R_{22} & \cdots & q_{2n}R_{2n} \\ \cdots\cdots & \cdots\cdots & \cdots & \cdots\cdots \\ q_{n1}R_{n1} & q_{n2}R_{n2} & \cdots & q_{nn}R_{nn} \end{bmatrix}, \quad (2.7)$$

де $p_{ij}=P_iP_j$ $q_{ij}=Q_iQ_j$, $i=\overline{1,n}$, $j=\overline{1,n}$ – елементи матриць

навантажень відповідно P^2, Q^2; R_{ij} – елементи матриці опорів електричної мережі.

Для досягнення більш точного визначення втрат з урахуванням коваріації графіків навантажень при обчисленні коефіцієнтів у формулах (2.6-2.7), варто застосувати формулу (2.8).

У випадку, якщо електричну відстань до кожного споживача не враховувати, вираз (2.5) можна переписати наступним чином:

$$\Delta \mathbf{P} = \frac{10^{-3} R_e}{U_{\text{н}}^2} \left(\mathbf{P}^2 \mathbf{1} + \mathbf{Q}^2 \mathbf{1} \right),$$

де Re – еквівалентний опір мережі.

Для більш точного визначення втрат із врахуванням коваріації графіків навантажень використовують наступні формули:

$$p_{ij} = \frac{1}{T} \int_0^T P_i(t) P_j(t) dt; \qquad q_{ij} = \frac{1}{T} \int_0^T Q_i(t) Q_j(t) dt \ , \tag{2.8}$$

де T – розрахунковий період (доба, тиждень, місяць, рік).

У такому разі втрати розподіляються пропорційно спожитій електричній енергії з урахуванням графіків навантажень. Формули (2.8) представляють собою другі статистичні моменти навантажень споживачів, що дає змогу подати формулу для розподілу втрат електроенергії між споживачами наступним чином:

$$\Delta \mathbf{W} = \frac{10^{-3}}{U^2_{\text{н}}} \left[\left(\overline{\mathbf{P}}_R^2 + \mathbf{K}_{PR}^2 \right) \mathbf{1} + \left(\overline{\mathbf{Q}}_R^2 + \mathbf{K}_{QR}^2 \right) \mathbf{1} \right] T \ , \tag{2.9}$$

де $\overline{\mathbf{P}}_R^2, \overline{\mathbf{Q}}_R^2$ – матриці для формування використано середні значення потужностей $\mathbf{P}_R^2, \mathbf{Q}_R^2$;

$\mathbf{K}_{PR}^2, \mathbf{K}_{QR}^2$ - коваріаційні матриць вузлових опорів.

Питання ефективного розподілу втрат електричної енергії можна охарактеризувати як ситуацію, що залежить від конкретних умов. Для розподілу втрат, які виникають через передачу активної потужності, зазвичай застосовується пропорційний підхід, тоді як для втрат, що виникають через передачу реактивної потужності, можуть використовуватися як пропорційні, так і нелінійні методи.

При нелінійному розподілі втрат необхідно враховувати електричну відстань до споживачів. Цей метод може бути корисним, наприклад, для споживачів енергомістких об'єктів, які перевищують встановлені норми споживання електроенергії. В такому випадку об'єкти з високим енергоспоживанням опиняються в менш вигідних умовах, що мотивує їх вживати заходи для зниження навантаження на мережу.

Таким чином, використання нелінійних методів розподілу втрат може виступати інструментом для регулювання ефективності транспортування енергії.

Однак цей підхід вимагає складних розрахунків із залученням великих масивів даних, що можливо реалізувати тільки за допомогою автоматизованих систем обробки.

Тому важливим етапом впровадження нелінійних розподілів є оснащення розподільних мереж сучасними пристроями обліку, які здатні збирати графіки навантажень у реальному часі та автоматично передавати їх до комп'ютерних систем для подальшого аналізу.

2.3 Підходи до управління енергоефективністю для зменшення технологічних втрат

У глобальній практиці все частіше впроваджуються системи контролю та оптимізації електроспоживання. Ключова ідея полягає у персоналізованій відповідальності керівників за енергоефективність в їхніх підрозділах. Така система характеризується стабільністю процесу моніторингу та управління.

Основною метою є перевірка ефективності витрачання енергоресурсів для досягнення цілей компанії, при цьому необхідно забезпечити, щоб втрати електроенергії не перевищували встановлені норми. Цей контроль відноситься до управлінського типу, ґрунтуючись на обліку електроенергії. Розглянемо цю проблему детальніше.

Графіки навантаження на підприємствах і окремих споживачів характеризуються значною нерівномірністю, що ускладнює розрахунок втрат електроенергії. Оптимальні втрати виникають при ідеальному режимі споживання і є необхідними для технологічних процесів. Такі втрати вважаються оптимальними.

Втрати, що виникають при стабільному навантаженні, називаються основними. В разі будь-яких відхилень від сталого графіка навантаження виникають додаткові втрати.

Ще однією складною задачею є визначення і розподіл втрат електроенергії між споживачами або групами споживачів. Оскільки технологічні втрати при передачі електричної енергії мають нелінійну залежність від навантажень, ці втрати можуть розподілятися як за лінійними, так і за нелінійними залежностями. Р

Розрахунок втрат у мережах 10 кВ є особливо складним, оскільки такі мережі мають магістральний характер і відрізняються високою розгалуженістю та великою кількістю споживачів.

Розглянемо приклад розподілу втрат електричної енергії між споживачами з урахуванням електричної відстані у магістральній мережі 10 кВ (рис. 2.1), де активні опори вузлів: R1 = 2,1 Ом; R2 = 1,2 Ом; R3 = 1,20 Ом; R4 = 1,21 Ом; R5 = 1,51 Ом. Середні реактивні навантаження вузлів складають: =0,11 Мвар; =0,21 Мвар; =0,31 Мвар.

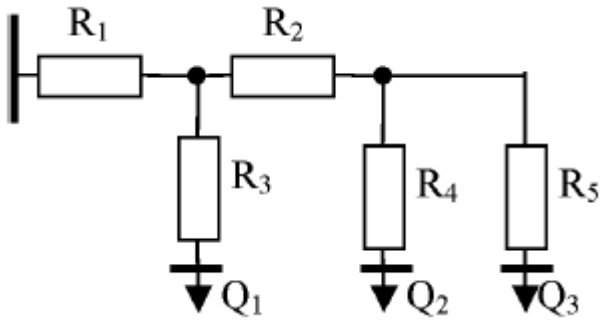


Рис. 2.1. Схема заміщення розподільної мережі

Для обраної схеми вузлові активні опори та квадратичні значення середніх реактивних навантажень представимо у виді:

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} 3{,}2 & 2 & 2 \\ 2 & 4{,}2 & 3 \\ 2 & 3 & 4{,}5 \end{bmatrix} \text{Ом}; \quad \overline{\mathbf{Q}}^2 = \begin{bmatrix} 1 & 2 & 3 \\ 2 & 4 & 6 \\ 3 & 6 & 9 \end{bmatrix} \cdot 10^4 \text{ квар}^2.$$

Звідки, матриця для розрахунку реактивних навантажень у вузлах схеми:

$$\overline{\mathbf{Q}}_R^2 = \begin{bmatrix} 3{,}2 & 4 & 6 \\ 4 & 16{,}8 & 18 \\ 6 & 18 & 40{,}5 \end{bmatrix} \cdot 10^4.$$

Розподіл втрат електроенергії між вузлами визначаються за формулою:

$$\Delta \mathbf{W} = \begin{bmatrix} 1{,}32 & 3{,}88 & 6{,}45 \end{bmatrix}^t \cdot 24 \text{ кВт·год.},$$

Результат цієї матриці протягом доби складе 280,2 кВт*год. Порівняємо розподіл втрат електричної енергії між споживачами, враховуючи їх графіки навантажень.

Графіки середніх змінюваних реактивних навантажень для споживачів, які працюють в одну, дві або три зміни, представлені на рис. 2.2. Втрати, що виникають через нерівномірність графіків навантажень протягом зміни, будемо ігнорувати.

У разі необхідності врахування нерівномірності навантаження можна звернутися до досліджень, в яких розглядаються кореляційні методи оцінки втрат електричної енергії в промислових мережах в контексті оптимізації формування графіків навантаження для зменшення втрат. Також вивчаються просторово-кореляційні зв’язки між навантаженнями електроприймачів, які живляться від магістральної мережі, та величиною втрат електроенергії в цій мережі.

На основі аналізу кореляційних зв'язків була отримана наступна формула:

$$K_{ф} = K_{ф.с} \cdot k_{ф.е},$$

де Кф.с – коефіцієнт що описує форму усередненого змінного графіка навантаження; kф.е – середній за зміну коефіцієнт форми.

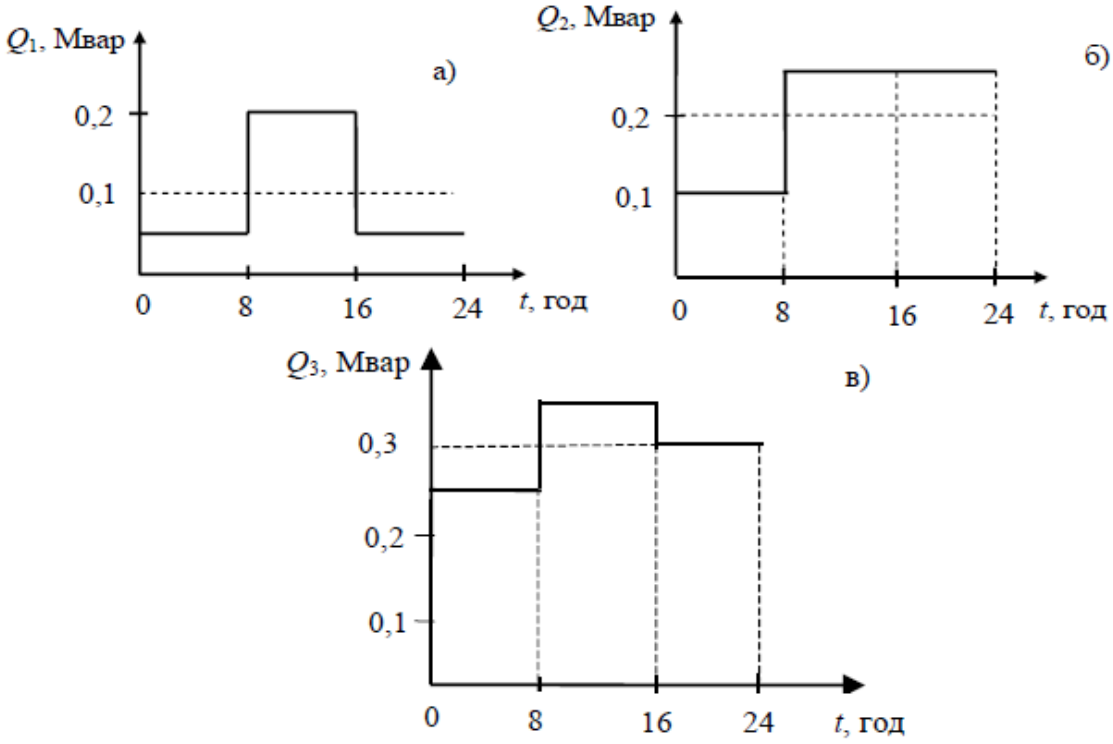


Рис. 2.2. Добові графіки реактивних навантажень

коваріаційну матрицю для реактивних навантажень можна представити:

$$\mathbf{K}_Q = \begin{bmatrix} 0{,}5 & 0.25 & 0{,}25 \\ 0{,}25 & 0{,}005 & 0{,}25 \\ 0{,}25 & 0{,}25 & 0{,}16(6) \end{bmatrix} \cdot 10^4 \text{ квар}^2.$$

Для визначення втрат енергії створимо розрахункові матриці:

$$\overline{\mathbf{Q}}_R^2 = \begin{bmatrix} 3{,}2 & 4 & 6 \\ 4 & 16{,}8 & 18 \\ 6 & 18 & 40{,}5 \end{bmatrix} \cdot 10^4; \quad \mathbf{K}_{QR}^2 = \begin{bmatrix} 1{,}6 & 0{,}5 & 0{,}5 \\ 0{,}5 & 2{,}1 & 0{,}75 \\ 0{,}5 & 0{,}75 & 0{,}75 \end{bmatrix} \cdot 10^4.$$

Звідки розподіл втрат електроенергії між розрахунковими вузлами схеми визначається:

$$\Delta \mathbf{W} = \left[1{,}58 \quad 4{,}215 \quad 6{,}85\right]^t \cdot 24 \text{ квт·год.}$$

Загальні розрахункові втрати за добу складають 314 кВт*год, що на 7,95 % більше порівняно з попередніми втратами, розрахованими на основі середніх добових навантажень.

Якщо вартість коваріаційної складової втрат збільшити в декілька разів порівняно з витратами, розрахованими на основі середніх навантажень, такий організаційний захід може суттєво вплинути на споживачів, зокрема на тих, у кого спостерігається нерівномірність графіка навантаження.

$$\Delta \mathbf{W_К} = \left[0{,}26 \quad 0{,}335 \quad 0{,}4\right]^t \cdot 24 \text{ квт·год.,}$$

Це створює можливості для ефективного стимулювання зниження втрат через вирівнювання графіків навантажень. Тепер давайте здійснимо розрахунок втрат у розподільчій мережі 10 кВ на підстанції. Вихідні дані представлені в таблиці 2.1.

Таблиці 2.1 - Розрахунок втрат в мережі 10 кВ

Назва споживача	Навантаження в години „нічного провалу”		Навантаження в напівпікові години доби		Навантаження в пікові години доби	
	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар
с. Мощане	0,3636	0,1515	0,4545	0,1818	0,7171	0,2929
с. Виноградівське	1,1716	0,4747	1,4443	0,5858	1,8079	0,7373
Насосна	0,0909	0,0404	0,1818	0,7272	0,1818	0,0707
завод радіо-апаратури	0,18	0,07	0,36	0,15	0,18	0,07

Продовження таблиці 2.1.

Назва споживача	Навантаження в години „нічного провалу”		Навантаження в напівпікові години доби		Навантаження в пікові години доби	
	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар
завод „Радій”	0,09	0,04	0,09	0,04	0,09	0,04
ТП№ 543	0,3636	0,1515	0,6262	0,2626	0,7171	0,2929
ТП №581	0,8989	0,3636	1,0807	0,4444	1,2625	0,5151
РП №37	0,7171	0,2929	0,8989	0,3636	1,4443	0,5858
Автовокзал	0,9898	0,404	2,8886	1,1716	2,525	1,0302
ТТУ	0,1818	0,0707	0,3636	0,1515	0,3636	0,1515
Тягове навантаження	0,0909	0,3737	0,3636	0,1515	0,1818	0,0707
смт. Іванівка	0,3636	0,1515	0,5454	0,2222	0,6262	0,2626
РП№5	0,1818	0,0707	0,3636	0,1515	0,3636	0,1515
ТП №671	0,8989	0,3636	1,2625	0,5151	1,4443	0,5858
ТП №556	0,4545	0,1818	0,5454	0,2222	0,7171	0,2929

Вхідними даними є навантаження споживачів підстанції під час "нічного провалу", "напівпіку" та "піку". Добові втрати, які припадають на споживачів, в трансформаторі Т-1 з потужністю 16 МВ·А підстанції "Розвідка", обчислені в програмному середовищі MathCad, представлені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2. Добові втрати від споживачів

Назва споживача	Середні втрати, кВт·год./добу			Коваріаційна складова, кВт·год./добу		
	ΔW_C	$\Delta W_C(P)$	$\Delta W_C(Q)$	ΔW_K	$\Delta W_K(P)$	$\Delta W_K(Q)$
с.Мощане	49,11	42,11	7,00	2,87	2,44	0,42
с.Виноградівське	141,37	121,22	20,15	5,30	4,57	0,75
Насосна	14,42	12,41	2,02	0,96	0,85	0,11
завод „Радій”	8,7	7,42	1,27	0	0	0
ТП № 543	54,83	46,99	7,85	3,39	2,97	0,42
ТП № 581	103,93	89,08	14,85	3,08	2,66	0,42

Продовження таблиці 2.2

Назва споживача	Середні втрати, кВт·год./добу			Коваріаційна складова, кВт·год./добу		
	ΔW_C	$\Delta W_C(P)$	$\Delta W_C(Q)$	ΔW_K	$\Delta W_K(P)$	$\Delta W_K(Q)$
РП № 37	98,10	84,10	14,00	5,63	4,78	0,85
Автовокзал	204,89	175,73	29,17	16,97	14,53	2,44
ТТУ	28,85	24,71	4,14	1,91	1,60	0,32
Тягова навантаж.	20,26	17,29	2,97	1,48	1,27	0,21
смт. Іванівка	49,11	42,11	7,00	2,44	2,12	0,32
РП №5	28,85	24,71	4,14	1,91	1,60	0,32
ТП № 671	115,38	98,95	16,44	4,99	4,24	0,75
ТП № 556	54,83	46,99	7,85	2,23	1,91	0,32

Проведений аналіз дозволяє визначити доцільність та пріоритетність впровадження специфічних енергозберігаючих заходів для різних категорій споживачів та забезпечити їх ефективну реалізацію. Показовим прикладом оптимального енергоспоживання виступає завод "Радій", де завдяки впровадженню трьохзмінного режиму роботи досягнуто збалансованого використання енергоресурсів. Натомість комплекс "Автовокзал" демонструє неефективну модель споживання через значні коливання у графіку навантаження.

При формуванні механізмів персоналізованого стимулюючого регулювання критично важливим є врахування фінансових затрат, які виникають у споживачів при оптимізації графіків електроспоживання.

Комплексний підхід до зниження енерговитрат візуально представлений на рис. 2.3 у вигляді структурної схеми організаційних заходів. Ефективна система стимулювання та регулювання енергозбереження має інтегрувати три ключові компоненти: адміністративні, економічні та суспільні інструменти, які формують єдину індикативну систему управління скороченням втрат електроенергії в промислових мережах.

Серед першочергових адміністративних ініціатив варто виділити:

формування спеціалізованих підрозділів з управління енергозбереженням, відповідальних за розробку та імплементацію енергоефективних програм; модернізацію системи моніторингу споживання енергоресурсів та вдосконалення механізмів енергоменеджменту; оптимізацію внутрішньої системи статистичної звітності щодо виконання річних програм енергозбереження; розвиток нормативно-правової бази у сфері енергоефективності.

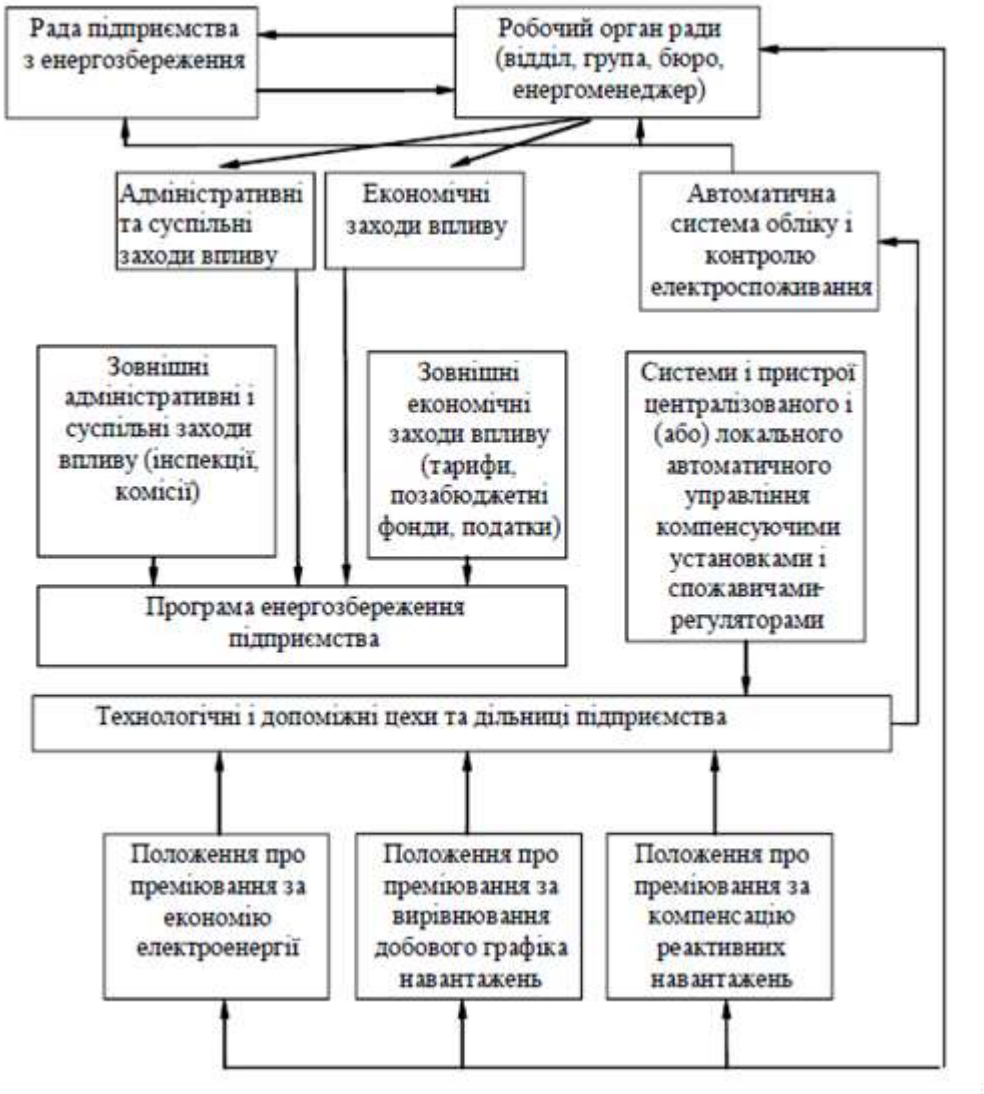


Рис. 2.3. Схема заходів направлених на зменшення витрат електроенергії

У сфері внутрішньої економічної політики підприємства доцільно впровадити комплекс стимулюючих механізмів, зокрема: розробку системи матеріального заохочення персоналу за активну участь у реалізації енергоефективних проектів; формування диференційованої системи преференцій за досягнення показників економії енергоресурсів; запровадження механізму фінансової відповідальності за недотримання встановлених нормативів енергоспоживання.

Щодо зовнішніх економічних інструментів впливу, ключовими елементами виступають: програми безповоротної фінансової допомоги; гнучке управління термінами погашення зобов'язань; забезпечення доступу до пільгового та безвідсоткового кредитування для реалізації енергоощадних проектів; впровадження спеціальних тарифних планів, що стимулюють енергозбереження; застосування прискорених схем амортизації енергоефективного обладнання; оптимізація тарифної політики у сфері електро- та теплопостачання; використання податкових інструментів регулювання.

Висновки до розділу 2

У другому розділі проведено комплексне дослідження методів та моделей оцінки ефективності заходів зі зменшення технологічних втрат в електричних мережах. За результатами дослідження можна зробити наступні висновки:

Розроблено та обґрунтовано математичну модель підвищення ефективності зниження технологічних втрат електроенергії в розподільних мережах, яка дозволяє оптимізувати процес виявлення та усунення джерел втрат. Модель враховує ключові фактори впливу на формування технологічних втрат та надає можливість прогнозувати ефективність впровадження енергозберігаючих заходів.

Досліджено математичні моделі визначення втрат від споживачів, що дозволяють здійснювати детальний аналіз структури споживання електроенергії та виявляти найбільш проблемні ділянки мережі. Запропоновані моделі забезпечують можливість оцінки впливу окремих споживачів на загальний рівень технологічних втрат та розробки персоналізованих заходів з енергозбереження.

Запропоновано удосконалену систему управління енергоефективністю, спрямовану на зменшення технологічних втрат в електричних мережах. Система включає комплекс адміністративних, економічних та технічних заходів, що забезпечують системний підхід до вирішення проблеми втрат електроенергії. Впровадження цієї системи дозволяє досягти стійкого зниження технологічних втрат та підвищення загальної ефективності функціонування електричних мереж.

Доведено, що ефективне впровадження запропонованих методів та моделей вимагає комплексного підходу, який поєднує технічні рішення з організаційними заходами та економічними стимулами. Такий підхід забезпечує максимальну результативність заходів зі зменшення

технологічних втрат та сприяє досягненню довгострокових цілей енергоефективності.

Встановлено, що успішна реалізація заходів зі зменшення технологічних втрат потребує постійного моніторингу та оцінки їх ефективності, а також своєчасного коригування стратегії на основі отриманих результатів. Це дозволяє забезпечити гнучкість та адаптивність системи управління енергоефективністю відповідно до змін умов експлуатації електричних мереж.

РОЗДІЛ 3
3. МОДЕЛЮВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬЧІЙ МЕРЕЖІ

3.1 Програмні засоби для визначення втрат електроенергії

Функціональне призначення програмного комплексу "ВТРАТИ" охоплює наступні можливості:

Виконання розрахунків стаціонарних режимів у розподільних електромережах 10(6) кВ з можливістю моделювання різних експлуатаційних станів (нормального, аварійного, ремонтного тощо), враховуючи специфіку неповних вхідних даних та представлення мереж 0,4 кВ через еквівалентні опори;

Моделювання післяаварійних та ремонтних станів мереж 10(6) кВ з детальним аналізом параметрів кожного елемента системи;

Обчислення усталених режимів у розподільних мережах 0,4 кВ на основі поопорних схем із врахуванням розподілу навантаження за фазами;

Симуляція післяаварійних та ремонтних режимів мереж 0,4 кВ з можливістю поелементного аналізу ключових параметрів;

Визначення технічних втрат потужності та електроенергії в розподільних мережах 10(6)-0,4 кВ з їх структурною декомпозицією при обмеженому обсязі вхідних даних.

Методичною основою розрахунків виступає галузевий нормативний документ ГНД 34.09.204-2004 "Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зменшення". Оцінка втрат навантаження базується на поелементному розрахунку. Навантаження вузлів може визначатися через потужності на підстанціях 10(6)/0.4 кВ, коефіцієнти завантаження трансформаторів або струми головної ділянки фідера. При використанні струмових параметрів здійснюється конвертація відпущеної електроенергії (середньої

потужності) у потужності вузлів з урахуванням заданих коефіцієнтів завантаження та особливостей структури енергоспоживання.

Розрахунок втрат потужності здійснюється на основі аналізу усталених режимів мережі. Для обчислення втрат електроенергії за звітний період використовуються параметри характерного режиму (середні навантаження) та відповідна тривалість звітного періоду. Програмний модуль ВТРАТИ-10/0.4:

Розрахункові можливості програмного комплексу включають:

Моделювання усталених режимів та обчислення втрат потужності й електроенергії в розподільних мережах 10(6) кВ з масштабними можливостями обробки даних: до 200 вузлів та 200 віток на кожен фідер. При цьому загальна кількість фідерів та підстанцій у розрахунковій схемі обмежується лише обчислювальною потужністю комп'ютера;

Проведення аналітичних розрахунків нормального режиму функціонування електромереж 10(6) кВ із замкненою топологією;

Реалізацію ймовірнісної оцінки втрат електроенергії в умовах обмеженої достовірності та неповноти вхідних даних про експлуатаційні режими розподільних електромереж;

Застосування методу еквівалентних опорів для розрахунку втрат електроенергії в мережах 0,4 кВ;

Здійснення детальних розрахунків режимів та втрат електроенергії в мережах 0,4 кВ на основі поопорних схем.

Унікальною характеристикою програмного забезпечення є функціонал розрахунку втрат електроенергії на базі графіків навантаження з можливістю інтеграції даних із зовнішніх джерел, включаючи показники електронних лічильників. Система також забезпечує автоматизований облік змін конфігурації мережі, зокрема відключення чи підключення окремих елементів (підстанцій, ліній) та фрагментів схеми під час

проведення розрахунків.

Топологічне відображення розподільної мережі РЕМ у програмному середовищі відтворює її реальну структуру з високою точністю. Архітектура мережі структурована за ієрархічним принципом: спочатку виділяються підстанції 110(35)/10(6) кВ, від шин 10(6) кВ яких живляться відповідні фідери. Для шин 10(6) кВ кожної підстанції визначається набір ключових характеристик:

Унікальний цифровий ідентифікатор шини, що забезпечує її однозначне розпізнавання в загальній схемі;

Індивідуальна назва підстанції;

Фактичний рівень напруги на шинах 10(6) кВ, визначений у кіловольтах;

Часовий інтервал звітного періоду для обчислення втрат електроенергії (у годинах);

Кількісні показники електроенергії, відпущеної з шин 10(6) кВ протягом звітного періоду (у кіловат-годинах).

За відсутності даних про тривалість звітного періоду програма автоматично переходить у режим розрахунку втрат потужності, при цьому показники втрат електроенергії відображатимуться як нульові. Система постійно здійснює моніторинг балансу електроенергії на підстанції 110(35)/10(6) кВ. У разі відсутності інформації про обсяг відпущеної електроенергії з шин, її величина обчислюється на основі контрольних замірів струмів або обліку електроенергії на фідерах 10(6) кВ. При цьому користувач отримає інформаційне повідомлення про відсутність даних щодо надходження електроенергії на вводі 10(6) кВ конкретної підстанції, а аналіз дисбалансу буде призупинено.

Для коректної роботи системи кожен фідер, що отримує живлення від шин 10(6) кВ підстанції, повинен містити інформацію про свою назву

та один із параметрів: або значення контрольних замірів струмів у початковій точці фідера, або обсяг відпущеної електроенергії за звітний період.

Показники струму фідера включають:

Пікове значення струму - максимальна величина, зареєстрована вимірювальними приладами впродовж контрольного періоду, що зазвичай становить одну добу

Найнижче значення струму - мінімальний показник, зафіксований обладнанням фідера за аналогічний часовий проміжок

Усереднений показник струму обчислюється шляхом додавання всіх зареєстрованих значень та ділення суми на загальну кількість проведених вимірів

Сумарний обсяг електричної енергії, що надійшла у фідер за звітний інтервал. Для підвищення точності обчислень на підстанціях 10/0.4 кВ враховуються такі додаткові параметри:

Рівень навантаження трансформаторного обладнання (за наявності даних)

Показники активної та реактивної потужності, що генерується, якщо вузол представляє собою шини теплоелектроцентралі або містить компенсаційне обладнання для реактивної потужності

Зведений опір мережі напругою 0.4 кВ, що живиться від трансформаторної підстанції 10/0.4 кВ, який враховує втрати потужності, енергії та максимальне падіння напруги

Введення значення еквівалентного опору здійснюється через спеціальний інтерфейс, де можна зазначити кількісні та якісні характеристики мережі. Після обчислення, отримане значення Rек заноситься у відповідну позицію таблиці вихідних параметрів.

Елементами схеми мережі виступають лінії електропередачі 10 кВ та комутаційне устаткування (вимикачі різних типів, роз'єднувачі). Кожен елемент мережі ідентифікується унікальною парою номерів початкового

та кінцевого вузлів. Для оптимізації процесу внесення даних, враховуються лише ті комутаційні пристрої, які реально задіяні у процесі перемикань.

Дані про підстанції 110(35)/10(6) кВ вносяться та відображаються у центральному вікні програмного забезпечення в секції "Інформація про підстанції" (див. рис. 3.1).

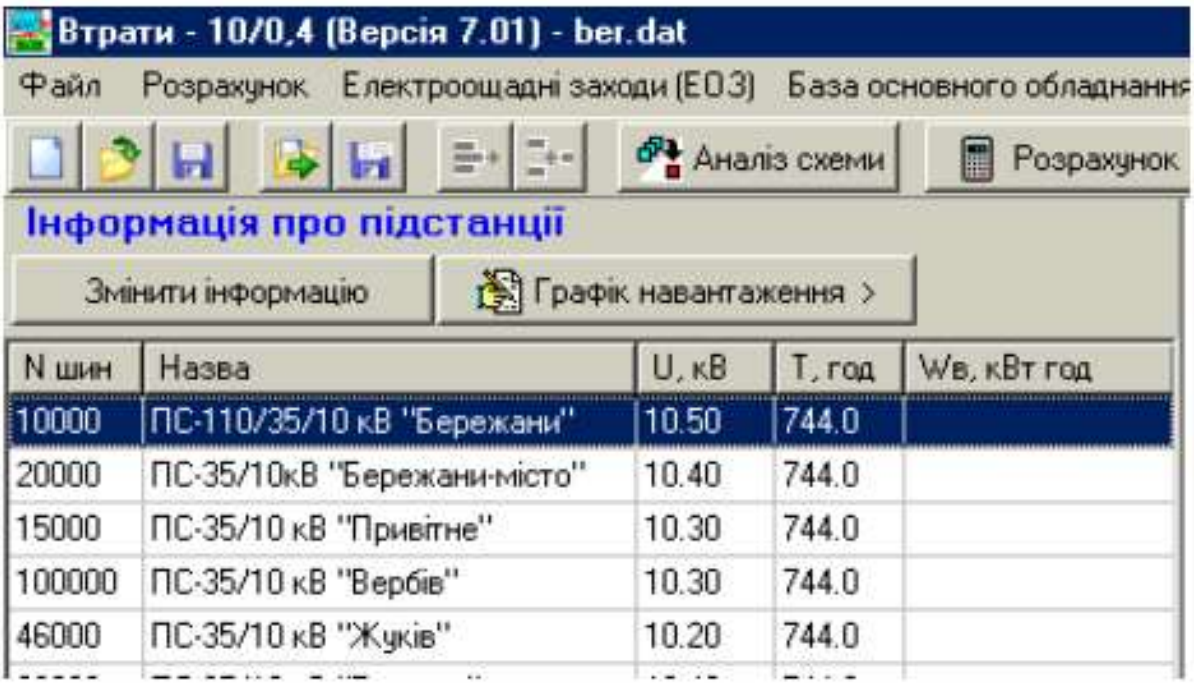


Рис. 3.1. Вид програми з базою по трансформаторних підстанціях 110-35/10 кВ

Щоб модифікувати параметри структурних елементів фідера (як гілок, так і вузлів), користувачеві необхідно виконати таку послідовність дій: спершу в основному інтерфейсі програми здійснити вибір конкретної підстанції та відповідного фідера, після чого активувати функцію "Редактор схеми фідера" натисканням відповідної кнопки.

Внаслідок цих дій система відобразить діалогове вікно, що містить повний набір характеристик гілок та вузлів вибраного фідера (як показано

на рис. 3.2).

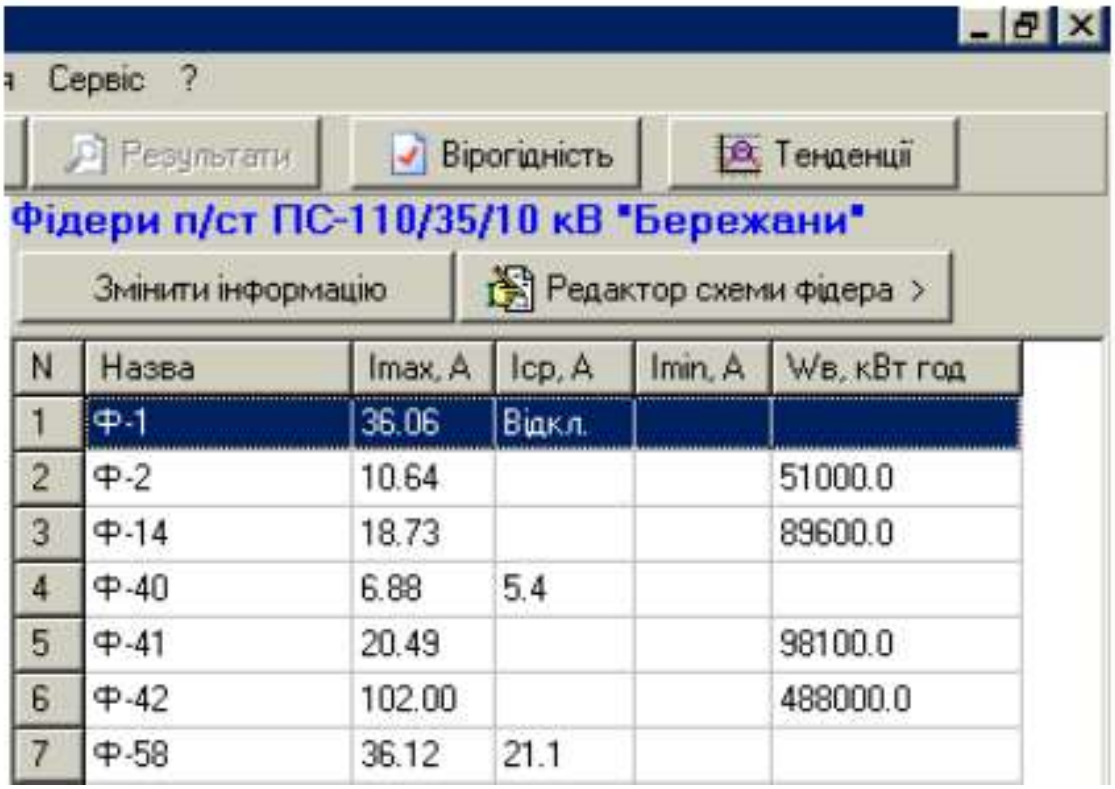


Рис. 3.2 . Вид програми з переліком заданих фідерів вибраної підстанції

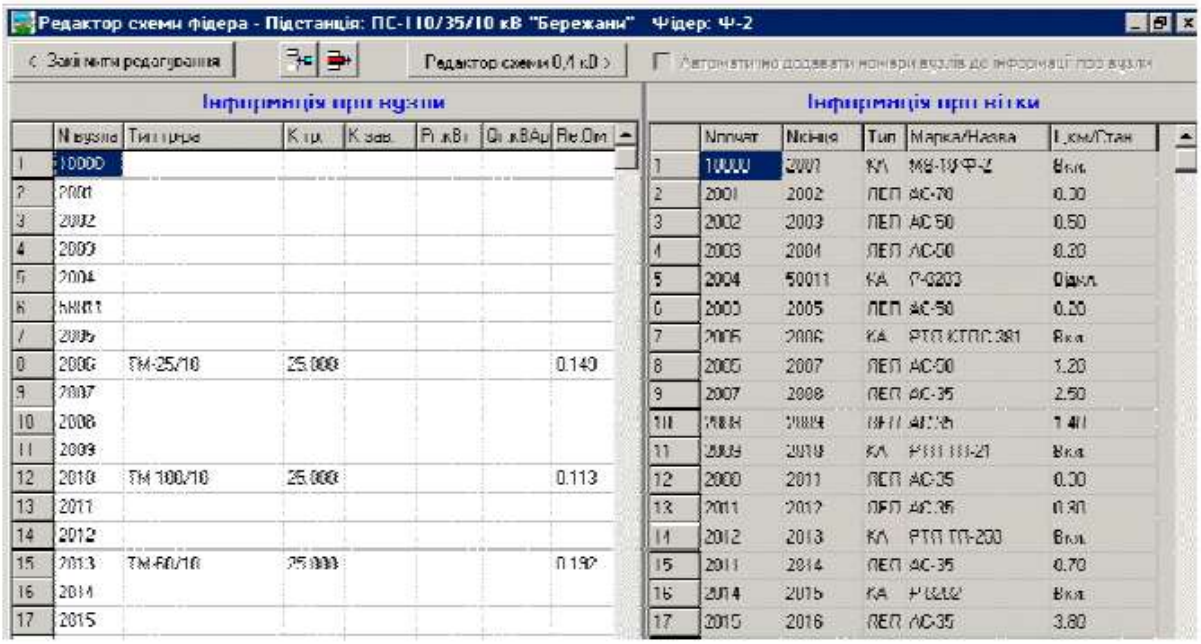


Рис. 3.3. Вид вікна інформації по гілках схеми фідера

Процес модифікації окремих параметрів здійснюється наступним чином: за допомогою навігаційних клавіш потрібно перемістити курсор до потрібної комірки, далі натисканням клавіші "Enter" активувати режим редагування.

У цьому режимі можна ввести нове значення, обрати його зі списку доступних опцій або змінити існуюче. Для фіксації внесених змін достатньо повторно натиснути клавішу "Enter", що завершить процес редагування обраного параметра.

3.2 Аналіз втрат потужності та електроенергії в мережах 10 кВ

На базі спеціалізованого програмного забезпечення «ВТРАТИ», детально описаного в підрозділі 3.1 даного дослідження, було проведено аналіз втрат електричної потужності та енергії в електромережах напругою 10 кВ для трансформаторної підстанції з номінальними напругами 150/35/10 кВ.

Фрагмент топології розподільної мережі, що функціонує при номінальній напрузі 10 кВ, проілюстровано на рисунку 3.4.

Інформація про вузли

	N вузла	Назва ТП 10(6)/0,4 кВ	Тип тр-ра	Абон/ЕК	К тр.
1	100				
2	1				
3	2				
4	3		ТМ-100/10		25.000
5	41		ТМ-400/10		25.000
6	42		ТМ-250/10		25.000
7	5		ТМ-400/10		25.000
8	6				
9	7				

Інформація про вітки

	Nпочат.	Nкінця	Тип	Марка/Назва	L,км/Стан	Абон/ЕК
1	100	1	КА	ВФ-5	Вкл.	
2	1	2	ЛЕП	АСБ-3Х50	0.20	
3	2	3	ЛЕП	АС-50	5.20	
4	3	41	ЛЕП	АС-35	1.60	
5	41	42	КА	Шини	Вкл.	
6	42	5	ЛЕП	АС-35	1.80	
7	5	6	ТР	ТМ-1000/10/6,3	1.587	
8	6	7	КА	Р-25	Відкл.	

Рис. 3.5. Дані для фідера Ф1

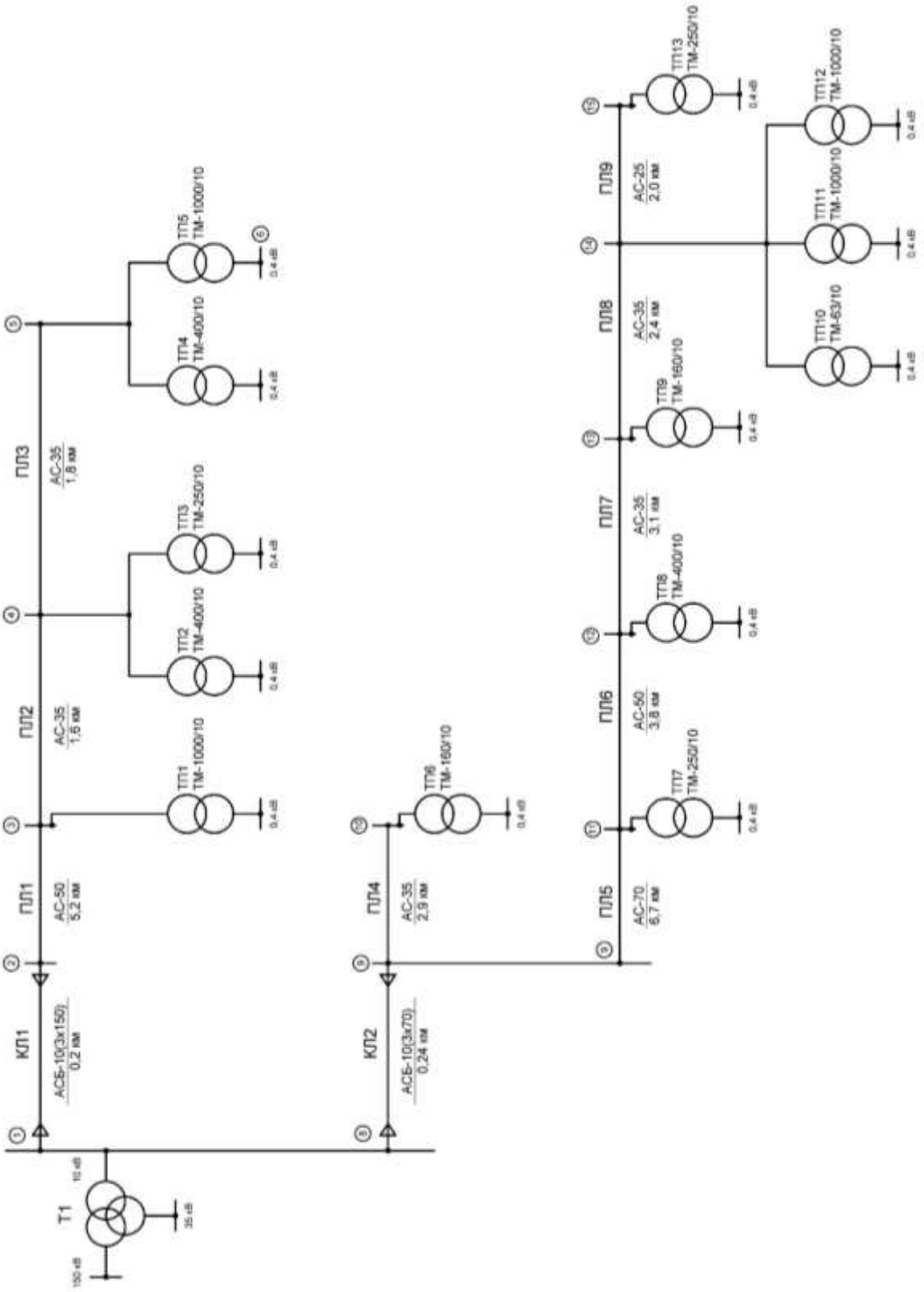


Рис. 3.4. Схема розрахункового фрагменту розподільної мережі 10 кВ

Початкові параметри, необхідні для обчислення втрат як потужності,

так і електроенергії у фідерах Ф1 та Ф2 (які живляться від шин 10 кВ підстанції 150/35/10), візуалізовано у графічному форматі на рисунках 3.5 та 3.6.

Інформація про вузли

	N вузла	Назва ТП 10(6)/0,4 кВ	Тип тр-ра	Абон/ЕК	К тр.	К
1	100					
2	8					
3	9					
4	10		ТМ-160/10		25.000	
5	11		ТМ-250/10		25.000	
6	12		ТМ-400/10		25.000	
7	13		ТМ-160/10		25.000	
8	14		ТМ-63/10		25.000	
9	7					
10	15					
11	16		ТМ-250/6		15.000	

Інформація про вітки

	Nпочат.	Nкінця	Тип	Марка/Назва	L,км/Стан	Абон/ЕК
1	100	8	КА	ВФ-18	Вкл.	
2	8	9	ЛЕП	АСБ-3Х70	0.24	
3	9	10	ЛЕП	АС-35	2.90	
4	9	11	ЛЕП	АС-70	6.70	
5	11	12	ЛЕП	АС-50	3.80	
6	12	13	ЛЕП	АС-35	3.10	
7	13	14	ЛЕП	АС-35	2.40	
8	14	7	ТР	ТМ-1000/10/6,3	1.508	
9	14	15	ТР	ТМ-1000/10/6,3	1.587	
10	15	16	ЛЕП	АС-25	2.00	

Рис. 3.6. Дані для фідера Ф2

Аналізуючи табличні дані, наведені на рисунках 3.5 – 3.6, можна побачити структуру електромережі, де від секцій шин напругою 10 кВ підстанції відходять два основні фідери (Ф1 та Ф2). Архітектура мережі 10 кВ, що отримує живлення від цих фідерів, сформована за класичним радіальним принципом розподілу електроенергії.

До складу мережі входить комбінація повітряних та кабельних ліній електропередачі напругою 10 кВ, доповнена понижувальними трансформаторними підстанціями 10/0,4 кВ.

Підсумкові обчислення втрат електричної потужності та енергії для всієї підстанції представлені у графічному вигляді на рисунках 3.7 – 3.8.

Підстанція: Підстанція - 150/35/10
Фідер: –
Відпуск: 30.74 тис кВт*год

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
>>Електричні мережі компанії		
Втрати потужності	Значення, кВт	
У лініях 10 кВ:	41.9	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	26.4	
- навантажувальні:	11.0	
- неробочого ходу:	15.4	
У мережах 0,4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати потужності:	68.3	
Втрати електроенергії	Значення, кВт год	Значення, %
У лініях 10 кВ:	1075.4	3.50
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	650.7	2.12
- навантажувальні:	281.0	0.91
- неробочого ходу:	369.7	1.20
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00
Сумарні втрати електроенергії:	1726.1	5.62
>>Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії	Значення, кВт год	Значення, %
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00
у мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00
Сумарні втрати електроенергії:	0.0	0.00
>>Час максимальних втрат, год:	16.6	

Рис. 3.7. Результати розрахунку втрат на підстанції 150/35/10 кВ

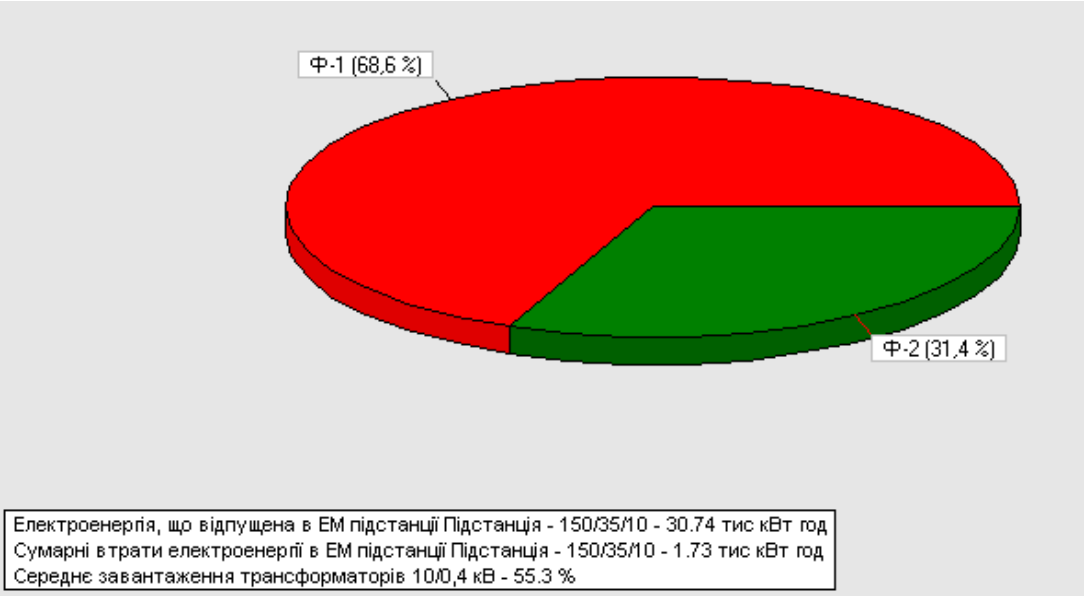


Рис. 3.8. Розподіл втрат електроенергії між фідерами підстанції

Візуалізація розподілу енергетичних потоків між фідерами Ф1 та Ф2, представлена на рисунку 3.8, демонструє, що домінуюча частка втрат електроенергії (68,6%) зосереджена в фідері Ф1.

Детальну декомпозицію структури втрат електроенергії по кожному з фідерів підстанції можна простежити на діаграмах, відображених на рисунках 3.9 – 3.12.

Підстанція: Підстанція - 150/35/10
Фідер: Ф-1
Відпуск: 19.43 млн кВт*год

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
>>Електричні мережі компанії		
Втрати потужності	Значення, кВт	
У лініях 10 кВ:	31.7	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	14.3	
- навантажувальні:	8.2	
- неробочого ходу:	6.0	
У мережах 0,4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати потужності:	46.0	
Втрати електроенергії	Значення, кВт*год	Значення, %
У лініях 10 кВ:	825.9	4.25
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	358.8	1.85
- навантажувальні:	214.2	1.10
- неробочого ходу:	144.6	0.74
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00
Сумарні втрати електроенергії:	1184.7	6.10
>>Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії	Значення, кВт*год	Значення, %
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00
у мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00
Сумарні втрати електроенергії:	0.0	0.00
>>Час максимальних втрат, год:	14.6	

Рис. 3.9. Результати розрахунку втрат по першому фідеру (Ф1)

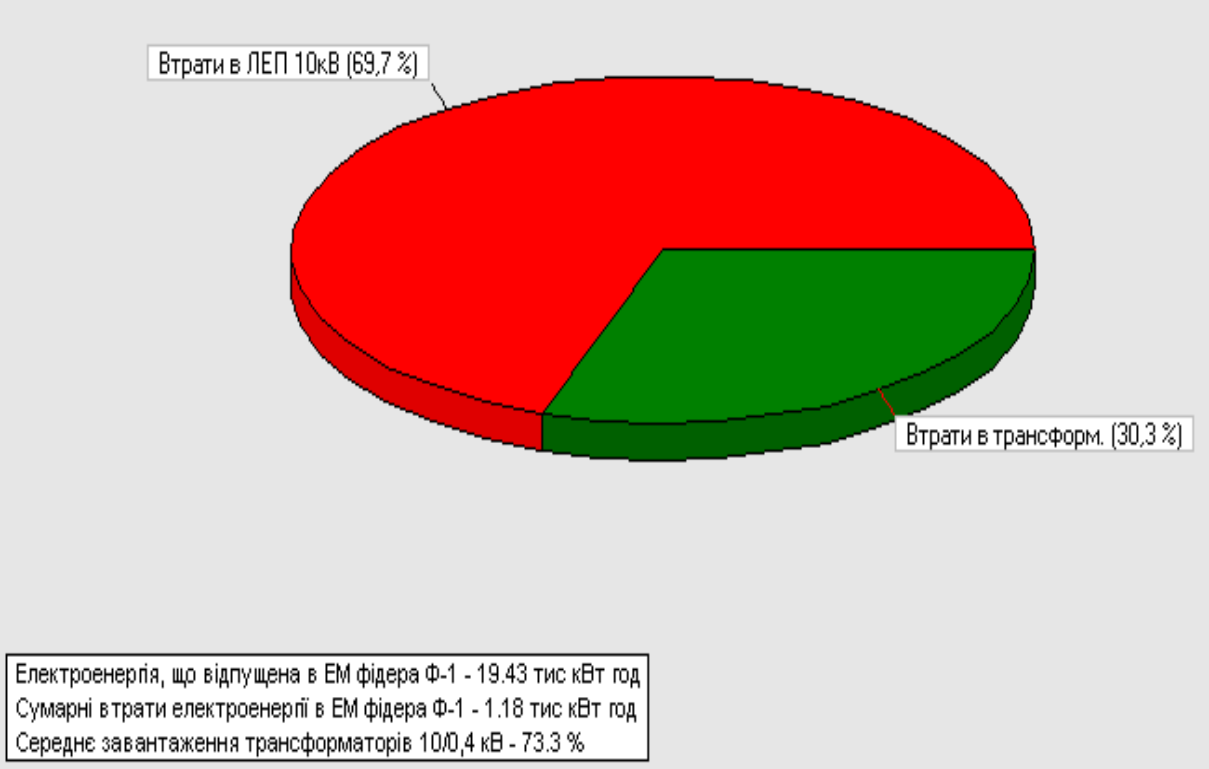


Рис. 3.10. Структура втрат електроенергії на першому фідері

Аналіз структурного розподілу втрат електроенергії у фідері Ф1 виявляє, що переважна частина енергетичних втрат (69,7%) виникає саме в лініях електропередачі напругою 10 кВ.

Паралельно спостерігається досить високий рівень завантаження трансформаторного обладнання 10/0,4 кВ, який сягає 73,3%.

Враховуючи такий розподіл втрат, стає очевидним, що пріоритетним напрямком оптимізації технологічних втрат у розподільній мережі 10 кВ, яка живиться від фідера Ф1, має стати впровадження технічних рішень, спрямованих на мінімізацію втрат у лініях електропередачі.

Підстанція: Підстанція - 150/35/10
Фідер: Ф-2
Відпуск: 11.31 млн кВт*год

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
>>Електричні мережі компанії		
Втрати потужності	Значення, кВт	
У лініях 10 кВ:	10.2	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	12.1	
- навантажувальні:	2.7	
- неробочого ходу:	9.4	
У мережах 0,4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати потужності:	22.3	
Втрати електроенергії	Значення, кВт*год	Значення, %
У лініях 10 кВ:	249.5	2.21
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	291.9	2.58
- навантажувальні:	66.8	0.59
- неробочого ходу:	225.1	1.99
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00
Сумарні втрати електроенергії:	541.5	4.79
>>Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії	Значення, кВт*год	Значення, %
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00
у мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00
Сумарні втрати електроенергії:	0.0	0.00
>>Час максимальних втрат, год:	20.8	

Рис. 3.11. Результати розрахунку втрат по другому фідеру (Ф2) підстанції

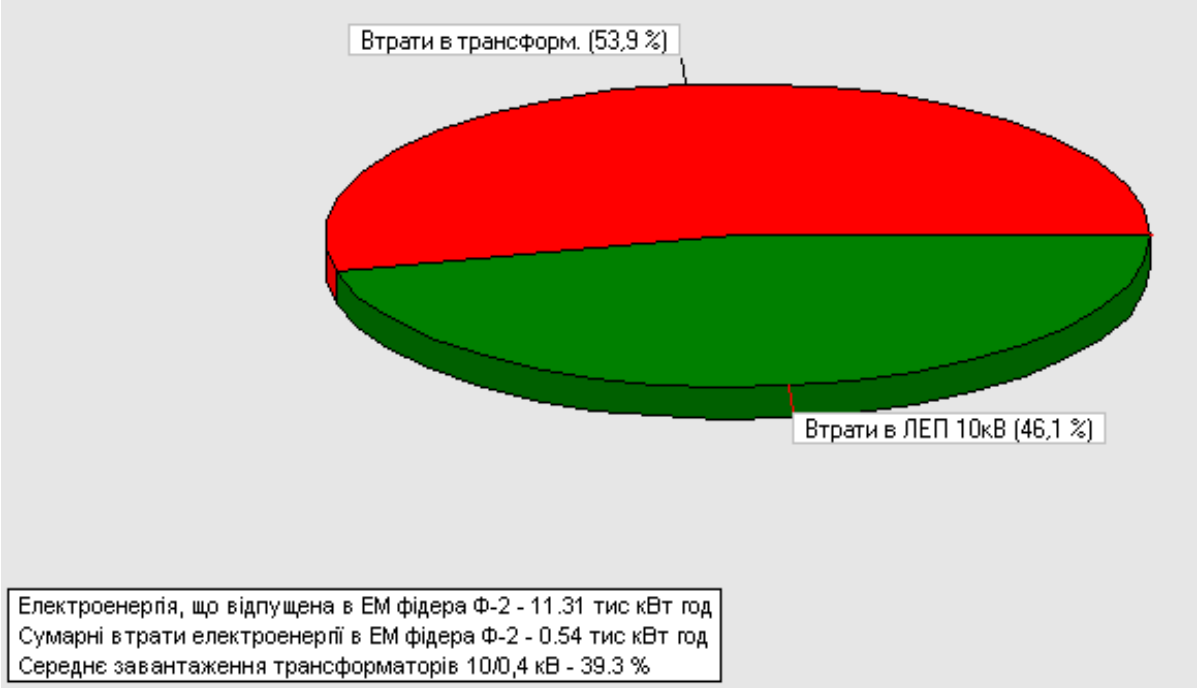


Рис. 3.12. Структура втрат електроенергії фідера Ф2

Структурний аналіз енергетичних втрат фідера Ф2 демонструє, що найбільші втрати електроенергії концентруються в трансформаторному обладнанні 10/0,4 кВ. Така ситуація виникла через суттєво занижений рівень завантаження трансформаторів (39 %), який значно відхиляється від оптимальних показників.

Для оптимізації ситуації можна розглянути варіант модернізації мережі шляхом встановлення трансформаторів меншої потужності замість наявних мало завантажених підстанцій 10/0,4 кВ.

Проте реалізація такого енергоефективного заходу потребує значних капіталовкладень, що вимагає проведення ґрунтовного техніко-економічного обґрунтування доцільності проекту.

Варто зазначити, що попри домінування втрат у трансформаторному обладнанні, енергетичні втрати в лініях електропередачі також залишаються істотними, більше 46% від загального обсягу втрат.

3.3 Розрахунок втрат в мережах низької напруги.

Аналіз втрат електричної енергії та потужності, а також втрат напруги та коефіцієнта несиметрії напруги за нульовою послідовністю виконувався для ділянки розподільної електромережі напругою 0,4 кВ. Ця мережа живиться від трансформаторної підстанції, обладнаної трансформаторами типу ТМ-1000, яка з'єднана з вузлом 41 розподільної мережі 10 кВ (див. рис. 3.4).

Вихідні дані для проведення розрахунків втрат електроенергії у мережі 0,4 кВ, а також отримані результати наведено в таблицях 3.1 і 3.2.

Таблиця 3.1. Дані для розрахунку втрат електроенергії в мережі 0,4 кВ.

N вузла	WA, кВт год	WB, кВт год	WC, кВт год	W3, кВт год	UАф, В	UВф, В	UСф, В	U3л, В	dU% від Uном
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1000					223,41	223,41	223,41	387,64	0,00
1					223,41	223,41	223,41	387,64	-0,10
2	150				222,40	222,40	223,41	385,62	-0,52
3		180	80		221,39	222,40	222,40	384,61	-0,72
4					221,39	222,40	222,40	384,61	-0,83
6	150				221,39	222,40	222,40	383,60	-0,93
7					220,38	222,40	221,39	383,60	-1,03
11	140	50	150	500	220,38	222,40	221,39	383,60	-1,13
12	120				220,38	222,40	221,39	383,60	-1,13
13	210		90		220,38	222,40	221,39	382,59	-1,23
8		150			221,39	222,40	222,40	383,60	-1,03
9	320				220,38	222,40	222,40	383,60	-1,03
16	140				221,39	222,40	222,40	384,61	-0,72
18		140			221,39	221,39	222,40	383,60	-0,93
19			150		220,38	221,39	222,40	383,60	-1,13
20	140				220,38	220,38	221,39	382,59	-1,34
23					220,38	220,38	221,39	381,48	-1,55
24	120				219,37	220,38	221,39	381,48	-1,55
25		200			219,37	220,38	221,39	381,48	-1,65
26			160		219,37	219,37	221,39	381,48	-1,65
27					219,37	219,37	221,39	381,48	-1,65

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
29	100				219,37	219,37	221,39	381,48	-1,75
31	160				219,37	220,38	221,39	381,48	-1,65
32		320			219,37	219,37	221,39	381,48	-1,75
33			140		219,37	219,37	221,39	380,47	-1,75
34		140			219,37	219,37	221,39	380,47	-1,86
35	170				219,37	219,37	221,39	380,47	-1,86
37		50			219,37	219,37	220,38	380,47	-1,86
38			150		219,37	219,37	220,38	380,47	-1,86
39	200				219,37	219,37	220,38	380,47	-1,96
40					219,37	219,37	220,38	380,47	-1,96
42		100			219,37	219,37	220,38	380,47	-1,96
44			160		219,37	219,37	220,38	380,47	-1,96
43		90			219,37	218,26	220,38	380,47	-1,96
41				480	219,37	219,37	220,38	380,47	-2,06
36		170			219,37	219,37	221,39	380,47	-1,86
30	200		40		219,37	219,37	221,39	381,48	-1,75
28		150			219,37	219,37	221,39	381,48	-1,65
22	120				220,38	220,38	221,39	382,59	-1,34
21		100			220,38	220,38	221,39	382,59	-1,34
17	210				221,39	222,40	222,40	384,61	-0,72
10			180		220,38	222,40	221,39	383,60	-1,03
5	40				221,39	222,40	222,40	384,61	-0,83
14	50	75	200		220,38	221,39	221,39	382,59	-1,23
45					223,41	223,41	223,41	387,64	-0,10
46					223,41	223,41	223,41	386,63	-0,20
47				600	223,41	223,41	223,41	386,63	-0,20
51				580	223,41	223,41	223,41	386,63	-0,20
52				490	223,41	223,41	223,41	386,63	-0,20
53					223,41	223,41	223,41	387,64	-0,10
54					223,41	223,41	223,41	386,63	-0,10
55					223,41	223,41	223,41	386,63	-0,20
56					223,41	223,41	223,41	386,63	-0,31

Таблиця 3.2. Вихідні дані до розрахунку втрат потужності в мережі 0,4

Nпочатку	Nкінця	IA, A	IB, A	IC, A	IN, A	dPф, кВт	dP0, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8
1000	1	21,92	16,06	12,93	7,98	0,01	0,001
1	2	21,92	16,06	12,93	7,98	0,05	0,003
2	3	8,59	4,34	6,16	3,64	0,01	0,001
1	2	3,03	4,04	5,15	6,16	7,14	8,08
3	4	8,59	3,03	5,66	4,65	0,01	0,001
4	6	8,28	3,03	5,66	4,44	0,01	0,001
6	7	4,85	2,02	4,24	2,63	0,00	0
7	11	4,85	2,02	4,24	2,63	0,00	0
11	12	2,73	0,51	2,02	1,92	0,00	0
12	13	1,82	0,51	2,02	1,41	0,00	1,82
13	14	0,40	0,51	1,41	1,01	0,00	0,40
6	8	2,32	1,11	1,31	1,11	0,00	2,32
8	9	2,32	0,00	1,31	2,02	0,00	2,32
9	10	0,00	0,00	1,31	1,31	0,00	0,00
4	5	0,30	0,00	0,00	0,30	0,00	0,30
2	16	12,32	11,62	6,87	5,25	0,01	12,32
16	17	1,52	0,00	0,00	1,52	0,00	1,52
16	18	9,90	11,62	6,87	4,14	0,02	9,90
18	19	9,90	10,61	6,87	3,43	0,01	9,90
19	20	9,90	10,61	5,76	4,44	0,01	9,90
20	21	0,00	0,71	0,00	0,71	0,00	0,00
20	22	0,81	0,00	0,00	0,81	0,00	0,81
20	23	7,98	9,90	5,76	3,54	0,01	7,98
23	24	3,03	2,53	1,41	1,41	0,00	3,03
24	25	2,12	2,53	1,41	0,91	0,00	2,12
25	26	2,12	1,11	1,41	0,91	0,00	2,12
26	27	2,12	1,11	0,30	1,62	0,00	2,12
27	28	0,00	1,11	0,00	1,11	0,00	0,00
27	29	2,12	0,00	0,30	2,02	0,00	2,12
29	30	1,41	0,00	0,30	1,31	0,00	1,41
23	31	4,85	7,47	4,24	2,83	0,00	4,85
31	32	3,74	7,47	4,24	3,33	0,01	3,74
32	33	1,21	2,22	1,01	1,11	0,00	1,21
33	34	1,21	2,22	0,00	1,92	0,00	1,21
34	35	1,21	1,21	0,00	1,21	0,00	1,21
35	36	0,00	1,21	0,00	1,21	0,00	0,00

продовження таблиці 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8
32	37	2,53	2,83	3,33	0,71	0,00	2,53
37	38	2,53	2,42	3,33	0,81	0,00	2,53
38	39	2,53	2,42	2,22	0,30	0,00	2,53
39	40	1,11	2,42	2,22	1,31	0,00	1,11
40	41	1,11	1,11	1,11	0,00	0,00	1,11
40	42	0,00	1,41	0,00	1,41	0,00	0,00
42	43	0,00	0,61	0,00	0,61	0,00	0,00
40	44	0,00	0,00	1,11	1,11	0,00	0,00

Параметр	Значення, і.о.	Значення, в.о.
Втрати потужності	Значення, кВт	Значення, %
У фазі A:	0.079	0.57
У фазі B:	0.059	0.43
У фазі C:	0.037	0.26
Сумарні у трьох фазах:	0.175	1.26
У нейтралі:	0.015	0.11
Сумарні:	0.190	1.37
Втрати електроенергії	Значення, кВт год	Значення, %
У фазі A:	304.68	2.94
У фазі B:	229.84	2.22
У фазі C:	142.38	1.37
Сумарні у трьох фазах:	676.90	6.53
У нейтралі:	58.22	0.56
Сумарні:	735.12	7.09
Коефіцієнт несиметрії, в.о.:	1.02	
Максимальна втрата напруги:	Вузол	Значення, %
У фазі A:	41	-2.39
У фазі B:	43	-2.51
У фазі C:	44	-1.81

Рис. 3.13. Результати розрахунку втрат в мережі 0,4 кВ

Аналіз отриманих результатів показав, що за такої схеми розподільної мережі 0,4 кВ найбільші втрати потужності та електроенергії спостерігаються у фазі А.

Висновки до розділу 3

Запропоновані математичні моделі для розподілу втрат електроенергії серед споживачів, що враховують графіки їхніх навантажень.

Проведено моделювання на базі нелінійного розподілу втрат електроенергії між споживачами, які можуть служити засобом стимулювання споживачів до зменшення втрат, а також в процесі розрахунків з субабонентами.

У розділі було проведено моделювання та аналіз технологічних втрат електричної енергії у розподільчих електричних мережах. Основні результати можна підсумувати наступним чином:

Було детально розглянуто програмне середовище, яке використовується для моделювання процесів у розподільчих електромережах. Інструменти, представлені в цьому середовищі, забезпечують точність і зручність визначення втрат потужності та електроенергії, що дозволяє ефективно аналізувати стан електромереж.

На прикладі певного відрізка розподільчої електричної мережі напругою 10 кВ було виконано розрахунки втрат потужності та електроенергії. Результати аналізу дозволили оцінити ключові фактори, які впливають на втрати, а також виявити можливі шляхи зниження цих втрат.

Виконано дослідження втрат потужності та електроенергії у низьковольтних мережах 0,4 кВ. Отримані дані дали змогу оцінити рівень технологічних втрат, а також порівняти їх з втратами у високовольтних мережах.

РОЗДІЛ 4
4. ОПТИМІЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ В ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАХ

4.1 Механізми зменшення технологічних втрат

Протягом останнього десятиліття питання забезпечення енергоресурсами значно ускладнилося через обмеженість ресурсної бази, застарілість обладнання на електростанціях та технічні проблеми в електромережах. Неналежний стан розподільчих мереж часто стає причиною аварій у різних регіонах країни. Фінансові труднощі перешкоджають своєчасному оновленню, модернізації та реконструкції існуючих електромереж різних рівнів напруги, а також будівництву нових ліній передачі.

Проблема ефективного використання енергетичних ресурсів на сучасному етапі стала об’єктом пильного вивчення. Значна увага приділяється комплексному економічному аналізу, що дозволяє обрати оптимальні рішення на основі співставлення витрат і отриманих результатів. Однак під час оцінювання економічної ефективності енергозберігаючих заходів часто ігноруються технологічні втрати електроенергії, або ці втрати розглядаються для всієї системи електропостачання в цілому, без визначення частки окремих споживачів. Такий підхід створює труднощі в адекватному оцінюванні результативності запланованих заходів.

Нові умови функціонування ринку електроенергії в Україні вимагають вдосконалення наявних економічних механізмів і розробки нових підходів до управління споживанням електроенергії.

Світова практика демонструє значний потенціал енергозбереження, підтверджуючи, що за рахунок впровадження недорогих заходів можна досягати річної економії енергоресурсів на рівні 10–15%. Особливу увагу

слід приділяти досвіду європейських країн, де енергозбереження у промисловості досягалося шляхом модернізації основних фондів із застосуванням енергозберігаючих технологій і скороченням непродуктивних втрат електроенергії.

Слід зазначити, що втрати електроенергії наразі стали ключовим економічним показником, який характеризує не лише технічні аспекти транспортування електроенергії, але й якість організації системи електропостачання та моніторингу. Розподільчі мережі без сучасних засобів телеконтролю та вимірювального обладнання перебувають у вкрай невигідному становищі.

Зменшення втрат електроенергії є багатокомпонентним завданням, яке включає ідентифікацію ключових споживачів, що впливають на обсяги втрат, нормування втрат для кожного споживача, впровадження стимулів до енергозбереження та забезпечення контролю втрат на рівні кожного споживача.

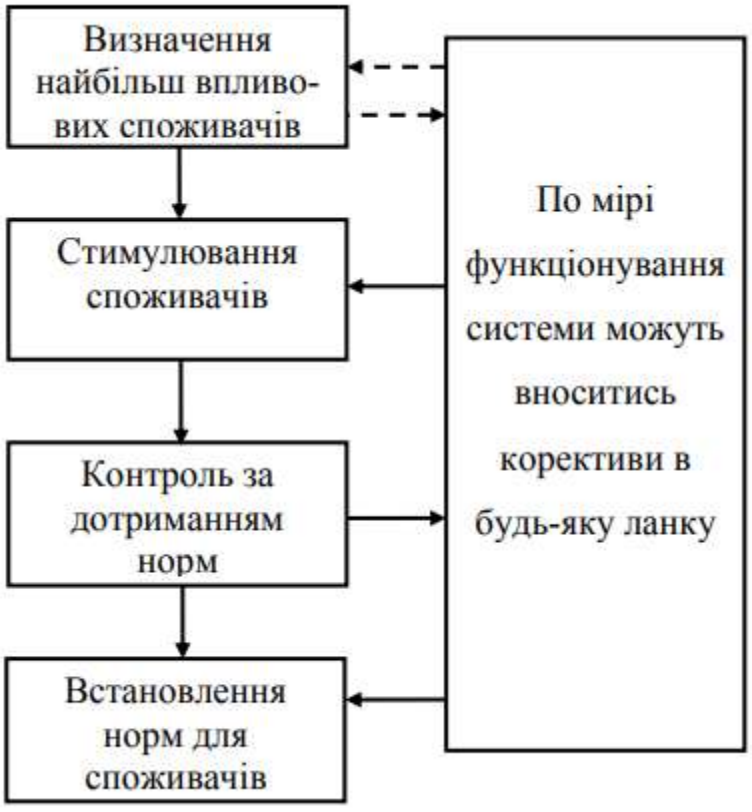


Рис. 4.1. Підходи при підвищені ефективності використання

електроенергії.

Протягом останнього десятиліття питання забезпечення енергоресурсами значно ускладнилося через обмеженість ресурсної бази, застарілість обладнання на електростанціях та технічні проблеми в електромережах. Неналежний стан розподільчих мереж часто стає причиною аварій у різних регіонах країни. Фінансові труднощі перешкоджають своєчасному оновленню, модернізації та реконструкції існуючих електромереж різних рівнів напруги, а також будівництву нових ліній передачі.

Проблема ефективного використання енергетичних ресурсів на сучасному етапі стала об’єктом пильного вивчення. Значна увага приділяється комплексному економічному аналізу, що дозволяє обрати оптимальні рішення на основі співставлення витрат і отриманих результатів. Однак під час оцінювання економічної ефективності енергозберігаючих заходів часто ігноруються технологічні втрати електроенергії, або ці втрати розглядаються для всієї системи електропостачання в цілому, без визначення частки окремих споживачів. Такий підхід створює труднощі в адекватному оцінюванні результативності запланованих заходів.

Нові умови функціонування ринку електроенергії в Україні вимагають вдосконалення наявних економічних механізмів і розробки нових підходів до управління споживанням електроенергії. Світова практика демонструє значний потенціал енергозбереження, підтверджуючи, що за рахунок впровадження недорогих заходів можна досягати річної економії енергоресурсів на рівні 10–15%.

Особливу увагу слід приділяти досвіду європейських країн, де енергозбереження у промисловості досягалося шляхом модернізації основних фондів із застосуванням енергозберігаючих технологій і скороченням непродуктивних втрат електроенергії.

Слід зазначити, що втрати електроенергії наразі стали ключовим економічним показником, який характеризує не лише технічні аспекти транспортування електроенергії, але й якість організації системи електропостачання та моніторингу. Розподільчі мережі без сучасних засобів телеконтролю та вимірювального обладнання перебувають у вкрай невигідному становищі.

Зменшення втрат електроенергії є багатокомпонентним завданням, яке включає ідентифікацію ключових споживачів, що впливають на обсяги втрат, нормування втрат для кожного споживача, впровадження стимулів до енергозбереження та забезпечення контролю втрат на рівні кожного споживача.

4.2 Дослідження диференційних роздрібних тарифів

Тарифна система має виконувати ряд важливих функцій, серед яких головними є:

- відшкодування реальних витрат, пов’язаних із виробництвом, передачею та розподілом електроенергії, а також забезпечення справедливого рівня прибутковості для компаній-постачальників;

- стимулювання споживачів до зменшення дефіциту потужності в енергосистемі;

- заохочення енергозбереження серед користувачів.

Роздрібні тарифи на активну та реактивну електроенергію включають технологічні втрати електроенергії, які залишаються на високому рівні. Наприклад, у листопаді 2020 року нормативні технологічні втрати електроенергії для мереж першого класу напруги становили 4,31%, а для мереж другого класу — 14,51%.

Існує низка факторів, що стримують широке впровадження тарифів, диференційованих за часом, серед споживачів:

1. Відсутність вигоди для окремих користувачів, а також відсутність стимулів для переходу на такі тарифи.

2. Недостатнє обґрунтування тарифних коефіцієнтів з урахуванням витрат на виробництво та передачу електроенергії.

Для ілюстрації виконаємо розрахунок тарифікації для споживача з встановленою потужністю (P_c = 31) МВт, форма добового графіка навантаження якого наведена на рис. 4.2.

$$P_i = \{9;\ 33;\ 22;\ 31;\ 15\}\text{МВт};$$
$$t_i = \{0 \div 7;\ 7 \div 10;\ 10 \div 18;\ 18 \div 21;\ 21 \div 24\}.$$

Роздрібний тариф на електроенергію складає T_j = 3067,7 грн/ МВт·год., за таких тарифних коефіцієнтів по зонах доби: $k_Н$ = 0,35; $k_П$ = 1,5; $k_{НП}$ = 1,0. Тоді $Ц_Н$ = 3300,8 грн/ МВт·год.; $Ц_П$ = 3804,8 грн/ МВт·год.; $Ц_{НП}$ = 4542,7 грн/ МВт·год.

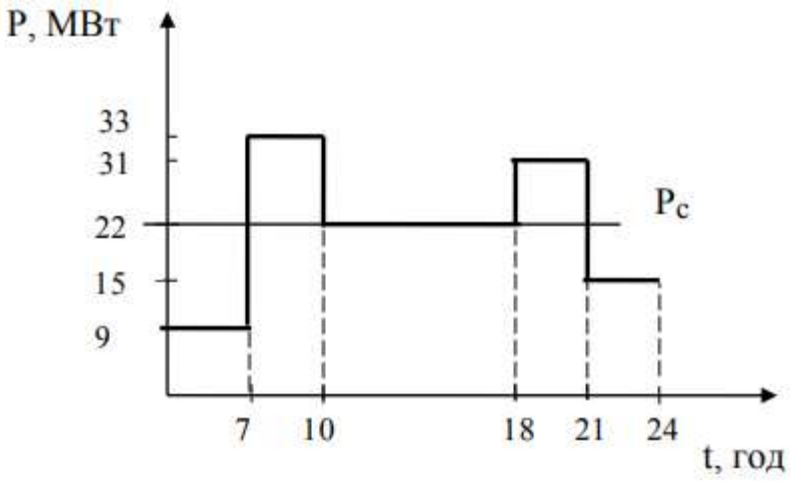


Рис. 4.2. Добовий графік підприємства

Економія електроенергії визначається за формулою:

$$Е = (P_с - P_1) \cdot Ц_н + (P_с - P_3) \cdot Ц_{нп} + (P_с - P_5) \cdot Ц_{нп} =$$
$$= (22 - 9)\ 100{,}8 \cdot 7 + (22 - 22)\ 342{,}7 \cdot 8 + (22 - 15)\ 342{,}7 \cdot 3 = 16369 \text{ грн.}$$

Таким чином, в максимальному періоді перевитрата електроенергії буде:

$$ПВ = (P_2 - P_с) \cdot Ц_п + (P_4 - P_с) \cdot Ц_п =$$
$$= (33 - 22)604{,}8 \cdot 3 + (31 - 22)604{,}8 \cdot 3 = 36288 \text{ грн.}$$

Різниця плати за електроенергію визначається між економією та перевитратами:

$$\Delta Е = Е - ПВ = 16369 - 36288 = -19919 \text{ грн.}$$

У цьому випадку надмірні витрати значно перевищують можливу економію, що робить перехід на диференційовані тарифи невигідним для підприємства. Відповідно, економічна доцільність такого переходу відсутня.

Для вирішення цієї проблеми слід зосередити увагу на створенні дієвих індивідуальних стимулів, які мотивуватимуть споживачів до переходу на диференційовані тарифи. Це може бути досягнуто шляхом розробки тарифних схем, які враховуватимуть технологічні витрати, забезпечуючи баланс між економічною вигодою та стимулюванням енергозбереження.

Висновки до розділу 4:

Проаналізовано та обґрунтовано систему стимулюючого регулювання споживання електроенергії за допомогою використання диференційованих тарифів, які враховують збільшення втрат в електромережах при підвищенні навантаження споживачів понад середній рівень активної потужності.

Розроблено систему стимулювання компенсації реактивної потужності та запропоновано методику розрахунку оплати за споживання реактивної електроенергії, що базується на визначенні оптимального рівня її компенсації.

Розглянуто методику обліку втрат електроенергії з диференціацією втрат на окремі складові. Застосування цього підходу полегшує процес обліку, сприяє своєчасному виявленню резервів для зниження витрат електроенергії та підвищує ефективність її використання.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У магістерській роботі було досліджено актуальну проблему зменшення технологічних втрат електричної енергії в розподільчих мережах, розглянуто сучасні підходи до її вирішення та запропоновано ефективні методи оптимізації втрат. Отримані результати дозволяють сформулювати наступні основні висновки:

Проведено детальний аналіз існуючих підходів до оцінки технологічних втрат електроенергії в розподільчих мережах України. Встановлено, що високий рівень таких втрат зумовлений застарілою інфраструктурою, недосконалими методиками обліку та недостатнім рівнем автоматизації.

Запропоновано та обґрунтовано математичні моделі, що дозволяють оцінювати втрати електроенергії на різних рівнях мережі, включаючи рівень споживачів. Ці моделі можуть бути використані для розробки заходів з підвищення енергоефективності.

Виконано моделювання процесів втрат електроенергії в розподільчих мережах середньої та низької напруги. Результати моделювання підтвердили доцільність впровадження інструментів для автоматизованого обліку втрат і дозволили визначити резерви зниження витрат.

Розроблено підходи до управління енергоефективністю, які включають механізми зниження технологічних втрат, такі як оптимізація режимів роботи мережі, впровадження сучасних технологій компенсації реактивної потужності та модернізація обладнання.

Обґрунтовано необхідність вдосконалення системи тарифів, диференційованих за часом, з метою стимулювання споживачів до зменшення навантаження в години пікових потреб. Запропоновано методику розрахунку таких тарифів з урахуванням технологічних витрат.

Результати досліджень підтверджують, що комплексний підхід до зменшення технологічних втрат електроенергії є ефективним інструментом підвищення енергоефективності та забезпечення стабільності електропостачання.

Розроблені в роботі моделі та методики можуть бути використані енергопостачальними компаніями для оптимізації витрат, покращення якості електропостачання та розробки ефективної тарифної політики.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Про затвердження Галузевих методичних рекомендацій з формування собівартості виробництва, передачі та постачання електричної і теплової енергії. Наказ від 20.09.2001 № 447.

4. Попович П.Я. Економічний аналіз діяльності суб'єктів господарювання. Підручник.– Тернопіль: Економічна думка, 2001. – 454 с.

5. Федишин Б.П. Економіка енергетики: Навчальний посібник. – Тернопіль: Астон, 2003. – 160 с.

6. Закон України "Про застосування тарифів на електроенергію" // Урядовий кур'єр. – 1998. – № 55. – С.16-17.

7. Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38 – 150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних втрат електроенергії. (ГНД 34. 09. 104 – 2003). – К.: Міністерство палива та енергетики України, 2004. – 115 с.

8. Рогальський Б.С. Проблеми енергозбереження. Зниження втрат електроенергії в електричних мережах: Навчальний посібник. – Вінниця: ВДТУ, 1996. – 112 с.

12. Стогний Б., Павловский В. Определение транзитных потерь мощности в фрагментированных электрических сетях областных энергоснабжающих компаний // Энергетическая политика Украины. – 2004. – №5. – С. 26–31.

13. Волков А.В., Мирошниченко О.Г. Математическая модель потерь энергии в энергосистеме при транспортировке электроэнергии отдельного электропотребителя // Технічна електродинаміка. Тематичний випуск Проблеми сучасної електротехніки. Ч. 3 – К.: Інститут електродинаміки НАНУ. – 2006.– С. 29–34.

14. Чумаченко Н.Г., Заботина Р.И. Теория управленческих решений: Учебн. пособие для вузов.– Киев: Вища школа Головное изд-во, 1981 – 248 с.

15. Мельничук Л.М. Математичні моделі для оцінювання економічної ефективності енергозбереження в електричних мережах // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2005. – №5. – С. 72–75.

16. Мороз О.В., Мельничук Л.М. Економіко-математичне моделювання потенціалу системного зменшення енерговтрат на промислових підприємствах // Економіка: проблеми теорії та практики. – Вид-во Дніпропетровського національного університе- тету. – 2006. – Вип. 213. – Том V. – С. 1331–1336.

9. Рогальський Б.С. Методи розрахунку електроспоживання і компенсуючих установок та системи управління ними (на промислових підприємствах, включаючи нерудні кар'єри). Автореф. дис. докт. техн. наук. – Дніпропетровськ. – 1999. – 37 с.

11. Лежнюк П.Д, Кулик В.В., Бурыкин А.Б. Определение и анализ потерь мощности от транзитных перетоков в электрических сетях енергосистем методом линеаризации // Электрические сети и системы. – 2006. – №.1. – С. 5–11.

17. Шидловский А.К., Кузнецов В.Г. Повышение качества энергии в электрических сетях. – К.: Наукова думка, 1985. – 268 с.

18. Качество электрической энергии в системах электроснабжения. Учебное пособие // А.Г. Баталов, О.Г. Гриб, Г.А. Сендерович и др. Под ред. О.Г. Гриба. – Харьков: ХНАГХ, 2006. – 272 с.

19. Аналіз втрат потужності в електричних мережах за умов несиметрії та несинусоїдності напруг і струмів / Бурбело М., Бабенко О., Бурбело С., Мельничук Л. // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2005. – №6.

20. Находов В.Ф., Замулко В.И., Федоренко Л.Н. Тарифы на электрическую энергию как средство управления энергоснабжением – энергопотреблением в рыночных условиях // Энергетика и электрификация. – 1998. – №2–3. – С. 46–48.

21. Проблемні питання компенсації реактивної потужності //

Промислова електроенергетика та електротехніка. – 2004. – №5. – С. 4-18.

22. Мельничук Л.М. Система оплати за реактивну енергію на основі оптимального ступеня компенсації // Актуальні проблеми розвитку економіки регіону: Науковий збірник / Івано-Франківськ: Вид. Прикарпатського національного університету. – 2007. – Вип. 3. – Т.2. – С. 466–469.

23. Рогальський Б.С. Компенсація реактивної потужності. Методи розрахунку, способи та технічні засоби управління. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2006. – 236 с.

24. Ковалко М.П., Денисюк С.П. Енергозбереження – пріоритетний напрямок державної політики України. – К.: УЕЗ, 1998. – 506 с.

25. Праховник А.В., Іншеков Є.М. Побудова енерго- ефективної економіки України через створення ієрархічної системи енергетичного менеджменту // Вісник ХДТУСГ. – Випуск 27 „Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України”. – Том 1. – 2004. – С. 113-120.

ДОДАТКИ

Додаток А

ОХОРОНА ПРАЦІ

А.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів, а також заходи по їх усуненню

Одним із заходів, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках є захисне заземлення.

Захисне заземлення – навмисне електричне з'єднання з землею чи її еквівалентом металічних неструмоведучих частин, які можуть опинитися під напругою внаслідок замкнення на корпус і по іншим причинам (індуктивний вплив сусідніх струмоведучих частин, виніс потенціалу, розряд блискавки і т. п.).

Еквівалентом землі може слугувати вода ріки чи моря, кам'яне вугілля в корінному заляганні тощо.

Призначення захисного заземлення – усунення небезпеки враження струмом у випадку доторкання до корпусу електроустановки та до інших неструмоведучих металічних частин, що опинилися під напругою в наслідок замкнення на корпус та по іншим причинам.

Захисне заземлення потрібно відрізняти від робочого заземлення та заземлення блискавкозахисту.

Робоче заземлення – навмисне сполучення з землею окремих точок струмової цепі, наприклад, нейтральних точок обмоток генераторів, силових та вимірювальних трансформаторів, дугогасячих апаратів, реакторів поперечної компенсації в дальніх лініях електропередач, а також фази при використанні землі в якості фазного чи оберненого проводу. Робоче заземлення призначене для забезпечення належної роботи електроустановки в нормальних чи аварійних умовах і здійснюється безпосередньо (тобто, шляхом з'єднання провідником частин, що заземлюються із заземлювачем) чи через спеціальні апарати – пробивні

запобіжники, розрядники, резистори тощо.

Заземлення блискавкозахисту – навмисне з’єднання із землею блискавкоприймачів і розрядників з метою відводу від них струмів блискавки в землю.

Принцип дії захисного заземлення – зниження до безпечних значень напруги доторкання і кроку, обумовлених замкненням на корпус та іншими причинами. Це досягається шляхом зменшення потенціалу заземленого обладнання (зменшенням опору заземлювача), а також шляхом вирівнювання потенціалів основи, на якій стоїть людина, і заземленого обладнання (підйом потенціалу основи, на якій стоїть людина, до значення, близького до значення потенціалу заземленого обладнання).

Область застосування захисного заземлення:

- мережі напругою до 1000 В змінного струму – трифазні трипроводні з ізольованою нейтраллю, однофазні двопроводні, ізольовані від землі, а також постійного струму двопроводні з ізольованою середньою точкою обмоток джерела струму;
- мережі напругою вище 1000 В змінного і постійного струму з будь – яким режимом нейтралі чи середньою точкою обмоток джерела струму.

Захисне заземлення є найбільш простою і в той же час дуже ефективною мірою захисту від ураження електричним струмом при виникненні напруги на металевих неструмоведучих частинах.

Перед початком роботи в електроустановках оперативним персоналом даної електроустановки повинні бути виконані технічні заходи, що забезпечують безпеку робіт:

1. Вимкнення обладнання, що виводиться в ремонт та використання заходів проти його помилкового включення або самоувімкнення.
2. Установка тимчасових огорож, плакатів: “Не вмикати, працюють люди”, “Не відкривати, працюють люди”.

3. Приєднання переносного заземлення до заземлюючої шини і перевірка відсутності напруги на струмопровідних частинах, які з метою безпеки виробництва робіт потрібно заземлювати.

4. Накладання переносного заземлення на вимкнені струмопровідні частини електроустановок одразу після перевірки, відсутності напруги або включення заземлюючих ножів, що мають бути на кожному приєднані електроустановки.

5. Огородження робочого місця і вивішування плакатів, що дозволяють працювати “Працювати тут”.

Захисні заходи при пошкодженні ізоляції:

Контроль ізоляції – вимірювання її активного або омічного опору для знаходження дефектів і попередження замкнень на землю та коротких замикань (КЗ). Стан ізоляції в значній мірі визначає степінь безпеки експлуатації електроустановок, оскільки опір ізоляції в мережах з ізольованою нейтраллю визначає величину струму замикання на землю, а отже і струму, що проходить через людину. В мережах напругою вище 1000 В зменшення опору ізоляції майже завжди призводить до пробою ізоляції і до глухого замикання на землю.

При глухозаземленій нейтралі струм замикання на землю і струм, що проходить через людину, не залежать від величини опору ізоляції. Але при поганому стані ізоляції часто виникають її пошкодження, що призводить до глухих замкнень на землю (корпус) і до КЗ. При замиканні на землю і не спрацюванні захисту на відключення виникає небезпека ураження електричним струмом, так як не струмоведучі металічні частини, з якими людина нормально має контакт, виявляються під напругою.

Щоб попередити замикання на землю і інші пошкодження ізоляції, при яких виникає небезпека ураження електричним струмом, а також виходить з ладу обладнання, необхідно проводити випробування підвищеною напругою та контроль опору ізоляції.

Приймально-здавальні випробування проводяться при введенні в

експлуатацію наново змонтованих і виведених з ремонту електроустановок. Об’єм і норми приймально-здавальних випробувань регламентуються Правилами технічної експлуатації електроустановок (ПТЕ).

При випробування підвищеною напругою дефекти ізоляції виявляються в результаті пробою і наступного про палення ізоляції. Виявлені дефекти усуваються, а потім проводяться повторно випробування налагодженого обладнання.

Експлуатаційний контроль ізоляції – вимірювання її опору при прийманні електроустановки після монтажу періодично в строк, визначений Правилами, або в випадку знаходження дефектів. Опір ізоляції виміряється на відімкнені установці. При такому вимірюванні можна визначити опір ізоляції окремих ділянок мережі, електричних апаратів, машин і т.п. В мережі вимірюється опір ізоляції кожної фази відносно землі і між кожною парою фаз на кожній ділянці між двома послідовно встановленими апаратами захисту, а також за останнім апаратом захисту до зажимів електроприймача. Опір ізоляції кожної ділянки в мережах напругою до 1000 В має бути не нижче 0,5 МОм. Для електричних апаратів і машин норми інші, тому вони відмикаються від мережі, і опір їх ізоляції міряється окремо.

Вимірювання опору ізоляції під робочою напругою дозволяє визначити стан ізоляції всієї мережі, включаючи джерело і електроприймачі. Отримана таким чином величина опору ізоляції дозволяє визначити степінь безпеки експлуатації даної мережі. Тому норми, наведені в ПТЕ, не можуть бути в даному випадку критерієм нормальної роботи ізоляції, так як вони задані не для всієї мережі, а для її окремих ділянок.

Міркувати про нормальну роботу або про появу дефектів ізоляції за результатами вимірювань під напругою можна лише шляхом порівняння з даними попередніх вимірювань. Якщо результати співпадають, ізоляція робоча. Якщо ж виявлене різке зниження опору ізоляції в порівнянні з даними попередніх вимірювань, це вказує на наявність дефектів ізоляції.

В мережах напругою до 1000 В невеликої ємності (до 0,05 мкФ) слід підтримувати опір ізоляції на такому рівні, щоб струм, який проходить через людину, яка торкнулася до фази, не перебільшував тривало допустимої величини.

Постійний контроль ізоляції – вимірювання опору ізоляції під робочою напругою на протязі всього часу роботи електроустановки з дією на сигнал. Величина опору ізоляції відраховується за шкалою приладу. При зниженні опору ізоляції до гранично допустимої величини або нижче прилад подає звуковий або світловий сигнал.

Прилад постійного контролю ізоляції має задовольняти наступним основним вимогам:

1) показувати лише активний або омічний опір ізоляції фаз відносно землі незалежно від величини ємності;

2) на точність показань приладу не повинні впливати коливання напруги мережі;

3) бути досить надійним;

4) здійснювати самоконтроль, тобто при несправності приладу стрілка вказувача повинна встановлюватися на нуль, а не на ∞;

5) опір внутрішніх кіл опору приладу має бути значно вищим повного опору фаз відносно землі (не нижче 100 кОм). У іншому випадку підключення приладу до мережі підвищує небезпеку ураження електричним струмом при експлуатації електрообладнання.

Керівник підприємства зобов’язаний забезпечити утримання, експлуатацію і обслуговування електроустановок відповідно до вимог чинних нормативних документів.

Для цього він повинен:

- призначити відповідального за справний стан і безпечну експлуатацію електрогосподарства з числа інженерно-технічних працівників, які мають електротехнічну підготовку і пройшли перевірку знань у встановленому порядку;

- забезпечити достатню кількість електротехнічних працівників;
- затвердити Положення про енергетичну службу підприємства, а також посадові інструкції і інструкції з охорони праці;
- встановити такий порядок, щоб працівники, на яких покладено обов'язки з обслуговування електроустановок, вели ретельні спостереження за дорученим їм обладнанням і мережами – оглядом, перевіркою дії, випробуванням і вимірюванням;
- забезпечити перевірку знань працівників у встановлені строки згідно з вимогами ПТЕ;
- забезпечити проведення проти аварійних, приймально-здавальних і профілактичних випробувань та вимірювань електроустановок згідно з правилами і нормами (ПТЕ);
- забезпечити проведення технічного огляду електроустановок.

Фахівці служб охорони праці зобов'язані контролювати безпечну експлуатацію електроустановок і повинні мати групу IV з електробезпеки.

Забороняється покладати на енергослужбу обов'язки, що не входять до її професійної компетенції.

Оперативне обслуговування може здійснюватися як місцевими оперативними чи оперативно-ремонтними працівниками, за якими закріплена ця електроустановка, так і виїзними, за якими закріплена група електроустановок.

А.2 Розрахунок захисного заземлення

У відповідності з ПУЕ, всі металеві частини електроустановок, які в процесі роботи не мають з'єднання з струмопровідними частинами, але можуть потрапити під напругу, повинні бути заземлені.

Трансформаторні підстанції напругою 10/0,4 кВ на стороні 0,4 кВ мають глухозаземлену нейтраль. З'єднання обмоток цехових трансформаторів - Δ/Y з нулем. Струм замикання на землю 27 А. Для

цехового обладнання використовується заземлення. Цехові підстанції отримують живлення від 2 кабелів, що прокладені в одній траншеї.

Грунт – супісь , другий кліматичний район.

Розрахунок зводиться до визначення вертикальних заземлювачів і довжини з'єднувальної смуги з розміщенням на плані.

1. Визначається норма на опір заземлення $R_з^н$.

Якщо заземлюючий пристрій використовується одночасно для електроустановок напругою до 1000 В та вище:

$$R_з \le \frac{125}{I_з} = \frac{125}{27} = 4,63\ Ом$$

Згідно ПУЕ , так як сумарна потужність струмоприймачів більш 100 кВА то $R_з$ повен бути не більше 4 Ом. Приймається $R_з$ = 4 Ом.

2. Визначається розрахунковий питомий опір грунту:

$$\rho_р = \rho_{табл} \cdot \psi = 250 \cdot 1,4 = 350\ Ом \cdot м$$

де $\rho_{табл}$ - табличне значення, для супіску $\rho_{табл}$ =250 *Ом·м* (табл. 3.8 [12]);

ψ - підвищуючий коефіцієнт, для України, для стержньових заземлювачів ψ =1,4. (табл. 3.10 [12]).

3. Опір одинарного вертикального заземлювача:

$$R_о = 0,366\frac{\rho_{розр}}{l}\left(\lg\frac{2l}{d} + \frac{1}{2}\lg\frac{4t+l}{4t-l}\right) =$$

$$= 0,366\frac{350}{5}\left(\lg\frac{2\cdot 5}{2.5} + \frac{1}{2}\lg\frac{4\cdot 3+5}{4\cdot 3-5}\right) = 20,361\ Ом,$$

де l – довжина заземлювача, приймається 5 м; d – діаметр заземлювача (приймаються стрижні діаметром 2,5 см).

$$t = h + \frac{l}{2} = 0,5 + \frac{5}{2} = 3 \ м,$$

де h – глибина прокладки смуг (згідно ПУЕ – 0,5...0,8 м).

Приймаються електроди прокладені по замкнутому контуру згідно плану та визначається орієнтовна кількість заземлювачів:

$$n_o = \frac{R_o}{R_з^н \cdot \eta_t} = \frac{20,361}{4 \cdot 0,59} = 8,628 \approx 9 \ шт$$

де η_o – коефіцієнт використання ряду заземлювачів, для a/l=4/5=0.8, η_o =0,59 за рис. 7.5 [12].

де a = 4 м – відстань між електродами згідно ПУЕ.

4. Довжина горизонтальної з'єднувальної смуги:

$$l_n = 1,05a \cdot n = 1,05 \cdot 4 \cdot 9 = 37,8 \ м.$$

5. Опір смуги з урахуванням екранування:

$$R_n = 0,366 \frac{\rho_{розр}}{l_n \cdot \eta_n} \lg \frac{2l_n}{b \cdot n} = 0,366 \frac{350}{37,8 \cdot 0,59} \lg \frac{2 \cdot 37,8^2}{0,01 \cdot 0,5} = 24 \ Ом,$$

де η_n – коефіцієнт використання з'єднувальної смуги шириною b = 10 мм та товщиною 5 мм.

6. Необхідний опір вертикальних заземлювачів з урахуванням опору з'єднувальної смуги:

$$R_{тр} = \frac{R_п \cdot R_з^и}{R_п \cdot R_з^и} = \frac{24 \cdot 4}{24 - 4} = 4{,}8 \ Ом.$$

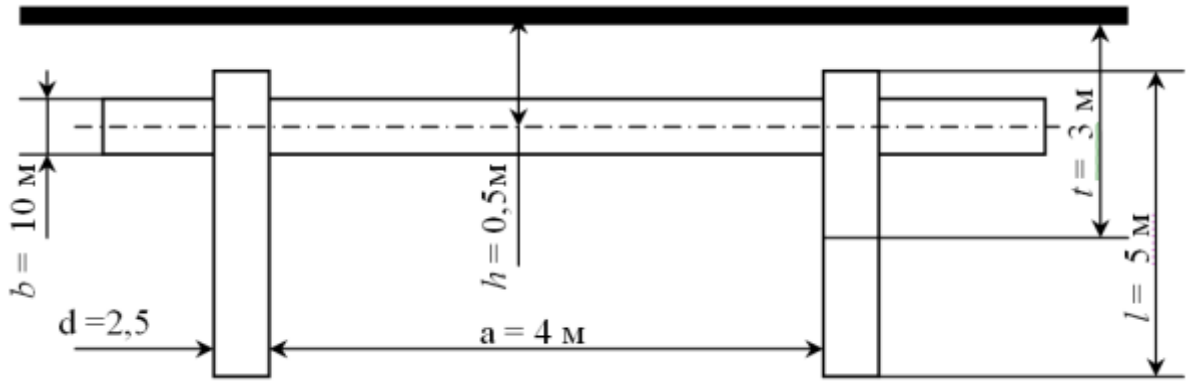


Рисунок А.1. Схема прокладки заземлення

7. Остаточна кількість заземлювачів:

$$n = \frac{R_o}{R_{тр} \cdot \eta_o} = \frac{20{,}361}{4{,}8 \cdot 0{,}59} = 7{,}49 \approx 8 \ шт.$$

8. Проводиться перевірка опору заземлювача і порівнюється отримане значення з нормованим:

$$R_з = \frac{1}{\frac{1}{R_{тр}} + \frac{1}{R_п}} = \frac{1}{\frac{1}{4{,}8} + \frac{1}{24}} = 4 \ Ом.$$

Дійсний опір заземлюючого пристрою з 8-ма заземлювачами не перевищує нормуючого значення.