

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

**“ Дослідження ефективності заходів зі зменшення технологічних
втрат електричної енергії в електричних мережах ПрАТ
«Кіровоградобленерго ”**

Виконав здобувач вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕЕ-22М
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

_____Олена ЄРЬОМКО

« ____ » _____ 2023 р.

Керівник роботи

к.т.н., доцент

_____Іван САВЕЛЕНКО

« ____ » _____ 2023 р.

Рецензент _____

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

Плещков П.Г.

«_____» _____ 2023 р.

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

Єрьомко Олена Валеріївна

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Дослідження ефективності заходів зі зменшення
технологічних втрат електричної енергії в електричних мережах ПрАТ

«Кіровоградобленерго»

Study of the effectiveness of measures to reduce technological losses of electricity in
the power grids of PJSC "Kirovohradoblenergo"

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 30.12.2023 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 та маркетингу. Удосконалення систем
енергоменеджменту та маркетингу 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
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н, доц. Савеленко І.В.</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ.</i>	<i>10.10.23</i>	
2	<i>Огляд енергетичного управління та маркетингу у компанії "Кіровоградобленерго"</i>	<i>16.10.23</i>	
3	<i>Дослідження методів та моделей оцінки ефективності заходів зі зменшення технологічних втрат</i>	<i>28.10.23</i>	
4	<i>Моделювання та аналіз технологічних втрат електроенергії в мережі ПрАТ «Кіровоградобленерго»</i>	<i>16.11.23</i>	
5	<i>Оптимізація діяльності енергокомпанії з метою зменшення технологічних втрат в електромережах</i>	<i>30.11.23</i>	
6	<i>Охорона праці</i>	<i>06.12.23</i>	
7	<i>Висновки</i>	<i>12.12.23</i>	
8	<i>Оформлення пояснювальної записки та презентації магістерської роботи</i>	<i>25.12.22</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2023 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2023 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Єршомко О.О. Дослідження ефективності заходів зі зменшення технологічних втрат електричної енергії в електричних мережах ПрАТ «Кіровоградобленерго»

Study of the effectiveness of measures to reduce technological losses of electricity in the power grids of PJSC "Kirovohradoblenergo"

Спеціальність 141 - «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». - ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». - Центральноукраїнський національний технічний університет. - м. Кропивницький, 2023 р.

У кваліфікаційній роботі здійснено дослідження зниження затрат на технологічні втрати електроенергії в мережах енергопостачальних компаній за рахунок удосконалення їх систем менеджменту та маркетингу.

Функціонування економік більшості країн світу в значній мірі залежить від природних монополій, до яких відноситься, зокрема передавання та розподілення електроенергії. Електроенергія використовується в переважній більшості технологічних процесів та задовольняє першочергові потреби населення. На сьогоднішній день енергопостачальні компанії (ЕК) не схильні до підвищення ефективності виробничої діяльності, стимулювання споживачів до впровадження енергоощадних технологій та організаційних заходів зі зменшення втрат електроенергії.

Тому задача удосконалення систем енергоменеджменту та маркетингу електропостачальних компаній з метою зменшення збитків, пов'язаних з технологічними втратами електроенергії є досить актуальною.

ЕНЕРГЕТИЧНИЙ МЕНЕДЖМЕНТ, МАРКЕТИНГ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНА ОРГАНІЗАЦІЯ,
ТЕХНОЛОГІЧНІ ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.

ABSTRACT

ERYMKO O. Study of the effectiveness of measures to reduce technological losses of electricity in the power grids of PJSC "Kirovohradoblenergo".

Дослідження ефективності заходів зі зменшення технологічних втрат електричної енергії в електричних мережах ПрАТ «Кіровоградобленерго»

Specialty 141 - "Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics". - EPP "Electrical systems of power consumption". - Central Ukrainian National Technical University. - Kropyvnytskyi, 2023

The qualification work includes a study on cost reduction of technological losses of electrical energy in the networks of energy supply companies through the improvement of their management and marketing systems.

The functioning of the economies of most countries in the world largely depends on natural monopolies, including the transmission and distribution of electrical energy. Electrical energy is used in the majority of technological processes and meets the primary needs of the population. Currently, energy supply companies (ESC) are not inclined to increase the efficiency of production activities, encourage consumers to implement energy-saving technologies, and implement organizational measures to reduce electrical energy losses.

Therefore, the task of improving the energy management and marketing systems of electricity supply companies with the aim of reducing losses associated with technological losses of electrical energy is quite relevant.

ENERGY MANAGEMENT, ELECTRICITY MARKETING, ENERGY
SUPPLY ORGANIZATION, TECHNOLOGICAL LOSSES OF
ELECTRICAL ENERGY.

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1. ОГЛЯД ЕНЕРГЕТИЧНОГО УПРАВЛІННЯ ТА МАРКЕТИНГУ У КОМПАНІЇ "КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО"	10
1.1 Організаційно-економічний огляд ПАТ «Кіровоградобленерго».	10
1.2 Організація служби енергоменеджменту в ПрАТ «Кіровоградобленерго»	22
1.3 Аналіз витрат енергопостачальної компанії ПрАТ «Кіровоградобленерго»	24
1.4 Аналітичний огляд існуючих методів визначення втрат електричної енергії.....	33
Висновки до розділу 1.....	38
2. ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ТА МОДЕЛЕЙ ОЦІНКИ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАХОДІВ ЗІ ЗМЕНШЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ	39
2.1 Математична модель підвищення ефективності зниження технологічних втрат електроенергії в розподільних електричних мережах	39
2.2 Математичні моделі визначення втрат від споживачів	43
2.3 Покращення системи управління енергоефективністю для зменшення технологічних втрат в електричних мережах.....	48
Висновки до розділу 2.....	56
3. МОДЕЛЮВАННЯ ТА АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖІ ПРАТ «КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО»	57
3.1 Опис програмного середовища для визначення втрат потужності та електроенергії в РЕМ.....	57
3.2 Аналіз втрат потужності та електроенергії в мережах 10 кВ на	

прикладі відрізка одного з РЕМ ПрАТ «Кіровоградобленерго».....	62
3.3 Аналіз втрат потужності та електроенергії в мережах 0.4 кВ ПрАТ "Кіровоградобленерго".	68
Висновки до розділу 3.....	73
4. ОПТИМІЗАЦІЯ ДІЯЛЬНОСТІ ЕНЕРГОКОМПАНІЇ З МЕТОЮ ЗМЕНШЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ В ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАХ	74
4.1 Механізми зменшення технологічних втрат в електричних мережах ПрАТ «Кіровоградобленерго»	74
4.2 Дослідження диференційних роздрібних тарифів для стимулюючого регулювання зменшення технологічних втрат в електромережах	77
Висновки до розділу 4:	80
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	81
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	82
ДОДАТКИ.....	85
Додаток А.....	86
А.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів, а також заходи по їх усуненню	86
А.2 Розрахунок захисного заземлення	91

ВСТУП

Функціонування економік у більшості країн світу в значній мірі залежить від природних монополій, серед яких виділяється передача та розподіл електроенергії. Електроенергія використовується в переважній більшості технологічних процесів і відповідає основним потребам населення. На сучасному етапі енергопостачальні компанії (ЕК) не виявляють вподоби до підвищення результативності виробничої діяльності, активізації споживачів для впровадження енергоефективних технологій та заходів з організаційного зменшення втрат електроенергії.

Вирішення завдання нормування та планування втрат електричної енергії під час проектування та експлуатації електричних мереж вимагає розгляду умов відсутності повної інформації про графіки електричних навантажень окремих споживачів. Це вимагає оцінювання втрат на основі доступної інформації, такої як графіки навантажень в одному або декількох вузлах, загальне споживання електричної енергії, режим роботи основних цехів, характер їх навантажень, норм електроспоживання цехів, груп або окремих осіб тощо.

Отже, можна прийти до висновку, що важливою є проблема вдосконалення систем енергоменеджменту та маркетингу електропостачальних компаній з метою зменшення збитків, пов'язаних із технологічними втратами електроенергії. Мета дослідження полягає в зниженні витрат на технологічні втрати електроенергії у мережах енергопостачальних компаній шляхом удосконалення їх систем менеджменту та маркетингу.

Досягнення цієї мети вимагає вирішення конкретних завдань:

1. Проведення аналізу сучасного стану системи енергетичного менеджменту та маркетингу енергопостачальної компанії, на прикладі ПрАТ «Кіровоградобленерго», для виявлення існуючих недоліків.
2. Дослідження можливостей розробки методів та моделей

оцінювання ефективності заходів щодо зменшення технологічних втрат електричної енергії для удосконалення системи енергетичного менеджменту компанії.

3. Розробка економіко-організаційного механізму для зменшення технологічних втрат у електричних мережах шляхом впровадження системи диференційованих роздрібних тарифів.

4. Техніко-економічна оцінка доцільності впровадження запропонованих заходів щодо зменшення технологічних втрат в мережах енергопостачальної компанії.

Об'єктом дослідження є процес впровадження технологічних та організаційно-управлінських рішень з метою підвищення ефективності енергозбереження. Предмет дослідження включає методи та механізми ефективної взаємодії між енергопостачальними компаніями та промисловими підприємствами для стимулювання та впровадження ефективних енергозберігаючих заходів.

Методи досліджень включають в себе комп'ютерне імітаційне моделювання, теорію електричних кіл, чисельні методи розв'язку задач. Наукова цінність роботи полягає у розвитку методу оцінювання економічного ефекту впровадження заходів щодо зменшення витрат електроенергії та удосконалення механізмів диференціації роздрібних тарифів. Практична цінність полягає в можливості використання результатів для стимулювання зменшення втрат електричної енергії на енергопостачальних та промислових підприємствах.

РОЗДІЛ 1

1. ОГЛЯД ЕНЕРГЕТИЧНОГО УПРАВЛІННЯ ТА МАРКЕТИНГУ У КОМПАНІЇ "КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО"

1.1 Організаційно-економічний огляд ПАТ «Кіровоградобленерго»

Акціонерна енергетична компанія "Кіровоградобленерго" була утворена шляхом перетворення державного підприємства "Кіровоградобленерго" на Державну акціонерну енергопостачальну компанію "Кіровоградобленерго" за рішенням Міністерства енергетики та електрифікації України від 1 серпня 1995 року (наказ № 140). Пізніше, згідно з рішенням загальних зборів акціонерів, компанію реорганізовано у Відкрите акціонерне товариство (ВАТ) "Кіровоградобленерго" з 14 червня 1999 року, а з 18 березня 2011 року перейшли до Публічного акціонерного товариства (ПАТ) "Кіровоградобленерго". У 2018 році статус компанії змінився на Приватне акціонерне товариство (ПрАТ) "Кіровоградобленерго".

Організаційна структура енергетичного ринку України включає виробників електроенергії та тепла, Оптовий ринок і 27 обласних енергетичних компаній. Оптовий ринок організовує продаж електроенергії у виробників і продавців, передаючи її обласним енергетичним компаніям та іншим суб'єктам оптових ринків, які здійснюють подальшу реалізацію кінцевим споживачам. Поточна система не передбачає прямих угод між виробниками та постачальниками електроенергії, ускладнюючи встановлення конкурентних цін. Розрахунки за електроенергію проводяться через систему спеціальних розподільчих рахунків у визначеному банку, що виконує розподіл та перерахування коштів за визначеними алгоритмами, затвердженими Національною комісією регулювання електроенергетики України. З моменту введення в дію Закону України "Про електроенергетику" з 7 липня 2000 року розрахунки за електроенергію

виключно проводяться за допомогою банківських коштів.

Головна сфера діяльності акціонерного товариства "Кіровоградобленерго" включає закупівлю електроенергії від Державного підприємства "Енергоринок" і її реалізацію на території Кіровоградської області.

Територія обслуговування "Кіровоградобленерго" охоплює всю область з загальною площею 24,6 тис. кв. км. У структурі компанії 22 райони електричних мереж, що включають 21 РЕМ відповідно до адміністративних районів області та 1 МРЕМ (місто Кропивницький - обласний центр).

Станом на 01.01.2023 року "Кіровоградобленерго" обслуговувало 487 027 абонентів, включаючи 12 902 юридичні особи та 466 125 фізичних осіб.

Компанія використовує комбіновану експлуатаційну форму для ПЛ і ПС напругою 35 кВ і вище, пристроїв РЗА та засобів ДТУ. Мережі напругою 0,4–10 кВ в районах електричних мереж обслуговуються децентралізовано. В структурі є 4 малі ГЕС загальною потужністю 12,25 МВт: Гайворонська, Краснохутірська, Тернівська та Новоархангельська. У балансі "Кіровоградобленерго" 30,226 тис. км повітряних ліній 0,4–330 кВ, 1152,9 км кабельних ліній 0,4–35 кВ, 197 підстанцій 35–150 кВ, 7162 ТП-6–10/0,4 кВ, 43 РП 6–10 кВ.

Основними напрямками діяльності компанії є виробництво, передача та постачання електроенергії. Ліцензії на підприємницьку діяльність в області передачі та постачання електроенергії були надані компанії ліцензією ПР № 0064 та ліцензією ПС № 0717 відповідно. Ліцензія АБ № 177349 дозволяє здійснювати виробництво електроенергії. Ці ліцензії є безстроковими та діють на території власних локальних електричних мереж. Надходження електроенергії в мережі області відображено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1. Постачання електроенергії в мережу області за роками у мільйонах кВт·год.

Обсяги електроенергії	2021 рік	2022 рік	2023 рік
Всього надходження електроенергії, в тому числі:	2437,68	2601,165	2511,075
- транзит	664,68	610,26	555,975
- постачання власним споживачам	1770,09	1606,26	1626,66
- втрати електроенергії в електромережах	310,1	320,67	316,995
% фактичних втрат в електромережах	12,22	14,301	12,936
% нормативних втрат в електромережах	14,829	14,829	14,9025

Фактичні втрати електроенергії енергокомпанії за 2023 рік становили 316.995 млн. кВт. год., що дорівнює 12,93%. При зменшенні надходження електроенергії в мережу на 90,90 млн. кВт. год. порівняно з 2022 роком фактичні втрати зменшились на 3,67 млн. кВт. год.

Нормативні втрати зросли з 14,83% до 14,9%, і, відповідно, розбіжність фактичних втрат від нормативних збільшилась з 4,75% до 4,98%. Постачання електроенергії власним споживачам зросло на 20,4 млн. кВт. год., а транзитне постачання споживачам постачальників за нерегульованим тарифом скоротилося на 55,1 млн. кВт. год.

Керівництво комерційної дирекції розробило та впроваджує ряд заходів для зведення фактичних втрат до рівня нормативних:

1. Розроблено комплексну програму довгострокових заходів щодо заміни приладів обліку абонентів на більш досконалі, трансформаторів струму та обладнання ізольованих вводів.

2. Систематично проводиться аналіз повузлових балансів для виявлення місць наднормативних втрат електроенергії.

3. Розроблено організаційно-технічні заходи для зниження технічних

втрат електроенергії.

Компанія фактично виступає монополістом, проте майже не може змінити ринок збуту. У 2022 році, окрім ПрАТ "Кіровоградобленерго", електроенергію постачали 12 незалежних постачальників. Проте вже у червні того ж року транзитні поставки електроенергії практично припинилися через введення умови 100% попередньої оплати для незалежних постачальників. На жаль, на 1 січня 2022 року деякі підприємства-незалежні постачальники так і не розрахувалися за транзит електроенергії, і найбільшим боржником є підприємство НАЕК "Енергоатом".

У 2023 році, окрім ПрАТ "Кіровоградобленерго", електроенергію на території Кіровоградської області постачали такі компанії як: ВАТ "Українська інноваційно-фінансова компанія", ТОВ "Заваллівський графіт", ДП "Теплоенергоцентр", ТОВ "Високі енергетичні технології", СП ТОВ "Світловодськпобут", КП "Теплоенергетик". Серед найбільших споживачів електричної енергії у 2023 році були підприємства, такі як Східний ГЗК (8,35%), ОКВП "Дніпро — Кіровоград" (2,13%), ВАТ "Червона зірка" (0,93%), ТОВ "Сілікон" (0,2%).

Структура споживачів електроенергії в порівнянні за 2021-2023 роки представлена у таблиці 1.2.

Серед промислових споживачів найбільш високий борг мають ДП "Бурвугілля", ЗАТ "Енерговугілля", РЕУ ДХК "Олександріввугілля" та будівництво дирекції КГЗКОР. Спроби виправдати борги цих підприємств є вкрай проблематичними чи навіть неможливими.

Загалом слід відзначити поліпшення ситуації з розрахунками за спожиту електроенергію порівняно з 2022 роком. Однак підприємства вугільної промисловості та комунально-побутової сфери залишаються проблемними платниками. Це становиться актуальним у зв'язку з великою завантаженістю більшості комунальних підприємств під час осінньо-зимового періоду.

Таблиця 1.2. Порівняльна динаміка структури споживання електроенергії за період 2021-2023 років.

Споживачі	Факт за 2021 рік, млн.кВт·г	Питома вага, %	Факт за 2022 рік, млн.кВт·г	Питома вага, %	Факт за 2023 рік, млн.кВт·г	Питома вага, %
Промисловість	608,1023	28,97	609,2405	26,83	519,728	23,81
Залізниця	503,9612	24,01	545,3711	24,02	510,2706	23,38
Сільгосп споживачі	77,805	3,71	72,7104	3,20	71,169	3,26
Житлокомун- госп	148,5635	7,08	132,7515	5,85	123,584	5,66
Установи державного бюджету	42,5481	2,03	51,2799	2,26	44,42235	2,04
Установи місцевого бюджету	63,3675	3,02	64,3839	2,84	62,0823	2,84
Населення	456,5894	21,75	649,7222	28,62	705,9917	32,35
Інші споживачі	198,1056	9,44	144,9914	6,39	145,3914	6,66
Всього	2099,042		2270,451		2182,639	

Проблема гарантування повної оплати електроенергії виникає через законодавчий заборонений відключати тих споживачів, відключення яких може призвести до екологічної та санітарної загрози, техногенної катастрофи (зокрема ОКВП "Дніпро-Кіровоград", ДХК "Олександріявугілля"). Ці споживачі відповідають за 13% - 15% обсягу товарного обігу електроенергії, імовірність оплати якого є неясною.

Протягом 2023 року обсяг товарної продукції (ТП) ПрАТ "Кіровоградобленерго" становив 592,5 млн. грн, порівняно з 549,9 млн. грн за 2022 рік.

Табл. 1.3. Структура заборгованості по групах споживачів за спожиту електричну енергію.

Споживачі	Борг на 01.01.2022р тис. грн.	Питома вага, %	Борг на 01.01.2023р. тис. грн.	Питома вага, %
Житлокомунгосп	12987,45	45,13	14366,1	33,89
Залізниця	92,4	0,32	0	0,00
Інші споживачі	1159,2	4,03	1356,6	3,20
Населення	8,1123	0,03	8055,6	19,01
Пільги	468,3	1,63	1782,9	4,21
Промисловість	13326,6	46,31	15743,7	37,14
Сільгосп споживачі	52,5	0,18	50,4	0,12
Субсидії	38,85	0,13	255,15	0,60
Установи державного бюджету	639,45	2,22	689,85	1,63
Установи місцевого бюджету	6,3	0,02	85,05	0,20
Всього	28779,1623		42385,35	

Таблиця 1.4. Показники фінансової ситуації в ПрАТ «Кіровоградобленерго»

Найменування показників	Один.. виміру	Факт		
		2021 рік	2022 рік	2023 рік
Товарна продукція	млн.грн	431,34	576,345	621,075
Купована електроенергія в ДП "Енергоринок"	млн.грн	244,965	305,865	317,205
Собівартість електроенергії	млн.грн	404,88	527,31	587,055
Відсоток оплати товарної продукції	%	104,58	106,26	104,265
Відсоток оплати купованої електроенергії	%	100,315	100,063	100
Заборгованість перед ДП "Енергоринок"	%	0	0	0
Заборгованість за електроенергію споживачами	млн.грн	45,465	36,855	42,42
Прибуток від операційної діяльності	млн.грн	26,46	7,455	11,235
Чистий прибуток	млн.грн	19,4	-3,4	-30,4

Враховуючи це і розглядаючи обсяг постачання електроенергії споживачам у 2023 році, собівартість 1 кВт·год. зросла на 6,9 млн. грн порівняно з відповідним періодом минулого року. У звітному 2023 році прибуток від операційної діяльності склав 11,235 млн. грн, а загальний збиток становив 30,4 млн. грн.

Персонал ремонтно-будівельної дільниці ПрАТ "Кіровоградобленерго" та підрядних організацій проводив роботи з ремонту дахів на закритих трансформаторних підстанціях 6-10/0,4 кВ, розподільчих пунктах 6-10 кВ, а також виконував ремонт виробничих

приміщень РЕМ та споруд підстанцій 35-150 кВ. Завершено будівництво адміністративної будівлі сервісного центру в м. Кропивницькому. Також були виконані ремонти виробничих та службових приміщень на об'єктах Онуфріївського РЕМ, Побузької ділянки Голованівського РЕМ, диспетчерського пункту Кіровоградського міського РЕМ. Проведено заміну металевої огорожі на залізобетонну на ПС: "Кіровоградська-150 кВ", "Сільмаш-150 кВ", та замінені вікна будівлі ПС "Гідросила-150 кВ". Згідно з графіком також були виконані заміна дверей та ремонти покрівель ЗТП в кількості 51 шт. та 10 шт. відповідно, а також відремонтовано 38 шаф КТП 6-10/0,4 кВ.

У 2023 році було проведено поточні ремонти силових трансформаторів на ПС 35 кВ і вище:

- 59 одиниць силових трансформаторів 110-150 кВ загальною потужністю 1282,3 МВА.

- 103 енергоблоки потужністю 35 кВ об'єднаною потужністю 670,3 МВА.

Відповідно до розкладу, проведено теперішні ремонти 657 вимикачів 6-35 кВ.

Ремонт електричних мереж витратив у 2023 році 26685,5 тис. грн., що перевищує плановані 24560,0 тис. грн.

В компанії існують три секції централізованого ремонту силових трансформаторів 6-10/0,4 кВ, де протягом 2023 року відремонтовано 5 трансформаторів 35/10 кВ загальною потужністю 15,4 МВА, 151 трансформатор загальною потужністю 22 тис. кВА та 32 вимірювальних трансформаторів напругою 35-150 кВ.

Розподільча мережева служба виготовила, встановила та виконала роботи з монтажу та демонтажу в мережах розподілу 0,4-10 кВ. Для скорочення трас підвісних ліній 0,4-10 кВ додатково встановлено 628 опор. Ліквідовано 4233 залізобетонних стояків, вилучено 23 тонн проводу та 31 силовий трансформатор 6-10/0,4 кВ.

Протягом 2023 року персонал виробничих служб провів комплекс робіт для забезпечення стабільної роботи електричних мереж та надійного електропостачання споживачів:

- Замінено пошкоджений грозозахисний трос на ПЛ-150 кВ загальною довжиною 26 км: Л-28 "Помічна-Побужжя" (9,12 км), Л-74 "КремГЕС—Олександрія ПТО" (3,52 км), Л-74А "Олександрія" (7,6 км), Л-3, Л-4 "Морозівка — Знам'янка" (4,5 км), Л-46 "Сутоклія—Компаніївка" (7,4 км);
- Здійснено монтаж грозозахисного тросу на ПЛ-35 кВ загальною довжиною 2,38 км: Л-748 "Верблюжка — Куцівка" (1,88 км), Л-317 "Новоукраїнка — Камишевате" (1,6 км), Л-422 "Долинська — Братолюбівка" (2 км) і т.д.

Виконано в повному обсязі розклади перевірок РЗА, профілактичних випробувань обладнання ПС 35-150 кВ, технічного обслуговування обладнання ДТУ, повірки, калібрування та ремонту засобів вимірювальної техніки.

Потенціал ПрАТ «Кіровоградобленерго» представлений:

- біля 3000 кваліфікованих співробітників;
- повітряні лінії електропередач напругою 0,4–330 кВ – 30226,8 км, включаючи 330 кВ – 76 км, 150 кВ – 1649,6 км, 35 кВ – 3226,2 км, 10 кВ – 12867, 6 кВ – 200 км, 0,4 км – 15136 км;
- кабельні лінії 0,4 – 35 км – 1152,9 км, зокрема 35 кВ – 3 км, 10 кВ – 458 км, 6 кВ – 197 км, 0,4 кВ – 250 км;
- підстанції 35–154 кВ – 195 одиниць (їх загальна потужність 2236,5 МВА), в т.ч. 35 кВ – 178 / 1030,2 шт./МВА, 110 – 154 кВ – 17 / 1206,3 шт./МВА.

ПрАТ «Кіровоградобленерго» володіє чотирма малими ГЕС – Гайворонською, Краснохутірською, Тернівською та Новоархангельською, загальною встановленою потужністю 12,35 МВт.

На сьогоднішній день це середня за розмірами енергетична

компанія, обслуговуючи 33 тисячі кілометрів електроліній 0,4-150 кВ, що покриває густою мережею всі 24,6 тисяч квадратних кілометрів території області з населенням 1,04 млн. чоловік.

ПрАТ «Кіровоградобленерго» є однією з 27 енергетичних компаній України, займаючи 15 місце за обсягом реалізованої електроенергії та 16 місце за довжиною ліній електропередач.

Загальна кількість споживачів, включаючи побутові – більше 465 тисяч, промислові – понад 800, аграрні – більше 900. Через електромережі та підстанції ПрАТ споживачі отримують 2,3-2,4 млрд. кВт·год електроенергії щороку.

Головною метою компанії є забезпечення прибутку для задоволення інтересів акціонерів, економічних та соціальних потреб працівників через передачу та надійне постачання електроенергії споживачам в умовах функціонування єдиної енергосистеми України.

Тому у 2024 році керівництво компанії буде спрямоване на зниження втрат у мережах, запобігання крадіжок, уникнення безоплатного відпуску електроенергії різним категоріям споживачів та оптимізацію витрат.

Управління енергопостачальною компанією ПрАТ «Кіровоградобленерго» організовано через наступні керівні структури:

- Голова Правління ПрАТ «Кіровоградобленерго»;
- Технічний директор ПрАТ «Кіровоградобленерго»;
- Виконавчий директор ПрАТ «Кіровоградобленерго»;
- Фінансовий директор ПрАТ «Кіровоградобленерго»;
- Комерційний директор ПрАТ «Кіровоградобленерго»;
- Директор з питань економічної безпеки ПрАТ «Кіровоградобленерго»;
- Директор з питань охорони праці ПрАТ «Кіровоградобленерго»;
- Помічник Голови правління з інформаційних технологій ПрАТ «Кіровоградобленерго»;

- Відділи та служби ПрАТ «КОЕ»;
- 22 РЕМи ПрАТ «КОЕ».

Ці органи забезпечують ефективне керівництво та контроль над різними аспектами діяльності компанії, спрямованої на забезпечення енергопостачання та виконання стратегічних завдань у сфері електроенергетики.

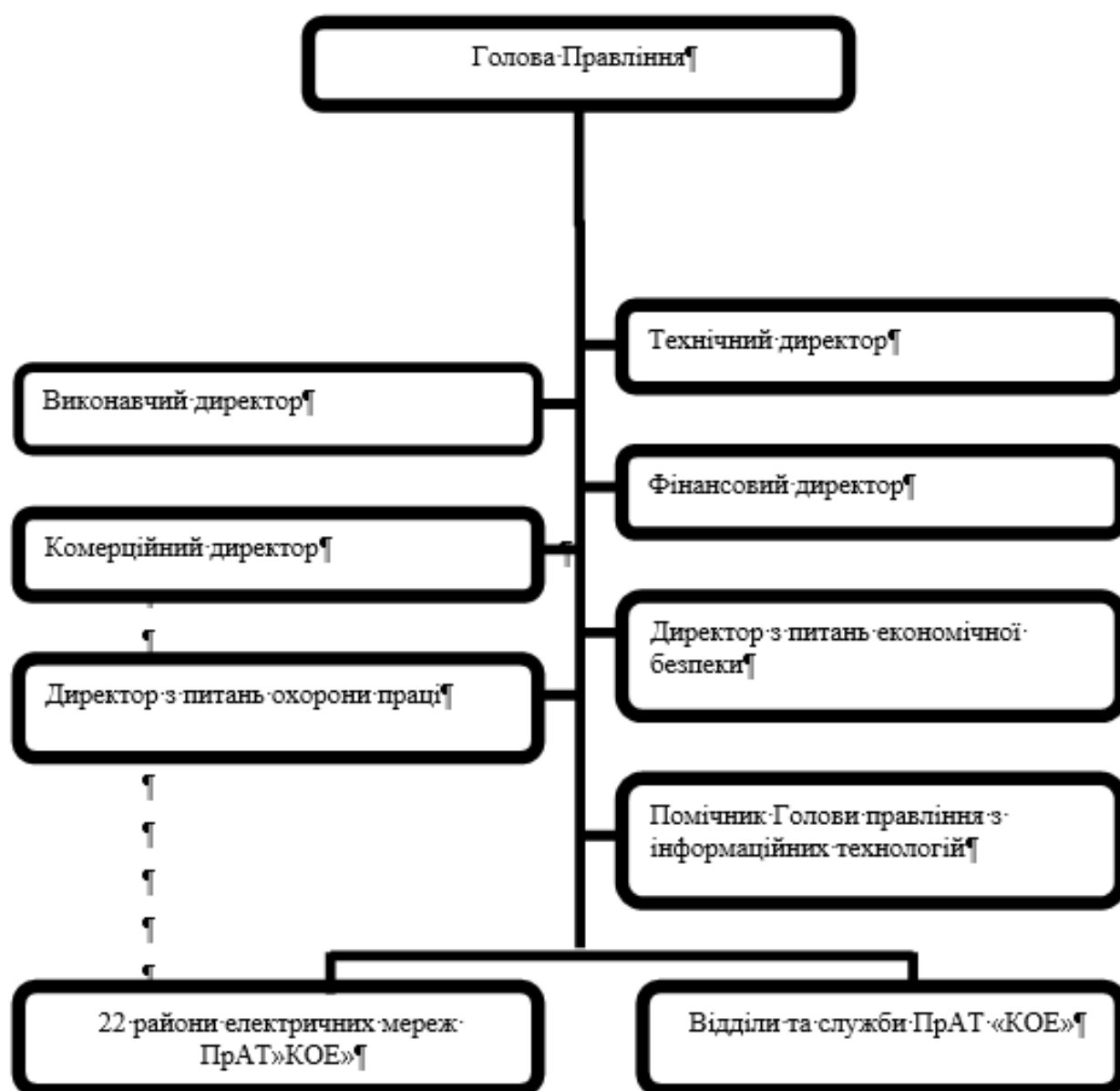


Рис. 1.1 - Структура правління енергопостачальної компанії ПрАТ «Кіровоградобленерго».

Голова Правління виконує керівні обов'язки на всій території підприємства.

Технічний директор ПрАТ «Кіровоградобленерго» очолює Технічну дирекцію, яка відповідає за обслуговування технічного обладнання підприємства. У Технічного директора є троє заступників, а структура дирекції включає 12 відділів та служб.

Виконавчий директор ПрАТ «Кіровоградобленерго» очолює Виконавчу дирекцію. Виконавчий директор має заступника і керує відділами, такими як Відділ капітального будівництва, Тендерний відділ, Служба механізації та транспорту, Відділ матеріально-технічного забезпечення, Канцелярія, та Адміністративно-господарчий відділ.

Фінансовий директор ПрАТ «Кіровоградобленерго» керує Фінансовою дирекцією, яка відповідає за контроль за обігом грошових потоків. До складу Фінансової дирекції входять: Бухгалтерія, Фінансовий відділ, Відділ тарифної політики, Відділ бюджетного планування та контролю, та Сектор оплати праці.

Директор з питань охорони праці ПрАТ «Кіровоградобленерго» керує службою охорони праці, яка ставить своєю метою зменшення кількості виробничих нещасних випадків через інструктажі, навчання та перевірку знань персоналу.

Директор з питань економічної безпеки ПрАТ «Кіровоградобленерго» управляє службою економічної безпеки, яка займається виявленням злочинів, пов'язаних з крадіжками та пошкодженням технологічного обладнання. У нього є заступник.

Помічник Голови Правління з інформаційних технологій впроваджує новітні технології в організацію та відповідає за правильну роботу комп'ютерів та програмного забезпечення підприємства.

Комерційний директор ПрАТ «Кіровоградобленерго» очолює Комерційну дирекцію, яка відповідає за збут електроенергії фізичним та юридичним споживачам. У Комерційного директора є заступник.

Відділи та служби ПрАТ «Кіровоградобленерго» охоплюють всі підрозділи підприємства, які не підпорядковані жодній з вищевказаних дирекцій, включаючи Відділ кадрів та Юридичний відділ.

1.2 Організація служби енергоменеджменту в ПрАТ «Кіровоградобленерго»

Серед основних завдань, які постали перед службою енергоменеджменту ПрАТ «Кіровоградобленерго», основоположними є зменшення фактичних втрат електроенергії та вдосконалення ефективності діяльності структурних підрозділів компанії. Фактичні втрати, тобто різниця між відпущеною в мережу та оплаченою електроенергією, складаються з чотирьох основних елементів:

1. Технічні втрати електроенергії: обумовлені фізичними процесами, що відбуваються при передачі та перетворенні електроенергії в мережах, включаючи її трансформацію в тепло в елементах мереж.

2. Витрати електроенергії на власні потреби підстанції: необхідні для забезпечення роботи технологічного обладнання та життєдіяльності обслуговуючого персоналу.

3. Втрати електроенергії, обумовлені інструментальними похибками вимірювань (інструментальні втрати).

4. Комерційні втрати: обумовлені розкраданням електроенергії, неспівпаданням показань лічильників та іншими факторами у сфері контролю споживання енергії.

На підприємстві ПрАТ «Кіровоградобленерго» вирішення проблеми з інструментальними втратами відбувається швидкими темпами. Заміна застарілих пристроїв обліку на більш сучасні, які мають вищий клас точності, здійснюється за узгодженою програмою. Однак це не є головною проблемою, оскільки, хоч і заміна приладів обліку призводить до значного

ефекту, пов'язаного з економією, інші фактори також важливі у вирішенні даної проблеми.

2. Втрати, пов'язані з наданням рахунків, виникають через неповну або невірну інформацію щодо укладених договорів, використання спеціальних тарифів або пільг. Проте, їх частка в загальній структурі втрат є мінімальною.

3. Втрати внаслідок розкрадання електроенергії виникають через несанкціоноване підключення споживачів, шахрайство з лічильниками та інші фактори. Зазвичай, у сільській місцевості та в областях із індивідуальною забудовою цей рівень вищий, ніж в міських багатоповерхівках. Проте порівняно з ситуацією між 2010- 2020 роками відзначається значним покращенням. Це досягнуто завдяки впровадженню нових служб, створенню контрактних місць для контролерів, що регулярно перевіряють цілісність пломб та правильність підключення лічильників. Головним чинником різкого зменшення розкрадання є впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроспоживання.

4. Втрати, пов'язані із заборгованістю, виникають через оплату електроенергії пізніше встановленої дати, довготривалі борги та невикладені рахунки. Цей рівень втрат, на жаль, є дуже високим. Така ситуація передусім обумовлена існуючою схемою розрахунків за споживану електроенергію, де оплата відбувається після фактичного споживання. Без прийняття спеціальних заходів існує завжди можливість затримки або невиклати електроенергії, використаної протягом розрахункового періоду. Ця ситуація має юридичні, соціально-економічні та психологічні причини. Для зменшення комерційних втрат контролери енергозбуту проводять регулярні обходи абонентів, розсилають рахунки на оплату та інші заходи.

Для вирішення цих викликів та зменшення експлуатаційних витрат встановлюються автоматизовані системи комерційного обліку

електроенергії (АСКОЕ). Традиційні вимірювальні комплекси замінюються на більш точні та сучасні, які включають багатофункціональні електронні лічильники електричної енергії.

ПрАТ «Кіровоградобленерго» активно використовує дві сучасні АСКОВ:

- АСКОВ на базі SMART для розрахунку з побутовими споживачами.

- АСКОВ для розрахунку з оптовим ринком електроенергії (ОВ).

Додаткове покращення показників компанії досягається завдяки ефективній роботі персоналу та оптимізації структурних підрозділів. У цьому контексті, служба енергетичного менеджменту розробила програму стимулювання працівників, де працівники з високими показниками роботи можуть отримувати премії.

Процес визначення рейтингу РЕМів включає оцінку за двома ключовими показниками енергозбутової діяльності РЕМ:

- Обсяг реалізації електричної енергії.
- Фактичні втрати електричної енергії.

1.3 Аналіз витрат енергопостачальної компанії ПрАТ «Кіровоградобленерго»

Собівартість передавання та постачання електричної енергії є ключовим фактором формування цінової політики енергопостачальних компаній (ЕК). Здійснюючи розрахунки складових витрат, ЕК планують свої ресурси, визначають фактичні витрати та розробляють повну калькуляцію виробничих витрат. Структура витрат діяльності ЕК наведена на рис. 1.2.

Витрати ЕК включають в себе вартість закупівлі електроенергії, операційні витрати та фінансові витрати. Операційні витрати охоплюють

виробничу собівартість електричної енергії (собівартість її передачі та постачання), технологічні втрати електроенергії, адміністративні витрати та інші операційні витрати, які не прямо пов'язані з виробництвом, передаванням та постачанням електричної енергії. Виробнича собівартість передавання та постачання електричної енергії, відповідно до методичних рекомендацій [3], включає прямі матеріальні витрати (витрати на паливо, воду, енергію, допоміжні матеріали, запасні частини), заробітну плату, відрахування на соціальні заходи, амортизацію основних засобів, втрати електричної енергії та інші.



Рис. 1.2. Витрати в енергопостачальних компаніях

Оскільки витрати на технологічні процеси мають значну питому вагу [2], вони виокремлені в окремий розділ витрат. Кругова діаграма, яка відображає структуру витрат на передавання енергії ПрАТ "Кіровоградобленерго" у 2020 році, представлена на рис. 1.3. Найбільший внесок у загальну суму витрат складають витрати на закупівлю енергії на оптовому ринку електроенергії (54,5%). Важливу частку в структурі витрат становлять технологічні витрати електроенергії - 23%. Виробнича собівартість продукції оцінюється приблизно в 19% від загальних витрат передавання енергії, а адміністративні витрати складають 3,5%.

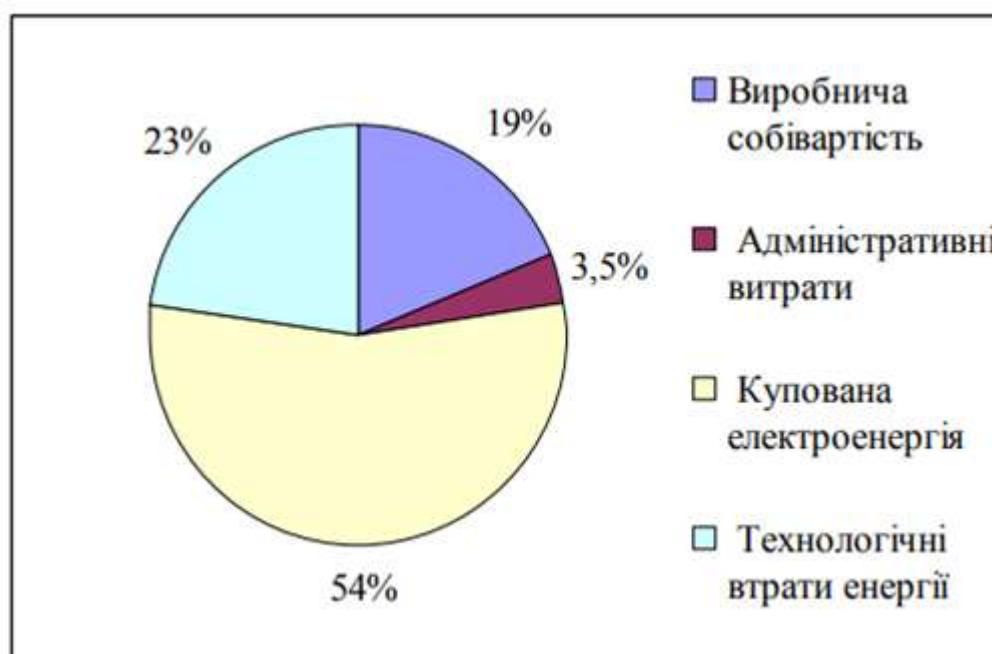


Рис. 1.3. Структура витрат в ПрАТ „Кіровоградобленерго” в 2020 році

Загальні витрати поступово зростають, а в 2020 році спостерігається стрибкоподібний приріст, що переважно зумовлено зростанням вартості купованої енергії. У той же час технологічні витрати на передачу енергії завдяки діям керівництва ПрАТ "Кіровоградобленерго" проявляють сталу тенденцію до зменшення. Виробнича собівартість продукції, адміністративні витрати та інші витрати є постійними компонентами витрат енергопостачального підприємства. Їхній внесок в загальну вартість

передавання і постачання електроенергії залишається майже незмінним: виробнича собівартість зросла з 16,1% від загальних витрат у 2010 році до 20,7% у 2019 році і зменшилась у 2020 році до 19%; адміністративні витрати залишалися майже незмінними – 3,3% від загальних витрат на передавання енергії у 2011 році і 3,4% у 2020 році. Таким чином, можна стверджувати, що саме завдяки зниженню технологічних витрат електричної енергії з 2019 по 2021 рік на 15%, енергопостачальна компанія стала більш прибутковою. Вартість технологічних витрат електроенергії скоротилась на 23 млн грн порівняно з 2018 роком і на 40 млн грн порівняно з 2019 роком.

Оцінка собівартості передавання електроенергії є критично важливим завданням в умовах ринкової конкуренції за єдиними тарифами, встановленими Національною комісією регулювання електроенергетики (НКРЕ). Зниження собівартості є ключовим аспектом для отримання прибутку в таких умовах. Основна мета аналізу собівартості полягає в виявленні можливостей для більш раціонального використання виробничих ресурсів та зменшення витрат на передавання і постачання електроенергії споживачам.

Основні завдання аналізу собівартості включають:

1. Оцінку собівартості та її змін в порівнянні з минулими періодами, а також врахування діючого законодавства, договірної та фінансової дисципліни.
2. Дослідження причин відхилень фактичних витрат від планових за статтями, видами робіт та групами робіт.
3. Виявлення резервів для зниження витрат.
4. Підтримка розробки оптимальних величин витрат, планових та нормативних калькуляцій.

Це дозволяє компанії ефективно управляти витратами, виявляти ефективні рішення та оптимізувати виробничі процеси.

$$\Delta U_{заг} = (S_{\phi} - S_n) E_{\phi}^{від}$$

де S_{ϕ} , S_n – собівартість відповідно за 2023 р. і 2021 р. однієї кВт·год. електроенергії; $E_{\phi}^{від}$ – відпуск електроенергії споживачам(факт).

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

Розбіжності, які зумовлені змінами у постачанні електроенергії споживачам, розраховуються за допомогою визначеної математичної формули:

$$\Delta U_{від} = S_n^{пост} (E_n^{від} - E_{\phi}^{від})$$

де $S_n^{пост}$ – частка постійних витрат у собівартості енергії в 2019 р;
 $E_n^{від}$ – відпускна електроенергія до споживачів в 2019 році.

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

На дану досягнену результату вплинули різноманітні фактори, такі як збільшення постачання електроенергії до мережі та скорочення технологічних і енергетичних витрат на потреби виробничої системи. З кількісної точки зору, цей вплив може бути оцінений наступним чином [8]:

а) економія, отримана через зростання подачі енергії в мережу, становить:

$$\Delta U_{над} = \frac{100 - K_n^{6.п}}{100} \cdot \frac{100 - K_n^{техв}}{100} S_n^{пост} (E_n^{над} - E_{\phi}^{над})$$

де $K_n^{6.п}$, $K_n^{техв}$ – коефіцієнт витрат енергії на виробничі потреби, коефіцієнт технологічних витрат електроенергії в 2019 р.;

Е – надходження електроенергії в 2019 і 2020 р.:

$$\Delta U_{над} = \frac{100 - 0,49}{100} \cdot \frac{100 - 20,83}{100} \cdot 0,055(2474,932 - 2624,49) =$$

$$= -6518,067 \text{ тис. грн};$$

Рис. 1.4. Вихідні дані для аналізу собівартості відпуску електроенергії споживачам

Показники	2019	2020
1. Надходження електроенергії в мережу, млн кВт·год.	2474,932	2624,49
2. Відпуск енергії споживачам, млн кВт·год.	1947,163	2151,954
3. Технологічні витрати енергії:		
а) абсолютні, млн. кВт·год.	515,535	460,692
б) відносні, %	20,83	17,55
Витрати електроенергії на виробничі потреби системи:		
а) абсолютні, млн. кВт·год.	12,234	11,844
б) відносні, %	0,49	0,45
4. Технологічні витрати, які приходяться на 1 кВт·год. відпущеної електроенергії	0,2648	0,214
5. Вартість електроенергії, грн/кВт·год.	0,238	0,282
6. Вартість технологічних витрат, тис.грн	122697,3	129915,1
7. Вартість купленої електроенергії, тис.грн	218719	310495,3
8. Постійні витрати, тис.грн	107722	127007
9. Всього витрат, тис.грн	449138,3	567417,4
10. Собівартість відпущеної споживачам енергії, грн/1 кВт·год.	0,231	0,264
в тому числі:		
а) закупівельна складова	0,112	0,14
б) складова технологічних витрат	0,063	0,06
в) постійна складова	0,055	0,059

б) Заощадження завдяки редукції енергозатрат в технологічних процесах:

$$\begin{aligned}\Delta U_{tex} &= \frac{100 - K_n^{в.п}}{100} \cdot S_n^{посм} \left(\frac{K_{\phi}^{texв} - K_n^{texв}}{100} \right) E_{\phi}^{над} = \\ &= \frac{100 - 0,49}{100} \cdot 0,055 \left(\frac{17,55 - 20,83}{100} \right) 2624,49 = -4734,018 \text{ тис. грн};\end{aligned}$$

в) скорочення витрат енергії на виробничі потреби призвело до зменшення собівартості:

$$\begin{aligned}\Delta U_{в.п} &= S_n^{посм} \left(\frac{K_{\phi}^{в.п} - K_n^{в.п}}{100} \right) E_{\phi}^{над} \frac{100 - K_{\phi}^{texв}}{100} = \\ &= 0,055 \left(\frac{0,45 - 0,49}{100} \right) 2624,49 \frac{100 - 17,55}{100} = -49,461 \text{ тис. грн}.\end{aligned}$$

2. Зміна вартості закупленої електроенергії вплинули на відхилення собівартості відпущеної енергії споживачам.

$$\Delta U_{зак} = (3_{\phi}^{ел} - 3_n^{ел}) E_{\phi}^{від},$$

де $3_n^{ел}$, $3_{\phi}^{ел}$ – вартість закупівлі електроенергії, урахована у собівартості відпущеної енергії, в 2019 та 2020 роках.

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

3. Зміна технологічних витрат електроенергії:

$$\Delta U_{texвт} = (T_{\phi}^{ел} - T_n^{ел}) \cdot E_{\phi}^{від},$$

де $T_n^{ел}, T_{\phi}^{ел}$ – компонента технологічних витрат електроенергії відповідно до 2019 та 2020 років.

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

На величину компоненти технологічних витрат вплинули два фактори: зменшення обсягу технологічних витрат та зростання тарифу на електроенергію:

а) зміна компоненти технологічних витрат електроенергії внаслідок зменшення обсягу технологічних витрат:

$$\Delta U_{обс} = C_n(Q_{\phi} - Q_n)E_{\phi}^{від},$$

де C_n – ціна на електроенергію для внутрішнього споживача у 2013 році; Q_{ϕ}, Q_n – обсяг технологічних витрат електроенергії відповідно до 2019 та 2020 років.

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

б) підвищення ціни на електроенергію:

$$\Delta U_{ц.ел} = (C_{\phi} - C_n) \cdot Q_{\phi} \cdot E_{\phi}^{від},$$

де C_{ϕ} – фактична ціна на електроенергію.

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

4. Зміна за рахунок постійних витрат:

$$\Delta U_{пост} = U_{ф}^{пост} - U_{п}^{пост},$$

де $U_{п}^{пост}$, $U_{ф}^{пост}$ – постійні витрати відповідно до 2019 та 2020 років.

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

Рисунок 1.5. Аналіз розрахунку витрат ПрАТ „Кіровоградобленерго”

Фактор зміни собівартості	Значення
Загальне відхилення у витратах виробництва, тис. грн	+71041,421
1. Збільшення відпуску енергії в 2014 р., тис. грн	-11329,558
в тому числі:	
а) надходження енергії в мережу	-6518,067
б) зміна технологічних витрат електроенергії, тис. грн	-4734,018
в) зміна витрат (у відсотках) енергії на виробничі потреби	-49,461
2. Зміна закупівельної складової, тис. грн	+68772,739
3. Зміна складової технологічних витрат електроенергії, тис. грн	-5686,760
в тому числі:	
а) обсяг технологічних витрат	-25957,208
б) підвищення тарифів на електроенергію	+20270,448
4. Зміна постійних витрат	+19285

Результати проведеного аналізу (рис. 1.5.) свідчать про те, що витрати виробництва у 2020 році зросли на 71,041 млн. грн порівняно з 2019 роком.

Проаналізувавши всі чинники, що вплинули на зростання собівартості, можна зробити висновок, що цей приріст головним чином

стався за рахунок зміни складової закупівлі (+68773 тис. грн). Іншим аспектом, який призвів до підвищення вартості переданої електроенергії споживачам, є постійні витрати (+19,3 млн. грн), до яких віднесені адміністративні витрати, витрати на збут та інші операційні витрати.

Ефективними заходами для скорочення загальних витрат були збільшення обсягу відпущеної енергії та зниження складової технологічних витрат електроенергії. Зокрема, зменшивши технологічні витрати енергії на 54,8 млн кВт·год у 2014 році (3,3%), енергетичне підприємство знизило загальні витрати на 5,7 млн. грн; зменшення обсягу технологічних витрат призвело до зниження собівартості відпущеної електроенергії на 25,957 млн. грн, тоді як підвищення тарифів на електричну енергію призвело до збільшення загальної собівартості на 20,270 млн. грн.

1.4 Аналітичний огляд існуючих методів визначення втрат електричної енергії

Електроенергія є продукцією, що перетікає за допомогою частини самої продукції, і, отже, технічні втрати під час її передавання є неодмінним явищем. Ці втрати обумовлені конструктивними параметрами мережі та фізичними процесами, які відбуваються в провідниках при передачі електроенергії.

Технологічні витрати електроенергії в електромережах складаються з комерційних та технічних (технологічних) втрат [10]. У ідеальних умовах комерційні втрати електроенергії в електричній мережі, розраховані шляхом, повинні дорівнювати нулю. Проте, в реальних умовах різниця між введенням електроенергії в мережу та корисним відпуском, а також технічні втрати, не дорівнюють нулю. Комерційні втрати електроенергії можна розділити на три складові [10–12]. Перша пов'язана з похибками вимірювань електроенергії, що надходить в мережу

та ту, яка відпускається споживачам. Друга визначається заниженням корисного відпуску через дефекти в енергозбутовій діяльності і крадіжки електроенергії. Третя пов'язана з неоплатою за спожиту електроенергію.

Енергетичні компанії активно впроваджують сучасні прилади обліку в мережах 10–35–110 кВ, проте, у зв'язку з обмеженими фінансовими можливостями, ці прилади встановлюються лише в точках комерційного обліку. В розподільних мережах і на підприємствах, де працюють підстанції без обслуговуючого персоналу, інформація про режим визначається лише протягом двох діб шляхом контрольних погодинних записів для режиму максимального та мінімального навантаження. Це визначає графіки навантаження за 48 годинами з 8760 годин робочого часу. Зрозуміло, що така інформація має обмежену достовірність через невеликий обсяг вибірки.

Один із відомих методів оцінки річних втрат електричної енергії у електричних мережах - метод максимальних втрат [13–21]. Цей метод визначає втрати електричної енергії через значення втрат потужності у режимі максимального навантаження за формулою:

$$\Delta W = \Delta P_M \cdot \tau, \quad (1.1)$$

де ΔP_M - втрати потужності у режимі максимальних навантажень,

τ - час максимальних втрат.

У роботі [17] автори використовують триступеневий графік для визначення втрат електричної енергії:

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

де T - розрахунковий період дослідження втрат (рік),

$P_{\max}$ і $P_{\min}$ – відповідно, максимальна та мінімальна активна потужність навантаження.

Хоча вираз (1.1) рекомендується для проектних розрахунків, він не враховує залежність часу втрат від форми кривої графіка навантаження. Це означає, що для різних графіків може існувати одне значення τ , що може призвести до значних відмінностей у визначенні втрат.

Низка виразів, які використовують ті ж самі параметри, представлена у роботах Ю.С. Железка та інших [19–31]. Однак точність визначення втрат електричної енергії у всіх випадках досить велика і сягає 13% [19].

До недоліків методу часу втрат відноситься його неврахування впливу реактивного навантаження та динаміки зміни коефіцієнта потужності, а також різниць у конфігураціях графіків.

Урахування перших двох факторів відбувається за допомогою формули [18]:

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

де

τ_a , τ_p – час макс. втрат від передачі активної та реактивної потужностей, $P_{\max}$, $Q_{\max}$, $S_{\max}$ – значення максимальних активної, реактивної та повної 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:

$$\Delta W = \frac{W^2 K_{\phi.a}^2 + W_p^2 K_{\phi.p}^2}{U^2 T} R, \quad (1.2)$$

де T – розрахунковий період (рік), W , W_p – спожита активна та реактивна енергія; $K_{\phi.a}$, $K_{\phi.p}$ – коефіцієнти форми графіків навантажень; R – розрахунковий опір мережі.

Вираз (1.2) рекомендовано для нормування та планування втрат у розподільних мережах промислових підприємств, але це призводить до занижених оцінок втрат порівняно з фактичними значеннями. Причина полягає в тому, що значення, що входять у формулу (1.2), визначаються з даних електроспоживання базового періоду без урахування змін енергомісткості продукції в плановому періоді, таких як заходи з енергозбереження, нове електрообладнання чи зміни в режимах роботи, технологічні властивості продукції та інше.

Точність визначення втрат електричної енергії залежить від достовірності та повноти вихідної інформації про значення та характер навантаження. У мережах промислових підприємств підвищення точності можна досягти за допомогою норм споживання. У роботах [30–32] запропоновано визначати втрати електричної енергії в залежності від установлених норм споживання електроенергії (без втрат), запланованої продуктивності агрегату (цеху) та математичного сподівання затрат часу на вироблення одиниці продукції (роботи), з урахуванням передбачуваних змін в енергомісткості продукції (роботи). Формула для визначення втрат в елементах живлення окремих потужних агрегатів через норми споживання електроенергії може мати вигляд [32]:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \frac{(\omega_{ij} K_{\phi,ij})^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{ij}) P_{ij} R_i}{U_{ij}^2 t_{o,ij}}, \quad (1.3)$$

де $K_{\phi,ij}$, $\operatorname{tg} \varphi_{ij}$ – коефіцієнт форми та коефіцієнт реактивної потужності і-го агрегату для j-го виду продукції; U_{ij} – приведені значення напруг $t_{o,ij}$ – тривалість роботи агрегату; R_i – активний опір лінії живлення і-го агрегату.

Щодо індивідуальних показників навантажень окремих агрегатів під час вироблення конкретного виду продукції, то ці показники можна отримати розрахунковим шляхом за паспортними даними агрегатів, графіком їх роботи та режимом навантаження.

Для визначення приведеної напруги, крім того, необхідні значення номінальних параметрів елементів електропередачі. Використання індивідуальних норм є трудомістким методом.

Висновки до розділу 1

1. Ретельний аналіз організаційно-економічних характеристик ПрАТ «Кіровоградобленерго» розкрив, що на балансі компанії налічується 30,226 тис. км повітряних ліній 0,4-330 кВ, 1152,9 км кабельних ліній 0,4-35 кВ, 197 підстанцій 35-150 кВ, 7162 ТП-6-10/0,4 кВ та 43 РП 6-10 кВ. З цього можна зробити висновок, що на перший план виступають заходи, спрямовані на зниження втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 0,4 – 35 кВ, які підвищать ефективність функціонування компанії.

2. Аналіз структури витрат енергопостачальної компанії ПрАТ «Кіровоградобленерго» вказує на те, що технологічні витрати за останні 5 років становили 17...35% від загального обсягу витрат. Це свідчить, що технологічні витрати електроенергії визначаються як ключовий елемент, який має великі потенційні резерви для зниження собівартості продукції та, отже, підвищення ефективності компанії.

3. Розгляд існуючих методів визначення втрат електроенергії в розподільних мережах свідчить про наявність емпіричних формул для оцінки часу максимальних втрат через використання максимальної потужності. Однак використання таких емпіричних залежностей не може бути однозначно рекомендовано для визначення втрат у зв'язку із змінами характеру навантажень розподільних мереж в останні роки. Перспективним напрямком є визначення втрат електричної енергії на основі норм її споживання, хоча в сучасних умовах точність еквівалентування електричних мереж та графіків навантажень залишає бажати кращого.

РОЗДІЛ 2

2. ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ТА МОДЕЛЕЙ ОЦІНКИ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАХОДІВ ЗІ ЗМЕНШЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ

2.1 Математична модель підвищення ефективності зниження технологічних втрат електроенергії в розподільних електричних мережах

У математичних моделях для оцінки економічної ефективності заходів щодо скорочення технологічних втрат цільова функція формується як мінімізація розрахункових витрат, що складаються з двох складових. Перший компонент відображає вартість електроенергії без урахування технологічних втрат, тоді як другий враховує вартість технологічних втрат електроенергії. Важливість включення другого доданку пояснюється тим, що частка втрат електроенергії в загальних експлуатаційних витратах часто перевищує 30%.

У простіших сценаріях матриця відносної вартості втрат потужності може бути сформована як добуток вартості електроенергії для конкретного класу напруги, матриці вузлових опорів мережі та коефіцієнта форми узагальненого графіка навантаження мережі, з врахуванням розрахункового періоду часу та значення середньої або номінальної напруги мережі.

Для зменшення технологічних втрат електроенергії можна застосовувати чотири стратегії: по-перше, зниження середніх навантажень через встановлення та дотримання прогресивних норм електроспоживання та впровадження новітніх технологій; по-друге, вирівнювання графіків навантажень за рахунок зміщення в часі початку технологічних процесів для споживачів-регуляторів; по-третє, зниження вартості споживаної

енергії за допомогою розрахунку електроенергії за зонними тарифами та переміщення навантажень з пікової та напівпікової зони доби в зону нічного провалу навантажень; по-четверте, зниження втрат потужності через оптимізацію режимів електричної мережі. Одним із найефективніших заходів є зниження середніх активних навантажень за рахунок використання передових технологій і зменшення енергомісткості продукції.

Методика дослідження ефективності зниження технологічних втрат електроенергії в електричних мережах володіє чітко вираженим системним характером. Загальний підхід до визначення системної ефективності зменшення втрат з використанням компенсації реактивної потужності [47]. дозволяючи цільову функцію можна виражати у вигляді квадратичної моделі, яку представляють у двох формах - через максимальні або середні навантаження. При цьому для другої форми питома вартість втрат визначається лише паливною складовою. Висновок, що вибір нерегульованих батарей конденсаторів в мережі може бути здійснений лише на основі даних середніх навантажень, стає наочним. Водночас, оскільки нерегульовані батареї конденсаторів мають обмежене застосування, для досягнення оптимальних рішень при виборі регульованих компенсуючих установок (КУ) необхідне урахування графіків реактивних навантажень споживачів.

Автори [48] пропонують використовувати декомпозицію складної мережі на підсистеми з розімкнутою конфігурацією мережі. Цільова функція формується для розімкнутої мережі підсистеми з врахуванням вартості реактивної енергії на вході (розв'язується економічна задача КРП). У спрощеній формі цільова функція виглядає наступним чином:

$$Z = Q_K^t Z_K + (Q_H - Q_K)^t Z_0 + \frac{c_m \tau}{U^2} (Q_H - Q_K)^t R (Q_H - Q_K) \rightarrow \min, \quad (2.1)$$

де Q_k – набір компенсуючих установок, встановлених у вузлах: ; Z_k – набір нормованих витрат на встановлення компенсуючих установок ; Q_n – набір реактивних потужностей навантажень вузлів мережі; $Z_{01}, \dots, Z_{0n})^* t$ – набір витрат на реактивну енергію на вході мережі; c_m – вартість максимальних електроенергетичних втрат; U – середнє значення напруги в мережі; R – матриця вузлових опорів електричної мережі.

Після проведення математичних перетворень можна вивести систему лінійних рівнянь для визначення оптимального рішення з урахуванням обмежень:

$$\frac{2c_m \tau}{U^2} R(Q_n - Q_k) = Z_k - 1l,$$

де l – параметр Лагранжа, числове значення якого налаштовує необхідну загальну суму Q_k для всіх компенсуючих установок. Для визначення системної ефективності компенсації реактивної потужності (КРП) з останнього рівняння визначають оптимальний вектор вхідних реактивних потужностей $Q_e = Q_n - Q_k$ та вектор потужностей компенсуючих установок Q_k . При цьому для кожного споживача визначають значення приросту зменшення втрат у разі встановлення ним оптимальної потужності компенсуючої установки.

$$\sigma_Q = \frac{\partial \Delta P}{\partial Q_k} = -\frac{2}{U^2} R(Q_n - Q_k)$$

Припустимо, що в узлі КУ з індексом n не встановлені ($Q_k = 0$), і знову проводимо обчислення для решти $(n-1)$ споживачів. Оскільки значення $\sigma_Q(i=1, \dots, n-1)$ залишаються незмінними (за умови інваріантності значень питомих приростів втрат), тоді визначаємо, в якому напрямку змінюються потужності КУ в порівнянні з початковим розв'язком.

Другий спосіб визначення системної ефективності КРП полягає в оцінці втрат, що виникають через неприсутність вузла n в оптимізації. Такий підхід необхідний для оцінки доцільності встановлення КУ з урахуванням постійної складової витрат на їхнє встановлення. Для цього потрібно визначити різницю між мінімальними значеннями витрат без участі та з участю n -го споживача в оптимізації.

Однак оцінка ефективності для всіх споживачів електричної мережі вимагає значної кількості ітераційних розрахунків.

Найбільш ефективний вибір для впровадження нового обладнання, нових технологій або прогресивних методів організації робіт базується на формулюванні цільової функції, яка враховує різницю у зменшенні технологічних витрат і одноразових матеріальних витрат. За значеннями приростів цієї функції вирішується питання щодо доцільності впровадження заходів з енергозбереження для кожного споживача. Існують різні підходи до визначення економічної ефективності заходів з енергозбереження.

$$\Phi = \Delta Z - \Delta u = \Delta \mathbf{x}^T (\mathbf{c} - \mathbf{a}) + \mathbf{x}^T \mathbf{C} \Delta \mathbf{x} + \Delta \mathbf{x}^T [\mathbf{C}(\mathbf{x} - \Delta \mathbf{x}) - \mathbf{B} \Delta \mathbf{x}], \quad (2.2)$$

Перший підхід полягає в оцінці зменшення функції витрат при зміні компоненти вектора навантаження і визначенні вектора чутливості цільової функції. Цей вектор чутливості дозволяє визначити найбільш впливові вузли електричної мережі, для яких зменшення навантаження призводить до найменших розрахункових витрат. Після визначення вектора чутливості можна визначити найбільш впливових споживачів електричної мережі і значення приростів зменшення навантажень, які приносять максимальний економічний ефект для системи електропостачання в цілому.

Недоліком цього підходу є те, що економічний ефект визначається для системи в цілому, і частка виграшу для конкретного споживача залишається невідомою, не забезпечуючи ефективного стимулювання тих споживачів, які витрачають ресурси на впровадження заходів з енергозбереження.

2.2 Математичні моделі визначення втрат від споживачів

Розроблені математичні моделі, призначені для оцінки економічної ефективності зменшення втрат в електричних мережах, потребують розробки математичних концепцій розподілу втрат електричної енергії між різними споживачами. З введенням для споживачів системи оплати за електроенергію за диференційованими тарифами, які діють у різних зонах часу, вони стають активними учасниками взаємодії з енергетичними компаніями. Щоб сформулювати другу складову цільової функції у вигляді матриці вартості технологічних втрат електроенергії, необхідно розробити математичні моделі розподілу втрат електроенергії між споживачами, зважаючи на графіки їхніх навантажень. Це робиться з метою ефективного мотивування споживачів впроваджувати заходи зі зменшення втрат електроенергії. Без належної інформації щодо технологічних втрат електроенергії, що виникають в мережах електроенергетики внаслідок навантажень кожного споживача, неможливо ефективно впроваджувати систему фінансового заохочення для стимулювання економії споживання електроенергії в години максимального навантаження на мережі електроенергії та ОЕС України, а також для переміщення споживання на години мінімального навантаження.

Найпростіший спосіб розподілу – це пропорційне розподілення, при якому загальні втрати розподіляються пропорційно активному або реактивному навантаженню споживачів. У випадку, якщо не враховується

різна електрична відстань між споживачами, це досягається за допомогою включення вартості технологічних втрат електроенергії в собівартість електроенергії.

В роботі Дерзського В.Г. [39] вказується на цілеспрямованість розподілу навантажувальних втрат пропорційно квадратам потоків активної та реактивної енергії з урахуванням коефіцієнтів нелінійності технологічних втрат. Ця рекомендація базується на висновку, що якщо втрати пропорційні квадрату навантаження, то їхній розподіл між споживачами повинен також відбуватися пропорційно квадрату їхніх навантажень. У дослідженні [43] продемонстровано, що при застосуванні квадратичного розподілення втрат між споживачами, які живляться від спільної лінії з опором R , втрати потужності для споживача з навантаженням P_j будуть визначатися наступним чином:

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

де n_e – ефективне число споживачів, що живляться від лінії

В порівнянні формул для пропорційного та квадратичного розподілення втрат впливає, що при пропорційному розподіленні споживачі малої потужності перебувають в менш вигідному положенні. Іншими словами, чим менша потужність у споживача, тим більше втрат потужності йому приписується порівняно з реальними втратами. Якщо вважати квадратичне розподілення природнім, то пропорційне розподілення призводить до субсидування потужних споживачів за рахунок менш потужних. Навпаки, якщо вважати пропорційне розподілення правильним, то квадратичне розподілення полегшує умови для менш потужних споживачів, а потужнішим доводиться рахуватися із більшими втратами. Ці підходи можна назвати відповідно "прямою" та "інверсною" системами субсидування споживачів. Навіть не розглядаючи, яке розподілення є більш правильним (природнім), можна визнати, що на

сьогодні в Україні застосовується субсидування потужних споживачів через пропорційне розподілення втрат електроенергії шляхом включення їх вартості у роздрібний тариф.

Недоліком нелінійних розподілень втрат електроенергії є їхня відносна складність в реалізації, яка вимагає використання обчислювальної техніки та сучасних систем обліку. У роботі [44] розроблено математичні моделі для розподілення втрат потужності в мережах будь-якої конфігурації з використанням різних розподілень та урахуванням графіків навантажень споживачів. Для розподілення втрат потужності пропорційно навантаженню споживачів запропоновано формулу:

$$\Delta \mathbf{P} = \frac{10^{-3}}{U_{\text{н}}^2} (\mathbf{P}^{\text{д}} \mathbf{R} \mathbf{P} + \mathbf{Q}^{\text{д}} \mathbf{R} \mathbf{Q}), \quad (2.4)$$

де $\Delta \mathbf{P}$ – вектор-стовпець втрат активної потужності, що припадає на баланс окремих споживачів; $\mathbf{R}_{\text{д}}$, $\mathbf{Q}_{\text{д}}$ – діагональні матриці активних і реактивних навантажень споживачів; $\mathbf{P}$, $\mathbf{Q}$ – вектори-стовпці навантажень цих же споживачів; $\mathbf{R}$ – матриця вузлових активних опорів; $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга мережі.

Вираз (2.4) можна подати у такому вигляді:

$$\Delta \mathbf{P} = \frac{10^{-3}}{U_{\text{н}}^2} (\mathbf{P}_{\text{R}}^2 \mathbf{1} + \mathbf{Q}_{\text{R}}^2 \mathbf{1}), \quad (2.5)$$

де $\mathbf{1}$ – одиничний вектор-стовпець; $\mathbf{P}_{\text{R}}^2, \mathbf{Q}_{\text{R}}^2$ – матриці, елементи яких формуються як добуток відповідних елементів матриць активних та реактивних навантажень споживачів і матриці вузлових опорів.

У разі застосування формул (2.4-2.7), втрати потужності в спільних елементів живлення розподіляються пропорційно споживаній потужності з урахуванням електричної відстані (опору) до споживачів. Якщо електрична віддаленість до кожного із споживачів не враховується, то

вираз (2.5) можна подати у такому вигляді:

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

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

де $p_{ij}=P_iP_j$ $q_{ij}=Q_iQ_j$, $i=\overline{1,n}$, $j=\overline{1,n}$ – елементи матриць квадратів активних і реактивних навантажень відповідно P^2 , Q^2 ; R_{ij} – елементи матриці опорів у вузлах електричної мережі.

Для більш точного визначення втрат з урахуванням коваріації графіків навантажень при визначенні коефіцієнтів у формулах (2.6-2.7), рекомендується формула:

Якщо не враховувати електричну віддаленість до кожного споживача, то вираз (2.5) можна викласти так:

$$\Delta P = \frac{10^{-3} R_e}{U_H^2} (P^2 \mathbf{1} + Q^2 \mathbf{1}),$$

де R_e – еквівалентний опір електричної мережі.

Для більш точного визначення втрат із врахуванням коваріації графіків навантажень та визначення коефіцієнтів у формулах (2.6-2.7) рекомендується використовувати наступні формули:

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

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

У цьому випадку здійснюється розподіл втрат пропорційно споживаній електричній енергії, враховуючи графіки навантажень. Формули (2.8) за своєю математичною сутністю є другими статистичними моментами навантажень споживачів, що дозволяє записати формулу розподілу втрат електроенергії між споживачами в такому вигляді [45]:

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

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

$\mathbf{K}_{PR}^2, \mathbf{K}_{QR}^2$ – коваріаційні матриць активних і реактивних навантажень споживачів і матриці вузлових опорів.

В той самий час, питання ефективного розподілу електроенергетичних втрат може бути охарактеризоване як кон'юнктурне. Для розподілу втрат, пов'язаних із передачею активної потужності, часто використовується пропорційне розподілення, в той час як розподіл втрат, пов'язаних із передачею реактивної потужності, може використовувати як пропорційний, так і нелінійний підхід. У випадку нелінійного розподілу втрат слід враховувати електричну віддаленість до споживачів. Нелінійний розподіл втрат може бути застосований, наприклад, якщо споживачі енергомістких об'єктів споживають електроенергію з перевищенням установлених норм. В цьому випадку енергозабірні об'єкти з перевищенням норми будуть в невідгідній ситуації, що стимулюватиме їх вживати заходи для зменшення електричних навантажень.

Отже, використання нелінійних залежностей для розподілу втрат може служити інструментом регулювання ефективності передачі електроенергії. Проте цей підхід вимагає складних обчислень з використанням обширних наборів вхідних даних, що може бути реалізовано лише за умови автоматизованої обробки інформації. Таким

чином, важливим етапом технічної реалізації нелінійних розподілень втрат є оснащення розподільних мереж сучасними приладами обліку, які дозволяють збирати графіки навантажень в оперативній пам'яті та автоматично вводити їх до персональних комп'ютерів для подальшого аналізу.

2.3 Покращення системи управління енергоефективністю для зменшення технологічних втрат в електричних мережах

У світовій практиці стає все поширеніше впровадження систем контролю та нормалізації електроспоживання. Основна концепція полягає в персоналізації відповідальності керівників підрозділів за показники ефективності використання енергії. Ця система відзначається постійністю процесу контролю та управління. Головною метою контролю є перевірка ефективності та результативності використання енергоресурсів для досягнення поставлених завдань підприємства, забезпечуючи, що втрати електроенергії не перевищують встановлених нормативів. Цей вид контролю відноситься до управлінського контролю [92], базуючись на обліку електроенергії. Давайме розглянемо цей аспект більш детально.

Графіки навантажень промислових підприємств та окремих споживачів вирізняються значною нерівномірністю, що ускладнює визначення втрат електроенергії. Оптимальні втрати виникають при оптимальному режимі споживання і є технологічно необхідними. Такі втрати вважають оптимальними. Втрати, що виникають при сталому графіку навантаження, отримали назву основних. У разі будь-якої нерівномірності графіка навантаження вони призводять до додаткових втрат.

Також однією з складних задач є визначення та розподіл втрат електроенергії між споживачами або вузлами груп споживачів. Оскільки

технологічні втрати, що виникають під час передавання електричної енергії, нелінійно залежать від навантажень, то втрати електроенергії можуть розподілятися як за лінійною, так і за нелінійними залежностями від навантаження споживачів. Розрахунок втрат в розподільчій мережі 10 кВ є особливо складним, оскільки такі мережі є магістральними і відрізняються значною розгалуженістю та великою кількістю споживачів.

Подамо приклад розподілення втрат електричної енергії між споживачами з урахуванням електричної віддаленості споживачів в магістральній розподільній мережі (рис. 2.1) з номінальною напругою 10 кВ і значеннями активних опорів віток: $R_1 = 2,0$ Ом; $R_2 = 1,0$ Ом; $R_3=1,20$ Ом; $R_4 =1,20$ Ом; $R_5 = 1,50$ Ом. Середні реактивні навантаження вузлів такі: $=0,10$ Мвар; $=0,20$ Мвар; $=0,30$ Мвар.

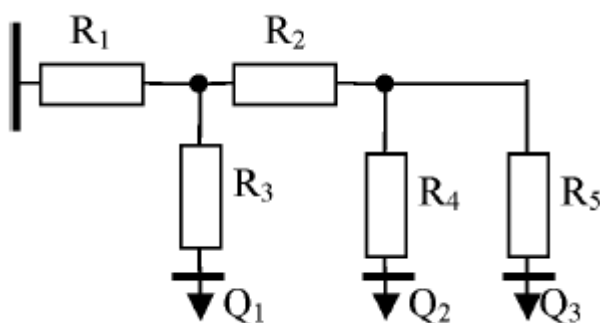


Рис. 2.1. Схема заміщення розподільної мережі

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

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

Розрахункова матриця 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 схеми можна представити таким:

$$\Delta \mathbf{W} = [1,32 \quad 3,88 \quad 6,45]^T \cdot 24 \text{ кВт}\cdot\text{год.},$$

Результатом даної матриці за добу буде складати 279,6 кВт*год.

Порівняємо розподіл втрат електричної енергії між споживачами, враховуючи їх графіки навантажень. Графіки середніх змінюваних реактивних навантажень споживачів, що працюють в одну, дві або три зміни, подані на рис. 2.2. втратами, обумовленими нерівномірністю графіків навантажень протягом зміни, знехтуємо.

У випадку необхідності врахування нерівномірності графіків навантажень можна скористатися працями В.І. Гордєєва, де досліджуються кореляційні методи оцінки втрат електроенергії в промислових електричних мережах в контексті оптимізації формування графіків навантаження на втрати. Також досліджуються просторово-кореляційні зв'язки між навантаженнями електроприймачів, що живляться від магістральної мережі, та величиною втрат електроенергії в ній. На основі аналізу кореляційних залежностей отримано формулу:

$$K_{\phi} = K_{\phi.c} \cdot k_{\phi.e},$$

де $K_{ф.с}$ – коефіцієнт що описує форму усередненого графіка навантаження по змінах; $k_{ф.с}$ – коефіцієнт форми середньозмінного.

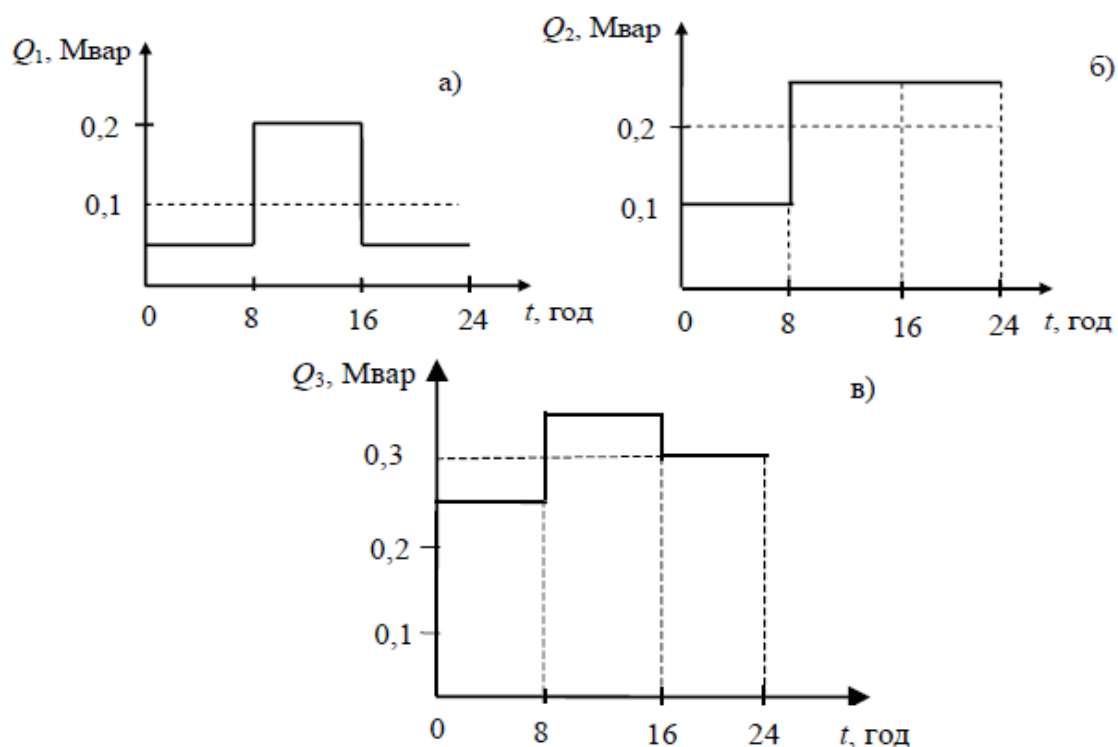


Рис. 2.2. Добові графіки реактивних навантажень споживачів розрахункової мережі

Представимо коваріаційну матрицю для реактивних навантажень:

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

Звідки, розрахункові матриці для визначення втрат енергії:

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

Розподіл втрат електроенергії між вузлами схеми матиме вид:

$$\Delta W = [1,58 \quad 4,215 \quad 6,85]^T \cdot 24 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Сумарні розрахункові втрати за добу становлять 304 кВт*год, що в цілому на 7,89% перевищує попередні втрати, розраховані на основі середніх добових навантажень.

При збільшенні вартості коваріаційної складової втрат у кілька разів порівняно з витратами, розрахованими на основі середніх навантажень, такий організаційний захід може значно впливати на споживачів, особливо тих, у кого нерівномірний графік навантаження.

$$\Delta W_K = [0,26 \quad 0,335 \quad 0,4]^T \cdot 24 \text{ кВт}\cdot\text{год.},$$

Це відкриває можливість ефективного стимулювання зниження втрат шляхом вирівнювання графіків навантажень. Давайте проведемо розрахунок втрат в розподільчій мережі 10 кВ підстанції "Розвідка". Вихідні дані представлені в таблиці 2.1.

Таблиці 2.1 - Розрахунок втрат в розподільчій мережі 10 кВ підстанції "Розвідка"

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.Мощене	0,36	0,15	0,45	0,18	0,71	0,29
с.Виноградівка	1,16	0,47	1,43	0,58	1,79	0,73
Насосна	0,09	0,04	0,18	0,72	0,18	0,07
завод радіо-апаратури	0,18	0,07	0,36	0,15	0,18	0,07
завод „Радій”	0,09	0,04	0,09	0,04	0,09	0,04

Продовження таблиці 2.1.

ТП - 543	0,36	0,15	0,62	0,26	0,71	0,29
ТП - 581	0,89	0,36	1,07	0,44	1,25	0,51
РП - 37	0,71	0,29	0,89	0,36	1,43	0,58
Автовокзал	0,98	0,40	2,86	1,16	2,50	1,02
ТТУ, ТП - 625	0,18	0,07	0,36	0,15	0,36	0,15
Тяга	0,09	0,37	0,36	0,15	0,18	0,07
с. Іванівка	0,36	0,15	0,54	0,22	0,62	0,26
РП - 5	0,18	0,07	0,36	0,15	0,36	0,15
ТП – 671	0,89	0,36	1,25	0,51	1,43	0,58
ТП - 556	0,45	0,18	0,54	0,22	0,71	0,29

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, що належать споживачам підстанції „Розвідка”

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.Мощене	48,62	41,69	6,93	2,84	2,42	0,42
с.Виноградівка	139,97	120,02	19,95	5,25	4,52	0,74
Насосна	14,28	12,29	2,00	0,95	0,84	0,11
завод „Радій”	8,61	7,35	1,26	0,00	0,00	0,00
ТП - 543	54,29	46,52	7,77	3,36	2,94	0,42
ТП - 581	102,90	88,20	14,70	3,05	2,63	0,42
РП - 37	97,13	83,27	13,86	5,57	4,73	0,84
Автовокзал	202,86	173,99	28,88	16,80	14,39	2,42
ТТУ, ТП - 625	28,56	24,47	4,10	1,89	1,58	0,32
Тяга	20,06	17,12	2,94	1,47	1,26	0,21
с. Іванівка	48,62	41,69	6,93	2,42	2,10	0,32
РП - 5	28,56	24,47	4,10	1,89	1,58	0,32

Продовження таблиці 2.2.

ТП – 671	114,24	97,97	16,28	4,94	4,20	0,74
ТП - 556	54,29	46,52	7,77	2,21	1,89	0,32

На підставі отриманих результатів можна зробити висновки про раціональність впровадження конкретних заходів щодо зменшення споживання енергії для окремих споживачів і ефективно їх підтримувати. Оптимальним є режим використання енергії на заводі "Радій", де впроваджено трьохзмінну роботу виробничих підрозділів. Низьку ефективність демонструє комплекс "Автовокзал" з нерівномірним графіком електроспоживання.

Отже, при розробці системи індивідуального стимулюючого регулювання споживачів необхідно враховувати витрати, які споживачі несуть при вирівнюванні графіків навантаження.

На рис. 2.3 представлена структурна схема організаційних заходів із зменшення енерговитрат. Система заходів, спрямованих на стимулювання та регулювання енергозбереження, повинна включати комплекс адміністративних, економічних і суспільних заходів, які входять у загальну індикативну схему управління зменшенням втрат електроенергії в мережах промислових підприємств.

До пріоритетних адміністративних заходів слід віднести створення спеціалізованих управлінь енергозбереженням, які мають головну функцію у програмуванні енергозбереження та організації виконання програм; вдосконалення системи контролю за використанням енергоресурсів та управління енергозбереженням, а також внутрішньозаводської статистичної звітності щодо реалізації річних організаційно-технічних заходів з економії енергії; впровадження правового регулювання в галузі енергозбереження.



Рис. 2.3. Схема організаційних заходів із зменшення витрат електроенергії на промислових підприємствах

Між внутрішніми економічними заходами можна виділити: впровадження системи мотивації працівників, що базується на впровадженні енергозберігаючих заходів; встановлення системи пільг за раціональне використання енергоресурсів; запровадження системи податкових стягнень за порушення нормативів; тощо.

До зовнішніх економічних впливових заходів відносяться: система не повернутих субсидій; регулювання строків виплат; надання пільгових і безвідсоткових кредитів для енергозберігаючих ініціатив; встановлення пільгових тарифів за енергозбереження; прискорення амортизації обладнання для зменшення енерговитрат; регулювання тарифів на електроенергію та тепло; фіскальні заходи.

Висновки до розділу 2

Проаналізовано метод визначення ефективності заходів зі зменшення втрат електроенергії, враховуючи розподіл технологічних втрат між споживачами. Цей підхід дозволяє ефективно стимулювати споживачів до впровадження заходів зі зменшення технологічних втрат.

Розроблено математичні моделі розподілення втрат електроенергії з урахуванням графіків навантажень споживачів, що сприяє стимулюванню енергозберігаючих заходів та розрахункам за електроенергію.

РОЗДІЛЗ

3. МОДЕЛЮВАННЯ ТА АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖІ ПРАТ «КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО»

3.1 Опис програмного середовища для визначення втрат потужності та електроенергії в РЕМ

Програмний комплекс (ПК) «ВТРАТИ» призначений для:

- проведення розрахунків усталених режимів розподільних ЕМ 10(6) кВ (в тому числі нормальних, після аварійних, ремонтних тощо) при неповноті та недостатності вихідної інформації, з урахуванням представлення ЕМ 0,4 кВ у формі еквівалентних опорів;
- проведення імітації після аварійних і ремонтних режимів ЕМ 10(6) кВ, дозволяючи поелементно оцінити основні параметри;
- проведення розрахунків усталених режимів розподільних ЕМ 0,4 кВ за поопорними схемами, з урахуванням фазування споживачів (абонентів);
- проведення імітації після аварійних і ремонтних режимів ЕМ 0,4 кВ, з можливістю поелементної оцінки основних параметрів;
- розрахунку технічних втрат потужності та електроенергії в розподільних електричних мережах 10(6)-0,4 кВ, з урахуванням їх структурування при неповноті та недостатності вихідної інформації.

Методологічною базою для розрахунків слугує галузева інструкція ГНД 34.09.204-2004 «Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зменшення». Визначення втрат навантаження здійснюється шляхом по елементних розрахунків. Завантаження вузлів може бути визначено потужностями на підстанціях 10(6)/0.4 кВ або коефіцієнтами завантаження трансформаторів, а також струмами в головній ділянці фідера. У випадку використання струму, відпущеної електроенергії (середня потужність) конвертується в

потужність вузлів, з урахуванням вказаних коефіцієнтів завантаження та(або) структури споживання.

Втрати потужності визначаються через проведення розрахунків усталених режимів мережі. Для оцінки втрат електроенергії протягом звітного періоду використовуються дані про характерний режим (середні навантаження) та відповідна кількість годин у звітному періоді. Програма ВТРАТИ-10/0.4:

- розраховує усталені режими, а також втрати потужності та електроенергії в розподільних мережах 10(6) кВ з кількістю вузлів до 200 на фідер, кількістю віток до 200 на фідер; кількість фідерів та кількість підстанцій у розрахунковій схемі ЕМ не обмежена програмно, а визначається ресурсами та обчислювальною потужністю ПК;
- дає можливість розраховувати та аналізувати нормальний режим електричних мереж 10(6) кВ із замкненими контурами;
- надає можливість оцінки ймовірності визначення втрат електроенергії в умовах неточності та невизначеності вихідної інформації про режими роботи розподільних ЕМ;
- виконує розрахунок втрат електроенергії в мережах 0,4 кВ з використанням методу еквівалентних опорів;
- проводить розрахунок режимів та втрат електроенергії в мережах 0,4 кВ за поопорними схемами вказаних електричних мереж.

Особливістю програми є можливість визначення втрат електроенергії за графіками навантаження, причому графіки можуть бути імпортовані з зовнішніх файлів, включаючи дані, що формуються електронними лічильниками. Також передбачена автоматичний облік версії вимикання (вмикання) окремих підстанцій, ліній та фрагментів схеми під час розрахунків.

Представлення схеми розподільної мережі РЕМ в програмі максимально наближене до реального. Мережа розбита на підстанції 110(35)/10(6) кВ, і на шинах 10(6) кВ кожної підстанції виділяються фідери, які живляться від неї. Параметри шин 10(6) кВ задаються для кожної підстанції:

- ідентифікаційний номер шини підстанції (ціле довільне число), який служить для унікальної ідентифікації в схемі;
- найменування підстанції;
- рівень напруги на шинах 10(6) кВ підстанції, виражений у кількості кіловольт;
- тривалість звітного періоду (період, за який обчислюються втрати електроенергії), виражена в годинах;
- обсяг електроенергії, що подається з шин 10(6) кВ даної підстанції протягом звітного періоду, виражений у кількості кіловат-годин.

У випадку, якщо тривалість звітного періоду не вказана, щоб здійснити розрахунок електроенергії та втрат електроенергії, програма буде працювати в режимі визначення втрат потужності. У вікні результатів розрахунку будуть відображені значення нульових втрат електроенергії. Протягом роботи програма проводить аналіз нерівноваги електроенергії на підстанції 110(35)/10(6) кВ. Тому, якщо кількість електроенергії, що подається з шин підстанції протягом звітного періоду, не вказана, вона буде розрахована на основі контрольних вимірів струмів або електроенергії на фідерах 10(6) кВ підстанції. У вікні результатів розрахунку з'явиться повідомлення: "Не вказано кількість електроенергії, що надійшла на ввіді 10(6) кВ підстанції...", і оцінка нерівноваги не буде виконана. Кожен фідер, який отримує живлення від шин 10(6) кВ підстанції, повинен мати назву та значення контрольних вимірів струмів у голові фідера протягом звітного періоду, або електроенергію, яка була випущена за цей період:

- максимальний струм - найвищий зафіксований струм, виміряний пристроями цього фідера протягом звітного періоду (звичайної доби);
- мінімальний струм - найменший зафіксований струм, виміряний пристроями цього фідера протягом звітного періоду (звичайної доби);
- середній струм – це алгебраїчна сума вимірів струмів протягом звітного періоду (звичайної доби), розділена на кількість проведених вимірювань;
- кількість випущеної електроенергії в фідер протягом звітного періоду.

З метою поліпшення точності розрахунків для вузлів підстанції 10/0.4 кВ вводиться низка додаткових параметрів:

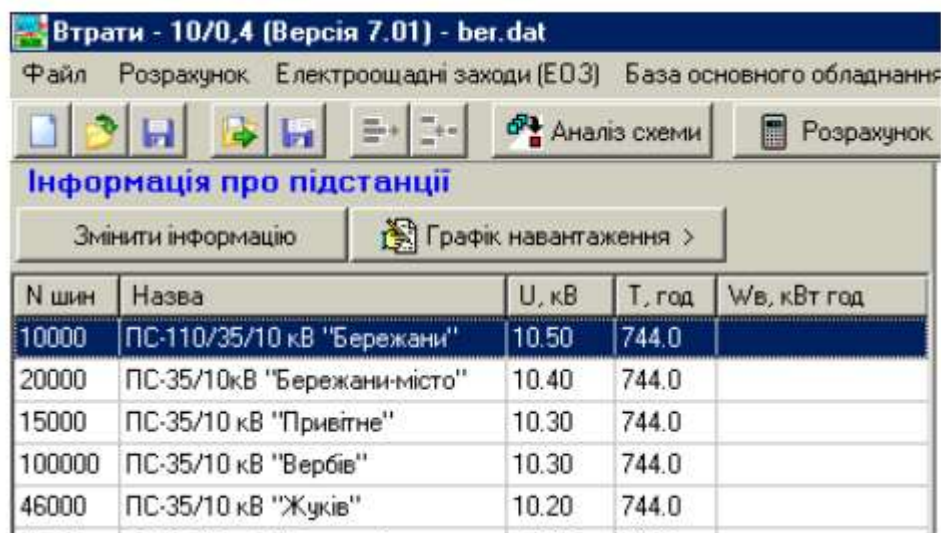
- коефіцієнт завантаження встановленого трансформатора (зазначається, якщо відомий);
- значення активної та реактивної потужності генерації, якщо вузол відображає шини ТЕЦ або встановлений компенсатор реактивної потужності для вузла споживання;
- еквівалентний опір мережі 0.4 кВ, яка отримує живлення від підстанції 10/0.4 кВ. Це враховує втрати потужності та електроенергії у цих мережах, а також максимальний спад напруги в них.

Для введення еквівалентного опору мережі 0,4 кВ використовується спеціальне діалогове вікно, яке дозволяє вводити кількісні та якісні характеристики мережі. Потім визначається Рек, і це значення розташовується у певному місці таблиці початкових даних.

В якості віток схеми мережі розглядаються ЛЕП 10 кВ та комутаційні апарати, такі як вимикачі, роз'єднувачі і вимикачі навантаження. Кожна вітка схеми однозначно задається номерами вузлів її початку та кінця. Для зменшення обсягу вводу даних, описуються лише ті комутаційні апарати, які фактично можуть бути використані для

перемикачів.

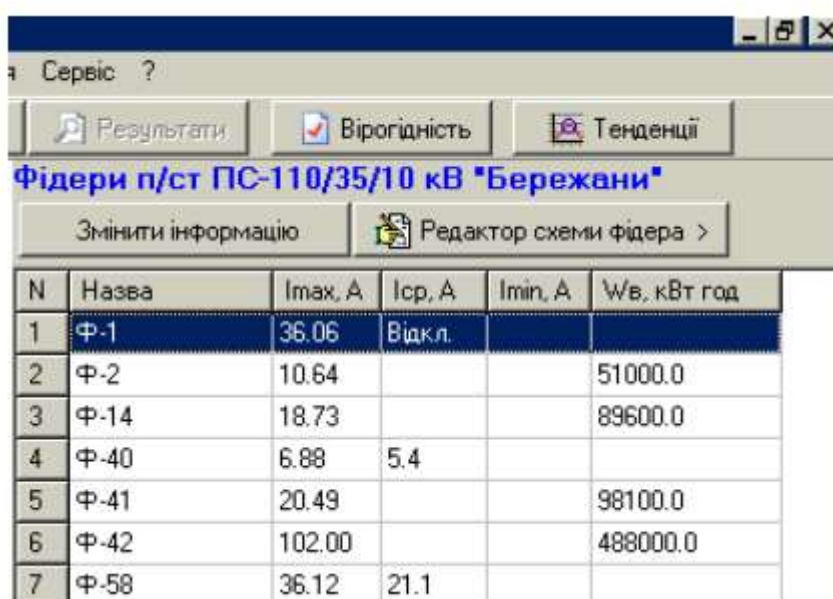
Інформація про трансформаторні підстанції 110(35)/10(6) кВ. Параметри цих підстанцій вводяться та відображаються у головному вікні програми у розділі "Інформація про підстанції" (рис. 3.1).



N шин	Назва	U, кВ	T, год	Wв, кВт год
10000	ПС-110/35/10 кВ "Бережани"	10.50	744.0	
20000	ПС-35/10кВ "Бережани-місто"	10.40	744.0	
15000	ПС-35/10 кВ "Привітне"	10.30	744.0	
100000	ПС-35/10 кВ "Вербів"	10.30	744.0	
46000	ПС-35/10 кВ "Жуків"	10.20	744.0	

Рис. 3.1. Вид головного вікна програми з даними по трансформаторних підстанціях 110(35)/10(6) кВ

Для внесення чи зміни інформації про гілки та вузли фідера, потрібно у головному вікні програми вибрати відповідну підстанцію та фідер і клацнути на кнопці "Редактор схеми фідера". На екрані з'явиться вікно із параметрами гілок та вузлів обраного фідера (рис. 3.2).



N	Назва	Imax, A	Isр, A	Imin, A	Wв, кВт год
1	Ф-1	36.06	Відкл.		
2	Ф-2	10.64			51000.0
3	Ф-14	18.73			89600.0
4	Ф-40	6.88	5.4		
5	Ф-41	20.49			98100.0
6	Ф-42	102.00			488000.0
7	Ф-58	36.12	21.1		

Рис. 3.2 . Вид головного вікна програми з переліком фідерів вибраної

підстанції

(лічильники фідерів Ф-40, Ф-58 не функціонували протягом частини звітного періоду, а фідер Ф-1 був відключений)

Номер	Тип вузла	К.тр.	К.зав.	Р.кВ.	Ф.кВ.Ар	Р.к.Ом
1	10000					
2	2001					
3	2002					
4	2003					
5	2004					
6	2005					
7	2006					
8	2006	ТМ-25/10	25.000			0.140
9	2007					
10	2008					
11	2009					
12	2010	ТМ-100/10	25.000			0.113
13	2011					
14	2012					
15	2013	ТМ-60/10	25.000			0.192
16	2014					
17	2015					

Номер	Початок	Кінець	Тип	Марка/Назва	І.км/Стан
1	10000	2001	КА	МВ-10Ф-2	Вкл.
2	2001	2002	ЛЕП	АС-70	0.30
3	2002	2003	ЛЕП	АС-50	0.50
4	2003	2004	ЛЕП	АС-50	0.30
5	2004	50011	КА	Г-0203	Вкл.
6	2005	2005	ЛЕП	АС-50	0.20
7	2005	2006	КА	РТП КТП-381	Вкл.
8	2006	2007	ЛЕП	АС-50	1.20
9	2007	2008	ЛЕП	АС-35	2.50
10	2008	2009	КА	П-11 АТ-25	1.40
11	2009	2010	КА	П-11 АТ-21	Вкл.
12	2010	2011	ЛЕП	АС-35	0.30
13	2011	2012	ЛЕП	АС-35	0.30
14	2012	2013	КА	РТП ТП-200	Вкл.
15	2013	2014	ЛЕП	АС-35	0.70
16	2014	2015	КА	П-12 АТ-2	Вкл.
17	2015	2016	ЛЕП	АС-35	3.80

Рис. 3.3. Вид вікна редагування схеми фідера

Для введення чи редагування конкретного параметра необхідно рухати курсор за допомогою клавіш, навести його на відповідну комірку, натиснути клавішу "Enter" та ввести, вибрати або відредагувати значення. Завершити введення чи редагування параметра можна, знову натиснувши клавішу "Enter".

3.2 Аналіз втрат потужності та електроенергії в мережах 10 кВ на прикладі відрізка одного з РЕМ ПрАТ «Кіровоградобленерго»

Розрахунок втрат потужності та електроенергії у мережах 10 кВ проведено для підстанції 150/35/10 кВ на основі програмного комплексу «ВТРАТИ», описаного в розділі 3.1 цієї роботи.

На рисунку 3.4 представлена схема фрагменту розподільної мережі з номінальною напругою 10 кВ.

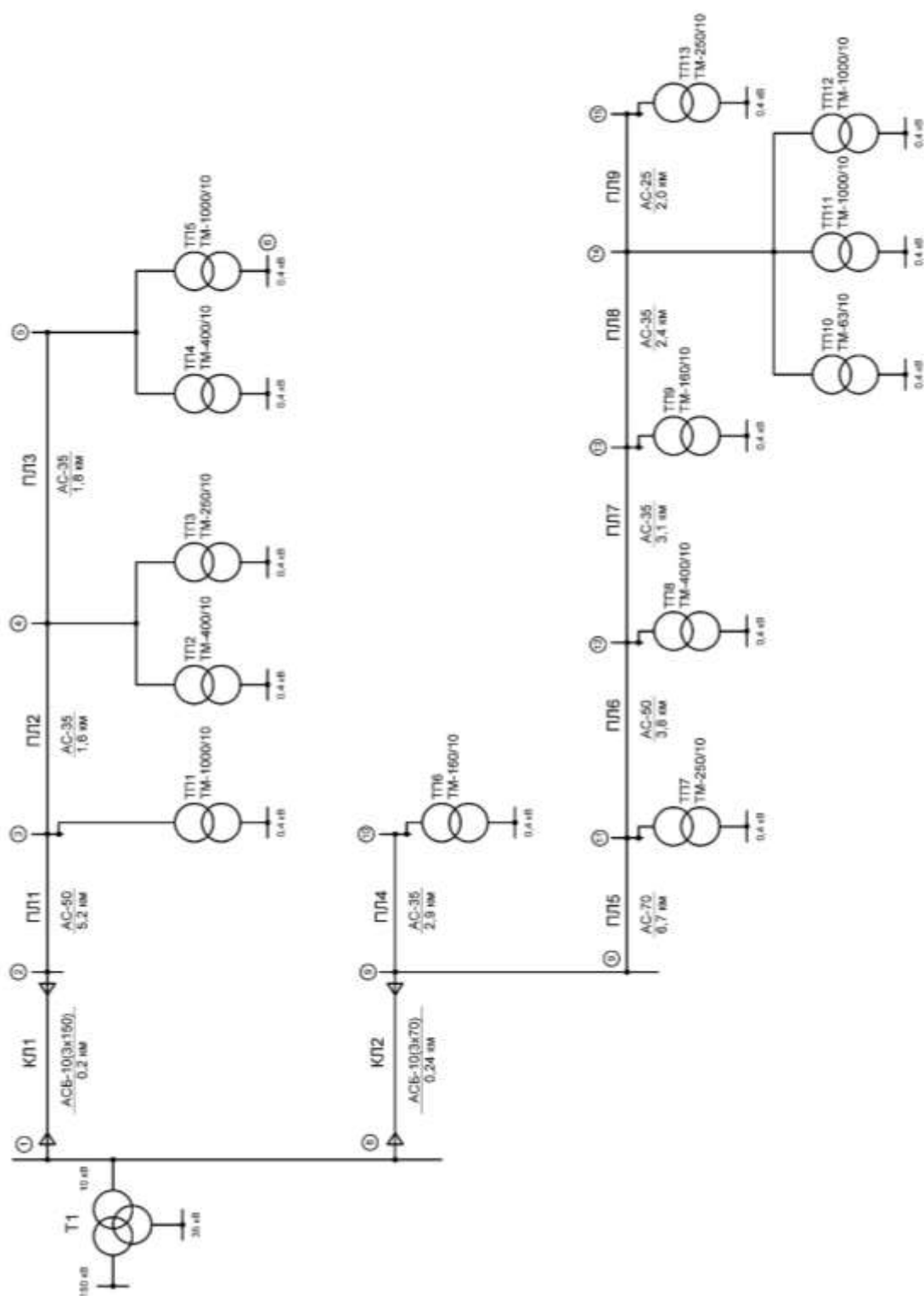


Рис. 3.4. Схема фрагменту розподільної мережі номінальною напругою 10 кВ

Вихідні дані для розрахунку втрат потужності та електричної енергії (для фідерів Ф1 та Ф2 зі сторони 10 кВ підстанції 150/35/10) представлені на рисунках 3.5 – 3.6.

Інформація про вузли						Інформація про вітки						
	N вузла	Назва ТП 10(6)/0,4 кВ	Тип тр-ра	Абон/ЕК	К тр.		Нпочат.	Нкінця	Тип	Марка/Назва	L,км/Стан	Абон/ЕК
1	100					1	100	1	КА	ВФ-5	Вкл.	
2	1					2	1	2	ЛЕП	АСБ-3х50	0.20	
3	2					3	2	3	ЛЕП	АС-50	5.20	
4	3		ТМ-100/10		25.000	4	3	41	ЛЕП	АС-35	1.60	
5	41		ТМ-400/10		25.000	5	41	42	КА	Шини	Вкл.	
6	42		ТМ-250/10		25.000	6	42	5	ЛЕП	АС-35	1.80	
7	5		ТМ-400/10		25.000	7	5	6	ТР	ТМ-1000/10/6,3	1.587	
8	6					8	6	7	КА	Р-25	Відкл.	
9	7											

Рис. 3.5. Вихідні дані до розрахунку для фідера Ф1

Інформація про вузли						Інформація про вітки							
	N вузла	Назва ТП 10(6)/0,4 кВ	Тип тр-ра	Абон/ЕК	К тр.	K		Nпочат.	Nкінця	Тип	Марка/Назва	L,км/Стан	Абон/ЕК
1	100						1	100	8	КА	ВФ-18	Вкл.	
2	8						2	8	9	ЛЕП	АСБ-3х70	0.24	
3	9						3	9	10	ЛЕП	АС-35	2.90	
4	10		ТМ-160/10		25.000		4	9	11	ЛЕП	АС-70	6.70	
5	11		ТМ-250/10		25.000		5	11	12	ЛЕП	АС-50	3.80	
6	12		ТМ-400/10		25.000		6	12	13	ЛЕП	АС-35	3.10	
7	13		ТМ-160/10		25.000		7	13	14	ЛЕП	АС-35	2.40	
8	14		ТМ-63/10		25.000		8	14	7	ТР	ТМ-1000/10/6,3	1.508	
9	7						9	14	15	ТР	ТМ-1000/10/6,3	1.587	
10	15						10	15	16	ЛЕП	АС-25	2.00	
11	16		ТМ-250/6		15.000								

Рис. 3.6. Вихідні дані до розрахунку для фідера Ф2

З інформації, представленої в таблицях на малюнках 3.5 – 3.6, можна визначити, що від шин 10 кВ підстанції розходяться два фідера: Ф1 та Ф2. Мережа 10 кВ, живлена з цих розгалужень, представляє собою типову радіальну розподільну систему. Вона включає в себе повітряні та кабельні лінії 10 кВ, а також трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ для пониження напруги.

Результати розрахунку втрат потужності та електричної енергії по підстанції в цілому наведені на рис. 3.7 – 3.9.

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. Узагальнені результати розрахунку втрат по підстанції 150/35/10 кВ

Розподіл втрат потужності, кВт						
Назва фідера	В ЛЕП 10 кВ, кВт	В трансформ. 10/0.4, кВт	В трансформ. навантажув., кВт	В трансформ. нероб. ходу, кВт	В ЛЕП 0.4 кВ, кВт	СУМАРНІ, кВт
Ф-1	31.727	14.252	8.227	6.025	0.000	45.979
Ф-2	10.180	12.106	2.726	9.380	0.000	22.286
Сумарні:	41.907	26.358	10.953	15.405	0.000	68.265
Розподіл втрат електроенергії, кВт*год						
Назва фідера	В ЛЕП 10 кВ, кВт*год	В трансформ. 10/0.4, кВт*год	В трансформ. навантажув., кВт*год	В трансформ. нероб. ходу, кВт*год	В ЛЕП 0.4 кВ, кВт*год	СУМАРНІ, кВт*год
Ф-1	825.919 (4.3%)	358.757 (1.8%)	214.157 (1.1%)	144.600 (0.7%)	0.000 (0.0%)	1184.676 (6.1%)
Ф-2	249.516 (2.2%)	291.941 (2.6%)	66.821 (0.6%)	225.120 (2.0%)	0.000 (0.0%)	541.458 (4.8%)
Сумарні:	1075.435 (3.5%)	650.699 (2.1%)	280.979 (0.9%)	369.720 (1.2%)	0.000 (0.0%)	1726.134 (5.6%)

Рис. 3.8. Результати розрахунку втрат по підстанції 150/35/10 кВ (розподіл по фідерах Ф1 та Ф2)

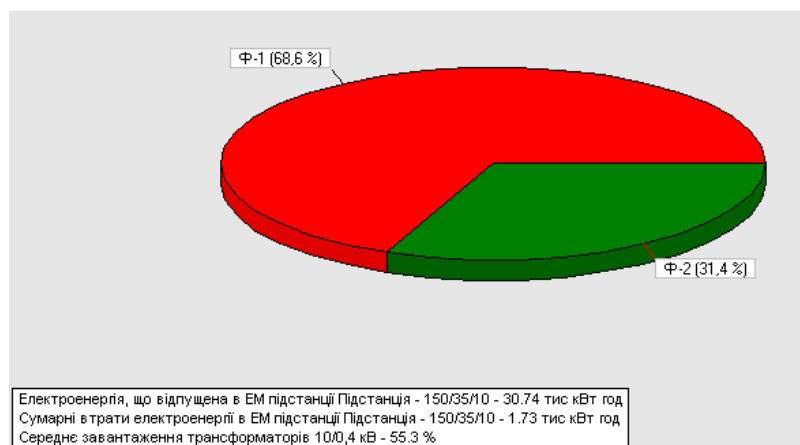


Рис. 3.9. Розподіл втрат електроенергії між фідерами підстанції 150/35/10 кВ

Згідно з графіком розподілу електроенергії між фідерами Ф1 та Ф2 на підстанції, викладеним на малюнку 3.9, основна частина втрат (68,6%) припадає на фідер Ф1. Докладний аналіз структури електроенергетичних втрат для обох фідерів підстанції подано на малюнках 3.10 – 3.13.

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. 3.10. Узагальнені результати розрахунку втрат по фідеру Ф1

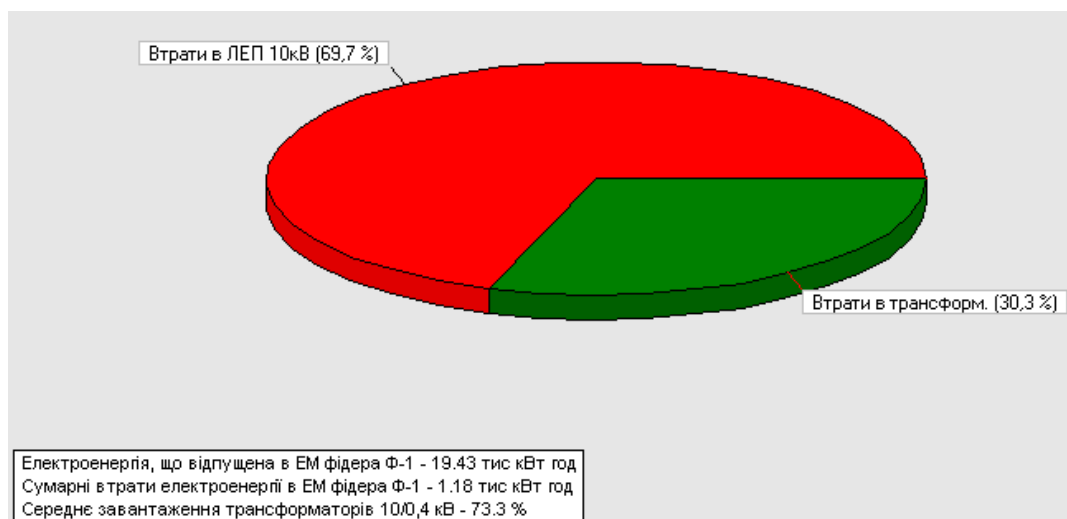


Рис. 3.11. Структура втрат електроенергії фідера Φ1

За висновками, що впливають із структури втрат електроенергії для фідера Φ1, видно, що найвагоміша частка загальних втрат електроенергії (70%) припадає на енергію, що губиться у лініях передачі 10 кВ. При цьому середнє навантаження трансформаторів 10/0,4 кВ становить 73%. Таким чином, можна зробити висновок, що основним заходом для зниження технологічних втрат в розподільній мережі 10 кВ, що отримує енергію від фідера Φ1, є заходи щодо зменшення 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. 3.12. Узагальнені результати розрахунку втрат по фідеру Φ2

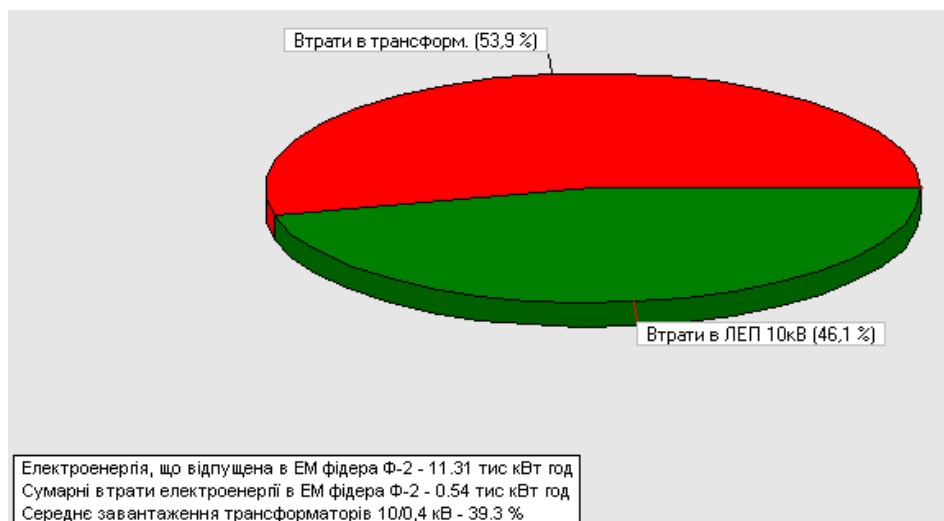


Рис. 3.13. Структура втрат електроенергії фідера Ф2

Як відображено на діаграмі, яка аналізує структуру втрат електроенергії для фідера Ф2, вища частка втрат електроенергії припадає на трансформатори 10/0,4 кВ. Це пояснюється тим, що середнє завантаження трансформаторів 10/0,4 кВ складає 39,3%, що значно менше оптимального значення. Один із можливих способів вирішення цієї проблеми - заміна мало завантажених трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ на менш потужні трансформатори. Однак такий захід з енергозбереження є досить витратним і, отже, вимагає додаткових деталізованих техніко-економічних розрахунків.

Хоча втрати в трансформаторах 10/0,4 кВ є вищими, ніж втрати в лініях електропередачі, останні становлять значну частку загальних втрат (46,1%).

3.3 Аналіз втрат потужності та електроенергії в мережах 0.4 кВ ПрАТ "Кіровоградобленерго".

Розрахунок втрат електричної енергії та потужності, а також втрат

напруги та коефіцієнта несиметрії напруг (за нульовою послідовністю) проводився для фрагменту розподільної електричної мережі 0,4 кВ, яка отримує живлення від трансформаторної підстанції з трансформаторами ТМ-400. Ця підстанція, в свою чергу, приєднана до вузла 41 розподільної мережі 10 кВ (див. рис. 3.4).

Вихідні дані для розрахунку втрат електроенергії в мережі 0,4 кВ, а також результати цього розрахунку представлені в табл. 3.1, 3.2.

Таблиця 3.1. Вихідні дані для розрахунку втрат електроенергії в мережі 0,4 кВ, а також результати цього розрахунку.

N вузла	W _A , кВт год	W _B , кВт год	W _C , кВт год	W _Σ , кВт год	U _{Aф} , В	U _{Bф} , В	U _{Cф} , В	U _{Σл} , В	dU% від U _{ном}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1000					221,2	221,2	221,2	383,8	0,0
1					221,2	221,2	221,2	383,8	-0,10
2	150				220,2	220,2	221,2	381,8	-0,51
3		180	80		219,2	220,2	220,2	380,8	-0,71
4					219,2	220,2	220,2	380,8	-0,82
6	150				219,2	220,2	220,2	379,8	-0,92
7					218,2	220,2	219,2	379,8	-1,02
11	140	50	150	500	218,2	220,2	219,2	379,8	-1,12
12	120				218,2	220,2	219,2	379,8	-1,12
13	210		90		218,2	220,2	219,2	378,8	-1,22
8		150			219,2	220,2	220,2	379,8	-1,02
9	320				218,2	220,2	220,2	379,8	-1,02
16	140				219,2	220,2	220,2	380,8	-0,71
18		140			219,2	219,2	220,2	379,8	-0,92
19			150		218,2	219,2	220,2	379,8	-1,12
20	140				218,2	218,2	219,2	378,8	-1,33
23					218,2	218,2	219,2	377,7	-1,53
24	120				217,2	218,2	219,2	377,7	-1,53
25		200			217,2	218,2	219,2	377,7	-1,63
26			160		217,2	217,2	219,2	377,7	-1,63
27					217,2	217,2	219,2	377,7	-1,63
29	100				217,2	217,2	219,2	377,7	-1,73
31	160				217,2	218,2	219,2	377,7	-1,63
32		320			217,2	217,2	219,2	377,7	-1,73
33			140		217,2	217,2	219,2	376,7	-1,73
34		140			217,2	217,2	219,2	376,7	-1,84
35	170				217,2	217,2	219,2	376,7	-1,84

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
37		50			217,2	217,2	218,2	376,7	-1,84
38			150		217,2	217,2	218,2	376,7	-1,84
39	200				217,2	217,2	218,2	376,7	-1,94
40					217,2	217,2	218,2	376,7	-1,94
42		100			217,2	217,2	218,2	376,7	-1,94
44			160		217,2	217,2	218,2	376,7	-1,94
43		90			217,2	216,1	218,2	376,7	-1,94
41				480	217,2	217,2	218,2	376,7	-2,04
36		170			217,2	217,2	219,2	376,7	-1,84
30	200		40		217,2	217,2	219,2	377,7	-1,73
28		150			217,2	217,2	219,2	377,7	-1,63
22	120				218,2	218,2	219,2	378,8	-1,33
21		100			218,2	218,2	219,2	378,8	-1,33
17	210				219,2	220,2	220,2	380,8	-0,71
10			180		218,2	220,2	219,2	379,8	-1,02
5	40				219,2	220,2	220,2	380,8	-0,82
14	50	75	200		218,2	219,2	219,2	378,8	-1,22
45					221,2	221,2	221,2	383,8	-0,10
46					221,2	221,2	221,2	382,8	-0,20
47				600	221,2	221,2	221,2	382,8	-0,20
51				580	221,2	221,2	221,2	382,8	-0,20
52				490	221,2	221,2	221,2	382,8	-0,20
53					221,2	221,2	221,2	383,8	-0,10
54					221,2	221,2	221,2	382,8	-0,10
55					221,2	221,2	221,2	382,8	-0,20
56					221,2	221,2	221,2	382,8	-0,31

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

Нпочатку	Нкінця	IA, A	IB, A	IC, A	IN, A	dPф, кВт	dP0, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8
1000	1	21,7	15,9	12,8	7,9	0,012	0,001
1	2	21,7	15,9	12,8	7,9	0,048	0,003
2	3	8,5	4,3	6,1	3,6	0,007	0,001
1	2	3,0	4,0	5,1	6,1	7,070	8,080
3	4	8,5	3,0	5,6	4,6	0,005	0,001
4	6	8,2	3,0	5,6	4,4	0,006	0,001
6	7	4,8	2,0	4,2	2,6	0,002	0,000
7	11	4,8	2,0	4,2	2,6	0,002	0,000
11	12	2,7	0,5	2,0	1,9	0,001	0,000

продовження таблиці 3.2							
1	2	3	4	5	6	7	8
12	13	1,8	0,5	2,0	1,4	0,000	0,000
13	14	0,4	0,5	1,4	1,0	0,000	0,000
6	8	2,3	1,1	1,3	1,1	0,000	0,000
8	9	2,3	0,0	1,3	2,0	0,000	0,000
9	10	0,0	0,0	1,3	1,3	0,000	0,000
4	5	0,3	0,0	0,0	0,3	0,000	0,000
2	16	12,2	11,5	6,8	5,2	0,013	0,001
16	17	1,5	0,0	0,0	1,5	0,000	0,000
16	18	9,8	11,5	6,8	4,1	0,015	0,001
18	19	9,8	10,5	6,8	3,4	0,010	0,000
19	20	9,8	10,5	5,7	4,4	0,013	0,001
20	21	0,0	0,7	0,0	0,7	0,000	0,000
20	22	0,8	0,0	0,0	0,8	0,000	0,000
20	23	7,9	9,8	5,7	3,5	0,008	0,001
23	24	3,0	2,5	1,4	1,4	0,001	0,000
24	25	2,1	2,5	1,4	0,9	0,001	0,000
25	26	2,1	1,1	1,4	0,9	0,000	0,000
26	27	2,1	1,1	0,3	1,6	0,000	0,000
27	28	0,0	1,1	0,0	1,1	0,000	0,000
27	29	2,1	0,0	0,3	2,0	0,000	0,000
29	30	1,4	0,0	0,3	1,3	0,000	0,000
23	31	4,8	7,4	4,2	2,8	0,004	0,000
31	32	3,7	7,4	4,2	3,3	0,005	0,001
32	33	1,2	2,2	1,0	1,1	0,000	0,000
33	34	1,2	2,2	0,0	1,9	0,000	0,000
34	35	1,2	1,2	0,0	1,2	0,000	0,000
35	36	0,0	1,2	0,0	1,2	0,000	0,000
32	37	2,5	2,8	3,3	0,7	0,001	0,000
37	38	2,5	2,4	3,3	0,8	0,001	0,000
38	39	2,5	2,4	2,2	0,3	0,001	0,000
39	40	1,1	2,4	2,2	1,3	0,001	0,000
40	41	1,1	1,1	1,1	0,0	0,000	0,000
40	42	0,0	1,4	0,0	1,4	0,000	0,000
42	43	0,0	0,6	0,0	0,6	0,000	0,000
40	44	0,0	0,0	1,1	1,1	0,000	0,000

Параметр	Значення, т.о.	Значення, в.о.
Втрати потужності	Значення, кВт	Значення, %
W фазі А:	0.079	0.57
W фазі В:	0.059	0.43
W фазі С:	0.037	0.26
Сумарні втрати фазок	0.175	1.26
W нейтралі:	0.015	0.11
Сумарні:	0.190	1.37
Втрати електроенергії	Значення, кВт год	Значення, %
W фазі А:	304.68	2.94
W фазі В:	229.84	2.22
W фазі С:	142.38	1.37
Сумарні втрати фазок	676.90	6.53
W нейтралі:	58.22	0.56
Сумарні:	735.12	7.09
Коефіцієнт несиметрії, в.о.:	1.02	
Максимальна втрата напруги	Вузол	Значення, %
W фазі А:	41	-2.39
W фазі В:	43	-2.51
W фазі С:	44	-1.81

Рис. 3.14. Результати розрахунку втрат в мережі 0,4 кВ

З отриманих результатів розрахунку видно, що при заданій конфігурації розподільної мережі 0,4 кВ найбільші втрати потужності та електроенергії відзначаються в провіднику фази А. При цьому як значення усталеного відхилення фазної напруги, так і значення коефіцієнта несиметрії напруг за нульовою послідовністю не перевищують нормативно встановлених меж, визначених у ГОСТ 13109-97 для вказаних показників якості електроенергії.

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.

Виконано моделювання розподілу втрат в мережі ПрАТ «Кіровоградобленерго». Отримані результати показали, що краще використовувати пропорційне розподілення втрат серед споживачів на основі квадрату їхніх потужностей.

РОЗДІЛ 4

4. ОПТИМІЗАЦІЯ ДІЯЛЬНОСТІ ЕНЕРГОКОМПАНІЇ З МЕТОЮ ЗМЕНШЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ В ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАХ

4.1 Механізми зменшення технологічних втрат в електричних мережах ПрАТ «Кіровоградобленерго»

Упродовж останнього десятиліття проблема забезпечення енергоресурсами стала значно складнішою через обмеженість мінерально-сировинної бази, зношеність електрообладнання електростанцій, та недорозвиненість та технічні проблеми у сфері електричних мереж. Негативний стан розподільних мереж призводить до аварій в різних регіонах країни. Фінансові обмеження ускладнюють відновлення, модернізацію та реконструкцію існуючих електричних мереж різних рівнів напруги, а також будівництво нових ліній передачі.

Проблеми підвищення ефективності використання енергетичних ресурсів на сучасному етапі вже стали предметом ретельного вивчення. Важливе значення приділяється комплексному економічному аналізу, який дозволяє здійснити вибір оптимального рішення на основі порівняння витрат і результатів. На жаль, в оцінці економічної ефективності енергозберігаючих заходів досить часто не враховуються технологічні витрати електроенергії, або це робиться для всієї системи електропостачання в цілому, не визначаючи конкретних часток технологічних витрат, які належать окремим споживачам. Такий підхід ускладнює адекватну оцінку запланованих заходів.

Нові умови на ринку електроенергії України вимагають вдосконалення існуючих та розробки нових економічних механізмів керування споживанням електроенергії. Світовий досвід підтверджує вигоду від енергозбереження, показуючи, що завдяки впровадженню малозатратних заходів можна досягти річної економії енергетичних

ресурсів на рівні 10–15%. Важливо враховувати досвід європейських країн, де енергозбереження в промисловості досягалося як шляхом реконструкції основних фондів з використанням енергозберігаючих технологій, так і шляхом зменшення непродуктивних втрат електроенергії.

Зазначимо, що втрати електроенергії на сьогоднішній день перетворилися на ключовий економічний показник, що визначає не лише технічний аспект транспортування електроенергії, а й якість організації електропостачання та контролю за ним. Розподільні електричні мережі, де відсутні засоби телеконтролю та вимірювальні пристрої, опинилися в невідповідному становищі.

Задача зменшення втрат електроенергії розбивається на кілька підзадач, включаючи визначення впливових споживачів, що можуть сприяти зменшенню втрат, нормування втрат для кожного споживача, стимулювання енергозбереження та контроль втрат кожного споживача.

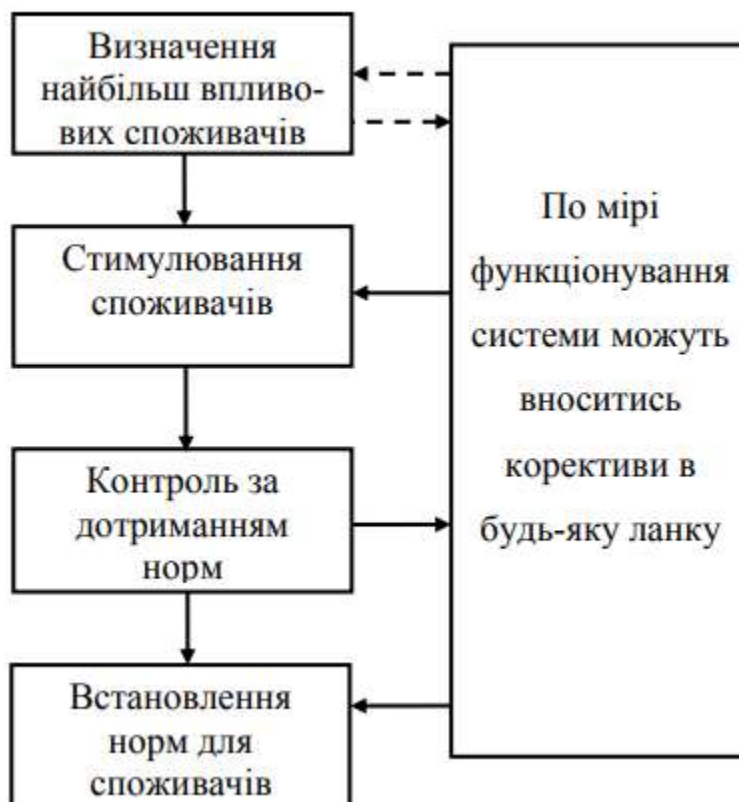


Рис. 4.1. Принципи підвищення ефективності зменшення втрат електроенергії.

Наступним етапом є розробка системи моніторингу та управління рівнем втрат. Контрольна система повинна ґрунтуватися на розрахунку та встановленні норм втрат, які розумно розділити на умовно постійні та умовно змінні. Останні можна поділити на технологічно обумовлені та неефективні складові. У процесі визначення норм втрат можуть виникати такі труднощі:

- визначення обсягу втрат (загальних);
- встановлення рівня постійних втрат;
- визначення обсягу змінних втрат і розподіл їх на технологічно обумовлені та неефективні.

Після встановлення нормативів споживання виникає можливість ефективного визначення фактичних втрат для порівняння з встановленими стандартами.

Наукові дослідження показали, що заходи зі зменшення втрат електроенергії можуть бути класифіковані у шість груп [84–86]:

1. Оптимізація режимів та покращення експлуатації електричних мереж;
2. Будівництво, реконструкція, технічне оновлення та розвиток електричних мереж, впровадження енергозберігаючого обладнання;
3. Вдосконалення обліку та технічного забезпечення вимірювань електроенергії;
4. Уточнення розрахунків норм втрат, електроенергетичних балансів;
5. Запобігання та зменшення крадіжок електроенергії;
6. Вдосконалення організації робіт, стимулювання зниження втрат, підвищення кваліфікації персоналу, контроль ефективності його діяльності.

Основним та перспективним заходом для розв'язання проблеми

комерційних втрат електроенергії є розробка, створення та широке впровадження автоматизованих систем контролю та обліку електроенергії (АСКОЕ). Серед основних завдань розвитку таких систем наразі визначають:

- виконання комерційного обліку електроенергії (потужності) за атестованими методиками;
- заміна індукційних лічильників на електронні;
- створення нормативно-технічної бази для періодичної повірки вимірювальних трансформаторів струму та напруги в робочих умовах;
- впровадження пільгової системи оподаткування для виробників АСКОЕ та енергозберігаючого обладнання;
- розробка законодавства для впровадження систем обліку електроенергії з передоплатою.

Аналізуючи технологічні втрати, важливо відзначити, що зниження втрат електроенергії в мережах можливо шляхом поліпшення точності обліку енергетичних потоків, впровадження організаційних заходів для оптимізації режимів та проведення ремонтів мережі, а також використання технічних заходів, які вимагають значних капітальних вкладень.

4.2 Дослідження диференційних роздрібних тарифів для стимулюючого регулювання зменшення технологічних втрат в електромережах

Система тарифів має виконувати різноманітні функції, пріоритетними з яких є наступні:

- компенсація реальних витрат на виробництво, передачу та розподілення електроенергії, а також забезпечення справедливого прибутку для компаній, що здійснюють постачання електроенергії;
- стимулювання участі споживачів у зменшенні дефіциту потужності

в енергосистемі;

- підтримка енергозбереження серед споживачів.

Роздрібні тарифи на активну та реактивну електроенергію включають технологічні витрати електроенергії, при цьому відсоток цих витрат залишається високим. Наприклад, у листопаді 2020 року економічні коефіцієнти нормативних технологічних витрат електроенергії для електричних мереж першого класу напруги складали 4,31%, а для мереж другого класу напруги – 14,51%.

Існують дві обставини, які гальмують широке впровадження споживачами тарифів, диференційованих за часом:

1) не вигідність для окремих споживачів у впровадженні таких тарифів і відсутність стимулювання для них у разі переходу на ці тарифи;

2) необґрунтованість тарифних коефіцієнтів диференційованих за часом тарифів з точки зору відповідності витрат на виробництво та передавання електроенергії.

Виконаємо розрахунок тарифікації для споживача з встановленою вмотужністю $P_c = 22$ МВт з формою добового графіка навантаження наведеного 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 $T_j = 542,7$ грн/МВт·год., за таких тарифних коефіцієнтів по зонах доби: $k_H = 0,35$; $k_{\Pi} = 1,5$; $k_{\Pi\Pi} = 1,0$. Тоді $\Pi_H = 300,8$ грн/ МВт·год.; $\Pi_{\Pi} = 1504,8$ грн/ МВт·год.; $\Pi_{\Pi\Pi} = 542,7$ грн/ МВт·год.

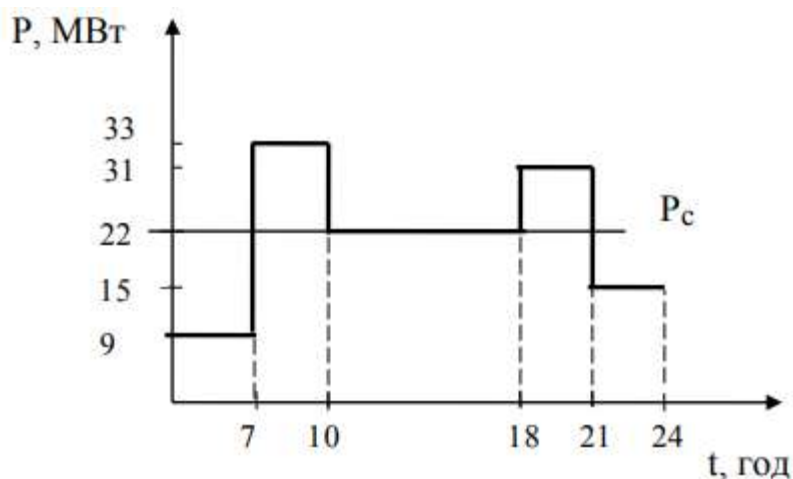


Рис. 4.2. Добовий графік навантаження промислового підприємства

Економія електроенергії можна визначити за формулою:

$$E = (P_c - P_1) \cdot \Pi_n + (P_c - P_3) \cdot \Pi_{np} + (P_c - P_5) \cdot \Pi_{np} = \\ = (22 - 9) 100,8 \cdot 7 + (22 - 22) 342,7 \cdot 8 + (22 - 15) 342,7 \cdot 3 = 16369 \text{ грн.}$$

Таким чином, в піковому і напівпіковому періодах перевитрата електроенергії визначається:

$$\Pi_B = (P_2 - P_c) \cdot \Pi_n + (P_4 - P_c) \cdot \Pi_n = \\ = (33 - 22) 604,8 \cdot 3 + (31 - 22) 604,8 \cdot 3 = 36288 \text{ грн.}$$

Різниця в платі за електроенергію між економією та перевитратами визначається:

$$\Delta E = E - \Pi_B = 16369 - 36288 = -19919 \text{ грн.}$$

У даному випадку надмірні витрати виявляються значно більшими, ніж економія, що робить перехід на диференційовані тарифи неоптимальним для підприємства. Таким чином, немає економічної вигоди в такому переході.

Отже, розв'язання першої проблеми має бути націлене на створення ефективних індивідуальних стимулів для споживачів, щоб спонукати їх переходити на диференційовані тарифи. З цією метою можуть бути розроблені тарифи, які враховують технологічні витрати.

Висновки до розділу 4:

1. Розглянуто та обґрунтовано систему стимулюючого регулювання споживання електроенергії через використання диференційованих тарифів. Ця система враховує збільшення втрат у електромережах при зростанні навантаження споживачів за середнє значення активної потужності.

2. Запропоновано систему стимулюючого регулювання компенсації реактивної потужності, а також обґрунтовано методику оплати за споживання реактивної електроенергії, що ґрунтується на оптимальному рівні компенсації.

3. Проаналізовано методологію обліку втрат електричної енергії, яка включає диференціювання втрат на різні складові, застосування цього підходу спрощує облік втрат та дозволяє вчасно виявляти резерви для зменшення витрат електроенергії.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У ході дослідження вирішено актуальну вчену задачу зниження затрат на технологічні втрати електроенергії в мережах енергопостачальних компаній на основі отриманих теоретичних та практичних результатів.

Отримані у кваліфікаційній роботі результати дають змогу зробити наступні висновки:

1. Проведений аналіз ПрАТ "Кіровоградобленерго" вказує на наявність значного обсягу розподільних мереж та підстанцій. Зменшення втрат електроенергії в розподільних мережах (0,4 – 35 кВ) є пріоритетним завданням для підвищення ефективності роботи компанії.

2. Розроблено метод визначення ефективності заходів зі зменшення втрат електроенергії, враховуючи розподіл технологічних втрат між споживачами. Цей підхід дозволяє ефективно стимулювати споживачів до впровадження заходів зі зменшення технологічних втрат.

3. Розроблено математичні моделі розподілення втрат електроенергії з урахуванням графіків навантажень споживачів, що сприяє стимулюванню енергозберігаючих заходів та розрахункам за електроенергію.

4. Проаналізовано взаємозв'язок розподілу втрат електроенергії між споживачами та джерелами спотворень, визначено, що споживачі, які спотворюють якість електричної енергії, оплачують лише частку втрат спотворення.

5. Запропоновано систему стимулюючого регулювання споживання електроенергії через впровадження диференційованих тарифів, що враховують збільшення втрат у мережах при зростанні навантаження споживачів за середнім значенням активної потужності.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Про затвердження Галузових методичних рекомендацій з формування собівартості виробництва, передачі та постачання електричної і теплової енергії. Наказ від 20.09.2001 № 447.
2. Постанова НКРЕ від 31.05.2023 № 1004 „Про затвердження Звіту про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у 2022 році ”/ <https://www.nerc.gov.ua/>.
3. Іваненко В.І., Болюх М.А. Економічний аналіз господарської діяльності. – К.: ЗАТ „НІЧЛАВА”, 2001. – 204 с.
4. Попович П.Я. Економічний аналіз діяльності суб’єктів господарювання. Підручник.– Тернопіль: Економічна думка, 2001. – 454 с.
5. Федішин 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.
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.
10. Дерзский В.Г. Распределение технологического расхода электрической энергии в общих элементах электрической сети между

различными потребителями // Энергетика и электрификация. – 2001. – №3. – С. 33–37.

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

12. Стогний Б., Павловский В. Определение транзитных потерь мощности в фрагментированных электрических сетях обласных 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 університету. – 2006. – Вип. 213. – Том V. – С. 1331–1336.

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

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 відрізнити 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 приєднанні електроустановки.

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

Захисні заходи при пошкодженні ізоляції:

Контроль ізоляції – вимірювання її активного або омичного 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 ізолюваною 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 пробію 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 вимірюється 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 омичний 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.

A.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_3'' .

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

$$R_3 \leq \frac{125}{I_3} = \frac{125}{27} = 4,63 \text{ Ом}$$

Згідно ПУЕ , так як сумарна потужність струмоприймачів більш 100 кВА то R_3 повинен бути не більше 4 Ом. Приймається $R_3 = 4 \text{ Ом}$.

2. Визначається розрахунковий питомий опір ґрунту:

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

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

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

3. Опір одинарного вертикального заземлювача:

$$\begin{aligned} R_o &= 0,366 \frac{\rho_{\text{розр}}}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right) = \\ &= 0,366 \frac{350}{5} \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{2,5} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3 + 5}{4 \cdot 3 - 5} \right) = 20,361 \text{ Ом}, \end{aligned}$$

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

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

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:

$$n_o = \frac{R_o}{R_3 \cdot \eta_t} = \frac{20,361}{4 \cdot 0,59} = 8,628 \approx 9 \text{ шт}$$

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

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

4. Довжина горизонтальної з'єднувальної смуги:

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

5. Опір смуги з урахуванням екранування:

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

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:

$$R_{mp} = \frac{R_n \cdot R_3^H}{R_n \cdot R_3^H - 24} = \frac{24 \cdot 4}{24 - 4} = 4,8 \text{ Ом.}$$

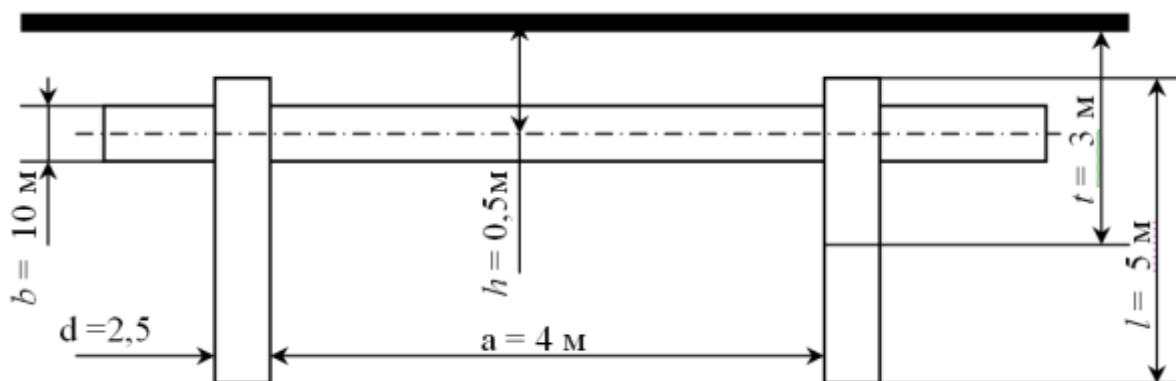


Рисунок А.1. Схема прокладки заземлення

7. Остаточна кількість заземлювачів:

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

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

$$R_3 = \frac{1}{\frac{1}{R_{mp}} + \frac{1}{R_n}} = \frac{1}{\frac{1}{4,8} + \frac{1}{24}} = 4 \text{ Ом.}$$

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