

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет автоматики та енергетики
Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
“__” _____ 2021 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої освіти
на тему:
«Дослідження втрат електроенергії в електричних мережах 0,4 кВ комунально-побутових споживачів
Research of electricity losses in 0.4 kV electric networks of communal and household consumers»

Виконав здобувач вищої освіти
VI курсу, групи ЕНМ-20М
ОПП «Енергетичний менеджмент»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Дмитро ГРЕБЕНКО
«__» _____ 2021 р.

Керівник роботи
к.т.н, доцент
_____Олександр СІРІКОВ
«__» _____ 2021 р.

Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет *автоматики та енергетики*

Кафедра *електротехнічних систем та енергетичного менеджменту*

Рівень вищої освіти *другий (магістерський)*

Галузь знань *14 «Електрична інженерія»*

Спеціальність

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна (освітньо-наукова) програма

Енергетичний менеджмент

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ Петро ПЛЄШКОВ

«__»_____2021 р.

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

Гребенко Дмитра Миколайовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи *Дослідження втрат електроенергії в електричних мережах 0,4 кВ комунально-побутових споживачів*

Research of electricity losses in 0.4 kV electric networks of communal and household consumers

2. Керівник роботи *Сіріков Олександр Іванович, к.т.н., доцент*

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

3. Строк подання роботи до захисту *07.12.2021 р.*

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи *Метою роботи є дослідження втрат електроенергії в електричних мережах 0,4 кВ комунально-побутових споживачів. Завдання роботи: розглянути причини і види втрат електричної енергії в мережах комунально-побутових споживачів; провести дослідження втрат електричної енергії комунально-побутового сектора; провести дослідження режимів споживання електричної енергії комунально-побутового сектора; розрахувати втрат електроенергії в електричних мережах 0,4 кВ комунально-побутових споживачів; визначити економічну ефективність заходів зниження втрат електричної енергії в мережах 0,4 кВ комунально-побутових споживачів; охорона праці.*

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>		
<i>Економічна частина</i>	<i>к.е.н., доц. Журило І.В.</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>08.10.21</i>	
2	<i>Причини і види втрат електричної енергії в мережах комунально-побутових споживачів</i>	<i>15.10.21</i>	
3	<i>Дослідження втрат електричної енергії комунально-побутового сектора</i>	<i>22.10.21</i>	
4	<i>Дослідження режимів споживання електричної енергії комунально-побутового сектора</i>	<i>29.10.21</i>	
5	<i>Розрахунок втрат електроенергії в електричних мережах 0,4 кВ комунально-побутових споживачів</i>	<i>05.10.21</i>	
6	<i>Визначення економічної ефективності заходів зниження втрат електричної енергії в мережах 0,4 кВ комунально-побутових споживачів</i>	<i>12.11.21</i>	
7	<i>Охорона праці</i>	<i>19.11.21</i>	
8	<i>Висновки, перелік посилань</i>	<i>26.11.21</i>	
9	<i>Оформлення кваліфікаційної роботи та презентації</i>	<i>01.12.21</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2021 р.

Підпис керівника

_____ Сіріков О.І.
(прізвище та ініціали)

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2021 р.

Підпис здобувача

_____ Гребенко Д.М.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Гребенко Д.М. Дослідження втрат електроенергії в електричних мережах 0,4 кВ комунально-побутових споживачів.

Кваліфікаційна робота за другим (магістерським) рівнем вищої освіти за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньо-професійна програма «Енергетичний менеджмент», Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2021.

Метою кваліфікаційної роботи є пошук заходів зменшення втрат електроенергії на основі їх дослідження в електричних мережах 0,4 кВ комунально-побутових споживачів.

Аналіз причин і видів втрат електричної енергії в мережах 0,4 кВ комунально-побутових споживачів показав, що вони складають лівову частку від загальних втрат в електричних мережах усіх класів напруг (понад 50%). Також сукупні втрати можуть сягати 30% від загальної кількості електроенергії відпущеної в мережу 0,4 кВ комунально-побутових споживачів.

В роботі розглянута методика розрахунку технічних втрат електроенергії в розподільчих мережах 0,4 кВ, в якій враховані додаткові втрати від несиметричності навантаження по фазах, зниження якості електричної енергії та спрацювання обладнання.

На основі проведеного аналізу запропоновані наступні заходи зменшення втрат електроенергії в мережах 0,4 кВ комунально-побутових споживачів: збільшення класу точності приладів обліку; збільшення перетину ліній електропередачі; впровадження компенсації реактивної потужності; симетрування навантажень та застосування симетрувальних пристроїв.

Визначена економічна ефективність заходів зниження втрат електричної енергії в мережах 0,4 кВ комунально-побутових споживачів шляхом збільшені перетину живлячих кабельних ліній та встановлення фільтро-симетруючого пристрою.

Ключові слова: технічні втрати електроенергії, побутові споживачі, несиметрія, коефіцієнт додаткових втрат, симетрування навантажень.

ANNOTATION

Grebenko D.M. Research of electricity losses in 0.4 kV electric networks of communal and household consumers.

Qualification work for the second (master's) level of higher education in specialty 141 "Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics", educational and professional program "Energy management", Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2021.

The purpose of the qualification work is to search for measures to reduce electricity losses based on their study in 0.4 kV electrical networks of municipal consumers.

Analysis of the causes and types of electrical energy losses in 0.4 kV networks of public utility consumers showed that they constitute the lion's share of the total losses in electrical networks of all voltage classes (more than 50%). Also, aggregate losses can reach 30% of the total amount of electricity supplied to the 0.4 kV network of municipal consumers.

The paper considers a methodology for calculating technical losses of electricity in distribution networks of 0.4 kV, which takes into account additional losses from asymmetry of the load in phases, a decrease in the quality of electrical energy and wear of equipment.

On the basis of the analysis, the following measures have been proposed to reduce electricity losses in 0.4 kV networks of municipal consumers: increasing the accuracy class of metering devices; increase in the cross-section of power lines; introduction of reactive power compensation; balancing loads and using balancing devices.

The economic efficiency of measures to reduce electrical energy losses in 0.4 kV networks of public utility consumers by increasing the cross-section of supply cable lines and installing a filter-balancing device has been determined.

Key words: technical losses of electricity, household consumers, asymmetry, coefficient of additional losses, balancing of loads.

ЗМІСТ

ВСТУП	8
РОЗДІЛ 1 ПРИЧИНИ І ВИДИ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖАХ КОМУНАЛЬНО-ПОБУТОВИХ СПОЖИВАЧІВ	11
1.1 Терміни та визначення.....	11
1.2 Загальний огляд проблеми.....	12
1.3 Постановка задачі	15
1.4 Аналіз та пропозиції	18
РОЗДІЛ 2 ДОСЛІДЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ КОМУНАЛЬНО- ПОБУТОВОГО СЕКТОРА.....	19
2.1 Аналіз споживання та втрат електроенергії в сільських електричних мережах 0,38 кВ	19
2.2 Розрахунок втрат електроенергії в розподільчих мережах 0,38 кВ	26
2.3 Розрахунок технологічних втрат електроенергії в розподільчих мережах 0,38 кВ.....	42
РОЗДІЛ 3 ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ КОМУНАЛЬНО-ПОБУТОВОГО СЕКТОРА.....	47
3.1 Дослідження споживання електроенергії населенням України	47
3.2 Тарифна політика й втрати електроенергії в розподільних мережах.....	62
3.3 Оптимізація режимів електроспоживання в комунально побутовому секторі	71
РОЗДІЛ 4 РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 0,4 кВ КОМУНАЛЬНО-ПОБУТОВИХ СПОЖИВАЧІВ	84
4.1 Розрахунок втрат і економії в кабельних лініях	84
4.2 Розрахунок додаткових втрат в кабельній лінії при несиметричному навантаженні	88

РОЗДІЛ 5 ВИЗНАЧЕННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАХОДІВ ПО ЗНИЖЕННЮ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖАХ 0,4 кВ КОМУНАЛЬНО-ПОБУТОВИХ СПОЖИВАЧІВ	92
5.1 Розрахунок додаткових капіталовкладень	93
5.2 Розрахунок експлуатаційних витрат.....	94
5.3 Розрахунок показників економічної ефективності	99
5.4 Висновки.....	99
РОЗДІЛ 6 ОХОРОНА ПРАЦІ	100
6.1 Заходи по безпечній експлуатації електроустановок	100
6.2 Розрахунок заземлення ТП 10/04	105
ВИСНОВКИ.....	108
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	110
ДОДАТОК А Звіт подібності.....	113

ВСТУП

Питанню раціонального споживання електричної енергії приділяється все-таки недостатньо уваги, як в промисловості так і в комунально-побутовому секторі. Об'єм споживання електроенергії населенням України значно зріс, що призводить до її додаткових втрат. Фактичні втрати в мережах комунально-побутового сектору в окремих випадках досягають 30% за рахунок додаткових комерційних втрат, обумовлених цілим рядом факторів:

- самовільне підключення споживачів;
- несплата чи несвоєчасність оплати споживачами отриманої електроенергії;
- махінації з приладами обліку;
- відсутність приладів обліку в місцях загального користування комунально-побутового сектору.

Технічний стан основних фондів підприємств комунальної енергетики характеризуються значною (більше 67%) зношеністю в зв'язку з тривалим (більше 20 років) строком служби експлуатації. В той час, у зв'язку з зупинкою більшої частини великих промислових підприємств та зменшенням їх енергоозброєності виникла зміна в структурі транспортування електричної енергії, а саме:

- зниження коефіцієнтів завантаження силових трансформаторів;
- збільшення протяжності і розгалуженості живлячої лінії 0,4 кВ;
- зміщення центрів електричних навантажень за рахунок більш інтенсивного розвитку комунально-побутового сектору порівняно з промисловістю;
- збільшення навантаження в побутовому секторі;
- ріст несиметрії навантаження фаз 0,4 кВ.

В житловому секторі практично відсутній контроль технічних втрат в мережах 0,4 кВ - роботи по їх визначенню і зниженню практично не ведуться. В той час в зв'язку з зростом енергоємності споживачів комунально-побутового

сектору спостерігається перевантаженість живлячих ліній. І, як наслідок, зріст навантажувальних втрат електричної енергії.

Для усунення зазначених негативних факторів необхідний науковий підхід з проведення ряду організаційно-технічних заходів.

Актуальність теми. Електричні мережі комунально-побутових споживачів напругою 0,4 кВ характеризуються значними втратами електричної енергії. Втрати електроенергії в цих мережах складають левову частку від загальних втрат в електричних мережах усіх класів напруг. Цьому факту сприяє ряд, як основних так і другорядних причин. До основних причин збільшення технічних втрат електроенергії слід віднести збільшення електричного навантаження в міських електричних мережах пов'язаних, як зі збільшенням потужності побутових електроприймачів так і зі збільшенням їх номенклатури, застосуванням індивідуального електричного опалення та підігріву води. В той же час для сільських електричних мереж спостерігається протилежна тенденція зменшення частки сільського населення призводить до зменшення електричного навантаження. Серед другорядних причин слід відмітити малий клас точності приладів обліку та крадіжкам електроенергії, що відводяться в цілий клас комерційних втрат. Також додаткові втрати виникають в наслідок погіршення якості електричної енергії, а саме несинусоїдальності та несиметрії напруг. Немалу частку до втрат додає і реактивна потужність, адже мережі комунально-побутових споживачів напругою 0,4 кВ не оснащені засобами компенсації реактивної потужності.

Підвищення енергетичної ефективності електричних мереж комунально-побутових споживачів та зниження технологічних втрат електроенергії на її передачу потребує комплексного підходу, який повинен включати цілий ряд заходів щодо зниження втрат.

Наявність великої кількості складових, що обумовлюють втрати електричної енергії в мережах 0,4 кВ комунально-побутових споживачів потребує всебічного аналізу та дослідження. Саме на вирішення цього питання і присвячена дана магістерська робота.

Мета і задачі дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є пошук заходів зменшення втрат електроенергії на основі їх дослідження в електричних мережах 0,4 кВ комунально-побутових споживачів.

Для досягнення мети поставлено та розв'язано такі задачі:

1. Проаналізовані причини і види втрат електричної енергії в мережах комунально-побутових споживачів;
2. Досліджені втрати електричної енергії комунально-побутового сектору;
3. Досліджені режими споживання електричної енергії комунально-побутового сектора;
4. Розраховані втрати електроенергії в електричних мережах 0,4 кВ комунально-побутових споживачів;
5. Визначена економічна ефективність заходів зниження втрат електричної енергії в мережах 0,4 кВ комунально-побутових споживачів.

Об'єктом дослідження є втрати електроенергії в електричних мережах 0,4 кВ комунально-побутових споживачів.

Предметом дослідження є пошук причин та аналіз виникнення втрат електроенергії в електричних мережах 0,4 кВ комунально-побутових споживачів.

Практичне значення одержаних результатів полягає в наступному: дослідження втрат електроенергії в електричних мережах 0,4 кВ комунально-побутових споживачів дозволило визначити комплекс заходів направлених на їх зменшення. Запропоновані заходи дозволяють визначити пріоритетність їх впровадження електропередавальним організаціям для зменшення втрат електроенергії в електричних мережах комунально-побутових споживачів, що дозволить підвищити їх енергетичну ефективність та зменшить рівень технічних втрат електроенергії.

РОЗДІЛ 1

ПРИЧИНИ І ВИДИ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖАХ КОМУНАЛЬНО-ПОБУТОВИХ СПОЖИВАЧІВ

1.1 Терміни та визначення

В даній роботі використано такі терміни та визначення:

технологічні втрати електроенергії – втрати, зумовлені технологією передавання та розподілення електроенергії (втрати на джоулево тепло, утворення електричного та магнітного полів, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій тощо). Технологічні втрати складаються з розрахункових втрат електроенергії в лініях, трансформаторах, витрат електроенергії на власні потреби підстанцій, інших втрат (у батареях статичних конденсаторів, шунтувальних реакторах, вимірювальних трансформаторах, лічильниках тощо);

нормативні технологічні втрати – граничний показник економічності передавання та розподілення електроенергії у разі виконання певних регламентованих умов (додержання балансів потужності та електроенергії, нормативної якості електроенергії тощо). Нормативні технологічні втрати визначаються розрахунковим шляхом і використовуються під час формування роздрібних тарифів на електроенергію;

понаднормативні технологічні втрати – втрати, зумовлені порушенням технології передавання і розподілення електроенергії в електричних мережах. Визначаються як різниця між технологічними та нормативними технологічними втратами на передавання корисного відпуску електроенергії;

корисний відпуск електроенергії – електроенергія, сплачена або врахована власними споживачами;

транзитна електроенергія – електроенергія, що передається через власні мережі в сусідні структури;

неврахована (несплачена) електроенергія – використана, але неврахована, несплачена електроенергія. Розраховується як різниця між фактичним сальдованим і розрахунковим технологічним значеннями надходження електроенергії;

комерційні втрати електроенергії – втрати, зумовлені недосконалістю системи обліку, похибкою приладів обліку, неодноразовістю та неточністю зняття показів, нерівномірністю сплати за електроенергію тощо. Мають випадковий характер. Використовуються, як балансова нев'язка в енергетичних балансах;

нормативні коефіцієнти реактивної потужності – середні економічні значення коефіцієнтів реактивної потужності, які мінімізують суму витрат на компенсацію активних втрат електроенергії та експлуатацію компенсувальних пристроїв для різних класів напруги;

коефіцієнт нелінійності втрат електроенергії – коефіцієнт, зумовлений нелінійною (квадратичною) залежністю втрат електроенергії від струму. Свідчить наскільки зростають втрати електроенергії в спільних елементах мережі (лініях, трансформаторах) через взаємодію струмів (наприклад, корисного відпуску та транзиту електроенергії тощо);

розгалужена лінія, фідер – деревовидна повітряна або кабельна лінія однакової напруги, яка з'єднує центр живлення з розподільними підстанціями і складається з ділянок;

ділянка лінії – частина розгалуженої лінії, виконана проводом або кабелем певної марки та довжини і з'єднує вузли лінії.

1.2 Загальний огляд проблеми

При аналізі втрат електричної енергії прийнято розділяти кілька форм їхнього подання:

* фактичні втрати - є сумою складових: технічні втрати, втрати обумовлені інструментальною похибкою приладів обліку, технологічна витрата електроенергії на власні потреби підстанцій і комерційних втрат, визначаються по різниці показань приладів обліку надходження й відпуску електричної енергії;

* розрахункові втрати - визначаються розрахунковим методом для певного сталого режиму роботи мережі;

* нормативні втрати встановлені контролюючою організацією прийнятний по технічних й економічних критеріях рівень втрат електроенергії, визначають величину технологічних втрат, можливу в даних розподільних мережах за умови впровадження певного обсягу організаційно-технічних заходів щодо їхнього зниження. Саме ця величина втрат використовується підприємствами при визначенні тарифу на електроенергію для проведення розрахунків з споживачами.

Методика розрахунку й визначення технічної складової технологічних втрат досить пророблена й широко застосовується мережними підприємствами. У той же час, облік втрат електричної енергії, обумовлених інструментальною похибкою в їхньому фактичному вираженні на сьогоднішній день пророблений недостатньо. Основна проблема тут полягає у великому обсязі вхідної інформації, відсутністю доступних сертифікованих програмних засобів для автоматизації розрахунків і недостатньою пропрацьованістю використання методики розрахунку через її новизну.

Чіткої тенденції на зниження технічних втрат не спостерігається, а якщо врахувати темпи сучасного відновлення силового встаткування й модернізації розподільних ліній електропередач, то можна припустити, що при зростанні електроспоживання ця складова втрат також буде збільшуватися.

Крім того, сам по собі рівень технічних втрат, що досягає в окремих підприємств величин 18-19% від відпустки в мережу, коли аналогічна складова в радянські часи становила порядку 8%, вимагає негайного впровадження широкого комплексу організаційно-технічних енергозберігаючих заходів, спрямованих на їхнє зниження.

Технічна та інструментальна складові технологічних втрат у відсотках від відпустки в мережу підприємств представлені на рис. 1.1.

Загальна динаміка технічних втрат пояснюється, насамперед, зростанням процентного співвідношення втрат електричної енергії в мережах 0,4 кВ у зв'язку зі збільшенням їхньої довжини, кількості абонентів на цьому рівні напруги й енергоємності споживачів.

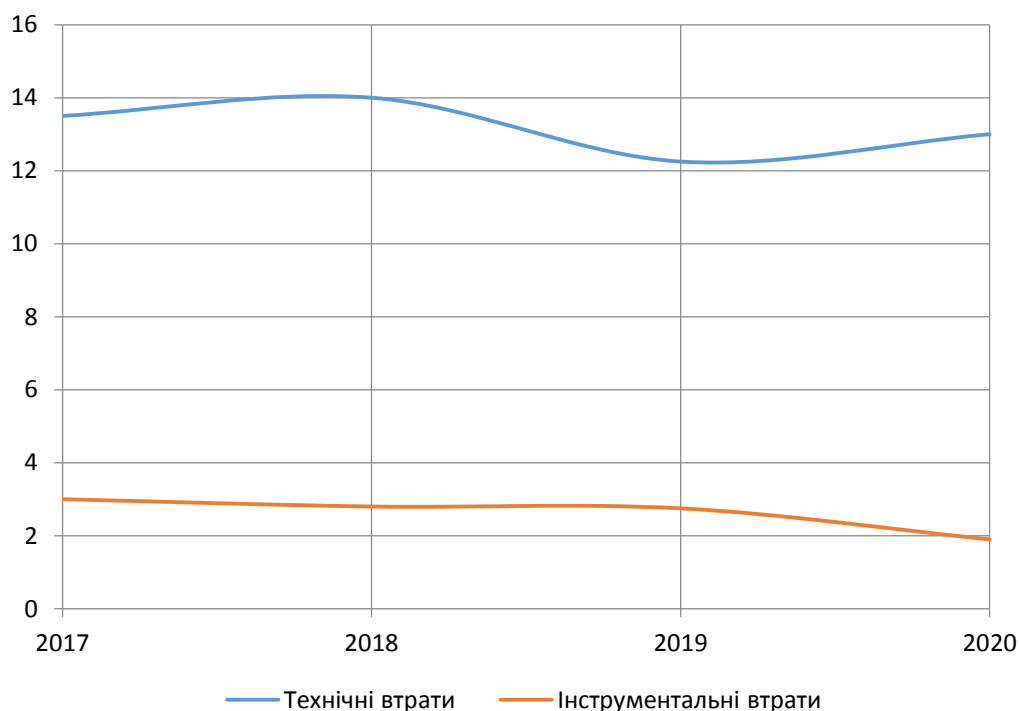


Рис. 1.1 – Динаміка зміни технічних та інструментальних втрат.

Середня величина інструментальних втрат, зображена на рис. 1.1 в 2020 р. у порівнянні з 2019 р. знизилася, хоча по розрахунках в окремих підприємствах вона досягає 3,5% та, якщо темпи заміни застарілого приладового парку не збільшаться, буде зростати.

Фактичні втрати електричної енергії в мережах підприємств комунальної енергетики в окремих випадках досягають 30% за рахунок додаткових комерційних втрат, обумовлених цілим рядом факторів:

- самовільні підключення споживачів;
- несплата або несвоєчасність оплати споживачами отриманої електроенергії;
- махінації із засобами обліку з метою заниження величини фактично спожитої електроенергії;
- фактична відсутність приладів обліку в місцях загального користування житлово-комунального сектора;
- низька платоспроможність населення й т.п.

За станом на 2020 рік комерційні втрати ні яким чином не враховуються в нормативі технологічних втрат і боротьба з ними цілком лежить на енергопостачальних підприємствах.

1.3 Постановка задачі

Класифікація втрат електричної енергії в розподільчих мережах представлена на рис. 1.2 [25].



Рис. 1.2. Структура втрат у розподільчих мережах [25].

Система обліку електроенергії

За приклад були взяті дані ВАТ «Дальэнерго». Для обліку відпущеної електричної енергії використовуються прилади розрахункового обліку. У мережних підприємствах Приморського краю, як розрахункові лічильники активної електроенергії переважно використовуються індукційні однофазні лічильники класу точності 2,5, більша частина яких перебуває в експлуатації більше 10 років. Внаслідок природних процесів старіння відбувається зношування механічної частини індукційних лічильників і гальмування диска, що приводить до недообліку електроенергії. Величина похибки індукційних лічильників часто перевищує нормовану величину, у деяких випадках це перевищення досягає більше 10%, що приводить до значного недообліку спожитої електроенергії.

Відповідно до правил устрою електроустановок припустимий клас точності розрахункових лічильників активної електроенергії в мережних підприємствах повинен бути не більше 2,0 (похибка $\pm 2\%$).

У житлово-комунальному секторі програма заміни приладів розрахункового й технічного обліку класу 2,5 на 2,0 практично не ведеться, що й відображають табличні дані - приладів обліку класу 0,5-2,0 - 17,44%, а класу 2,5 - 82,56%.

У цей час необхідна цільова програма заміни застарілого приладового парку на сучасні прилади обліку з функціями дистанційного автоматичного збору даних.

Технічний стан електричних мереж

Технічний стан основних фондів підприємств комунальної енергетики характеризується значним (більше 67%) зношуванням у зв'язку із тривалим (більше 20 років) строком експлуатації. У той же час, у зв'язку із зупинкою діяльності більшої частини великих промислових підприємств відбулися зміни в структурі транспортування електричної енергії, а саме:

- зниження коефіцієнтів завантаження силових трансформаторів;
- збільшення довжини й розгалуженості живильних ліній 0,4 кВ;
- зсув центрів електричних навантажень за рахунок більше інтенсивного розвитку житлово-комунального сектора, у порівнянні із промисловістю;
- ріст несиметрії завантаження фаз 0,4 кВ.

Для усунення відзначених негативних факторів необхідне проведення ряду організаційно-технічних заходів, реалізація яких (через високу фінансову вартість) вимагає погодженої участі бюджетів всіх рівнів.

Основні напрямки підвищення ефективності транспорту й споживання електричної енергії

У житлово-комунальному секторі необхідно широке стимулювання використання енергозберігаючих заходів, а саме:

- використання сучасних джерел освітлення зі зниженим електроспоживанням;

- використання автоматичних систем включення й відключення освітлення за необхідністю;

- застосування сучасних побутових приладів постійного включення або із тривалих робочим режимом (холодильники, електронагрівники, пральні машини, кондиціонери й т.п.) зі зниженим електроспоживанням;

- стимулювання використання зонних тарифів на електроенергію при використанні побутових приладів великої потужності із тривалим режимом роботи (електронагрівники, пральні машини й т.п.) у нічний час;

- вирівнювання завантаження фаз й оптимізація струмового завантаження ліній електропередачі в середині будинкових мереж і т.д.

У зв'язку із цим, першочерговим напрямком енергозберігаючої діяльності в житлово-комунальному господарстві є вдосконалювання системи обліку електроспоживання з доведенням її параметрів до нормативного рівня.

Актуальність цього напрямку обумовлена наступними причинами:

1. Недооблік використаної електроенергії веде до недоодержання електропостачаючими підприємствами коштів за поставлену продукцію. Удосконалювання системи обліку дозволить знизити темпи росту тарифів на електроенергію за рахунок поліпшення збирання коштів і збільшення доходів електропостачаючих підприємств.

2. Основним споживачем електроенергії в житлово-комунальному господарстві є населення й на рівні квартир ускладнене цілеспрямоване впровадження енергозберігаючих заходів ззовні. Основним стимулом енергозбереження в цій сфері є фінансові витрати населення на комунальні платежі. Повний облік електроспоживання дозволить споживачеві чітко представляти обсяги використання електроенергії й впроваджувати енергозберігаючі заходи на комунальному рівні для зниження витрат на оплату електроенергії.

3. Однієї із причин комерційних втрат є несвоєчасність платежів за спожиту електроенергію. Сучасна система обліку (у перспективі АСКОЕ) дозволить прискорити й полегшити процедуру збору інформації про

електроспоживання й, відповідно, полегшити й прискорити проведення платежів населенням.

4. Використання багатозонних приладів обліку дозволить споживачеві гнучко регулювати режим електроспоживання й знизити витрати на електроенергію в комунальних платежах.

1.4 Аналіз та пропозиції

В розглянутій літературі [1-3] проблема даної магістерської роботи морально застаріла, а деякі аспекти зовсім не представлені. А саме:

- сучасна потужність і різновид електроприладів значно вище;
- люмінесцентні, які пропонувались раніше на зміну лампам розжарювання вже не актуальні їх поступово витісняють сучасні енергозберігаючі лампи;
- проблема крадіжки електричної енергії зовсім не розглядається;
- проблема перевантаження живлячих ліній;
- не розглядається автоматизована система контролю і обліку електроенергії;
- проблема зносу обладнання обліку електричної енергії.

Не зайвим буде додати, що у житловому секторі практично відсутній контроль технічних втрат електричної енергії в мережах 0,4 кВ - роботи з їхнього визначення й зниження практично не ведуться. У той же час, у зв'язку зі зростаючою енергоємністю споживачів комунально-побутового сектора спостерігається перевантаженість живильних ліній й, як наслідок, ріст навантажувальних втрат електричної енергії.

В контексті цього пропонується проблему дослідження втрат електричної енергії в мережах 0,4 кВ поєднати з досвідом минулих років (викладений в літературі) та сучасним поглядом на дану проблему.

РОЗДІЛ 2

ДОСЛІДЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ КОМУНАЛЬНО-ПОБУТОВОГО СЕКТОРА

2.1 Аналіз споживання та втрат електроенергії в сільських електричних мережах 0,38 кВ

Правильний аналіз величини та структури технологічних втрат електроенергії в електричних мережах дає можливість вибрати оптимальну стратегію визначення заходів щодо їх зниження.

Достатньо енергоємною ланкою передавання електроенергії сільським споживачам є повітряні електричні мережі напругою 0,38 кВ.

Як правило, втрати електричної енергії в мережах високої напруги мають технічний характер, а в мережах низької напруги основну частку втрат становить комерційна складова (вкрадена, необлікована електроенергія). Проте відсутність приладів обліку відпущеної електроенергії в мережу 0,38 кВ не дає змоги встановити структуру цих втрат.

Невизначена ситуація склалася зі споживанням реактивної електроенергії побутовими електроприймачами, оскільки останнім часом значно зросла кількість електропобутових приладів, які є споживачами реактивної електроенергії (холодильники, пральні машини, мікрохвильові печі, електроінструменти, світильники з світлодіодними лампами та ін.).

Визначення частки технічних та комерційних втрат електроенергії, дослідження несиметрії навантажень, аналіз споживання реактивної електроенергії та режиму напруг у сільських мережах 0,38 кВ.

З метою отримання достовірної інформації щодо споживання електроенергії в мережах 0,38 кВ на одній із трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ (ТП-39) сільського населеного пункту з боку низької напруги було встановлено трифазні лічильники активної та реактивної електроенергії типу СА4У-И672М (клас точності 2,0) та СР4У-И673М (клас точності 2,0), відповідно. Облік спожитої електроенергії у побутових електроприймачів

здійснюється однофазними лічильниками СО-И446 та СО-193 (клас точності 2,5).

Для забезпечення точності обліку в один день було зафіксовано покази цих та всіх абонентських лічильників. Повторно ці самі покази фіксувались через місяць. Також була знята опорна схема мережі 0,38 кВ із зазначенням пофазного приєднання споживачів зазначеної ТП, марок, перерізів проводів та довжин ділянок.

Наближені методи розрахунку втрат мережах 0,4 кВ, які використовують енергопостачальні компанії за загальною довжиною ЛЕП 0,4 кВ, питомим опором та корисним відпуском мають значну похибку, оскільки не враховують розгалуженості мережі, зміни значення $\cos\phi$ протягом року та вкраденої електроенергії.

Для розрахунку параметрів режиму та втрат електроенергії в мережі 0,38 кВ була розроблена програма розрахунку на основі ітераційного методу розрахунку режимів розімкнених мереж. Вона дає змогу розрахувати параметри режиму кожної фази та нульового проводу опорної схеми мережі з урахуванням фактичного місячного споживання електроенергії кожним електроприймачем, фази приєднання, параметрів ділянок ліній електропередавання та відпайок до будинків, середнього коефіцієнта навантаження, добового графіка навантаження. Втрати електроенергії визначались на основі підсумовування за характерним добовим графіком електричних навантажень.

Вихідні дані:

- опорна схема електропостачання мережі 0,38 кВ з пофазним приєднанням споживачів;
- дані про відпуск активної та реактивної електроенергії в мережу 0,38 кВ;
- добовий графік навантаження ТП за режимний день;
- середні рівні напруги на шинах 0,38 кВ ТП;
- дані про корисний відпуск електроенергії споживачам;
- заміри струмів по ТП .

Характеристика мережі

Від ТП-39 відходять три повітряні лінії напругою 0,38 кВ завдовжки 3,2 км, 2,52 км та 3,48 км відповідно. Основне навантаження побутове. На фазі А приєднано 84 споживачі, на фазі В – 94, на фазі С – 81. Також є 18 трифазних електроприймачів. Мережа виконана проводом марки А-35, на окремих ділянках – А-25. Нульовий провід на всіх ділянках – А-25.

Аналіз фактичного відпуску електроенергії в мережу:

На рис. 2.1 показано фактичний відпуск активної та реактивної електроенергії в мережу 0,38 кВ із шин ТП-39 за 9 місяців 2019-2020 рр.

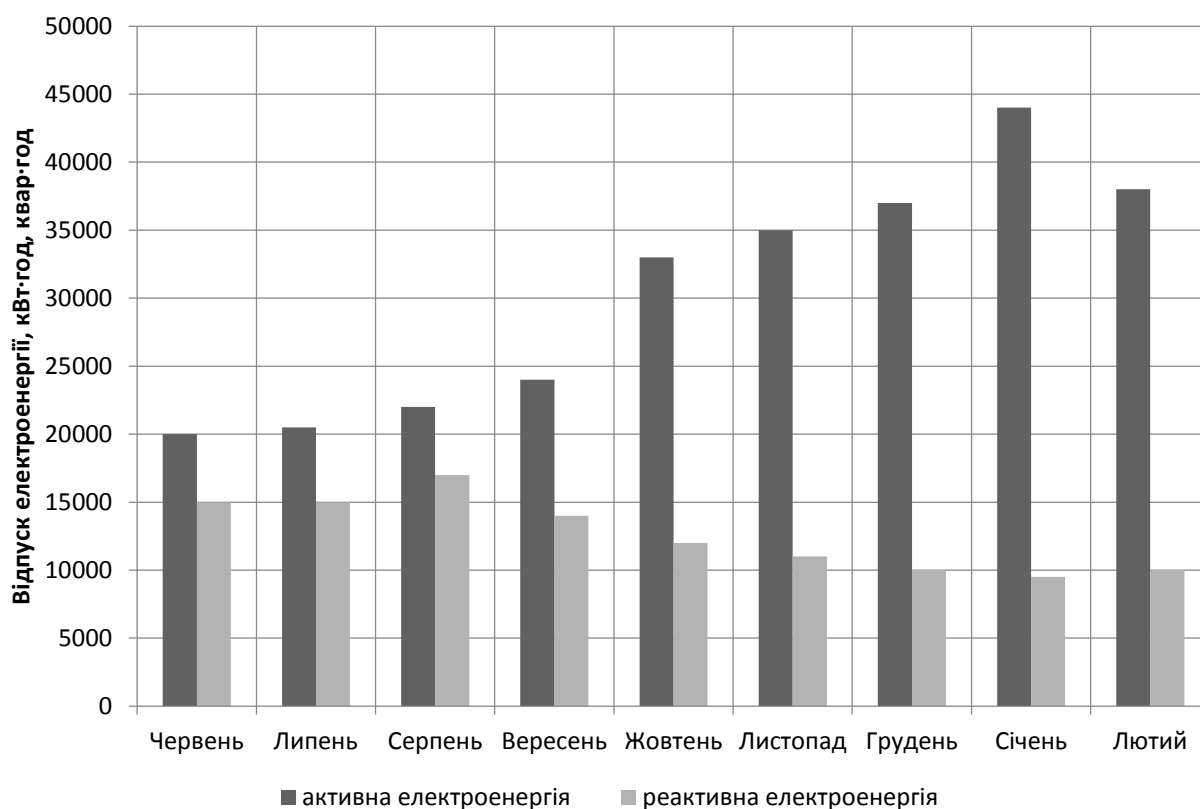


Рис. 2.1. Помісячний відпуск електроенергії в мережу 0,38 кВ:

Як видно із рисунка, активне споживання електроенергії має сезонний характер і зростає в осінньо-зимовий період. Реактивне ж споживання практично незмінне, а його зниження в осінньо-зимовий період зумовлене сезонним зниженням напруги в мережі через зростання активного навантаження.

За період дослідження значення $\cos \varphi$ змінювалося в межах від 0,769 до 0,978 (рис. 2.2). У літній період реактивне споживання співрозмірне з активним, що спричиняє додаткові втрати активної потужності та напруги в мережі.

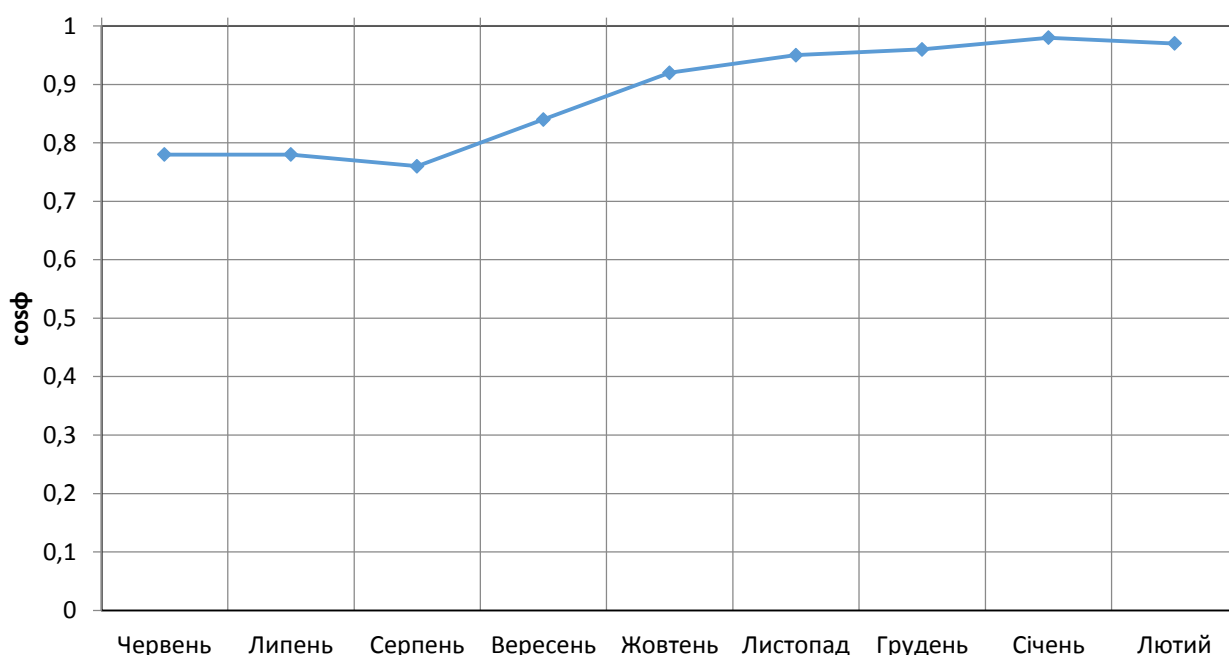


Рис. 2.2. Зміна значення $\cos \varphi$ за період дослідження

Отже, назріло питання про компенсацію реактивної потужності і в непромислових мережах низької напруги.

Алгоритм розрахунку втрат електроенергії включає:

- розрахунок втрат електроенергії в кожній лінії за корисним відпуском (за показами лічильників абонентів) з використанням зазначеного вище методу;
- визначення сумарних втрат електроенергії;
- визначення еквівалентних опорів фазних та нульового проводів на основі режиму максимальних навантажень;
- розрахунок технічних втрат електроенергії за фактичним відпуском у мережу та еквівалентними опорами;
- визначення комерційних втрат електроенергії, як різниці відпущеної в мережу і корисно спожитої електроенергій та технічних втрат;
- аналіз впливу несиметрії навантажень на технічні втрати електроенергії;

- аналіз впливу реактивного навантаження на технічні втрати електроенергії;
- аналіз режиму напруг мережі.

Під час проведення розрахунку втрат було зроблено певні припущення: про однорідність електроприймачів і режими споживання електроенергії, однакову частку крадіжок електроенергії кожним абонентом.

Результати розрахунків за корисним відпуском електроенергії в липні 2019 р. наведено в табл. 2.1.

Таблиця 2.1. Вихідні дані до розрахунку втрат електричної енергії.

Фаза	Потужність навантаження, кВт	Втрати потужності у відпайках до будинків, Вт	Втрати потужності в лініях, Вт	Сумарні втрати потужності, Вт	Струм на початку лінії, А	Еквівалентний опір, Ом	Корисний відпуск електроенергії, кВт·год	Втрати електроенергії, кВт·год
A	11,423	5	366	371	51,9	0,1377	5163,0	115,50
B	11,396	4	450	454	51,8	0,1692	5150,8	141,35
C	8,896	4	253	257	40,5	0,1567	4020,8	80,01
Нуль	-	-	178	178	13,8	0,9347	-	55,42
Разом	31,715	13	1247	1260	-	-	14335	392,28

Втрати потужності зазначено для режиму максимальних навантажень. Втрати електроенергії визначено на основі підсумовування за графіком електричних навантажень. Тут же наведено значення еквівалентних опорів мережі, розрахованих для умов режиму максимальних навантажень.

Як видно з табл. 2.1, втрати електроенергії за липень 2019 р. становили 2,74 % при розрахунку за корисним відпуском електроенергії. Проте фактичний відпуск електроенергії в мережу за цей же період становив 20221 кВт·год і 16126 квар·год.

На основі фактичного відпуску та еквівалентних опорів визначено реальні технічні втрати електроенергії в мережі 0,38 кВ, які становили 1281 кВт·год, тобто 6,34 % відпущеної електроенергії.

Комерційна складова втрат електроенергії, визначена на основі небалансу електроенергії, становила 4605 кВт·год або 22,8 %. Сумарні втрати становили 29,1%.

Структура відпущеної електроенергії в мережу 0,38 кВ у липні 2019 р. наведена на рис. 2.3 [29].

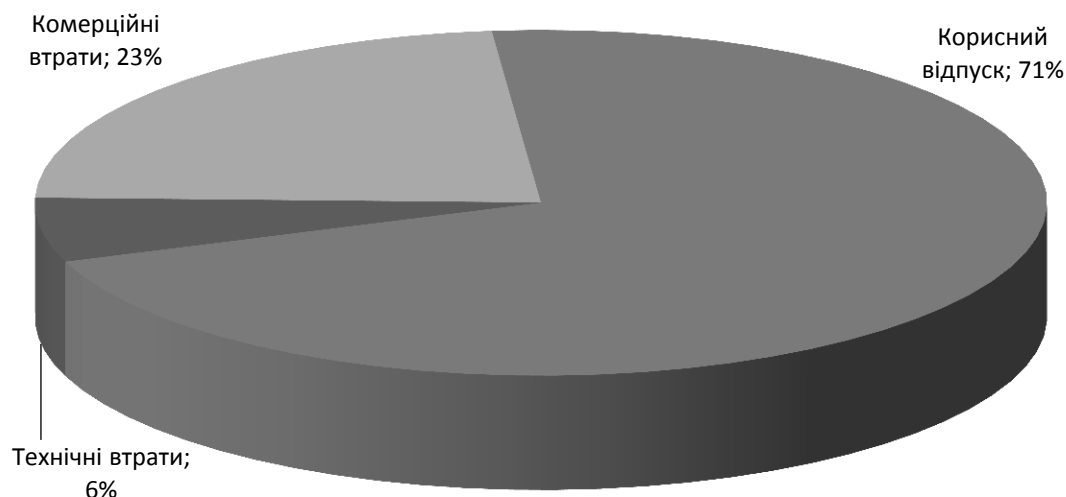


Рис. 2.3. Структура відпуску активної електроенергії в мережу 0,38 кВ [29]

Зміну реальної технічної складової втрат активної електроенергії (у відсотках до відпущеної) за період спостереження показано на рис. 2.4.

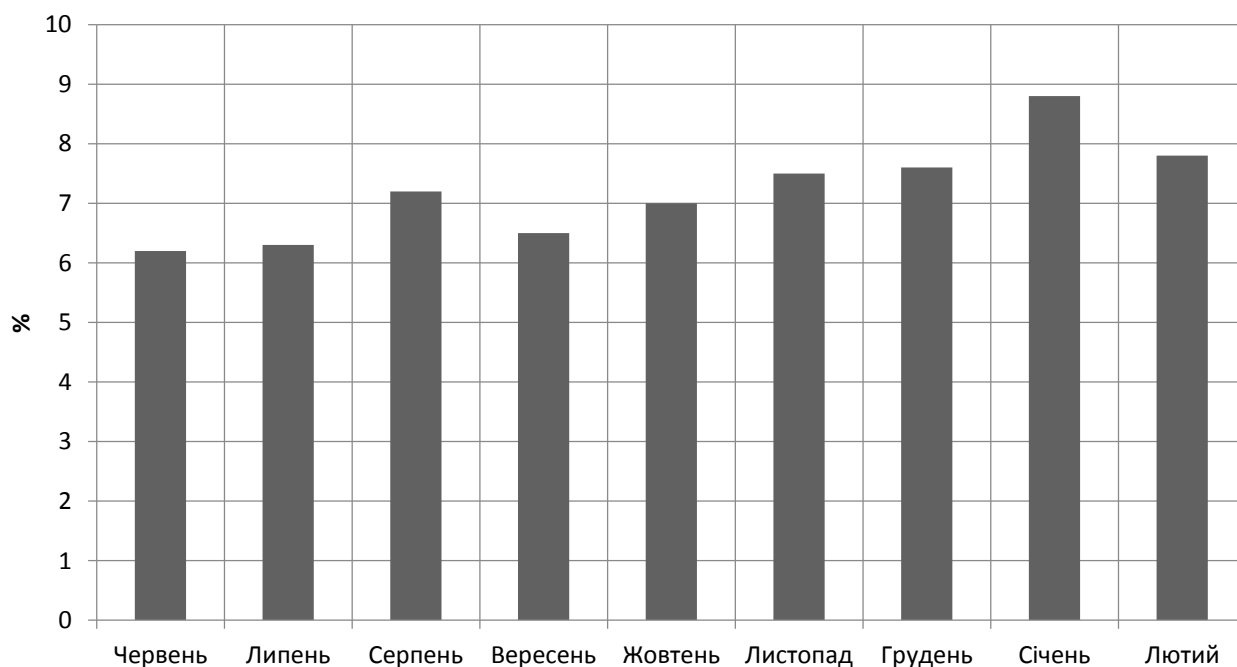


Рис. 2.4. Зміна технічної складової втрат електроенергії за період дослідження [29]

Для ліній даної ТП коефіцієнт додаткових втрат від несиметрії струмів по фазах становить 1,05-1,1, якщо розраховувати за струмами головної ділянки. Проте аналіз інших приєднань показав, що він може досягати значення 1,4 і вище. Втрати електроенергії тільки в нульовому проводі становили 14 %.

При аналізі несиметрії струмів було виявлено характерну помилку, яка допускається працівниками енергопостачальної організації під час симетрування навантажень. Це вирівнювання струмів по фазах тільки на початку лінії за рахунок перемикання частини споживачів на іншу фазу. При цьому вздовж лінії можуть залишатись значні перекоси струмів. Зафіксовано випадки, коли на початку лінії струми були практично рівними, але при цьому цілі вулиці отримували живлення фактично від двох чи однієї фази, що спричиняло додаткові втрати на цих ділянках, як у фазних так і в нульовому провідниках.

Враховуючи значну складову реактивного навантаження, проаналізовано, як зміняться втрати електроенергії у разі компенсації реактивного навантаження. За повної компенсації втрати становитимуть 670,6 кВт·год або 3,32 %. Отже, цей захід дає змогу значно зменшити технічну складову втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ. Крім того, це уможливить підвищення напруги у віддалених електроприймачів.

З метою проведення аналізу рівнів напруг у мережі розраховано найбільші втрати напруги по фазах ($\Delta U_A = 27,1$ В, $\Delta U_B = 31,8$ В, $\Delta U_C = 25,5$ В), що становить 12,3 %, 14,5 % та 11,6 % номінальної напруги відповідно. Як бачимо, це значно перевищує допустимі відхилення напруги у електроприймачів. Практика показує, що підвищення напруги на шинах 0,4 кВ живильних підстанцій виявляється недостатнім. При цьому напруга у близьких до підстанції споживачів значно перевищує номінальну, а у віддалених електроприймачів залишається низькою, нерідко нижчою за 200 В. Отже, можна зробити наступні висновки:

1. Втрати електроенергії в сільських мережах 0,38 кВ, розраховані за фактичним електроспоживанням, становлять 6-9 % відпущеної в мережу

електроенергії, що більше ніж удвічі перевищує втрати, розраховані за корисним відпуском.

2. Методика розрахунку втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ загального призначення повинна враховувати фактичний відпуск електроенергії в мережу та розгалуженість схеми електропостачання.

3. Побутові електроприймачі поряд з активною споживають і реактивну електроенергію, яка в літній період співмірна з активною. Доцільно впроваджувати заходи з компенсації реактивної потужності в мережах 0,38 кВ.

4. Симетрування навантажень у мережі 0,38 кВ необхідно здійснювати шляхом почергового вмикання однофазних електроприймачів, а не вирівнювання струмів у голові лінії.

5. Через значну протяжність ліній електропередавання режим напруг у мережах 0,38 кВ у віддалених електроприймачів не відповідає державному стандарту на електричну енергію.

6. Назріло питання вдосконалення схем постачання електроенергії побутовим електроприймачам у сільській місцевості.

2.2 Розрахунок втрат електроенергії в розподільчих мережах 0,38 кВ

При розрахунку втрат електроенергії в розподільчих мережах особливої уваги потребує мережа 0,38 кВ. Для неї характерно:

- відхилення реальної топології від раціональної, реальних режимів її роботи від оптимальних;
- несинусоїдність та несиметричність напруги;
- несиметричність навантаження по фазах ліній;
- наявність незкомпенсованих потоків реактивної потужності (особливо вночі);
- спрацювання обладнання (ЛЕП, трансформаторів, лічильників тощо);
- наявність неврахованої (несплатованої) електроенергії;
- низький клас точності вимірювальних приладів;

– неточність, невизначеність значної кількості вхідної інформації тощо.

Все це зумовлює найбільший відсоток (понад 50 %) технологічних втрат у загальній сумі втрат електроенергії в розподільних мережах і як слідство необхідність великої уваги до методики розрахунків втрат електроенергії.

Втрати електроенергії розраховуються за таких допущень: напруга мережі – номінальна, а не дійсна; напруга віддалених вузлів мережі знаходиться в нормально-допустимих межах.

Перелічимо порушення (відхилення) технології передавання і розподілення електроенергії, які спричиняють додаткові втрати електроенергії.

1. *Потоки незкомпенсованої реактивної електроенергії в мережах.* Середні (нормативні) економічні значення коефіцієнтів реактивної потужності, які мінімізують суму витрат на компенсацію активних втрат електроенергії та експлуатацію компенсуючих пристроїв для різних класів напруги, наведено в табл. 2.2.

Таблиця 2.2. Нормативні коефіцієнти реактивної потужності в мережі

Напруга мережі, кВ	$tg\varphi_H$	$\cos\varphi_H$
110(154)	0,5	0,9
10–35	0,4	0,93
0,4	0,3	0,97

У мережі відповідного класу напруги поточний коефіцієнт реактивної потужності $tg\varphi$ може бути більший, ніж нормативний $tg\varphi_H$:

$$tg\varphi > tg\varphi_H, \quad (2.1)$$

або

$$\frac{W}{E} > \frac{W_H}{E} \quad (2.2)$$

де W , W_H – відповідно поточний і нормативний потоки реактивної електроенергії, квар·год;

E – поточне значення активної електроенергії, кВт·год.

Нерівність (2.1) пояснюється тим, що в мережі існує незкомпенсована понаднормативна реактивна енергія $W_{\text{понад}}$ (рис. 2.5), яка спричиняє додаткові (понаднормативні) втрати активної електроенергії.

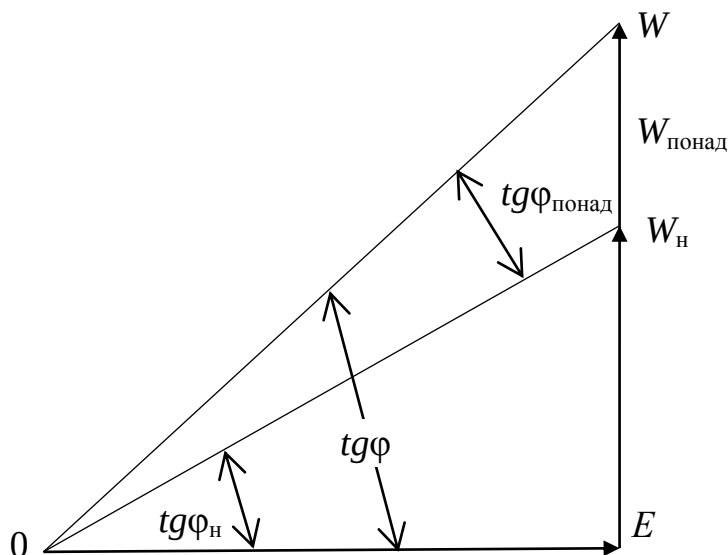


Рис. 2.5. Трикутник потужностей

Поточний потік реактивної електроенергії

$$W = W_H + W_{\text{понад}}. \quad (2.3)$$

Понаднормативний потік реактивної енергії $W_{\text{понад}}$ визначають таким чином:

$$\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi_H = \operatorname{tg} \varphi_{\text{понад}}; \quad (2.4)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{понад}} = \frac{W_{\text{понад}}}{E}; \quad (2.5)$$

$$W_{\text{понад}} = E \operatorname{tg} \varphi_{\text{понад}}. \quad (2.6)$$

2. *Вплив неврахованої (несплаченої) електроенергії у спільних елементах електричної мережі (лініях, трансформаторах) на корисний відпуск електроенергії.* Від взаємодії потоків корисного відпуску та неврахованої (несплаченої) електроенергії у спільних елементах мережі виникають додаткові технологічні (понаднормативні) втрати, які обчислюються за допомогою коефіцієнтів нелінійності втрат активної $k_{e(\text{невр})}$ та реактивної $k_{w(\text{невр})}$ електроенергії:

$$k_{e(\text{невр})} = \frac{(E_{\text{к.в}} + E_{\text{невр}})^2}{E_{\text{к.в}}^2 + E_{\text{невр}}^2}; \quad (2.7)$$

$$k_{w(\text{невр})} = \frac{(W_{\text{к.в}} + W_{\text{невр}})^2}{W_{\text{к.в}}^2 + W_{\text{невр}}^2}, \quad (2.8)$$

де $E_{\text{к.в.}}$, $E_{\text{невр}}$ – активні потоки відповідно корисного відпуску та неврахованої (несплаченої) електроенергії, кВт·год;

$W_{\text{к.в.}}$, $W_{\text{невр}}$ – реактивні потоки відповідно корисного відпуску та неврахованої (несплаченої) електроенергії, квар·год.

3. *Несиметричність навантаження по фазах.* Обчислюється за допомогою коефіцієнта несиметричності [3]

$$k_{\text{нес}} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3\bar{I}^2} \left[1 + 1,5 \frac{R_0}{R_\Phi} \right] - 1,5 \frac{R_0}{R_\Phi},$$

де I_A , I_B , I_C – струми фаз, А;

$\bar{I}$ – середнє значення струму, А;

R_0 , R_Φ – опори відповідно нульового та фазового проводів, Ом.

У разі відсутності вимірів струму по фазах на практиці для ліній, які постачають електроенергію населенню, $k_{\text{нес(нас)}} = 1,35$; для ліній, які використовують для постачання електроенергії промисловим споживачам, $k_{\text{нес(пром)}} = 1,05$.

4. *Зниження якості електричної енергії.* Несинусоїдність, несиметрія напруги спричиняють додаткові втрати активної потужності (електроенергії) у лініях, трансформаторах, батареях статичних конденсаторів. Через додаткові втрати збільшується навантаження мережі, що призводить також до збільшення втрат напруги в елементах мережі. Останні зумовлюють відхилення напруги від номінального значення у споживачів. Згідно з ГОСТ 13109-97 напруга на початку лінії 0,38 кВ становить $1,05 U_{\text{ном}}$, нормальне допустиме зниження напруги у споживачів не повинне перевищувати $0,95 U_{\text{ном}}$, тому втрати напруги в ЛЕП становлять $1,05 U_{\text{ном}} - 0,95 U_{\text{ном}} = 0,1 U_{\text{ном}}$. Зниження номінальної напруги на 1 % призводить до зростання технологічних втрат електроенергії на 2 %. Тому загальний приріст втрат електроенергії в мережі внаслідок зниження якості електроенергії не може бути вище ніж 1,2 їх розрахункового значення:

$$k_{\text{як}} \leq 1,2.$$

5. *Спрацювання обладнання.* Корозія ЛЕП погіршує технічний стан поверхні проводів, якість контактних з'єднань тощо. У цьому разі зростає активний опір ліній і пропорційно збільшуються технологічні втрати електроенергії на її передавання. Рівень впливу спрацювання обладнання визначається за допомогою коефіцієнта спрацювання, який приймається 1,1.

6. *Вплив потоків транзитної електроенергії в загальних елементах електричної мережі на корисний відпуск електроенергії.* Від взаємодії потоків корисного відпуску та транзитної електроенергії у спільних елементах мережі виникають додаткові технологічні (понаднормативні) втрати, які обчислюються за допомогою коефіцієнтів нелінійності втрат активної $k_{\text{е(транз)}}$ та реактивної $k_{\text{w(транз)}}$ електроенергії:

$$k_{e(\text{транз})} = \frac{(E_{\text{к.в.}} + E_{\text{транз}})^2}{E_{\text{к.в.}}^2 + E_{\text{транз}}^2}; \quad (2.9)$$

$$k_{w(\text{транз})} = \frac{(W_{\text{к.в.}} + W_{\text{транз}})^2}{W_{\text{к.в.}}^2 + W_{\text{транз}}^2}, \quad (2.10)$$

де $E_{\text{к.в.}}$, $E_{\text{транз}}$ – активні потоки відповідно корисного відпуску та транзитної електроенергії, кВт·год;

$W_{\text{к.в.}}$, $W_{\text{транз}}$ – реактивні потоки відповідно корисного відпуску та транзитної електроенергії, квар·год.

Оскільки коефіцієнти $k_{\text{нес}}$, $k_{\text{як}}$, $k_{\text{спр}}$ відносно стабільні для певних умов і мають загальний вплив на понаднормативні технологічні втрати електроенергії, то їх доцільно виражати одним коефіцієнтом [3]:

– у випадку постачання електроенергії переважно населенню

$$k_{\text{нас}} = k_{\text{нес}} k_{\text{як}} k_{\text{спр}} = 1,35 \cdot 1,2 \cdot 1,1 = 1,78;$$

– у випадку постачання електроенергії переважно промисловим споживачам

$$k_{\text{пром}} = k_{\text{нес}} k_{\text{як}} k_{\text{спр}} = 1,05 \cdot 1,2 \cdot 1,1 = 1,38.$$

Топологія мережі та спосіб навантаження ліній 0,38 кВ

Технологічні втрати електроенергії значною мірою залежать від топології мережі та способу навантаження ліній 0,38 кВ. Розглянемо деякі найбільш типові схеми та способи навантаження ліній 0,38 кВ.

1. *Нерозгалужені лінії з розподіленням навантаженням уздовж лінії* (у більшості – міські кабельні лінії) (рис. 2.6).

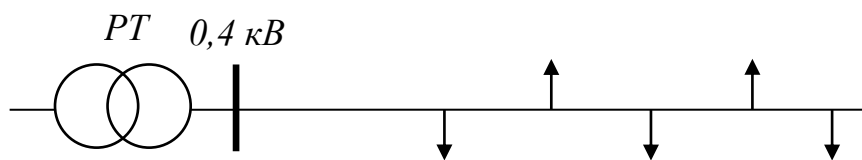


Рис. 2.6. Схема нерозгалуженої лінії з розподіленим навантаженням уздовж лінії

Середня кількість міських абонентів, підключених до однієї лінії 0,38 кВ,

$$\bar{a}_M = \frac{A_M}{N_M}, \quad (2.11)$$

де A_M – загальна кількість міських абонентів в енергетичній структурі, шт.;

N_M – загальна кількість міських ліній, шт.

Середня довжина міської лінії

$$\bar{l}_M = \frac{L_M}{N_M}, \quad (2.12)$$

де L_M – загальна довжина міських ліній 0,38 кВ, км.

Середній корисний відпуск електроенергії міським абонентам у кабельній лінії

$$\bar{E}_M = \frac{E_M}{N_M}, \quad (2.13)$$

де E_M – загальний корисний відпуск електроенергії міським абонентам, тис. кВт·год.

1. *Технологічні втрати.* У випадку нерозгалуженої лінії з рівномірно розподіленим навантаженням уздовж лінії технологічні втрати на передавання

корисного відпуску активної та реактивної електроенергії з урахуванням усіх порушень (відхилень) технології передавання та розподілення розраховуються за такими формулами:

$$\Delta E_M = 1,78 k_{\phi(M)}^2 \frac{E_M^2 k_{e(M)} + W_M^2 k_{w(M)}}{(\sqrt{3} U_{\text{ном}} N_M)^2 T} r_M \bar{l}_M; \quad (2.14)$$

$$\Delta W_M = 1,78 k_{\phi(M)}^2 \frac{W_M^2 k_{w(M)} + W_M^2 k_{e(M)}}{(\sqrt{3} U_{\text{ном}} N_M)^2 T} x_M \bar{l}_M; \quad (2.15)$$

де W_M – загальний корисний відпуск реактивної енергії міському населенню, квар·год;

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

$k_{\phi(M)}$ – коефіцієнт форми графіка навантаження міських абонентів, в.о.;

r_M, x_M – відповідно активний та реактивний подовжені опори міських ліній, Ом/км;

$k_{e(M)}, k_{w(M)}$ – коефіцієнти нелінійності втрат, в.о.;

T – розрахунковий період, год.

Квадрат коефіцієнта форми графіка навантаження в розрахунковий період

$$k_{\phi(M)}^2 = \frac{M(P_t^2)}{M^2(P_t)} = \frac{n \sum_t P_t^2}{\left(\sum_t P_t \right)^2} \quad (2.16)$$

де P_t – активна потужність у момент t розрахункового періоду T , кВт;

n – кількість значень активної потужності P_t у розрахунковий період.

Коефіцієнт форми графіка навантаження k_{ϕ} залежить від коефіцієнта нерівномірності графіка навантаження: якщо $k_{\text{нерів}} = P_{\text{мін}} / P_{\text{макс}} = 0,8 \dots 0,9$, то k_{ϕ} –

1,01; якщо $k_{\text{нерів}} = 0,6 \dots 0,7$, то $k_{\phi} = 1,03$.

Коефіцієнти нелінійності втрат

$$k_{e(M)} = \frac{(E_M + E_{M(\text{невр})})^2}{E_M^2 + E_{M(\text{невр})}^2}; \quad (2.18)$$

$$k_{w(M)} = \frac{(W_M + W_{M(\text{невр})})^2}{W_M^2 + W_{M(\text{невр})}^2}; \quad (2.19)$$

2) *Нормативні*. Нормативні втрати розраховуються в разі відсутності всіх порушень (відхилень) технології передавання та розподілення електроенергії (тобто коли збільшуючі втрати коефіцієнти дорівнюють одиниці і коефіцієнт реактивної потужності дорівнює нормативному значенню):

$$\Delta E_{M(\text{норм})} = k_{\phi(M)}^2 \frac{E_M^2 (1 + tg^2 \varphi_H)}{(\sqrt{3} U_{\text{ном}} N_M)^2 T} r_M \bar{l}_M; \quad (2.20)$$

$$\Delta W_{M(\text{норм})} = k_{\phi(M)}^2 \frac{E_M^2 (1 + tg^2 \varphi_H)}{(\sqrt{3} U_{\text{ном}} N_M)^2 T} x_M \bar{l}_M. \quad (2.21)$$

3) *Понаднормативні*. Понаднормативні технологічні втрати розраховуються, як різниця між технологічними та нормативними втратами електроенергії:

$$\Delta E_{M(\text{понад})} = \Delta E_M - \Delta E_{M(\text{норм})}, \quad (2.22)$$

$$\Delta W_{M(\text{понад})} = \Delta W_M - \Delta W_{M(\text{норм})}. \quad (2.23)$$

Навантаження середньої нерозгалуженої міської кабельної лінії з

урахуванням втрат електроенергії

$$\overline{E}_{M(\Delta)} = \frac{E_M}{N_M} + \Delta E_M; \quad (2.24)$$

$$\overline{W}_{M(\Delta)} = \frac{W_M}{N_M} + \Delta W_M. \quad (2.25)$$

2. Розгалужені лінії з рівномірно розподіленим уздовж ділянок навантаженням (у більшості то сільські повітряні лінії) (рис. 2.7).

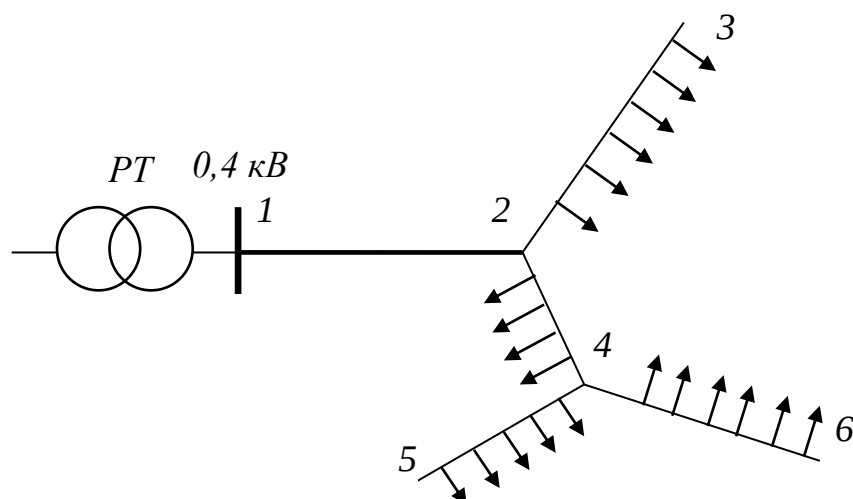


Рис. 2.7. Схема розгалуженої сільської лінії 0,38 кВ з розподіленим навантаженням уздовж ділянок

Середня кількість сільських абонентів, підключених до однієї ділянки лінії 0,38 кВ,

$$\overline{a}_c = \frac{A_c}{N_c n_c}, \quad (2.26)$$

де A_c – загальна кількість сільських абонентів, шт.;

N_c – загальна кількість сільських ліній 0,38 кВ, шт.;

$\overline{n}_c$ – середня кількість ділянок розгалуженої сільської лінії (без головної

дільниці), шт.

Середня довжина kj -ї дільниці сільської лінії

$$\bar{l}_{kj} = \frac{L_c}{N_c n_c}, \quad (2.27)$$

де L_c – загальна довжина сільських ліній, км.

Навантаження середньої сільської лінії

$$\bar{E}_c = \frac{E_c}{N_c}, \quad (2.28)$$

де E_c – загальний корисний відпуск активної електроенергії сільським абонентам, кВт·год.

У розрахунках втрат електроенергії дільницю з рівномірно розподіленим навантаженням слід замінювати на дільницю із зосередженим сумарним навантаженням, прикладеним на відстані $1/3$ довжини дільниці в пункті f . Тоді середнє навантаження (корисний відпуск) кожної окремої kj -ї дільниці

$$E_f = \frac{E_c}{N_c n_c}, f = 1, 2, \dots \quad (2.29)$$

Відповідно до першого закону Кірхгофа потоки активної енергії в дільницях визначаються за формулою

$$E_{kj} = \sum_f E_f, f = 1, 2, \dots \quad (2.30)$$

У розгалуженій лінії 0,38 кВ з рівномірно розподіленим навантаженням уздовж дільниць (рис. 2.7) розраховуються такі втрати електроенергії:

1) технологічні

$$\Delta \bar{E}_c = 1,78 k_{\phi(c)}^2 \frac{\sum_n (W_{kj}^2 k_{w(c)} + E_{kj}^2 k_{e(c)}) r_{kj} \bar{l}_{kj}}{3 U_{\text{ном}}^2 T}, \quad (2.31)$$

$$\Delta \bar{W}_c = 1,78 k_{\phi(c)}^2 \frac{\sum_n (W_{kj}^2 k_{w(c)} + E_{kj}^2 k_{e(c)}) x_{kj} \bar{l}_{kj}}{3 U_{\text{ном}}^2 T}, \quad (2.32)$$

де E_{kj} – потік активної енергії на ділянці kj , кВт·год;

W_{kj} – потік реактивної енергії на ділянці kj , квар·год;

r_{kj} , x_{kj} – відповідно активний та реактивний середньозважені подовжені опори kj -ї ділянки лінії, Ом/км;

l_{kj} – довжина kj -ї ділянки, км;

$k_{\phi(c)}$ – коефіцієнт форми графіка навантаження сільських абонентів, в.о.;

$k_{e(c)}$, $k_{w(c)}$ – коефіцієнти нелінійності втрат:

$$k_{e(c)} = \frac{(E_c + E_{c(\text{невр})})^2}{E_c^2 + E_{c(\text{невр})}^2}; \quad k_{w(c)} = \frac{(W_c + W_{c(\text{невр})})^2}{W_c^2 + W_{c(\text{невр})}^2}. \quad (2.33)$$

2) нормативні

$$\Delta \bar{E}_{c(\text{норм})} = k_{\phi(c)}^2 \frac{\sum_n E_{kj}^2 (1 + tg^2 \varphi_H) r_{kj} \bar{l}_{kj}}{U_{\text{ном}}^2 T}; \quad (2.34)$$

$$\Delta \bar{W}_{c(\text{норм})} = k_{\phi(c)}^2 \frac{\sum_n E_{kj}^2 (1 + tg^2 \varphi_H) x_{kj} \bar{l}_{kj}}{U_{\text{ном}}^2 T}. \quad (2.35)$$

3) понаднормативні

$$\Delta \bar{E}_{c(\text{понад})} = \Delta \bar{E} - \Delta \bar{E}_{c(\text{норм})}; \quad (2.36)$$

$$\Delta \bar{W}_{c(\text{понад})} = \Delta \bar{W} - \Delta \bar{W}_{c(\text{норм})}. \quad (2.37)$$

Навантаження середньої розгалуженої сільської лінії 0,38 кВ з урахуванням втрат електроенергії

$$\bar{E}_{c(\Delta)} = \frac{E_c}{N_c} + \Delta \bar{E}_c; \quad (2.38)$$

$$\bar{W}_{c(\Delta)} = \frac{W_c}{N_c} + \Delta \bar{W}_c. \quad (2.39)$$

3. *Нерозгалужені лінії із навантаженням, зосередженим у кінці лінії* (промислові лінії) (рис. 2.8).

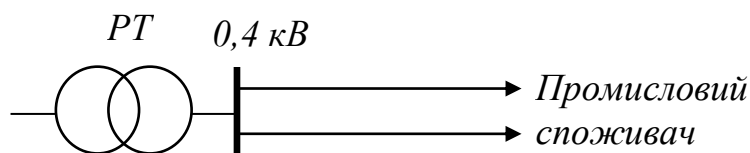


Рис. 2.8. Схема нерозгалуженої лінії 0,38 кВ із зосередженим навантаженням у кінці лінії

У нерозгалужених лініях 0,38 кВ із зосередженим навантаженням у кінці лінії розраховуються такі втрати електроенергії:

1) *технологічні*

$$\Delta E_{\text{пром}} = 1,38 k_{\text{ф(пром)}}^2 \frac{E_{\text{пром}}^2 k_{\text{е(пром)}} + W_{\text{пром}}^2 k_{\text{w(пром)}}}{U_{\text{норм}}^2 T} r_{\text{пром}} l_{\text{пром}}; \quad (2.40)$$

$$\Delta W_{\text{пром}} = 1,38 k_{\phi(\text{пром})}^2 \frac{E_{\text{пром}}^2 k_{e(\text{пром})} + W_{\text{пром}}^2 k_{w(\text{пром})}}{U_{\text{ном}}^2 T} \chi_{\text{пром}} l_{\text{пром}}, \quad (2.41)$$

де $E_{\text{пром}}$ – втратний корисний відпуск активної електроенергії промисловому споживачу, кВт·год;

$W_{\text{пром}}$ – втратний корисний відпуск реактивної електроенергії промисловому споживачу, квар·год;

$r_{(\text{пром})}$, $\chi_{(\text{пром})}$ – відповідно активний та реактивний подовжені опори промислової лінії, Ом/км;

$l_{\text{пром}}$ – довжина промислової лінії, км;

$k_{\phi(\text{пром})}$ – коефіцієнт форми графіка навантаження промислового споживача, в.о.;

$k_{e(\text{пром})}$, $k_{w(\text{пром})}$ – коефіцієнти нелінійності втрат активної та реактивної енергії, яка відпускається промисловому споживачу, в.о.:

$$k_{e(\text{пром})} = \frac{(E_{\text{пром}} + E_{\text{пром(невр)}})^2}{E_{\text{пром}}^2 + E_{\text{пром(невр)}}^2}; \quad (2.42)$$

$$k_{w(\text{пром})} = \frac{(W_{\text{пром}} + W_{\text{пром(невр)}})^2}{W_{\text{пром}}^2 + W_{\text{пром(невр)}}^2}. \quad (2.43)$$

2) нормативні

$$\Delta E_{\text{пром(норм)}} = k_{\phi(\text{пром})}^2 \frac{E_{\text{пром}}^2 (1 + tg^2 \varphi_H)}{U_{\text{ном}}^2 T} r_{\text{пром}} l_{\text{пром}}; \quad (2.44)$$

$$\Delta W_{\text{пром(норм)}} = k_{\phi(\text{пром})}^2 \frac{E_{\text{пром}}^2 (1 + tg^2 \varphi_H)}{U_{\text{ном}}^2 T} \chi_{\text{пром}} l_{\text{пром}}. \quad (2.45)$$

3) понаднормовані

$$\Delta E_{\text{пром(понад)}} = \Delta E_{\text{пром}} - \Delta E_{\text{пром(норм)}}, \quad (2.46)$$

$$\Delta W_{\text{пром(понад)}} = \Delta W_{\text{пром}} - \Delta W_{\text{пром(норм)}}. \quad (2.47)$$

Навантаження нерозгалуженої лінії з підключеним у кінці лінії промисловим споживачем з урахуванням втрат електроенергії

$$E_{\text{пром}(\Delta)} = E_{\text{пром}} + \Delta E_{\text{пром}}; \quad (2.48)$$

$$W_{\text{пром}(\Delta)} = W_{\text{пром}} + \Delta W_{\text{пром}}. \quad (2.49)$$

4. Розгалужені лінії зі змішаним навантаженням (рис. 2.9).

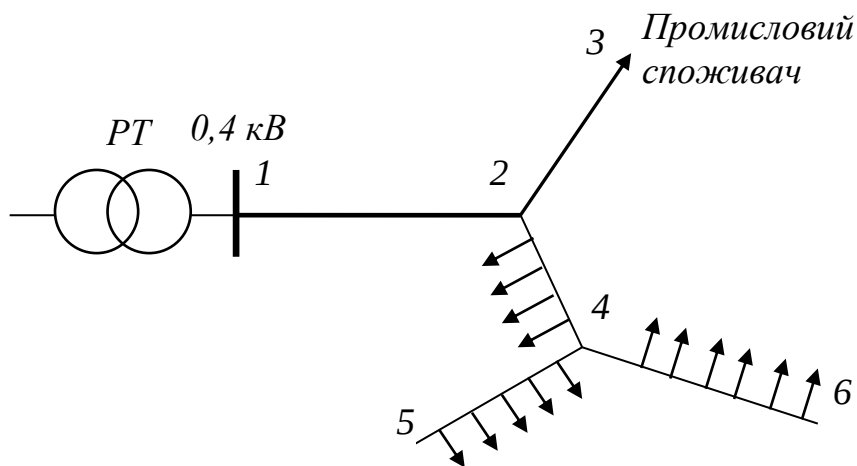


Рис. 2.9. Схема розгалуженої лінії 0,38 кВ зі змішаним навантаженням

У розгалужених лініях зі змішаним навантаженням розраховуються такі втрати:

1) технологічні

$$\begin{aligned}
\Delta E_{\text{зм}} &= \Delta \bar{E}_{\text{с}} + \Delta E_{\text{пром}} + \Delta E_{\Gamma} = \\
&= 1,78 k_{\phi(\text{с})}^2 \frac{\sum E_{\text{кј}}^2 (k_{\text{е}(\text{с})} + tg^2 \varphi_{\text{w}(\text{с})}) r_{\text{кј}} \bar{l}_{\text{кј}}}{\left(\sqrt{3} U_{\text{ном}} \right)^2 T} + \\
&+ 1,38 k_{\phi(\text{пром})}^2 \frac{E_{\text{пром}}^2 k_{\text{е}(\text{пром})} + W_{\text{пром}}^2 k_{\text{w}(\text{пром})}}{U_{\text{ном}}^2 T} r_{\text{пром}} l_{\text{пром}} + \\
&+ 1,38 k_{\phi(\Gamma)}^2 \frac{E_{\Gamma}^2 (k_{\text{е}(\Gamma)} + tg^2 \varphi_{\text{w}(\Gamma)})}{U_{\text{ном}}^2 T} r_{\Gamma} l_{\Gamma}
\end{aligned} \tag{2.50}$$

де ΔE_{Γ} , ΔW_{Γ} – втрати відповідно активної та реактивної енергії в головній ділянці;

r_{Γ} , x_{Γ} – відповідно активний та реактивний подовжені опори головної ділянці лінії, Ом/км;

l_{Γ} – довжина головної ділянці лінії, км;

$k_{\phi(\Gamma)}$ – коефіцієнт форми графіка навантаження;

$k_{\text{е}(\Gamma)}$, $k_{\text{w}(\Gamma)}$ – коефіцієнти нелінійності втрат;

2) *нормативні*

$$\begin{aligned}
\Delta E_{\text{зм}(\text{норм})} &= \Delta \bar{E}_{\text{с}(\text{норм})} + \Delta E_{\text{пром}(\text{норм})} + \Delta E_{\Gamma(\text{норм})} = \\
&= k_{\phi(\text{с})}^2 \frac{\sum E_{\text{кј}}^2 (1 + tg^2 \varphi_{\text{н}}) r_{\text{кј}} \bar{l}_{\text{кј}}}{\left(\sqrt{3} U_{\text{ном}} \right)^2 T} + \\
&+ k_{\phi(\text{пром})}^2 \frac{E_{\text{пром}}^2 (1 + tg^2 \varphi_{\text{н}})}{U_{\text{ном}}^2 T} r_{\text{пром}} l_{\text{пром}} + \\
&+ k_{\phi(\Gamma)}^2 \frac{E_{\Gamma}^2 (k_{\text{е}} + tg^2 \varphi_{\text{н}} k_{\text{w}})}{U_{\text{ном}}^2 T} r_{\Gamma} l_{\Gamma};
\end{aligned} \tag{2.51}$$

$$\begin{aligned}
\Delta W_{\text{зм}(\text{норм})} &= \Delta \bar{W}_{\text{с}(\text{норм})} + \Delta W_{\text{пром}(\text{норм})} + \Delta W_{\Gamma(\text{норм})} = \\
&= k_{\phi(\text{с})}^2 \frac{\sum E_{\text{кј}}^2 (1 + tg^2 \varphi_{\text{н}}) x_{\text{кј}} \bar{l}_{\text{кј}}}{\left(\sqrt{3} U_{\text{ном}} \right)^2 T} + \\
&+ k_{\phi(\text{пром})}^2 \frac{E_{\text{пром}}^2 (1 + tg^2 \varphi_{\text{н}})}{U_{\text{ном}}^2 T} x_{\text{пром}} l_{\text{пром}} + \\
&+ k_{\phi(\Gamma)}^2 \frac{E_{\Gamma}^2 (k_{\text{е}} + tg^2 \varphi_{\text{н}} k_{\text{w}})}{U_{\text{ном}}^2 T} x_{\Gamma} l_{\Gamma}.
\end{aligned} \tag{2.52}$$

3) понаднормативні

$$\Delta E_{\text{зм(понад)}} = \Delta E_{\text{зм}} - \Delta E_{\text{зм(норм)}}, \quad (2.53)$$

$$\Delta W_{\text{зм(понад)}} = \Delta W_{\text{зм}} - \Delta W_{\text{зм(норм)}}. \quad (2.54)$$

Навантаження змішаної лінії з урахуванням втрат електроенергії.

$$E_{\text{зм}(\Delta)} = E_{\text{зм}} + \Delta E_{\text{зм}}; \quad (2.55)$$

$$W_{\text{зм}(\Delta)} = W_{\text{зм}} + \Delta W_{\text{зм}}. \quad (2.56)$$

Нижче наведено приклади розрахунку тільки технологічних втрат у лініях 0,38 кВ на передавання та розподілення корисного відпуску електроенергії. Втрати нормативні і понаднормативні технологічні через відсутність обсягів неврахованої (несплаченої) електроенергії не визначались.

2.3 Розрахунок технологічних втрат електроенергії в розподільчих мережах 0,38 кВ

Розрахунок технологічних втрат на передавання корисної електроенергії в сільських лініях 0,38 кВ

Схему розгалуженої лінії з розподіленням уздовж ділянок навантаженням зображено на рис. 2.7. Вхідні дані для розрахунку зведено в табл. 2.3.

Середня кількість сільських абонентів, підключених до однієї лінії 0,38 кВ,

$$a_c = \frac{A_c}{N_c} = \frac{28778}{812} \approx 35.$$

Таблиця 2.3. Вхідні дані для розрахунку втрат електроенергії в сільських лініях
0,38 кВ

Найменування мережного і режимного параметрів	Позначення	Одиниця вимірювання	Значення
Загальна довжина сільських ліній	L_c	км	1218
Загальна кількість сільських ліній	N_c	шт.	812
Середня кількість ділянок в лінії	$\bar{n}_c$	шт.	5
Середньозважена марка проводу	АС-25		
Загальна кількість сільських абонентів	A_c	шт.	28788
Загальний корисний відпуск активної електроенергії сільському	E_c	тис. кВт·год	3578
Коефіцієнт форми графіка	k_ϕ	в.о.	1,0148
Середньозважений коефіцієнт	$\text{tg}\phi (\cos\phi)$	в. о.	0,3/0.97
Розрахунковий період	T	год	720

Середня довжина kj -ї ділянки ($k = 1,2,4; j = 2, 3, 4, 5, 6$)

$$\bar{l}_{kj} = \frac{L_c}{N_c \bar{n}_c} = \frac{1218}{812 \cdot 5} = 0,3 \text{ км.}$$

Середній корисний відпуск електроенергії в кожній ділянці лінії (крім головної)

$$E_f = \frac{E_c}{N_c \bar{n}_c} = \frac{3578}{812 \cdot 4} = 1,10 \text{ тис. кВт·год.}$$

Відповідно до першого закону Кірхгофа потоки електроенергії в ділянках лінії:

$$E_{12} = E_3 + E_4 + E_5 + E_6 = 4,40 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год};$$

$$E_{23} = E_3 = 1,10 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год};$$

$$E_{24} = E_4 + E_5 + E_6 = 3,30 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год};$$

$$E_{45} = E_5 = 1,10 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год};$$

$$E_{46} = E_6 = 1,10 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год}.$$

Технологічні втрати на передавання корисного відпуску електроенергії в середній сільській лінії 0,38 кВ відповідно до формули (2.31)

$$\begin{aligned} \Delta \overline{E}_c &= 1,78 k_{\phi(c)}^2 \frac{\sum E_{kj}^2 (1 + tg^2 \varphi) r_{kj} \overline{l}_{kj}}{(\sqrt{3} U_{ном})^2 T} = \\ &= 1,78 \cdot 1,03^2 \cdot \frac{33,97 \cdot (1 + 0,09)}{(\sqrt{3} \cdot 0,38)^2 \cdot 720} \cdot 1,38 \cdot 0,3 = 89,87 \text{ кВт} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

Технологічні втрати на передавання корисного відпуску електроенергії по всіх сільських лініях 0,38 кВ

$$\Delta E_c = N_c \cdot \Delta \overline{E}_c = 812 \cdot 89,87 = 72,97 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год}.$$

Активне навантаження середньої сільської лінії 0,38 кВ з урахуванням технологічних втрат

$$\overline{E}_{c(\Delta)} = \overline{E}_c + \Delta \overline{E}_c = 4,40 + 0,09 = 4,49 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год}.$$

Розрахунок технологічних втрат на передавання корисної електроенергії в міських лініях 0,38 кВ

Схему нерозгалуженої кабельної лінії із розподіленням уздовж навантаженням зображено на рис. 2.6. Вхідні дані для розрахунку зведено в табл. 2.4.

Таблиця 2.4. Вхідні дані для розрахунку втрат електроенергії в міських лініях 0,38 кВ

Найменування мережного і режимного параметрів	Позначення	Одиниця вимірювання	Значення
Загальна довжина міських ліній	L_M	км	170
Загальна кількість міських ліній	N_c	шт.	310
Середньозважена марка кабелю	А-25		
Загальна кількість міських абонентів	A_M	шт.	29486
Загальний корисний відпуск активної електроенергії міському населенню	E_M	тис. кВт·год	3019
Коефіцієнт форми графіка навантаження	k_ϕ	в. о.	1,024
Середньозважений коефіцієнт потужності	$tg\phi(\cos\phi)$	в.о.	0,3/0,97
Розрахунковий період	T	год	720

Середня кількість міських абонентів, підключених до однієї кабельної лінії 0,38 кВ,

$$a_M = \frac{A_M}{N_M} = \frac{29486}{310} \approx 95 \text{ шт.}$$

Середня довжина міської кабельної лінії

$$\bar{l}_M = \frac{L_M}{N_M} = \frac{170}{310} = 0,55 \text{ км.}$$

Середній корисний відпуск електроенергії міським абонентам у кабельній лінії

$$\bar{E}_M = \frac{E_M}{N_M} = \frac{3019}{310} = 9,74 \text{ тис. кВт·год.}$$

Технологічні втрати на передавання корисного відпуску електроенергії по кабельній лінії 0,38 кВ згідно з формулою (2.14)

$$\begin{aligned} \Delta \bar{E}_M &= 1,78 k_\Phi^2 \frac{E_M^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) r_M \bar{l}_M}{(\sqrt{3} U_{\text{ном}})^2 T} \cdot 10^{-3} = \\ &= 1,78 \cdot 1,05 \cdot \frac{9,74^2 (1 + 0,09)}{(\sqrt{3} \cdot 0,38)^2 \cdot 720} \cdot 1,17 \cdot 0,55 \cdot 10^{-3} = 0,398 \text{ (тис. кВт · год)} \end{aligned}$$

Технологічні втрати на передавання корисного відпуску електроенергії по всіх кабельних лініях 0,38 кВ

$$\Delta E_M = N_M \cdot \Delta \bar{E}_M = 310 \cdot 0,398 = 123,6 \text{ тис. кВт·год.}$$

Активне навантаження середньої міської кабельної лінії 0,38 кВ з урахуванням технологічних втрат ;

$$\bar{E}_{M(\Delta)} = \bar{E}_M + \Delta \bar{E}_M = 9,74 + 0,398 = 10,14 \text{ тис. кВт·год.}$$

РОЗДІЛ 3

ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ КОМУНАЛЬНО-ПОБУТОВОГО СЕКТОРА

3.1 Дослідження споживання електроенергії населенням України

Питанню споживання електроенергії населенням надається незаслужено мало уваги. Об'єм реалізованої електроенергії визначається по сплачених рахунках. Не розраховується неврахована, неоплачена, викрадена населенням електроенергія. Думки фахівців про величину викраденої населенням електроенергії істотно розходяться.

Відсутні кількісні оцінки складових структури побутового споживання електроенергії (освітлення, силові процеси, втрати і т.д.); часток споживання електроенергії міським і сільським населенням; впливи незадоволеного попиту на тепло в опалювальний період на рівні електроспоживання; технологічних, комерційних втрат і розкрадань електроенергії.

Тим часом для формування енергетичних балансів, системи роздрібних тарифів на електроенергію, лімітів що відпускається ринком електроенергії енергозабезпечуючим компаніям і в багатьох інших задачах потрібні надійні і достовірні оцінки рівнів електропостачання побутового сектора.

За даними Укренерго [22, 24] в 2020 р. частка побутового споживання електроенергії у витратній частині енергетичного балансу ОЕС склала 32,5% (в Польщі – 31 %, в Німеччині – 37 %).

По розрахунках, приведених нижче, частка споживання електроенергії побутовим сектором істотно більше. Населення – надійний споживач з попитом, що постійно росте, на електроенергію. Стійке зростання попиту житлового сектора в Україні обумовлено:

по-перше, зміною характеру і типу забудови міст: житлові масиви багатоквартирних багатоповерхових (понад 10 поверхів) будинків, що спричиняє за собою перехід на схему енергопостачання будинків введеннями двох видів енергії: електричної і теплової (у вигляді гарячої води);

по-друге, нарощуванням встановленої потужності побутової

електроапаратури (пральні машини з підігрівом води, електропечі, пирососи, холодильники великих потужностей);

по-третє, насиченням квартир новим поколінням побутової електроапаратури: (мікрохвильові печі, електроводонагрівачі, морозильні камери і т.д.).

Нижче дано опис математичної моделі розрахунку і аналізу споживання електроенергії населенням по комбінованій схемі енергопостачання побутового господарства введеннями трьох видів енергії: електрики, тепла і палива (газу).

Математична модель для розрахунку витрати електроенергії (брутто) на культурно-побутові потреби населення країни (регіону, міста) в розрахунковий період (рік, квартал, місяць) має вигляд

$$E_{\text{брутто}} = E_{\text{нето}} + \Delta E, \quad (3.1)$$

$$\Delta E = E_x \pm \Delta E_{\text{ком}} + \Delta E_{\text{тре}}, \quad (3.2)$$

$$E_x = E_p - E_{\text{нето}}, \quad (3.3)$$

$$E_p = \sum_{N_u} E_{\text{аб.г}} + \sum_{N_c} E_{\text{аб.с}} + \sum_{N_u} E_{\text{ндт}}, \quad (3.4)$$

$$E_{\text{аб.г(с)}} = \sum_i E_i + E_{\text{осв.г(с)}} \frac{T_{\text{н}}}{T_{\text{д}}}, \quad (3.5)$$

$$E_{\text{ндт}} = 1,1 \Delta Q_0 = 1,1 V_{\text{н}} q_0 \Delta t_{\text{б}} n \cdot 24 \cdot 10^{-3}, \quad (3.6)$$

$$\Delta E_{\text{ком}} = \pm \frac{1,6 \gamma E_p}{3 \cdot 100}, \quad (3.7)$$

$$\Delta E_{\text{тре}} = \alpha (E_p^2 + W_p^2), \quad (3.8)$$

де $E_{\text{брутто}}$ – розрахункова витрата активної електроенергії (брутто) на культурно-побутові потреби населення в розрахунковий період, млрд. кВт·год;

$E_{\text{нето}}$ – електроенергія (нето), сплачена населенням в розрахунковий період, млрд. кВт·год;

ΔE – розрахункова величина втрат енергії при постачанні населення електроенергією, млрд. кВт·год;

E_x – розрахункова величина спожитої, але не врахованої, неоплаченої, викраденої електроенергії, млрд. кВт·год;

E_p, W_p – розрахункове споживання відповідно активної і реактивної електроенергії побутовим сектором, млрд. кВт·год і млрд. квар·год;

$E_{\text{аб.г}}, E_{\text{аб.с}}$ – розрахункове споживання активної електроенергії відповідно міськими і сільськими абонентами, кВт·год;

N_t, N_c – число відповідно міських і сільських абонентів;

$E_{\text{ндт}}$ – витрата електроенергії на компенсацію незадоволеного попиту на тепло (компенсацію «недотопу»), кВт·год;

E_i – номінальне споживання активної електроенергії (потужності) і-м побутовим електроапаратом, кВт·год;

$E_{\text{осв}}$ – розрахункова витрата електроенергії на освітлення житлового приміщення абонента, кВт·год;

T_d, T_n – усереднена тривалість відповідно дня і ночі в розрахунковий період, год;

ΔQ_0 – зміна потреби в тепловій енергії при відхиленні температури повітря усередині квартири від нормативної, кВт·год;

Δt_b – відхилення температури повітря усередині квартири від нормативної, °C;

V_n – зовнішній будівельний об'єм житла, м³;

Q_0 – опалювальна характеристика квартири, Дж/(м³·с·K);

n_0 – тривалість опалювального сезону, доба;

$\Delta E_{\text{ком}}$ – комерційні втрати електроенергії в лічильниках комерційного

обліку, млрд. кВт·год;

γ – клас точності індукційних лічильників комерційного обліку електроенергії, %;

$\Delta E_{\text{тре}}$ – технологічна витрата електроенергії (ТРЕ) при постачанні населення електроенергією, млрд. кВт·год.

В Україні на 01.01.2021 р. налічувалося 17,977 млн абонентів, з них 2/3 – міських. Число абонентів тісно корелює з числом сімей і числом квартир. Якщо прийняти чисельність населення України 49,4 млн. чоловік, то середній чисельний склад сім'ї (коефіцієнт сімейності) $n_c = 49,4/17,977 = 2,75$.

Для міських умов, як репрезентативна приймемо 2-кімнатну квартиру, число яких в республіці понад 70 %. Енергетичні характеристики типового набору електроапаратів 2-кімнатної квартири приведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1. Характеристика побутових електроприймачів

Найменування побутового електроапарата	Номінальна потужність, кВт	Середня кількість годин використання на рік, год	Річне споживання активної (реактивної) електроенергії, кВт·год (квар·год)
Холодильник	0,200	3000	600 (660)
Телевізор	0,075	1500	112(56)
Пилосос	0,800	100	80 (88)
Пральна машина	0,650	120	78 (86)
Праска	1,000	100	100 (0)
Комп'ютер	0,4	600	100 (80)
Бойлер	1,5	1000	1500 (0)
Інші (радіо, соковижималка, кофемолка і ін.)	-	-	121 (133)
Всього			2691 (1103)

З таблиці виходить, що 2/3 річного споживання електроенергії визначається ступенем насиченості побуту холодильниками і телевізорами.

Електроприводом пилососа, холодильника компресійного типу, пральної

машини, соковижималки і інших побутових електроапаратів служать однофазні асинхронні двигуни. В нормальному режимі роботи коефіцієнт потужності асинхронних двигунів змінюється в межах $tg\varphi_{a.d.} = 0,8 \dots 1,3$.

Телевізори старих моделей, радіоприймачі, адаптери і ін. забезпечені трансформаторами, в яких реактивна потужність витрачається на намагнітування і розсіяння. В середньому реактивна потужність трансформаторів в нормальному режимі рівна приблизно половині активної. Коефіцієнт потужності трансформатора $tg\varphi_{tr} = 0,5$ [1].

Освітлення (окрім люминесцентного), праска, калорифери є чисто активним навантаженням ($tg\varphi_{осв} = 0$).

У результаті умовна середньозважена величина коефіцієнта потужності побутового електроспоживання з урахуванням освітлення [2]

$$tg\varphi_p = W_p/E_p = 0,75; \cos\varphi_p = 0,8. \quad (3.9)$$

Останніми роками на переважній більшості крупних промислових підприємств $\cos\varphi$ досяг значення 0,92. В побутовому секторі відбулося зворотне: із зростанням кількості, що використовуються населенням холодильників, телевізорів, пральних машин і іншої побутової електроапаратури збільшується споживання реактивної потужності і, отже, знижується $\cos\varphi$.

На відміну від активного величина добового реактивного споживання електроенергії протягом року практично не змінюється. Це пояснюється тим, що на якийсь час включеного стану телевізора, холодильника і інших електроапаратів з електроприводом не впливають сезонні зміни температури і тривалість світлої частини доби.

З урахуванням формули (3.9) і даних таблиці 3.1 чисельне значення річної витрати активної електроенергії на культурно-побутові потреби абонента, що проживає в 2-кімнатній міській квартирі,

$$E_{\text{аб.г}} = \frac{W_{\text{аб}}}{tg\varphi_p} = \frac{1023}{0,75} = 1364 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік.} \quad (3.10)$$

Середньомісячне питоме (на квартиру) споживання електроенергії

$$E_{\text{аб.м}} = \frac{E_{\text{аб.г}}}{12} = \frac{1364}{12} = 114 \text{ кВт}\cdot\text{год/квартира.} \quad (3.11)$$

Питома витрата електроенергії на одну людину в місті

$$E_{\text{м}} = \frac{E_{\text{аб.г}}}{n_c} = \frac{1364}{2,75} = 496 \text{ кВт}\cdot\text{год/люд.рік.} \quad (3.12)$$

З урахуванням формули (3.5) витрата електроенергії на освітлення квартири міського абонента обчислюється за формулою

$$E_{\text{осв.г}} = \left[E_{\text{аб.г}} - \left(\sum_l E_l - E_{\text{прас}} \right) \right] \frac{T_{\text{д}}}{T_{\text{н}}} \quad (3.13)$$

де $E_{\text{прас}}$ – річне споживання активної електроенергії праскою.

Оскільки тривалість дня і ночі змінюється в межах

$$8,08 \leq T_{\text{д}}(T_{\text{н}}) \leq 15,92 \text{ год.},$$

то їх відношення знаходиться в межах

$$0,5 \leq \frac{T_{\text{н}}}{T_{\text{д}}} \leq 2.$$

Для розрахункового періоду в один рік відношення $T_{\text{н}}/T_{\text{д}} = 1$.

У результаті середня річна витрата електроенергії на освітлення 2-х кімнатної міської квартири

$$E_{\text{осв.г.}} = 1364 - (1091 - 100) \cdot 1 = 373 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік.}$$

Оскільки 2-кімнатна квартира була вибрана як репрезентативна, то наближене річне споживання електроенергії міським населенням

$$\sum_{N_u} E_{\text{аб.г.}} = E_{\text{аб.г.}} N_{\text{г.}} = 1364 \cdot 12 \cdot 10^6 = 16,4 \text{ млрд. кВт}\cdot\text{год.} \quad (3.14)$$

Сільські абоненти крім холодильника і телевізора, кількість годин використання яких значно менше ніж в місті, мають набір побутових електроапаратів для ремонтних робіт та господарських потреб (електропила, електронасос, зварювальний апарат, електродриль і інше).

Приймаючи для сільського абонента ті ж коефіцієнт що і для міського, вважаємо, що в цілому витрата електроенергії на культурно-побутові потреби сільського абонента в середньому в рік на 30 % менше ніж у міського

$$E_{\text{аб.с.}} = 0,7 E_{\text{аб.г.}} = 0,7 \cdot 1364 = 955 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік.}$$

Середньомісячне питоме споживання електроенергії сільським абонентом

$$E_{\text{аб.с.}} = \frac{E_{\text{аб.с.}}}{12} = \frac{955}{12} \approx 80 \text{ кВт}\cdot\text{год/будинок.}$$

Питома витрата електроенергії на одного сільського жителя

$$E_c = \frac{E_{аб.с}}{n_c} = \frac{955}{2,75} = 347 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{люд.рік}.$$

На освітлення житла сільський абонент витрачає в рік в середньому 260 кВт·год електроенергії.

Річне споживання електроенергії сільським населенням країни

$$\sum_{N_c} E_{аб.с} = E_{аб.с} N_c = 955 \cdot 6 \cdot 10^6 = 5,73 \text{ млрд.кВт} \cdot \text{год}. \quad (3.15)$$

Витрата електроенергії на компенсацію незадоволеного попиту на тепло. Відповідно до [3] потреба в тепловій енергії (кВт·год) на опалювання квартири визначається за формулою

$$Q_0 = V_H q_0 (t_B - t_{ср.Н}) n_0 \cdot 24 \cdot 10^{-3}, \quad (3.16)$$

де t_B – середня температура повітря в середині квартири;

$t_{ср.Н}$ – середня температура зовнішнього повітря в опалювальний період в Україні.

Відповідно до [3] об'єм житлового приміщення на одного члена сім'ї приймається рівним 55 м³. Для сім'ї з коефіцієнтом сімейності $n_c = 2,75$ $V_H = 151,25$ м³. Опалювальна характеристика квартири $q_0 = 0,49$ Дж/(м³·с·К), $t_B = 18^\circ\text{C}$, $t_{ср.Н} = -1,1^\circ\text{C}$, $n_0 = 180$ діб, 24 – кількість годин роботи опалювання на добу, год.

Підставивши перераховані початкові дані у формулу (3.16), отримаємо потребу в тепловій енергії в опалювальний сезон сім'ї, що проживає в 2-комнатній квартирі:

$$Q_0 = 151,25 \cdot 0,49 \cdot (18 + 1,1) \cdot 180 \cdot 24 \cdot 10^{-3} = 6115 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Якщо температура повітря всередині житла була знижена на $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($t_B = 17\text{ }^{\circ}\text{C}$) то для компенсації теплового «недотопу» відповідно до формули (3.16) необхідно додатково витратити $\Delta Q_0 = 320\text{ кВт}\cdot\text{год}$ електроенергії.

Витрата тепла на вентиляцію житлових приміщень дорівнює 10 % витрати на опалювання, тобто $Q_B = 0,1Q_0$. В сумі додаткова витрата тепла на компенсацію теплового «недотопу» міської квартири

$$E_{\text{ндт}} = \Delta Q_0 + \Delta Q_B = 1,1\Delta Q_0 = 1,1 \cdot 320 = 352\text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

В опалювальний сезон витрата електроенергії на компенсацію відхилення температури ($1\text{ }^{\circ}\text{C}$) всередині квартири від нормативної

$$\sum_{N_T} E_{\text{ндт}} = E_{\text{ндт}} N_T = 352 \cdot 6 \cdot 10^3 = 2,1\text{ млрд. кВт}\cdot\text{год}. \quad (3.17)$$

Отримане значення слід вважати наближеним, оскільки:

- частина незадоволеного попиту на тепло покривається за рахунок додаткової витрати газу;
- температура повітря всередині квартири може відхилятися від нормативної на декілька градусів;
- не у всього міського населення країни спостерігаються некомфортні умови.

Підставивши отримані значення у формулу (3.4), отримаємо розрахункову величину річного споживання електроенергії побутовим сектором:

$$E_p = \sum_{N_u} E_{\text{аб.г}} + \sum_{N_c} E_{\text{аб.с}} + \sum_{N_u} E_{\text{ндт}} = 16,4 + 5,73 + 2,1 = 24,2\text{ млрд. кВт}\cdot\text{год}.$$

Втрати електроенергії при передачі населенню згідно формули (3.4)

включають:

- спожиту, але невраховану, неоплачену, викрадену енергію, E_x ;
- комерційні втрати енергії, пов'язані з похибкою лічильників комерційного обліку, недосконалістю системи обліку, неодноразовістю і неточністю зняття свідчень, нерівномірністю оплати електроенергії, $\pm \Delta E_{\text{ком}}$;
- технологічна витрата енергії на її передачу, розподіл і виробничі потреби, $\Delta E_{\text{тре}}$.

Розкрадання електроенергії населенням. Згідно даних Укренерго [22] населення України в 2020 р. спожило 36,5 млрд. кВт·год електроенергії табл. 3.2 (рис. 3.1, 3.2).

Таблиця 3.2. Споживання електроенергії населенням України по рокам,
млн. кВт·год.

Місяць	Рік			
	2017	2018	2019	2020
січень	3840,587	3660,262	3819,468	3649,26
лютий	3384,544	3283,958	3220,694	3350,36
березень	3091,281	3613,224	3273,717	3233,61
квітень	2835,286	2753,337	2912,424	3113,5
травень	2615,434	2552,057	2663,666	2895,6
червень	2394,305	2465,32	2544,652	2623,6
липень	2445,441	2582,091	2456,959	2648,7
серпень	2593,792	2626,918	2500,778	2588,2
вересень	2397,313	2487,693	2463,385	2503,2
жовтень	2965,615	2911,747	2840,75	2756,4
листопад	3139,198	3348,361	3128,266	3352
грудень	3317,067	3661,798	3411,21	3839,6
За рік	35019,86	35946,77	35235,97	36554,1

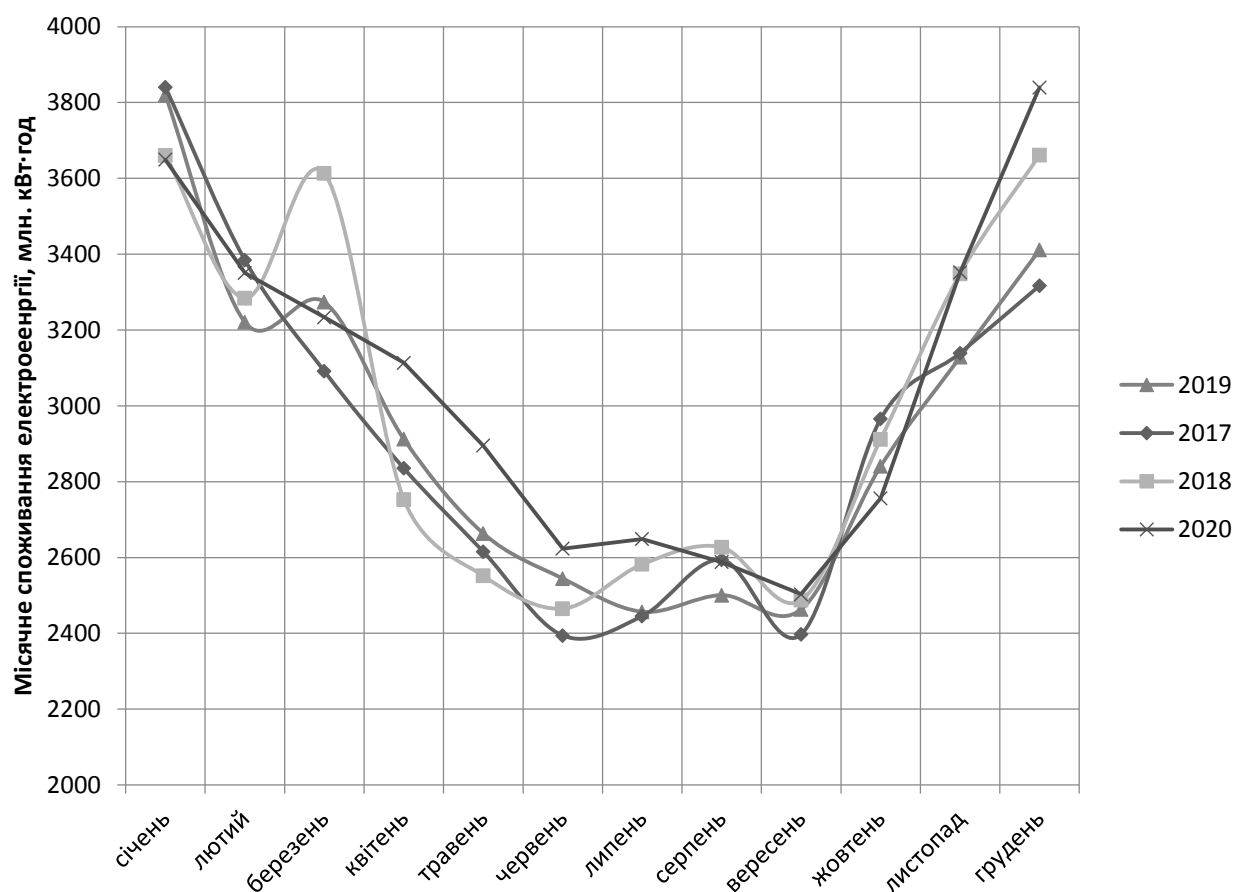


Рис. 3.1. Місячні графіки споживання електроенергії населенням України

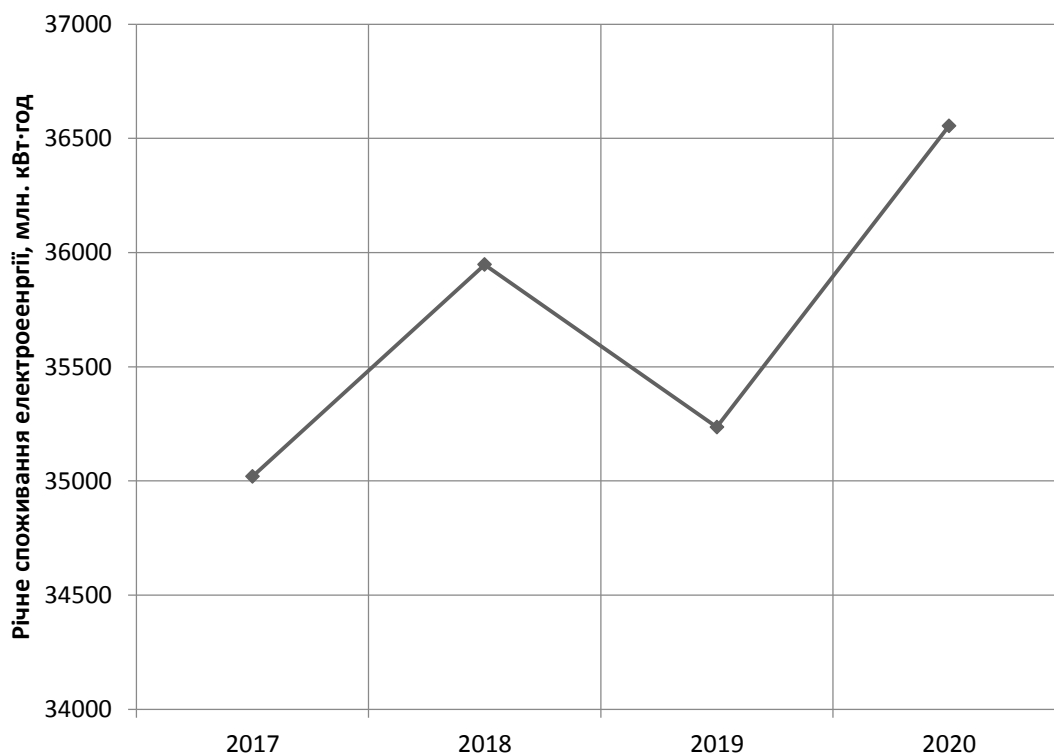


Рис. 3.2. Річні графіки споживання електроенергії населенням України

Різниця між розрахунковим значенням річного споживання електроенергії населенням і фактично відпущеною, є викраденою населенням електроенергією. Відповідно до формули (3.3)

$$E_x = 35,7 - 24,2 = 11,5 \text{ млрд. кВт·год.}$$

де 35,7 – середнє значення фактично відпущеної електроенергії населенню за 2017-2020 рр. млрд. кВт·год (розраховане за даними табл. 3.2).

Отже, частка крадіжки електроенергії населенням може сягати $\frac{11,5}{35,7} \cdot 100 = 32,2\%$ від всієї відпущеної населенню України.

В той же час за даними [26] середньомісячне споживання електроенергії домогосподарствами в Україні складає 165 кВт·год/міс, що більше за розраховане для міського жителя 114 кВт·год/міс та сільського відповідно – 80 кВт·год/міс. Отже, загальне енергоспоживання

$$E_p = 165 \cdot 14784,3 \cdot 10^3 \cdot 12 = 29,3 \text{ млрд. кВт·год.}$$

де 14784,3 загальна кількість домогосподарств в Україні тис. станом на 2020 р. [27].

Відповідно

$$E_x = 35,7 - 29,3 = 6,4 \text{ млрд. кВт·год,}$$

а відсоток крадіжок складе

$$\frac{6,4}{35,7} \cdot 100 = 17,9\%.$$

Отже, отримана цифра хоча і значна, але більш відповідає дійсності.

Отримане розходження може бути пояснено такі неврахованими факторами: збільшенням частки на опалення, збільшенням номенклатури електроприладів, використанням електроенергії на підігрів води (установка бойлерів) і т.п. Що в подальшому вимагає перегляду та удосконалення методики розрахунку електроспоживання побутовими споживачами.

Комерційні втрати. Зважаючи все ж таки на велику кількість індукційних лічильників комерційного обліку, випадкового характеру похибок вимірювань, зняття свідчень, оплати електроенергії оцінку комерційних втрат виконаємо за формулою

$$\Delta E_{\text{ком}} = \pm 1,6\sigma = \pm \frac{1,6\gamma E_p}{3 \cdot 100} \quad (3.18)$$

де σ – середньоквадратичне відхилення результатів вимірювання, млрд. кВт·год;

$1,6\sigma$ – довірчий з вірогідністю 0,9 інтервал похибки вимірювання, млрд. кВт·год;

γ – клас точності побутових індукційних лічильників, %.

Підставивши у формулу (3.18) початкові дані, наведені вище, отримаємо

$$\Delta E_{\text{ком}} = \pm \frac{1,6 \cdot 2,0 \cdot 24,2}{3 \cdot 100} = \pm 0,258 \text{ млрд. кВт·год.}$$

Спожиту в електричних мережах ОЕС енергію в загальному випадку можна умовно розділити на корисну, тобто сплачену споживачами (підприємствами і населенням) або зафіксовану лічильниками, і на невраховану, неоплачену, викрадену.

Корисна і викрадена енергія включає активну і реактивну складові: $E_{\text{по}}$, $W_{\text{по}}$, $E_{\text{х}}$, $W_{\text{х}}$.

Технологічна витрата активної енергії на передачу корисної і викраденої

енергії через електричні мережі ОЕС пропорційна квадрату активних і реактивних потоків:

$$\Delta E_{\text{тре}} = \alpha \left[(E_{\text{по}} + E_{\text{x}})^2 + (W_{\text{по}} + W_{\text{x}})^2 \right], \quad (3.19)$$

де α – коефіцієнт, що приводить у відповідність розмірність лівої і правої частин формули і залежний від напруги, еквівалентного опору мережі, тривалості розрахункового періоду.

Коефіцієнт α визначається з виразу (3.19) для розрахункового періоду з нехтує малим об'ємом розкрадань енергії. Так, можна затверджувати, що в 1990 р. $E_{\text{x}} \approx 0$, $W_{\text{x}} \approx 0$. Тоді

$$\alpha = \frac{\Delta E_{\text{тре}}}{E_{\text{по}}^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}, \quad (3.20)$$

$$\text{де } \operatorname{tg} \varphi = \frac{W_{\text{по}}}{E_{\text{по}}}.$$

За даними Міненерго в 1990 р. корисна відпустка енергії $E_{\text{по}} = 227,35$ млрд. кВт·год, $\Delta E_{\text{тре}} = 21,913$ млрд. кВт·год, $\operatorname{tg} \varphi = 0,75$. Підставивши ці дані у формулу (3.20), отримаємо

$$\alpha = \frac{21,913}{227,35^2 (1 + 0,5625)} = 0,27 \cdot 10^{-3}.$$

Оскільки за 1990 – 2020 рр. істотна реконструкція електричних мереж ОЕС не виконувалася, можна затверджувати, що коефіцієнт α практично не змінився. Отже, згідно формулі (3.19) технологічна витрата активної електроенергії на передачу через розподільні мережі в побутовий сектор корисної і викраденої енергії

$$\Delta E_{\text{тре}} = 0,27 \cdot 10^{-3} \cdot (24,2^2 + 18,15^2) = 0,247 \text{ млрд. кВт}\cdot\text{год.}$$

Згідно формули (3.2) втрати електроенергії при передачі населенню:

$$\Delta E = 4,6 + 0,32 + 0,247 = 5,16 \text{ млрд. кВт}\cdot\text{год.}$$

Підставивши значення $E_{\text{нетто}} = 19,6$ млрд. кВт·год у формулу (3.1), отримаємо розрахункову річну витрату електроенергії (брутто) на культурно-побутові потреби населення України:

$$E_{\text{брутто}} = 19,6 + 5,16 = 24,76 \text{ млрд. кВт}\cdot\text{год,}$$

або

$$\frac{24,76}{124,2} \cdot 100 = 19,93\%.$$

Згідно вище наведеного можна зробити такі висновки:

1. При оплаті електроенергії по рахункам не враховуються розкрадання енергії населенням.
2. Пропонується математична модель розрахунку і аналізу витрати електроенергії в побутовому секторі, яка дозволяє орієнтовні значення електроспоживання. Для підвищення точності розрахунку модель потребує подальших досліджень та удосконалень.
3. За допомогою математичної моделі отримані наступні орієнтовні дані:
 - розрахункове значення річної витрати електроенергії (брутто) в культурно-побутовому секторі України;
 - оцінка об'ємів розкрадань енергії населенням;
 - оцінка складових структури споживання електроенергії населенням;
 - оцінка складових втрат електроенергії при передачі населенню.

3.2 Тарифна політика й втрати електроенергії в розподільних мережах

Генеральна мета оптового ринку електроенергії – зниження роздрібних тарифів. Всупереч цьому в електроенергетиці України в останні роки спостерігається стрімкий їхній ріст. Причин тому декілька.

Причина перша. МВФ ставить виділення чергового траншу кредиту в електроенергетику України в залежність від підвищення тарифів на електроенергію, доведення їх до рівня світових.

Таблиця 3.3. Тарифи на електроенергію країн Європи [28].

Країна	Вартість 1 кВт·год, грн.	Середня зарплата, грн.	Відношення вартості 100 кВт·год електроенергії до середньої зарплати, %
Нідерланди	–8,83		
Грузія	1,33	10330	1,29
Україна	1,68	12975	1,3
Туреччина	2,62	22709	1,15
Молдова	2,84	13288	2,14
Болгарія	3,31	23788	1,14
Угорщина	3,32	39086	0,85
Литва	4,31	48310	0,89
Естонія	5,09	48025	1,06
Словаччина	8,50	37311	2,28
Польща	6,68	38217	1,75
Чехія	10,31	46438	2,22
Німеччина	14,01	126102	1,11
Італія	14,69	79313	1,85
Іспанія	19,7	65333	3,02

Що таке світові тарифи на електроенергію по секторах споживання в розвинених закордонних країнах, наочно продемонстровано в таблиці 3.3 [28].

Природньо, Україні такі тарифи зараз не по кишені. Штучне ж завищення тарифів на електроенергію означає ріст собівартості продукції

підприємств, зниження її конкурентноздатності, а також збільшення обсягів розкрадань електроенергії малим і середнім тіньовим бізнесом і незаможним населенням.

Причина друга. Прагнення енергопередаючих компаній забезпечити задану рентабельність. У цей час більша частина обленерго має негативну рентабельність, що спричинено рядом причин, одна з яких – неоплачена, неврахована, викрадена електроенергія.

Причина третя. Найбільш простим способом за рахунок законослухняних споживачів-підприємств і населення компенсувати витрати на невраховану, неоплачену, викрадену електроенергію.

Ріст роздрібних тарифів досягається за рахунок:

1. Штучного завищення розрахункових втрат електроенергії в розподільних мережах 0,38-154 кВ, видаваних за «нормативні».

2. Обліку так званих «наднормативних» втрат електроенергії при розрахунку роздрібних тарифів.

3. Необґрунтованість алгоритму розрахунку коефіцієнтів втрат.

Штучне завищення розрахункових втрат електроенергії в розподільних мережах 0,38-154 кВ.

Роздрібні тарифи на 70-75 % залежать від розрахункових втрат електроенергії в розподільних мережах. Для розрахунку втрат електроенергії Мінпаливенерго прийняло методику Белэнергосетьпроекта, реалізовану програмою «Slamo».

Розроблена на початку 80-х років методика використовує так звані нормативні характеристики мереж по втратах електроенергії. Останні являють собою залежність втрат електроенергії від узагальнюючих параметрів мережі й режимів її роботи. Як узагальнюючі параметри приймаються сумарна довжина ліній L , сумарна потужність трансформаторів P , корисна відпустка електроенергії $E_{\text{по}}$, транзит електроенергії $E_{\text{транзит}}$ й ін. Залежність втрат електроенергії ΔE від перерахованих узагальнюючих параметрів виражається квадратичним поліномом

$$\Delta E = \sum_{j=1}^n (a_j + b_j X_j + c_j X_j^2) + \Delta \bar{E}, \quad (3.21)$$

де a_j, b_j, c_j – коефіцієнти полінома;

$X_j \subset (L, P, E_{\text{по}}, E_{\text{транзит}})$ – узагальнюючий параметр,

$\Delta \bar{E}$ – умовно-постійна складова втрат.

Квадратична модель розрахунку втрат електроенергії ставиться до розряду найпростіших. У ній не враховуються:

- схема розподільних мереж, що не дозволяє виконувати поелементний розрахунок втрат електроенергії й визначати елементи мережі з підвищеними втратами потужності й напруги;
- характер навантаження ліній електропередачі: зосереджена, розподілена, наявність відгалужень і т.д. ;
- наявність неврахованої, неоплаченої, викраденої електроенергії;
- взаємодія різних потоків електроенергії (корисна відпустка, транзит, викрадена електроенергія) між собою в загальних елементах мережі (лініях, трансформаторах) і його вплив на величину втрат;
- неповнота, неточність, невизначеність значної частини вихідної інформації (відсутність графіків навантаження споживачів 0,38 кВ, телеметрії значної частини підстанцій і т.д.);
- багатомірність і різноманітність структурних елементів у мережах 0,38 й 10 кВ;
- якість електроенергії (несиметрія струмів і напруг, відхилення напруги від номінального в елементах мережі й ін.).

Отже, програму «Slamo» не можна визнати еталонної, у якій усе враховано й не потрібно нічого іншого. Проте Мінпаливенерго інших програм розрахунку втрат електроенергії не визнає. У Росії, наприклад, є п'ять методик і програм розрахунку втрат електроенергії (РТП, РАП-95, «Slamo» й ін.),

погоджених з Мінпаливенерго Росії. Кожен користувач вправі придбати потрібну йому програму.

Причина в тім, що за допомогою квадратичної моделі шляхом варіації коефіцієнтів моделі a_j , b_j , c_j можна одержати потрібне значення втрат електроенергії. Коефіцієнти моделі, строго кажучи, визначаються методом статистичної апроксимації, однак у виробничих умовах реалізувати цей метод практично неможливо.

Відповідно до звіту Мінпаливенерго середні річні значення втрати електроенергії становлять близько 20%, в окремих обленерго (Чернівціобленерго, Херсонобленерго) – більше 35 %. Таких величин втрат немає в жодній з країн світу. Для порівняння: втрати електроенергії становлять у Німеччині – 4,3 %, в Італії – 6,6% і т.д.

Оскільки сьогодні значна частина розподільних електромереж України працює з навантаженням порядку 20 % від номінального, технологічні втрати у таких мережах можуть бути на рівні 20-30 % і вище. Тому звітні витрати по деяких обленерго на рівні 30-40 % не виглядають такими катастрофічними, як це здається на перший погляд. Перевіримо це затвердження. Нехай відносна величина втрат електроенергії в мережі дорівнює 0,3 (30%):

$$\Delta E_{\text{oc}} = \frac{\Delta E}{E_{\text{пс}}} = 0,3, \quad (3.22)$$

де $E_{\text{пс}}$ – надходження електроенергії в мережу, що покриває корисну відпустку $\Delta E_{\text{по}}$ та втрати електроенергії ΔE ,

$$E_{\text{пс}} = E_{\text{по}} + \Delta E. \quad (3.23)$$

Підставивши вираз (3.23) у формулу (3.22), після перетворення отримаємо:

$$\frac{\Delta E}{E_{\text{по}} + \Delta E} = 0,3, \Delta E = 0,3E_{\text{по}} + 0,3\Delta E. \quad (3.24)$$

$$0,7\Delta E = 0,3E_{\text{по}}, \Delta E = \frac{0,3}{0,7} E_{\text{по}} = 0,43E_{\text{по}}. \quad (3.25)$$

Щоб забезпечити, наприклад, корисний відпуск $E_{\text{по}} = 100$ млрд. кВт·год, можна втратити в мережі до 30% або згідно (3.25) $\Delta E = 43$ млрд. кВт·год. Що є значно великою цифрою.

Причини величезних втрат електроенергії в розподільних мережах в 2001 р. у порівнянні з 1990 р. Мінпаливенерго пояснює зміною структури корисної відпустки електроенергії споживачам і фактичному стану електричних мереж (зношування ліній електропередачі, погана якість контактних з'єднань комутаційних апаратів, фізичне старіння ізоляції кабельних ліній й обмоток трансформаторів й ін.).

Дійсно, структура корисної відпустки електроенергії в розподільних мережах змінилася. Знизилася питома вага споживання електроенергії базовими енергоємними виробництвами (вугільною, хімічною, металургійною промисловістю), не працюють підприємства машинобудування, які живляться, як правило, за допомогою безвтратних глибоких уведень напругою 110 й 35 кВ. Навантаження ж в мережах 0,38-10 кВ не тільки збереглася, але має тенденцію до росту (населення, малий і середній бізнес). Понад дві третини втрат енергії доводиться саме на мережі 0,38-10 кВ. Неоплачена, неврахована, викрадена електроенергія спостерігається, в основному, також у мережах 0,38 кВ (малий і середній тіньовий бізнес, неплатоспроможне населення). Тому зміна структури корисної відпустки електроенергії в розподільних мережах істотно не впливає на величину втрат електроенергії.

У лініях 0,38 й 10 кВ припустима втрата напруги $U_{\text{ном}}$ не може перевищувати 10% без зниження якості електропостачання споживачів по напрузі. На припустиму втрату напруги впливають навантаження ліній,

електричний опір ліній, несиметрія навантаження фаз, фізичне старіння ізоляції кабельних ліній й ін.

Фактична втрата напруги в лінії визначається за формулою

$$\Delta U_{\text{л.доп}} = \frac{PR_{\text{л}} + QX_{\text{л}}}{2U_{\text{пр}}} = \frac{P(R_{\text{л}} + X_{\text{л}} \operatorname{tg}\varphi)}{2U_{\text{пр}}} \leq 10\% U_{\text{ном}}. \quad (3.26)$$

$R_{\text{л}}$ визначається питомим активним опором $\rho_{\text{л}}$, що зворотно пропорційно перетину проведення S , довжиною лінії L , якістю контактних з'єднань

$$R_{\text{л}} = \rho_{\text{л}} L = \frac{\gamma}{S} L, \quad (3.27)$$

де γ – константа, що залежить від марки проводу.

Зношування ліній не впливає на їхню довжину L , а лише на перетин проводу S та якість контактів. Коефіцієнт еластичності опору лінії $R_{\text{л}}$ по втраті напруги $\Delta U_{\text{л}}$ дорівнює 1, тобто збільшення опору $R_{\text{л}}$ на 1 % збільшує $\Delta U_{\text{л}}$ також на 1 %. Тому збільшення $R_{\text{л}}$ не може перевищувати 10% його номінального значення без втрати якості електропостачання електроприймачів по напрузі. Якщо на частку суми факторів доводиться менше 10% $U_{\text{ном}}$, то ріст опору $R_{\text{л}}$ через зношування ліній і зниження якості контактів не може перевищувати 2-3% без втрати якості електропостачання електроприймачів по напрузі.

Відповідно і зростання втрати енергії через перераховані фактори

$$\Delta E_{\text{л}} = k_{\text{ф}}^2 \frac{(PT)^2 + (QT)^2}{(\sqrt{3}U_{\text{пр}})^2} R_{\text{л}}, \quad (3.28)$$

також не перевищує 2-3%. Отже, зазначеними факторами при розрахунках втрат електроенергії можна зневажити.

Тим часом звітні втрати електроенергії в 1990 р. склали 14,62 млрд. кВт·год, в 2001 р. - 29,098 млрд. кВт·год. При цьому умовно-постійні втрати енергії в 1990 й 2001 р. можна вважати приблизно однаковими, а змінна складова втрат в 2001 р. зменшилася пропорційно квадрату навантаження, що в 2001 р. знизилася в порівнянні з 1990 р. майже в 1,8 рази. Отже, технологічні втрати електроенергії повинні істотно зменшитися. Відповідно річні технологічні втрати електроенергії в розподільних мережах Мінпаливенерго в 2001 р. не перевищили 9 млрд. кВт·год, або 5,5 % від надходження енергії в мережу.

Більша похибка індукційних лічильників, а також вимірювальних трансформаторів (ТС та ТН) через роботу не у своєму класі через мале навантаження, відсутність лічильників на ВН або НН розподільних трансформаторів (РТ) 10/0,4 кВ унеможлиблює відомість енергетичних балансів обленерго. Тому весь небаланс відноситься на мережу 0,38 кВ, від чого збільшується корисна відпустка електроенергії в цій мережі й, отже, зростають (у квадратичній залежності) втрати електроенергії в лініях 0,38 кВ. Більше того, передача такої величини корисної відпустки стає неможливою, через неприпустиме зниження якості електроенергії по напрузі в споживачів.

Облік так званих наднормативних втрат електроенергії при розрахунку роздрібного тарифу.

Одержувані за допомогою програми «Slamo» розрахункові значення втрат електроенергії дуже наближені, найчастіше сильно завищені після затвердження їх НКРЕКП видаються за нормативні. У дійсності втрати електроенергії не підлягають нормуванню в чинність своєї специфіки.

Так звана наднормативна технологічна витрата електроенергії (ТВЕ) визначається Мінпаливенерго як різниця між звітним (фактичним) ТВЕ й нормативним. Відповідно до постанови НКРЕКП № 309 від 02.04.2001 р. ті обленерго, які забезпечують повну оплату електроенергії, закуплену ними на ОРЕ, мають право включати «наднормативні втрати» у розрахунок роздрібного тарифу й тим самим підвищувати роздрібні тарифи. Але оскільки немає

нормативного ТВЕ, немає й наднормативного ТВЕ. У дійсності має місце неврахована, неоплачена, викрадена електроенергія.

Необґрунтованість алгоритму розрахунку коефіцієнтів втрат

Одна з модифікацій формули розрахунку роздрібних тарифів на електроенергію, затверджена постановою НКРЕКП від 12.05.1999 р. № 644 для споживачів (крім побутових) у випадку поставок енергії по регульованому тарифі, визначається в такий спосіб (зберігаючи позначення НКРЕ): роздрібний тариф на електроенергію i -ї групи споживачів на j -м класі напруги T_{ij}^P дорівнює середній закупівельній ціні за розрахунковий період $Ц_{сз}$, діленої на добуток відносних величин втрат електроенергії в мережах j -го класу напруги K_j плюс тариф на передачу на j -м класі напруги T_j^M , плюс тариф на поставку енергії i -ї групі споживачів T_i^n

$$T_{ij}^P = \frac{Ц_{сз}}{(1 - K_1) \dots (1 - K_j)} K_{кор} + T_j^M + T_i^n, \quad (3.29)$$

де $K_{кор}$ – коефіцієнт корекції технологічної витрати електроенергії.

Коефіцієнт втрат K_j – це відношення звітних технологічних втрат електроенергії в j -й мережі ΔE_j до несальдованого надходження енергії в j -ю локальну мережу $E_j^{лс}$

$$K_j = \frac{\Delta E_j}{E_j^{лс}} \quad j = 0,38 - 154 \text{ кВ}. \quad (3.30)$$

Електрична мережа 0,38 – 154 кВ енергопередаючої компанії є радіальною (або зводить до радіального), тому може бути представлена схемою послідовно з'єднаних розподільних мереж j -го класу напруги ($j = 0,38 - 154$ кВ).

Баланс активної електроенергії в розподільних мережах енергопередаючій компанії (без транзиту електроенергії) за розрахунковий період має вигляд

$$E_{\text{пс}} = \sum_U E_U^{\text{по}} + \sum_j \Delta E_{jU}, j = 0,38 - 154 \text{ кВ}, \quad (3.31)$$

де $E_{\text{пс}}$ – прихід електроенергії в мережі енергопередаючій компанії;

$E_U^{\text{по}}$ – корисна відпустка енергії споживачам U-го класу напруги;

ΔE_{jU} – втрати енергії в мережі j-го класу напруги при її передачі споживачам u-го класу напруги.

Якщо розділити всі елементи рівності, що (3.31) на $E_{\text{пс}}$

$$\frac{E_{\text{пс}}}{E_{\text{пс}}} = \frac{\sum_U E_U^{\text{по}}}{E_{\text{пс}}} + \frac{\sum_j \Delta E_{jU}}{E_{\text{пс}}}, \quad (3.32)$$

і врахувати, що відношення $\frac{\sum_j \Delta E_{jU}}{E_{\text{пс}}}$ є коефіцієнт втрат при електропостачанні споживачів U-го класу напруги

$$k_U = \frac{\sum_j \Delta E_{jU}}{E_{\text{пс}}}, j = 0,38 - 154 \text{ кВ}, \quad (3.33)$$

то рівність (3.32) перейде до виду

$$E_{\text{пс}} = \frac{\sum_U E_U^{\text{по}}}{1 - k_U}, U = 0,38 - 154 \text{ кВ}. \quad (3.34)$$

У підсумку формула розрахунку роздрібного тарифу на електроенергію повинна мати вигляд

$$T_U = \frac{U_{c3}}{1 - k_U} + T_U^{3M} + T_U^{пост}, \quad (3.35)$$

де $T_U^{3M}, T_U^{пост}$ – тарифи на передачу й поставку електроенергії споживачам U-го класу напруги відповідно;

k_U – розраховується за формулою (3.33).

Мінпаливенерго відносить втрати в локальній мережі до несальдованого надходження енергії в локальну мережу. У результаті дотримується баланс абсолютних значень звітних втрат в електричних мережах 0,38 – 154 кВ

$$\Delta E = \sum_{j=154}^{0,4} \Delta E_j, \quad (3.36)$$

і не дотримується баланс відносних значень втрат електроенергії

$$\Delta E\% \neq \sum_{j=154}^{0,4} \Delta E_j\% / \quad (3.37)$$

3.3 Оптимізація режимів електроспоживання в комунально побутовому секторі

Розрахунок сталого режиму. В загальній формі рівняння сталого режиму записуються так:

$$W(X, Y) = 0, \quad (3.38)$$

де, W – вектор-функція;

X і Y – вектор-стовпці залежних і незалежних параметрів режиму.

Кількість рівнянь у виразі (3.38) дорівнює кількості залежних параметрів режиму X . Розрахунок сталого режиму полягає в визначенні залежних змінних X , що задовольняють рівнянню сталого режиму (3.38) при заданих значеннях незалежних змінних Y . При фіксованому векторі Y система рівнянь (3.38) залежить лише від X і її рішення відповідає визначенню рівного нулю мінімуму функції

$$\Psi = \sum w_k^2(X), \quad (3.39)$$

де $w_k(X)$ – рівняння сталого режиму для k -го вузла, наприклад, рівняння балансу потужності або струму в k -му вузлі.

Розрахунок допустимого режиму електричної системи, тобто визначення режиму, задовольняючого умовам надійності електропостачання і якості електроенергії, має важливе значення, як підзадача оптимізації режиму і, як самостійна задача, наприклад, за відсутності резерву потужності. Найважливіша мета при розрахунках сталого режиму полягає в перевірці того, чи задовольняє розрахований режим технічним обмеженням за умов надійності і якості електроенергії. Технічним обмеження повинні задовольняти модулі напруг генераторів і навантаження, активні і реактивні потужності генераторів, струми і потоки потужності в лініях і т.і. Допустимий режим – це такий для якого залежні і незалежні параметри режиму X_i і Y_j , а також функції від них задовольняють технічним обмеженням.

Для допустимого режиму повинні виконуватися наступні умови:

$$Y_{j\min} \leq Y_j \leq Y_{j\max}, \text{ при } j = 1, 2, \dots, m - 2n; \quad (3.40)$$

$$X_{i\min} \leq X_i \leq X_{i\max}, \text{ при } i = 1, 2, \dots, 2n; \quad (3.41)$$

$$\varphi_{l\min} \leq \varphi_l(X, Y) \leq \varphi_{l\max}, \text{ при } l = 1, 2, \dots, L; \quad (3.42)$$

де $\varphi_l(X, Y)$ – явна вектор-функції від X, Y , компонентами якою можуть бути, наприклад, потоки потужності, втрати і т. д.;

$Y_{j\max}, X_{i\max}, \varphi_{l\max}, Y_{j\min}, X_{i\min}, \varphi_{l\min}$ – верхні і нижні межі для Y, X і φ .

Всі величини, які повинні бути в допустимих межах, називають контрольованими величинами. Контрольовані величини – це залежні параметри режиму X і Y , а також функції від них $\varphi(X, Y)$ наприклад струми і потоки потужності.

Режим є допустимим, якщо для всіх j

$$f_{j\min} \leq f_j \leq f_{j\max}, \quad (3.43)$$

де f_j – j -а контрольована величина;

$f_{j\max}, f_{j\min}$ – найбільше і найменше допустиме значення величини, що контролюється.

Умови допустимості режиму (3.43) еквівалентні умовам (3.40) – (3.42). Нерівності (3.43) часто записують окремо для найбільших $f_{j\max}$ і якнайменших $f_{j\min}$ допустимих граничних значень в наступному вигляді:

$$\left. \begin{aligned} f_j - f_{j\max} &\leq 0; \\ f_j - f_{j\min} &\geq 0 \end{aligned} \right\}. \quad (3.44)$$

Розрахунок допустимого режиму полягає у визначенні залежних X і незалежних Y змінних, що задовольняють рівнянням сталого режиму (3.38) і технічним обмеженням на контрольовані величини (3.44).

Облік обмежень-нерівностей дуже ускладнює оптимізацію порівняно з обліком тільки обмежень-рівностей. Останні легко врахувати по методу Лагранжа, а облік обмежень-нерівностей вимагає застосування методів нелінійного програмування.

Метод штрафних функцій знайшов широке застосування у вітчизняній і зарубіжній практиці для розрахунку допустимого режиму. При цьому функція (3.39) доповнюється штрафною функцією

$$III = \sum_j K_j (f_j - f_{\text{пр}j})^2, \quad (3.45)$$

і розрахунок допустимого режиму відповідає визначенню мінімуму функції

$$\Psi_1 = \Psi + III = \Psi + \sum_j K_j (f_j - f_{\text{пр}j})^2, \quad (3.46)$$

за умови існування хоча б одного допустимого режиму.

В (3.46) K_j – ваговий коефіцієнт; $f_{\text{пр}j}$ – граничне значення контрольованої величини, рівне найбільшому або якнайменшому допустимому значенню в (3.44).

В штрафну функцію (3.45) і функцію (3.46) входять тільки ті контрольовані величини, для яких не виконуються обмеження (3.44). Це значить, що $K_j \neq 0$ якщо j -е обмеження порушено, і $K_j = 0$ якщо f_j знаходиться в допустимій області.

Якщо $\Psi_1 = 0$, то все $\omega_k(X, Y) = 0$ і $f_j - f_{\text{пр}j} = 0$, тобто задовольняє рівняння сталого режиму і всі обмеження на контрольовані величини. Задача розрахунку допустимого режиму (або введення режиму в допустиму область) полягає у визначенні такого режиму, для якого має місце «якнайменше порушення» технічних обмежень на контрольовані параметри, тобто у визначенні режиму, для якого функція III в (3.45) приймає найменше значення.

При обліку обмежень по методу штрафних функцій передбачається можливість необмеженої зміни всіх контрольованих величин f_j . Проте при виході якої-небудь змінної за допустимі межі до цільової функції додається велика величина - штраф, що робить роботу за межами допустимої області

невигідної. При виході за межі незалежної змінної остання фіксується на межі і відповідне обмеження не враховується у виразі (3.45) або (3.46). Таким чином, виконати обмеження (3.40) достатньо просто оскільки при розрахунку сталого режиму Y задається, і на кожному кроці ітераційного розрахунку допустимого режиму можна зафіксувати всі компоненти Y , що вийшли за межі. Компоненти вектора залежних параметрів режиму X і функції $\varphi(X, Y)$ наперед невідомі і визначаються тільки після розрахунку сталого режиму, отже, немає гарантії, що X і $\varphi(X, Y)$ будуть знаходитися в заданих межах, тобто виконуватимуться (3.41), (3.42). Саме для виконання цих умов треба знайти $\min \Psi_1$.

Основна перевага методу штрафних функцій – простота алгоритму, недолік – уповільнення збіжності при наближенні до межі допустимої області, тому значну увагу надається прискоренню збіжності.

Отже, задачу введення режиму в допустиму область (3.44) можна сформулювати як наступну задачу нелінійного програмування: визначити мінімум штрафній функції (3.45) при виконанні (3.38). Для її вирішення можна застосовувати не тільки метод штрафних функцій, але і інші методи нелінійного програмування.

Розрахунок оптимального режиму полягає у визначенні такого допустимого режиму, при якому цільова функція оптимізації $I(X, Y)$ дорівнює мінімальному значенню.

Оптимальний режим виходить при сумісній мінімізації Ψ_1 і цільовій функції оптимізації $I(X, Y)$, тобто

$$\Psi_2 = \Psi_1 + I(X, Y). \quad (3.47)$$

Як функція $I(X, Y)$ при оптимізації режимів електроенергетичних систем звичайно приймаються змінні складові витрат на виробництво електроенергії, залежні від режиму мережі, тобто витрата умовного палива (або витрати на паливо) на теплових станціях. При рішенні більш приватної задачі оптимізації режиму мережі по напругах $\underline{U}$, реактивній потужності Q і

коефіцієнтам трансформації $\underline{n}$ такою функцією можуть бути сумарні втрати активної потужності в мережі.

Розрахунок оптимального режиму полягає у визначенні значення залежних і незалежних параметрів режиму X і Y , при яких задовольняються рівняння сталого режиму (3.38), технічні обмеження на контрольовані величини (3.44) і цільова функція оптимізації дорівнює якнайменшому значенню. Задача визначення допустимого або оптимального режиму починається з розрахунку початкового сталого режиму. Якщо на першому кроці або в ході ітераційного процесу визначення допустимого, а також оптимального режиму, рішення рівнянь початкового сталого режиму не існує, то необхідно так змінити незалежні параметри режиму Y , щоб забезпечити існування рішення.

Для розрахунку оптимальних і допустимих режимів широке застосування знайшов метод приведенного градієнта. При використуванні цього методу на кожному кроці оптимізації у міру убуття приведенного градієнта змінюється вектор Y , а X визначається в результаті розрахунку сталого режиму по методу Ньютона. Приведений градієнт визначається як градієнт неявної функції.

Для розрахунків оптимальних режимів електроенергетичних систем і електричних мереж можна використовувати методи другого порядку. В цьому випадку оптимізація ведеться по вектору Z , компонентами якого можуть бути як залежні X , так і незалежні Y параметри режиму, які змінюються на кожному кроці оптимізації. Методи другого порядку є ітераційною процедурою методу Ньютона, застосованою до градієнта функції Ψ_2 в (3.47), тобто методом Ньютона розв'язується система рівнянь

$$\frac{\partial \Psi_2}{\partial Z} = 0. \quad (3.48)$$

Рішення системи (3.48) визначає оптимальний режим, тобто параметри Z , визначені в результаті рішення (3.48), відповідають мінімуму I і задовольняють обмеженням (3.44) і рівнянням сталого режиму (3.38).

Застосування методу Лагранжа для вирішення задачі оптимального розподілу потоків потужності в мережі полягає у визначенні мінімуму функції Лагранжа, в яку входять втрати активної потужності і рівняння першого закону Кірхгофа, кожне з яких перемножується на відповідний множник Лагранжа. Розглянемо задачу оптимізації режиму мережі на рис. 3.3, коли потоки реактивної потужності в лініях Q_{kj} дорівнюють нулю.

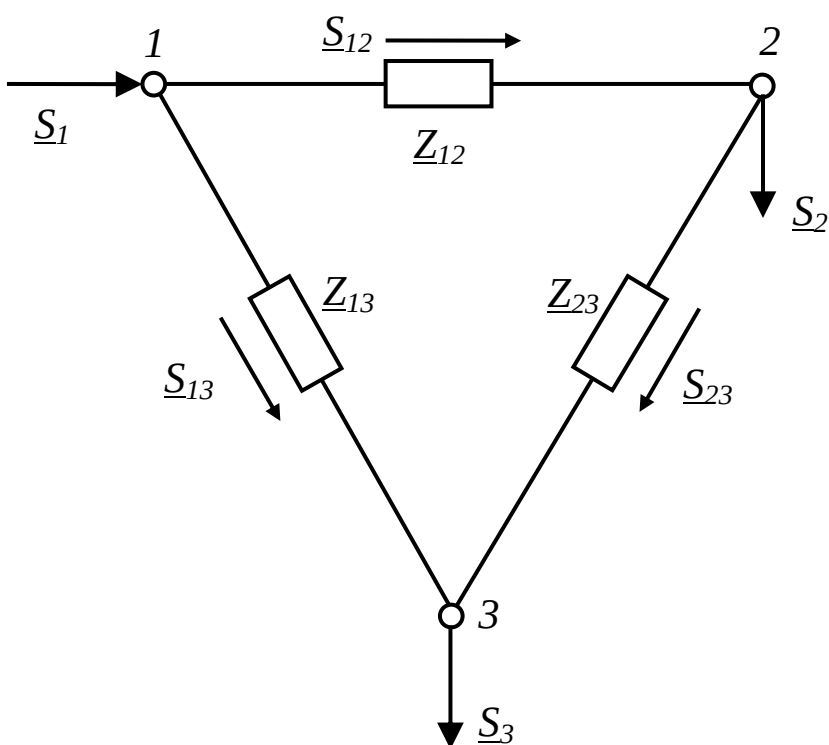


Рис. 3.3. Схема замкнутої мережі/

Рівність нулю потоків Q в лініях 12, 23, 31 означає, що у вузлах 2 і 3 на рис. 3.3 має місце повна компенсація реактивної потужності. Задача має вигляд: визначити

$$\min \Delta P = \min \left(\frac{P_{12}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{12} + \frac{P_{23}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{23} + \frac{P_{13}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{13} \right), \quad (3.49)$$

при виконанні двох обмежень рівності з

$$\left. \begin{aligned} P_{12} - P_{23} &= P_2; \\ P_{13} + P_{23} &= P_3 \end{aligned} \right\}, \quad (3.50)$$

Функція Лагранжа

$$F = \frac{P_{12}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{12} + \frac{P_{23}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{12} + \frac{P_{13}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{13} + \lambda_1 (P_{12} - P_{23} - P_2) + \lambda_2 (P_{13} - P_{23} - P_3), \quad (3.51)$$

де λ_1, λ_2 – множники Лагранжа.

Задача на умовний екстремум (3.50), (3.51) з трьома змінними P_{22}, P_{23} і P_{13} зведена до визначення безумовного екстремуму (мінімуму) функції Лагранжа (3.51), яка залежить від п'яти змінних: трьох потоків потужності і двох множників Лагранжа λ_1 та λ_2 . Мінімум функції Лагранжа відповідає рішення початкової задачі і визначається рівністю нулю п'яти приватних похідних:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial F}{\partial P_{12}} &= \frac{2P_{12}r_{12}}{U_{\text{НОМ}}^2} + \lambda_1 = 0; \\ \frac{\partial F}{\partial P_{23}} &= \frac{2P_{23}r_{23}}{U_{\text{НОМ}}^2} + \lambda_2 = 0; \\ \frac{\partial F}{\partial P_{13}} &= \frac{2P_{13}r_{13}}{U_{\text{НОМ}}^2} - \lambda_2 = 0; \\ \frac{\partial F}{\partial \lambda_1} &= P_{12} - P_{23} - P_2 = 0; \\ \frac{\partial F}{\partial \lambda_2} &= P_{13} + P_{23} - P_3 = 0 \end{aligned} \right\}. \quad (3.52)$$

Для вирішення системи лінійної алгебри рівнянь (3.52) перетворимо її перші три рівняння в рівняння другого закону Кірхгофа, виключивши з них множники Лагранжа. В результаті отримаємо вираз, який аналогічно для простої замкнутої мережі тільки з r при $Q = 0$:

$$\frac{P_{12}}{U_{\text{НОМ}}} r_{12} + \frac{P_{23}}{U_{\text{НОМ}}} r_{23} - \frac{P_{13}}{U_{\text{НОМ}}} r_{13} = 0. \quad (3.53)$$

Далі, вирішуємо два останні рівняння системи (3.52) спільно з отриманими (3.53).

Оптимізація розподілу потужностей в складній мережі при виконанні першого закону Кірхгофа приводить до розподілу потоків потужності в мережі тільки з активним опором. Запишемо відповідні вирази для складної мережі в матричному вигляді. Розглянемо найпростіший випадок, коли всі потоки Q дорівнюють нулю.

Втрати активної потужності в мережі є квадратичною формою потоків активної потужності в лініях, яку можна записати наступним чином:

$$\Delta P = \frac{1}{U_{\text{НОМ}}^2} P_{\text{В}}^T R_{\text{В}} P_{\text{В}}, \quad (3.54)$$

де $P_{\text{В}}$ – вектор-стовпець потоків активних потужностей в гілках, порядок якого рівний числу гілок t ; індекс «т» означає транспонування;

$R_{\text{В}}$ – діагональна матриця активних опорів гілок порядку t 1-й елемент якої дорівнює активному опору 1-й гілки.

Для мережі на рис. 3.3 втрати потужності можна записати у такому вигляді:

$$\Delta P = \frac{1}{U_{\text{ном}}^2} \|P_{12}, P_{23}, P_{31}\| \cdot \begin{vmatrix} r_{12} & 0 & 0 \\ 0 & r_{23} & 0 \\ 0 & 0 & r_{31} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} P_{12} \\ P_{23} \\ P_{31} \end{vmatrix}. \quad (3.55)$$

Перший закон Кірхгофа можна записати аналогічно:

$$MP_B = P, \quad (3.56)$$

де P – вектор-стовпець активних потужностей у вузлах, порядок якого рівний числу незалежних вузлів n ;

M – перша матриця інциденцій, число рядків якої дорівнює n , а число стовпців – числу гілок m .

Для мережі на рис. 3.3

$$M = \begin{vmatrix} -1 & +1 & 0 \\ 0 & -1 & -1 \end{vmatrix}, \quad (3.57)$$

і перший закон Кірхгофа

$$\begin{vmatrix} -1 & +1 & 0 \\ 0 & -1 & -1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} P_{12} \\ P_{23} \\ P_{31} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} P_2 \\ P_3 \end{vmatrix}. \quad (3.58)$$

Задача оптимізації (3.49), (3.50) в матричному вигляді має наступний вигляд: визначити

$$\min \Delta P = \frac{1}{U_{\text{ном}}^2} P_B^T R_B P_B, \quad (3.59)$$

при виконанні умови (3.56). В математичному плані – це задача квадратичного програмування, оскільки цільова функція (3.54) – квадратична форма, а обмеження (3.56) – система лінійних алгебраїчних рівнянь. Запишемо функцію Лагранжа (3.51) в матричному вигляді:

$$F = \frac{1}{U_{\text{ном}}^2} P_B^T R_B P_B + \lambda^T (M P_B - P), \quad (3.60)$$

де λ – вектор-стовпець множників Лагранжа.

Для мережі на рис. 3.3 при потоках Q , рівних нулю

$$\lambda = \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \end{bmatrix}, \quad (3.61)$$

Мінімум функції Лагранжа визначається наступною системою рівнянь:

$$\frac{\partial F}{\partial P_B} = \frac{2}{U_{\text{ном}}^2} R_B^T P_B + M^T \lambda = 0, \quad (3.62)$$

$$\frac{\partial F}{\partial P_B} = M P_B - P = 0. \quad (3.63)$$

При записі рівнянь (3.62) і (3.63) використані правила диференціювання матриць і транспонування перемноження матриць, відомі з матричної алгебри:

$$\frac{\partial (X^T C)}{\partial X} = C, \quad (3.64)$$

де X^T – вектор-рядок, транспонований до вектор-стовпцю X ;

C – вектор-стовпець;

$$\frac{\partial(C^T X)}{\partial X} = C, \quad (3.65)$$

$$(C^T A) = A^T C. \quad (3.66)$$

Рівняння (3.63) – це рівняння першого закону Кірхгофа для P , співпадаючи з (3.56). Рівняння (3.62) можна розглядати, як закон Ома для кожної з гілок мережі напруги у вузлах якої рівні λ_K . Покажемо, що рівняння (3.62) і (3.63) еквівалентні рівнянням вузлових напруг. Для цього виразимо з (3.62)

$$P_B = -\frac{U_{\text{ном}}^2}{2} R_B^{-1} M^T \lambda, \quad (3.67)$$

і, підставивши (3.67) в (3.63) і враховуючи, що $R_B^{-1} = G_B$, отримаємо

$$\frac{-U_{\text{ном}}^2}{2} M G_B M^T \lambda - P = 0. \quad (3.68)$$

З приведених викладок бачимо, що задача оптимізації потоків P (3.59), (3.56) зводиться до рішення вузлових рівнянь для складної мережі з активними опорами.

В зв'язку з тим, для завдання оптимізації дані методи не зовсім прийнятні, то функція оптимуму буде мати наступний вигляд:

$$\Delta P = f(P, F, \kappa) \rightarrow \min. \quad (3.69)$$

де ΔP – додаткові втрати в кабельних лініях;

P – навантаження на кабельну лінію;

κ – коефіцієнт додаткових втрат при несиметричному навантаженні;

F – переріз кабельної лінії;

В даній магістерській роботі досліджується:

$$\begin{aligned}\Delta P &= f(P); \Delta P \uparrow \rightarrow P \uparrow \\ \Delta P &= f(\kappa); \Delta P \uparrow \rightarrow \kappa \uparrow \\ \Delta P &= f(F); \Delta P \uparrow \rightarrow F \uparrow\end{aligned}\tag{3.70}$$

Задача оптимуму для даного прикладу полягає в мінімізації втрат активної потужності в кабельних лініях тобто найоптимальніший варіант при якому $\Delta P \rightarrow \min$.

РОЗДІЛ 4

РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 0,4 кВ КОМУНАЛЬНО-ПОБУТОВИХ СПОЖИВАЧІВ

4.1 Розрахунок втрат і економії в кабельних лініях

В даному розділі запропоновані методи економії електричної енергії в комунально-побутовому секторі з приведеними розрахунками.

Умова:

1.Чотирнадцятиповерховий дім (168 квартир, 3-кімнатні і 2-кімнатні);

20 квартир пенсіонери – згідно даних ЖЕКу;

$P_{уст1} = 3$ кВт – пенсіонери;

$P_{уст2} = 8$ кВт – інші споживачі (за даними Державного Центру з Енергозбереження);

До силового щита живлення підводиться кабелем АПВГ (4×70) $L = 90$ м;

До розподільчого щита АПВГ (4×50) $L = 30$ м;

Стояк ААБ (4×16) $L = 50$ м.

2.Дев'ятиповерховий дім (108 квартир 3-кімнатні і 2-кімнатні);

10 квартир пенсіонери – згідно даних ЖЕКу;

$P_{уст1} = 3$ кВт – пенсіонери;

$P_{уст2} = 8$ кВт – інші споживачі (за даними Державного Центру з Енергозбереження);

До силового щита живлення підводиться кабелем АПВГ (4×50) $L = 80$ м;

До розподільчого щита АПВГ (4×35) $L = 30$ м;

Стояк ААБ (4×16) $L = 40$ м.

3.П'ятиповерховий дім (60 квартир 3-кімнатні і 2-кімнатні)

10 квартир пенсіонери – згідно даних ЖЕКу

$P_{уст1} = 3$ кВт – пенсіонери;

$P_{уст2} = 8$ кВт – інші споживачі (за даними Державного Центру з Енергозбереження);

До силового щита живлення підводиться кабелем АПВГ (4×50) $L = 80$ м;

До розподільчого щита АПВГ (4×35) $L = 30$ м;

Стояк ААБ (4×10) $L = 25$ м.

$$P_{\text{уст.сер.}} = \frac{P_{\text{уст.1.}} n_1 + P_{\text{уст.2.}} n_2}{n_{\Sigma}} = \frac{8 \cdot 148 + 3 \cdot 20}{168} = 7,2 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{max}} = K_{\text{од}} K_{\text{п}} P_{\text{уст.сер.}} = 0,65 \cdot 0,45 \cdot 7,2 = 2,106 \text{ кВт},$$

де $K_{\text{од}} = 0,65$ – коефіцієнт одночасності;

$K_{\text{п}} = 0,45$ – коефіцієнт попиту.

Згідно даних досліджень в комунально-побутового сектора [1]

$T_{\text{max}} = 4500$ годин звідси:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000} \right)^2 8760 = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 8760 = 2904 \text{ год.}$$

Розраховуємо втрати в кабелях чотирнадцятиповерхового будинку

1. Втрати в кабельній лінії АПВГ (4×70) $I_{\text{доп}} = 200$ А:

$$P_{\text{уст.}\Sigma} = n \cdot P_{\text{уст.сер.}} = 168 \cdot 7,2 = 1209,6 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{max}} = K_{\text{од}} K_{\text{п}} P_{\text{уст.}\Sigma} = 0,65 \cdot 0,45 \cdot 1209,6 = 350,8 \text{ кВт},$$

$$I_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{350,8}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 539 \text{ А},$$

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 I_{\text{max}}^2 r_{\text{л}} L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 539^2 \cdot 0,42 \cdot 0,09 \cdot 10^{-3} = 33 \text{ кВт},$$

$$W_{\text{р}} = \Delta P_{\text{кл}} \tau = 33 \cdot 2904 = 95832 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}.$$

2. Втрати в кабельній лінії АПВГ (4×50) $I_{\text{доп}} = 165$ А:

$$P_{\text{уст.}\Sigma} = n \cdot P_{\text{уст.сер.}} = 56 \cdot 7,2 = 403,2 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{max}} = K_{\text{од}} K_{\text{п}} P_{\text{уст.}\Sigma} = 0,65 \cdot 0,45 \cdot 403,2 = 117 \text{ кВт},$$

$$I_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{117}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 180 \text{ А},$$

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 I_{\text{max}}^2 r_{\text{л}} L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 180^2 \cdot 0,62 \cdot 0,01 \cdot 10^{-3} = 0,6 \text{ кВт},$$

$$W_{\text{р}} = \Delta P_{\text{кл}} \tau = 0,6 \cdot 2904 = 5227,2 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}.$$

3. Втрати в кабельній лінії ААБ (4×16) $I_{\text{доп}} = 90$ А:

$$P_{\text{уст.}\Sigma} = n \cdot P_{\text{уст.сер.}} = 19 \cdot 7,2 = 136,8 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{max}} = K_{\text{од}} K_{\text{п}} P_{\text{уст.}\Sigma} = 0,65 \cdot 0,45 \cdot 136,8 = 39,7 \text{ кВт},$$

$$I_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{39,7}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 61 \text{ А},$$

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 I_{\text{max}}^2 r_{\text{л}} L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 61^2 \cdot 1,94 \cdot 0,05 \cdot 10^{-3} = 0,36 \text{ кВт},$$

$$W_p = \Delta P_{\text{кл}} \tau = 0,36 \cdot 2904 = 3136,2 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}.$$

Розраховуємо втрати в кабелях дев'ятиповерхового будинку

1. Втрати в кабельній лінії АПВГ (4×50) $I_{\text{доп}} = 165 \text{ А}$:

$$P_{\text{уст.}\Sigma} = n \cdot P_{\text{уст.сер.}} = 108 \cdot 7,2 = 777,6 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{max}} = K_{\text{од}} K_{\text{п}} P_{\text{уст.}\Sigma} = 0,65 \cdot 0,45 \cdot 777,6 = 225,5 \text{ кВт},$$

$$I_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{225,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 346,9 \text{ А},$$

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 I_{\text{max}}^2 r_{\text{л}} L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 346,9^2 \cdot 0,62 \cdot 0,08 \cdot 10^{-3} = 17,9 \text{ кВт},$$

$$W_p = \Delta P_{\text{кл}} \tau = 17,9 \cdot 2904 = 51981,6 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}.$$

2. Втрати в кабельній лінії АПВГ (4×35) $I_{\text{доп}} = 135 \text{ А}$:

$$P_{\text{уст.}\Sigma} = n \cdot P_{\text{уст.сер.}} = 36 \cdot 7,2 = 259,2 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{max}} = K_{\text{од}} K_{\text{п}} P_{\text{уст.}\Sigma} = 0,65 \cdot 0,45 \cdot 259,2 = 75,2 \text{ кВт},$$

$$I_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{75,2}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 115,6 \text{ А},$$

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 I_{\text{max}}^2 r_{\text{л}} L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 115,6^2 \cdot 0,89 \cdot 0,01 \cdot 10^{-3} = 0,151 \text{ кВт},$$

$$W_p = \Delta P_{\text{кл}} \tau = 0,151 \cdot 2904 = 1315,5 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}.$$

3. Втрати в кабельній лінії ААБ (4×16) $I_{\text{доп}} = 90 \text{ А}$:

$$P_{\text{уст.}\Sigma} = n \cdot P_{\text{уст.сер.}} = 12 \cdot 7,2 = 86,4 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{max}} = K_{\text{од}} K_{\text{п}} P_{\text{уст.}\Sigma} = 0,65 \cdot 0,45 \cdot 86,4 = 25 \text{ кВт},$$

$$I_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 65 \text{ А},$$

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 I_{\text{max}}^2 r_{\text{л}} L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 65^2 \cdot 1,94 \cdot 0,04 \cdot 10^{-3} = 0,33 \text{ кВт},$$

$$W_p = \Delta P_{\text{кл}} \tau = 0,33 \cdot 2904 = 2875 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}.$$

Розраховуємо втрати в кабелях п'ятиповерхового будинку

1. Втрати в кабельній лінії АПВГ (4×50) $I_{\text{доп}} = 165 \text{ А}$:

$$P_{\text{уст.}\Sigma} = n \cdot P_{\text{уст.сер.}} = 60 \cdot 7,2 = 432 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{max}} = K_{\text{од}} K_{\text{п}} P_{\text{уст.}\Sigma} = 0,65 \cdot 0,45 \cdot 432 = 125,3 \text{ кВт},$$

$$I_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{125,3}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 192,7 \text{ А},$$

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 I_{\text{max}}^2 r_{\text{л}} L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 192,7^2 \cdot 0,62 \cdot 0,08 \cdot 10^{-3} = 5,5 \text{ кВт},$$

$$W_p = \Delta P_{\text{кл}} \tau = 5,5 \cdot 2904 = 15972 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}.$$

2. Втрати в кабельній лінії АПВГ (4×35) $I_{\text{доп}} = 135 \text{ А}$:

$$P_{\text{уст.}\Sigma} = n \cdot P_{\text{уст.сер.}} = 20 \cdot 7,2 = 144 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{max}} = K_{\text{од}} K_{\text{п}} P_{\text{уст.}\Sigma} = 0,65 \cdot 0,45 \cdot 144 = 41,8 \text{ кВт},$$

$$I_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{41,8}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 64,2 \text{ А},$$

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 I_{\text{max}}^2 r_{\text{л}} L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 64,2^2 \cdot 0,89 \cdot 0,01 \cdot 10^{-3} = 0,11 \text{ кВт},$$

$$W_p = \Delta P_{\text{кл}} \tau = 0,11 \cdot 2904 = 958,3 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}.$$

3. Втрати в кабельній лінії ААБ (10) $I_{\text{доп}} = 80 \text{ А}$:

$$P_{\text{уст.}\Sigma} = n \cdot P_{\text{уст.сер.}} = 7 \cdot 7,2 = 50,4 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{max}} = K_{\text{од}} K_{\text{п}} P_{\text{уст.}\Sigma} = 0,65 \cdot 0,45 \cdot 50,4 = 14,6 \text{ кВт},$$

$$I_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{14,6}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 22,5 \text{ А},$$

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 I_{\text{max}}^2 r_{\text{л}} L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 22,5^2 \cdot 3,1 \cdot 0,025 \cdot 10^{-3} = 0,04 \text{ кВт},$$

$$W_p = \Delta P_{\text{кл}} \tau = 0,04 \cdot 2904 = 348,5 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}.$$

Розраховуємо зниження втрат за рахунок збільшення перерізу кабельних ліній. Заміні підлягає кабель який не задовольняє вимогам по нагріву.

Чотирнадцятиповерховий будинок:

1. Замінюємо АПВГ (4×70) на 2×АПВГ (4×120) $I_{\text{доп}} = 590 \text{ А}$

Втрати потужності при встановленні нового кабелю

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 I_{\text{max}}^2 r_{\text{л}} L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 539,2^2 \cdot 0,129 \cdot 0,18 \cdot 10^{-3} = 20,2 \text{ кВт},$$

$$W_p = \Delta P_{\text{кл}} \tau = 20,2 \cdot 2904 = 58660,8 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік},$$

$$\Delta W_p = W_{\text{до}} - W_{\text{після}} = 95832 - 58660,8 = 37171,2 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}.$$

де ΔW_p – річна економія електричної енергії.

2. Замінюємо АПВГ (4×50) на АПВГ (4×70) $I_{\text{доп}} = 200 \text{ А}$

Втрати потужності при встановленні нового кабелю

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 I_{\text{max}}^2 r_{\text{л}} L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 180^2 \cdot 0,42 \cdot 0,01 \cdot 10^{-3} = 0,41 \text{ кВт},$$

$$W_p = \Delta P_{\text{кл}} \tau = 0,41 \cdot 2904 = 3571,9 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік},$$

$$\Delta W_p = W_{\text{до}} - W_{\text{після}} = 5227,2 - 3571,9 = 1655,3 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

Дев'ятиповерховий будинок:

1. Замінюємо АПВГ (4×50) на АПВГ (4×180) $I_{\text{доп}} = 350 \text{ А}$

Втрати потужності при встановленні нового кабелю

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 I_{\text{max}}^2 r_{\text{л}} L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 346,9^2 \cdot 0,167 \cdot 0,08 \cdot 10^{-3} = 4,8 \text{ кВт},$$

$$W_p = \Delta P_{\text{кл}} \tau = 4,8 \cdot 2904 = 13939,2 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік},$$

$$\Delta W_p = W_{\text{до}} - W_{\text{після}} = 51981,6 - 13939,2 = 38042,4 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

П'ятиповерховий будинок:

1. Замінюємо АПВГ (4×50) на АПВГ (4×70) $I_{\text{доп}} = 200 \text{ А}$

Втрати потужності при встановленні нового кабелю

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 I_{\text{max}}^2 r_{\text{л}} L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 192,7^2 \cdot 0,42 \cdot 0,08 \cdot 10^{-3} = 3,7 \text{ кВт},$$

$$W_p = \Delta P_{\text{кл}} \tau = 3,7 \cdot 2904 = 10744,8 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік},$$

$$\Delta W_p = W_{\text{до}} - W_{\text{після}} = 15972 - 10744,8 = 5227,2 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

4.2 Розрахунок додаткових втрат в кабельній лінії при несиметричному навантаженні

На вводі в п'ятьох 108 квартирних будинків було заміряне по-фазне навантаження в години максимуму:

1-й будинок $I_A = 127 \text{ А}, I_B = 156 \text{ А}, I_C = 240 \text{ А}, L_{\text{кл}} = 80 \text{ м};$

2-й будинок $I_A = 120 \text{ А}, I_B = 276 \text{ А}, I_C = 196 \text{ А}, L_{\text{кл}} = 100 \text{ м};$

3-й будинок $I_A = 235 \text{ А}, I_B = 87 \text{ А}, I_C = 180 \text{ А}, L_{\text{кл}} = 100 \text{ м};$

4-й будинок $I_A = 250 \text{ А}, I_B = 80 \text{ А}, I_C = 180 \text{ А}, L_{\text{кл}} = 90 \text{ м};$

5-й будинок $I_A = 180 \text{ А}, I_B = 260 \text{ А}, I_C = 100 \text{ А}, L_{\text{кл}} = 80 \text{ м}.$

Розрахунок несиметрії і втрат додаткової енергії при ній

1-й будинок

$$I_{\text{сеп}} = \frac{I_A + I_B + I_C}{3} = \frac{127 + 156 + 240}{3} = 174,3 \text{ А},$$

$$N_{\text{н}}^2 = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3 \cdot I_{\text{сеп}}^2} = \frac{127^2 + 156^2 + 240^2}{3 \cdot 174,3^2} = 1,12,$$

де $N_{\text{н}}^2$ – середньоквадратичний коефіцієнт несиметрії.

$$K = N_{\text{н}}^2 \left(1 + 1,5 \frac{r_0}{r_{\phi}} \right) - 1,5 \frac{r_0}{r_{\phi}} = 1,12^2 \left(1 + 1,5 \frac{0,0992}{0,0496} \right) - 1,5 \frac{0,0992}{0,0496} = 1,48,$$

де K – коефіцієнт, який показує додаткові втрати електричної енергії при несиметрії, тобто в даному випадку додаткові втрати складають 48%;

r_0 – опір нульового проводу при даній довжині;

r_{ϕ} – опір фази проводу при даній довжині.

Втрати потужності:

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 I_{\text{сер}}^2 r_{\phi} K \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 174,3^2 \cdot 0,0496 \cdot 1,48 \cdot 10^{-3} = 6,7 \text{ кВт},$$

Додаткові втрати електричної енергії при несиметрії:

$$W_{\text{р}}^{\text{нес}} = W_{\text{р}}^{\text{пов}} (K - 1) = 6,7 \cdot 2904 \cdot (1,48 - 1) = 9339,3 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}.$$

2-й будинок

$$I_{\text{сер}} = \frac{I_{\text{А}} + I_{\text{В}} + I_{\text{С}}}{3} = \frac{120 + 276 + 196}{3} = 197,3 \text{ А},$$

$$N_{\text{н}}^2 = \frac{I_{\text{А}}^2 + I_{\text{В}}^2 + I_{\text{С}}^2}{3 \cdot I_{\text{сер}}^2} = \frac{120^2 + 276^2 + 196^2}{3 \cdot 197,3^2} = 1,1,$$

$$K = N_{\text{н}}^2 \left(1 + 1,5 \frac{r_0}{r_{\phi}} \right) - 1,5 \frac{r_0}{r_{\phi}} = 1,1^2 \left(1 + 1,5 \frac{0,124}{0,062} \right) - 1,5 \frac{0,124}{0,062} = 1,4.$$

Втрати потужності:

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 I_{\text{сер}}^2 r_{\phi} K \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 197,3^2 \cdot 0,062 \cdot 1,4 \cdot 10^{-3} = 10,1 \text{ кВт}.$$

Додаткові втрати електричної енергії при несиметрії:

$$W_{\text{р}}^{\text{нес}} = W_{\text{р}}^{\text{пов}} (K - 1) = 10,1 \cdot 2904 \cdot (1,4 - 1) = 11732 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}.$$

3-й будинок

$$I_{\text{сер}} = \frac{I_{\text{А}} + I_{\text{В}} + I_{\text{С}}}{3} = \frac{235 + 87 + 180}{3} = 167,3 \text{ А},$$

$$N_{\text{н}}^2 = \frac{I_{\text{А}}^2 + I_{\text{В}}^2 + I_{\text{С}}^2}{3 \cdot I_{\text{сер}}^2} = \frac{235^2 + 87^2 + 180^2}{3 \cdot 167,3^2} = 1,13,$$

$$K = N_{\text{н}}^2 \left(1 + 1,5 \frac{r_0}{r_{\phi}} \right) - 1,5 \frac{r_0}{r_{\phi}} = 1,13^2 \left(1 + 1,5 \frac{0,124}{0,062} \right) - 1,5 \frac{0,124}{0,062} = 1,52.$$

Втрати потужності:

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 I_{\text{сер}}^2 r_{\phi} K \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 167,3^2 \cdot 0,062 \cdot 1,52 \cdot 10^{-3} = 7,9 \text{ кВт.}$$

Додаткові втрати електричної енергії при несиметрії:

$$W_{\text{р}}^{\text{нес}} = W_{\text{р}}^{\text{пов}} (K - 1) = 7,9 \cdot 2904 \cdot (1,52 - 1) = 11929,6 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік.}$$

4-й будинок

$$I_{\text{сер}} = \frac{I_{\text{А}} + I_{\text{В}} + I_{\text{С}}}{3} = \frac{250 + 80 + 180}{3} = 170 \text{ А,}$$

$$N_{\text{н}}^2 = \frac{I_{\text{А}}^2 + I_{\text{В}}^2 + I_{\text{С}}^2}{3 \cdot I_{\text{сер}}^2} = \frac{250^2 + 80^2 + 180^2}{3 \cdot 170^2} = 1,16,$$

$$K = N_{\text{н}}^2 \left(1 + 1,5 \frac{r_0}{r_{\phi}} \right) - 1,5 \frac{r_0}{r_{\phi}} = 1,16^2 \left(1 + 1,5 \frac{0,112}{0,056} \right) - 1,5 \frac{0,112}{0,056} = 1,64.$$

Втрати потужності:

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 I_{\text{сер}}^2 r_{\phi} K \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 170^2 \cdot 0,056 \cdot 1,64 \cdot 10^{-3} = 8 \text{ кВт.}$$

Додаткові втрати електричної енергії при несиметрії:

$$W_{\text{р}}^{\text{нес}} = W_{\text{р}}^{\text{пов}} (K - 1) = 8 \cdot 2904 \cdot (1,64 - 1) = 14403,8 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік.}$$

5-й будинок

$$I_{\text{сер}} = \frac{I_{\text{А}} + I_{\text{В}} + I_{\text{С}}}{3} = \frac{180 + 260 + 100}{3} = 180 \text{ А,}$$

$$N_{\text{н}}^2 = \frac{I_{\text{А}}^2 + I_{\text{В}}^2 + I_{\text{С}}^2}{3 \cdot I_{\text{сер}}^2} = \frac{180^2 + 260^2 + 100^2}{3 \cdot 180^2} = 1,13,$$

$$K = N_{\text{н}}^2 \left(1 + 1,5 \frac{r_0}{r_{\phi}} \right) - 1,5 \frac{r_0}{r_{\phi}} = 1,13^2 \left(1 + 1,5 \frac{0,0992}{0,0496} \right) - 1,5 \frac{0,0992}{0,0496} = 1,52.$$

Втрати потужності:

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 I_{\text{сер}}^2 r_{\phi} K \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 180^2 \cdot 0,0496 \cdot 1,52 \cdot 10^{-3} = 7,3 \text{ кВт.}$$

Додаткові втрати електричної енергії при несиметрії:

$$W_p^{\text{нес}} = W_p^{\text{пов}} (K - 1) = 7,3 \cdot 2904 \cdot (1,52 - 1) = 11023,6 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}.$$

Як видно з розрахунків втрати електричної енергії в кабельних лініях і при несиметричному навантаженні є дуже суттєвими.

Для ліквідації втрат при несиметрії пропонується встановлення ФСП за допомогою якого реалізується дана проблема.

РОЗДІЛ 5

ВИЗНАЧЕННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАХОДІВ ПО ЗНИЖЕННЮ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖАХ 0,4 кВ КОМУНАЛЬНО-ПОБУТОВИХ СПОЖИВАЧІВ

На даний момент практично відсутній контроль технічних втрат електричної енергії в мережах 0,4 кВ, роботи по їх визначенню і зниженню практично не ведуться. В той же час, у зв'язку зі зростанням енергоспоживання споживачів комунально-побутового сектора спостерігається перевантаженість живлячих ліній і, як наслідок, зростання навантажувальних втрат електричної енергії в розподільчих мережах.

Іншим негативним фактором, що істотно впливає на надійність та економічність електропостачання в комунально-побутовому секторі є значна несиметрична завантаженість фаз в зв'язку зі значною різницею потужностей, що підключено до них. Наслідком цього є погіршення якості електричної енергії та виникнення додаткових втрат електричної енергії.

Для ліквідації відмічених негативних факторів необхідно проведення ряду організаційних та технічних заходів по підвищенню якості електроенергії, надійності системи електропостачання та зменшені втрат в мережах та обладнанні комунально-побутового сектору. З цією метою, пропонується провести заміну зношених кабельних ліній та встановити фільтро-симетруючий пристрій на розподільчому пункті багатоповерхового будинку.

Розрахунок економічної ефективності заходів по зниженню втрат електроенергії в мережах 0,4 кВ комунально-побутового сектору на прикладі модернізації системи електропостачання чотирнадцятиповерхового будинку

Пропонується провести заміну існуючої КЛ-0,4кВ довжиною 90 м, виконаної кабелем АПВГ (4×70) на дволанцюгову КЛ-0,4кВ 2×АПВГ(4×120), а також встановлення у ВРП-0,4кВ житлового будинку фільтро-симетруючого пристрою.

5.1 Розрахунок додаткових капіталовкладень

Розрахунок капітальних вкладень проводиться додаванням вартості елементів системи електропостачання, витрат на їх доставку, монтаж та пусконаладжувальні роботи. Прийняті інженерні рішення пов'язані з реконструкцією схеми електропостачання, відповідно сума капіталовкладень визначається обов'язково з урахуванням витрат на демонтаж старих, попередніх елементів схеми та їх ліквідацію.

$$K = B_{\text{обл}} + B_{\text{д}} + B_{\text{м}} + B_{\text{пн}} + B_{\text{дем}} - B_{\text{лік}},$$

де K – додаткові капіталовкладення для модернізації схеми електропостачання, грн.;

$B_{\text{обл}}$ – вартість обладнання та матеріалів, яка визначається за діючими цінами та прийнятою їх кількістю, грн.;

$B_{\text{д}}$ – вартість доставки, грн. В розрахунках може бути прийнята у розмірі 10% від вартості обладнання та матеріалів;

$B_{\text{м}}$ – вартість монтажних робіт з врахуванням вартості монтажних матеріалів, грн. Приймається: для фільтро-симетруючого пристрою у розмірі 35% від вартості обладнання; для кабельної лінії - 220 грн. на 1 м дволанцюгової КЛ-0,4 кВ;

$B_{\text{пн}}$ – вартість пусконаладжувальних робіт, грн. Приймається в розмірі 15% від вартості обладнання для фільтро-симетруючого пристрою та 4 тис. грн. для КЛ-0,4 кВ;

$B_{\text{дем}}$ – вартість робіт по демонтажу існуючої кабельної лінії. Приймається 20 грн. на 1 м лінії;

$B_{\text{лік}}$ – ліквідаційна вартість демонтованого кабелю. Може бути прийнято 25 грн./м.

Результати розрахунку капіталовкладень зведено до табл. 5.1.

Таблиця 5.1. Розрахунок капіталовкладень у реконструкцію схеми електропостачання

№ п/п	Найменування і технічна характеристика обладнання	Од. вимір.	Кількість	Ціна одиниці, грн.	Вартість доставки, грн.	Вартість монтажу, п/н, грн.	Всього, грн.
1	Фільтро-симетруючий пристрій	шт.	1	51585	5159	25793	82536
2	КЛ-0,4кВ 2×АПВГ4×120	м	90	358	6444	23800	94684
3	Демонтаж АПВГ4×70	м	90			1800	1800
4	Ліквідаційна вартість АПВГ4×70	м	90	25			-2250
	Всього						176770

5.2 Розрахунок експлуатаційних витрат

Розрахунок експлуатаційних витрат проведемо за умови роботи системи протягом року для двох варіантів: базового (існуюча КЛ-0,4кВ АПВГ4×70), та нового (заміна кабелю та встановлення симетруючого пристрою). До розрахунку включаються лише ті статті витрат, які різняться за варіантами. Кошторис річних експлуатаційних витрат розраховується за такими статтями:

- основна та додаткова заробітна плата експлуатаційних робітників;
- вартість експлуатаційних матеріалів;
- поточні ремонти;
- аварійні ремонти;
- вартість втрат електричної енергії;
- амортизаційні відрахування;
- інші витрати.

Основна та додаткова заробітна плата експлуатаційних робітників з відрахуваннями на соціальні потреби:

$$Z_{\text{екс}} = Q_{\text{то}} \cdot l_{\text{с}} \cdot K_{\text{д}} \left(1 + \frac{H_{\text{соц}}}{100} \right)$$

де $Q_{\text{то}}$ – річна трудомісткість експлуатаційних робіт. Для базового варіанту складає 32 нормо-год. В новому варіанті, за рахунок впровадження ФСП та заміни кабелю трудомісткість експлуатаційних робіт зменшується на 20% и складає 25,6 нормо-год. Але до неї додається трудомісткість обслуговування додаткового обладнання (ФСП), яка складає 2,8 нормо-год. Відповідно загальна трудомісткість експлуатаційних робіт для нового варіанту складає 28,4 нормо-год. на рік.

l_c – середня годинна тарифна ставка експлуатаційних робітників, грн./год;

K_d – коефіцієнт додаткової заробітної плати, який враховує премії та усі види грошових доплат. Може бути прийнятий на рівні 1,25-1,35.

H – норматив єдиного соціального внеску;

$$Z_{\text{екс. баз}} = 32 \cdot 58,44 \cdot 1,3 \left(1 + \frac{22}{100} \right) = 2738 \text{ грн.};$$

$$Z_{\text{екс. нов}} = 28,4 \cdot 58,44 \cdot 1,3 \left(1 + \frac{22}{100} \right) = 2633 \text{ грн.}$$

Вартість експлуатаційних матеріалів може бути орієнтовно прийнята в розмірі 25% від $Z_{\text{екс.}}$

$$Z_{\text{екс. мат1}} = 0,25 \cdot 2738 = 685 \text{ грн.};$$

$$Z_{\text{екс. мат1}} = 0,25 \cdot 2633 = 658 \text{ грн.}$$

Витрати на поточний ремонт електрообладнання включають в себе: основну і додаткову заробітну плату робітників з відрахуваннями у соціальні фонди:

$$Z_p = 0,8 \cdot Q_p \cdot l_{cp} \cdot K_d \left(1 + \frac{H_{\text{соц}}}{100} \right),$$

де 0,8 – коефіцієнт, який враховує частку поточних ремонтів в загальній сумі ремонтних робіт;

Q_p – річна трудомісткість ремонтних робіт. Визначається згідно нормативів системи планово-запобіжного ремонту (табл. 5.2);

l_{cp} – середня годинна тарифна ставка ремонтних робітників, грн./год.

Таблиця 5.2. Розрахунок трудомісткості ремонтних робіт

Назва елементів схеми	К-ть,	Тривалість, міс			Структура ремонтного циклу			Трудомісткість, нормо-год.							
								Нормативна			За рем. цикл				Річна
		$T_{p.ц.}$	$T_{p.п.}$	$T_{o.п.}$	n_k	n_T	n_o	Q_k^H	Q_T^H	Q_o^H	Q_k	Q_T	Q_o	Q^Σ	
Базовий варіант															
КЛ 0,4кВ АПВГ(4×70)	0,9	60	6	2	1	9	20	90,00	27,00	6,75	81,00	218,70	121,50	421,20	84,24
Всього															84,24
Новий варіант*															
КЛ 0,4кВ 2×АПВГ(4×120)	0,9	240	12	6	1	19	20	150,00	45,00	9,20	135,00	769,50	165,60	1070,10	53,51
Симетруючий пристрій	1	144	36	2	1	3	68	8,00	2,40	0,24	8,00	7,20	16,32	31,52	2,63
Всього															56,14

* В новому варіанті, за рахунок реалізованих заходів тривалість ремонтного циклу та міжремонтного періоду може бути збільшена без зміни рівня надійності системи.

$$Z_{p.б} = 0,8 \cdot 84,24 \cdot 70,1 \cdot 1,3 \left(1 + \frac{22}{100} \right) = 7493 \text{ грн.},$$

$$Z_{p.н} = 0,8 \cdot 56,14 \cdot 70,1 \cdot 1,3 \left(1 + \frac{22}{100} \right) = 4993 \text{ грн.}$$

Вартість матеріалів для ремонту та запасних частин може бути прийнята в розмірі 75% від Z_p

$$Z_{\text{рем.мат.б}} = 0,75 \cdot 7493 = 5620 \text{ грн.},$$

$$Z_{\text{рем.мат.н}} = 0,75 \cdot 4993 = 3745 \text{ грн.}$$

Вартість аварійних ремонтів.

Пошкодження кабелю пов'язано з передчасним старінням ізоляції, що виникає внаслідок перевантаження та несиметричного навантаження. Вартість ремонту кабельної лінії напругою 0,4 кВ включає в себе:

- вартість визначення місця ушкодження з пропалюванням – 3800 грн.;
- земляні роботи 950 грн.;
- вартість з'єднувальних муфт типу СМПт 2 шт. $\times$ 2340 грн. = 4680 грн.;
- кабельна вставка 4 м $\times$ 258 грн. = 1032 грн.;
- вартість монтажних робіт – 1700 грн.;
- випробування кабелю – 1200 грн.

Всього

$$3800 + 950 + 4680 + 1032 + 1700 + 1200 = 13362 \text{ грн.}$$

За диспетчерськими даними, кількість пошкоджень кабельної лінії в середньому складає один на рік. Після реалізації запропонованих заходів таких пошкоджень не буде.

$$B_{\text{ав.рем.}} = 1 \cdot 13362 = 13362 \text{ грн.}$$

Вартість додаткових втрат електроенергії.

$$B_{\text{втр}} = T \cdot W_{\text{втр}}$$

де T – діючий тариф на електричну енергію, грн./кВт год;

$W_{\text{втр}}$ – додаткові втрати електроенергії в мережі, кВт год.

Відповідно до розрахунків проведених в попередніх розділах роботи, додаткові втрати електроенергії пов'язані з перевантаженням мереж та

несиметричним навантаженням для системи електропостачання багатоквартирного житлового будинку складає 28893 кВт год на рік.

$$B_{\text{втр}} = 5,148 \cdot 28893 = 148741 \text{ грн.}$$

Амортизаційні відрахування визначають за капіталовкладеннями в елементи системи та річною нормою амортизації $H_{a\%}$, яка складає 10%.

$$A_{\text{рн}} = \frac{K \cdot H_{a\%}}{100} = \frac{176770 \cdot 10}{100} = 17677 \text{ грн.}$$

Інші витрати на утримання системи можуть бути прийняті в розмірі 20% від Z_p .

$$I_{\text{н.б}} = 0,20 \cdot 7493 = 1499 \text{ грн.},$$

$$I_{\text{н.н}} = 0,20 \cdot 4993 = 999 \text{ грн.}$$

Кошторис річних експлуатаційних витрат по варіантам зведемо до табл. 5.3.

Таблиця 5.3. Кошторис річних експлуатаційних витрат

Стаття витрат	Витрати, грн.	
	Базовий	Новий
Основна та додаткова заробітна плата експлуатаційних робітників з відрахуванням соцстраху та інші фонди	2738	2633
Вартість експлуатаційних матеріалів	685	658
Поточні ремонти	13113	8738
Аварійні ремонти	13362	-
Вартість додаткових втрат електроенергії	148741	-
Амортизаційні відрахування	-	17677
Інші витрати	1499	999
Всього	180138	30705

5.3 Розрахунок показників економічної ефективності

Річний економічний ефект від реалізації запропонованих заходів визначається за формулою:

$$E_p = (B_{\text{ебаз}} - B_{\text{енов}}) - E_n K,$$

де $B_{\text{ебаз}}$, $B_{\text{енов}}$ – величина експлуатаційних витрат відповідно за базовим та новим варіантом;

E_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних капіталовкладень. $E_n = 0,15$

$$E_p = (180138 - 30705) - 0,15 \cdot 176770 = 122918 \text{ грн.}$$

Період окупності додаткових капітальних вкладень за рахунок зниження експлуатаційних витрат визначається за формулою:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{B_{\text{е.баз}} - B_{\text{е.нов}}} = \frac{176770}{180138 - 30705} = 1,2 \text{ року.}$$

5.4 Висновки

Як показали розрахунки, реалізація запропонованих технічних заходів є економічно обґрунтованою. Величина річного економічного ефекту від запропонованих заходів становить 123 тис. грн., а період окупності додаткових капіталовкладень складає 14 міс.

Використання фільтро-симетруючого пристрою, крім зниження втрат електричної енергії, дозволяє підвищити надійність систем електропостачання в комунально-побутовому секторі, що є актуальним, як для розподільчих мереж окремих населених пунктів так і енергосистеми України в цілому.

РОЗДІЛ 6

ОХОРОНА ПРАЦІ

6.1 Заходи по безпечній експлуатації електроустановок

Всі випадки враження людини струмом в результаті електричного удару є наслідком дотику людини не менше ніж до двох точок електричного кола, між котрими існує деяка напруга. Небезпека такого дотику оцінюється значенням струму, що проходить крізь людину, чи напруги дотику, під котрою є людина, тобто напруга дотику залежить від ряду факторів: схеми ввімкнення людини в електричне коло, напруги мережі, схеми самої мережі, режиму її нейтралі, ступеню ізоляції струмоведучої частини від землі, а також від значення ємності струмоведучої частини відносно землі і т.д. Таким чином, вказана небезпека не є однозначною: в одних випадках ввімкнення людини в коло буде супроводжуватися проходженням крізь нього малих струмів і буде безпечним, в інших – струми можуть досягати великих значень, що можуть визвати смертельне враження людини.

Безпека електроустановок досягається наступними шляхами:

- виконання електроустановок в відповідності з ПУЕ, СНіП, галузевими правилами та іншими нормативними документами. В них зазначаються необхідні захисні прийоми електробезпеки, котрі повинні враховуватися при проектуванні електроустановок;
- виконання правил ПТБ та правил безпечної експлуатації електроустановок (ПБЕЕ), застосування індивідуальних захисних засобів та пристосувань;
- відповідність конструкцій електрообладнання (закриті, відкриті).

Засоби та устаткування безпеки для робіт в електроустановках. В процесі експлуатації електроустановок нерідко виникають умови, при котрих навіть досконале конструктивне виконання установок не забезпечує безпеки працюючого, і тому потрібне застосування спеціальних захисних засобів – приборів, апаратів, переносних та пересувних пристосувань та устаткувань, що слугують захисту персоналу, що працює в електроустановках, від враження

електричним струмом, впливу електричної дуги, електричного поля, продуктів згорання, падінню з висоти і т.д. Ці засоби не є конструктивними частинами електроустановки; вони доповнюють огорожу, блокування, сигналізацію, заземлення, занулення і т.п. Захисні засоби можуть бути умовно розділені на три групи: ізолюючі, огорожуючі та запобіжні.

Ізолюючі захисні засоби ізолюють людину від струмоведучих або заземлених частин, а також від землі. Вони є основні та допоміжні.

Основні ізолюючі захисні засоби мають ізоляцію, що може довго витримувати напругу електроустановки і тому дозволяється дотикатися до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою. До них належать:

- в електроустановках до 1000 В – діелектричні рукавички, ізолюючі штанги, ізолюючі та електровимірювальні кліщі, слюсарно-монтажний інструмент з ізолюючими рукоятками, а також вказівники напруги;
- в електроустановках вище 1000 В – ізолюючі штанги, ізолюючі та електровимірювальні кліщі, вказівники напруги, а також засоби для ремонтних робіт під напругою вище 1000 В.

Допоміжні ізолюючі захисні засоби призначені для підсилення захисної дії основних ізолюючих засобів, разом з котрими вони повинні застосовуватися. До допоміжних ізолюючих засобів належать в електроустановках до 1000 В діелектричні калоші та кліщі, ізолююча підставка; в електроустановках вище 1000 В – діелектричні рукавички, черевики та килимки, а також ізолюючі підставки.

Огороджувальні захисні засоби призначені для тимчасового огороження струмоведучих частин, до котрих можливе випадкове доторкання або наближення на небезпечну відстань, а також для запобігання помилкових операцій з комунікаційними апаратами. До них належать – тимчасові пересувні огороження (щити та огороджувальні-клітки, ізолюючі накладки, тимчасові пересувні заземлення та попереджуючі плакати).

Запобіжні захисні засоби призначені для індивідуального захисту, що працює від світлових, теплових та механічних впливів, від продуктів згорання,

від впливу електричного поля, а також від падіння з висоти. До них належать захисні окуляри, спеціальні рукавички, захисні краски, протигази, запобіжні монтерські пояси, страхувальні канати, монтерські кігтя, а також індивідуальні екрануючі комплекти для захисту персоналу від впливу електричного поля [20].

Організація безпечної експлуатації електроустановок. В залежності від масштабів та характеру виробництва є три основних форми правління електрогосподарством:

1. Єдиний електроцех підприємства, в склад якого входять спеціалізовані ділянки, бригади по експлуатації окремих видів електрообладнання, мереж і підстанцій, бригади по ремонту електричних машин і т.п. Електроцех очолює керівник, котрий є підлеглим головному енергетику (або головному механіку) підприємства.

2. Головний енергетик підприємства, що очолює керування електрогосподарством. В керуванні головного енергетика знаходяться служби експлуатації мереж та обладнання, електроремонтний цех, електротехнічна лабораторія, електроцех ТЕЦ і т.п.

3. Єдиний електроцех підприємства, що очолює головний енергетик, в котрий входять служби електрогосподарства, теплозабезпечення та санітарно-технічних устаткувань (опалення, вентиляція, водопостачання та каналізація). Головний енергетик має заступників, що очолюють кожну з служб експлуатації. В цехах є електроділянки, що підпорядковуються керівнику цеха і експлуатуючі всі електроустановки цеху, за виключенням міжцехових мереж, котрі обслуговуються центральними службами електроцеху, де розпоряджаються лабораторіями, ремонтними майстрами та спеціальними бригадами, що обслуговують складні установки (наприклад, спеціальні електромашини, трансформатори, акумулятори і т.п.).

Оперативне обслуговування електрообладнання здійснюється черговим персоналом, що працює за графіком, затвердженим відповідальним за експлуатацію електрогосподарства.

Правилами технічної експлуатації забороняється чергування на протязі двох діб поспіль. В той же час залишати чергування без здачі черги не допускається. Про здачу зміни черговий повинен доповісти старшому по зміні. Старший черговий по зміні повинен виконувати вимоги диспетчера електропостачальної організації по зниженню навантаження, перемикання та відмикання живлячих та транзитних ліній, а також негайно сповіщати диспетчера електропостачальної організації про аварії, що можуть призвести до відключення ліній, що живлять підприємство.

В час ліквідування аварій і перемикань задача-приймання зміни відкладається; при довготривалому часу ліквідування аварій зміна здається з відома адміністрації.

Черговий є відповідальний за правильну експлуатацію і безаварійну роботу на обслуговуваній ним ділянці. Ліквідування аварій проводить оперативний персонал; у випадку його не вірних дій старший черговий повинен втрутитись, аж до усунення чергового, приймаючи на себе керування і відповідальність за подальший хід ліквідації аварії.

Обходи та огляд працюючого обладнання на своїй ділянці черговий виконує за графіком та інструкціями, що затверджені відповідальним за експлуатацію електрогосподарства. Черговий персонал може бути залучений до ремонтних робіт за розпорядженням вище поставленої особи, зі звільненням на цей час від чергування.

Пристрої захисного обслуговування з оперативним струмом. Оперативний струм може слугувати вхідною величиною в пристроях захисного відключення (ПЗВ). ПЗВ, що реагують на оперативний постійний струм, призначені для неперервного автоматичного контролю опору ізоляції мережі, а також для захисту людини, що торкається до струмоведучої частини, від враження струмом. Тому, цей тип ПЗВ може слугувати самостійною мірою захисту від враження струмом при доторканні до „пробитого” незаземленого або незенуленого корпусу чи до струмоведучої частини, що знаходиться під напругою. Воно може слугувати також захисною мірою до захисного

заземлення. Принцип дії ПЗВ – швидке відключення мережі від джерела струму при зниженні опору ізоляції мережі відносно землі нижче деякої межі, при котрому струм I_h через людину, що торкнулася струмоведучої частини (або напруги дотику), досягає найбільш тривало допустимого значення $I_{h\text{дон}}$ (або $U_{\text{дон дон}}$). Постійний струм від постійного джерела проходить по замкненому колі: джерело – земля – опір ізоляції всіх проводів відносно землі – проводи – трифазний дросель – однофазний дросель – обмотка реле – джерело. Значення цього струму залежить від напруги джерела постійного струму та загального омичного опору кола.

Областю застосування пристрою є мережі до 1000 В з ізольованою нейтраллю. При цьому корпус об'єктів, що захищаються можуть бути заземлені або ізольовані від землі. В мережі з заземленою нейтраллю ці схеми мають застосування із-за шунтування опору заземлення ізоляцій проводів малим опором заземлення нейтралі, внаслідок чого оперативний постійний струм замикається через це заземлення. Крім того, мережі, в котрих застосовуються такі схеми, повинні бути короткими. Ця обставина диктується тим, що в довгих мережах внаслідок порівняно великої ємності відносно землі малого опору ізоляції, як правило, не вдається забезпечити захист від враження при дотику до фази.

Перевагами ПЗВ, що реагують на оперативний постійний струм, є: можливість забезпечення високого ступеня безпеки для людей за рахунок обмеження струмів, що проходять крізь людину, до необхідних меж та можливість самоконтролю справності, оскільки при обриві кола проходження струму через реле припиняється, що і слугує імпульсом на відмикання пристрою.

До недоліків цих пристроїв можна віднести порівняну їх складність, оскільки необхідно джерело постійного струму, а також неселективність роботи, що призведе до невиправданих відключень справної мережі [20].

Для безпечної експлуатації електроустановок та захисту людей від враження електричним струмом слід чітко діяти згідно правилам, що зазначені і

склалися на протязі часу, доповнювалися і поновлювалися, але мають основною метою – захист.

6.2 Розрахунок заземлення ТП 10/04

Визначимо норму на опір заземлення R_3^H . Якщо заземлюючий пристрій використовується одночасно для електроустановок напругою до 1000 В та вище:

$$R_3 = U_p / I_3 = 125 / 27 = 4,63 \text{ Ом.}$$

Згідно ПУЕ, так як сумарна потужність струмоприймачів більше 100 кВА то R_3 повинен бути не більше 4 Ом [21].

Визначимо розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_p = \rho_{\text{табл}} \cdot \Psi = 200 \cdot 1,3 = 260 \text{ Ом}\cdot\text{м},$$

де $\rho_{\text{табл}}$ – табличне значення, для чорнозему $\rho_{\text{табл}} = 200 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (табл.7.15 [21]);

Ψ – підвищувальний коефіцієнт для стержньових заземлювачів. Для України $\Psi = 1,2 \dots 1,4$.

Опір одинарного вертикального заземлювача:

$$\begin{aligned} R_0 &= 0,366 \cdot (\rho_p / l) \cdot (\lg(2 \cdot l / d) + (1/2) \cdot \lg((4t + l) / (4t - l))) = \\ &= 0,366 \cdot (260 / 5) \cdot (\lg(2 \cdot 5 / 2,5 \cdot 10^{-3}) + (1/2) \cdot \lg((4 \cdot 3 + 5) / (4 \cdot 3 - 5))) = 53,19 \text{ Ом}, \end{aligned}$$

де l – довжина заземлювача, приймаємо 5 м;

d – діаметр заземлювача (приймаємо стрижні діаметром 2,5 см).

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

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

Приймаємо електроди прокладені по замкнутому контуру згідно плану знаходимо орієнтовну кількість заземлювачів:

$$n_0 = R_{\text{в}} / (R_3^{\text{н}} \cdot \eta_0) = 53,19 / (4 \cdot 0,59) = 22,54 \approx 23 \text{ шт.}$$

де η_0 – коефіцієнт використання ряду заземлювачів, для $a/l = 4/5 = 0,8$, $\eta_0 = 0,59$ (рис. 7.5) [21], де $a = 4$ м – відстань між електродами згідно ПУЕ.

Довжина горизонтальної з'єднувальної смуги:

$$l_n = 1,05 \cdot a \cdot n = 1,05 \cdot 4 \cdot 23 = 96,6 \text{ м.}$$

Опір смуги з урахуванням екранування:

$$\begin{aligned} R_n &= 0,366(\rho_p / (l_n \cdot \eta_n)) \lg((2 \cdot l_n^2) / (b \cdot n)) = \\ &= 0,366((260) / (96,6 \cdot 0,51)) \lg((2 \cdot 96,6^2) / (0,01 \cdot 23)) = 9,48 \text{ Ом;} \end{aligned}$$

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

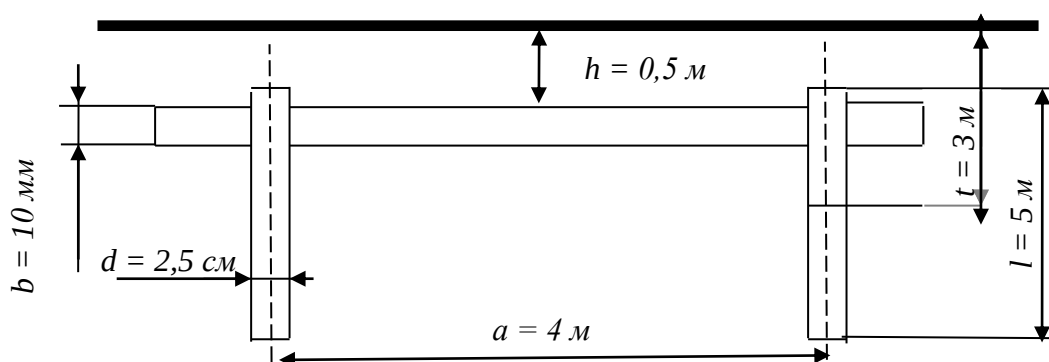


Рис. 6.1. Схема прокладки заземлення.

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

$$R_{\text{тр}} = (R_n \cdot R_3^H) / (R_n - R_3^H) = (9,48 \cdot 4) / (9,48 - 4) = 6,92 \text{ Ом.}$$

Остаточна кількість заземлювачів:

$$n = R_0 / (R_{\text{тр}} \eta_0) = 53,19 / (6,92 \cdot 0,59) = 13,02 \approx 13 \text{ шт.}$$

Виконаємо перевірку опору заземлювача і порівняємо отримане значення з нормою:

$$R_3 = 1 / ((1/R_{\text{тр}}) + (1/R_n)) = 1 / ((1/6,92) + (1/9,48)) = 3,74 \text{ Ом,}$$

$$3,74 < 4 \text{ Ом.}$$

Таким чином, розрахункове значення заземлювача задовольняє заданій умові.

ВИСНОВКИ

В даній магістерській роботі проведено дослідження втрат електроенергії з метою пошук заходів їх зменшення в електричних мережах 0,4 кВ комунально-побутових споживачів.

1. Аналіз причин і видів втрат електричної енергії в мережах 0,4 кВ комунально-побутових споживачів показав наступне. Втрати електроенергії в цих мережах складають левову частку від загальних втрат в електричних мережах усіх класів напруг (понад 50%). Основною причиною збільшення технічних втрат електроенергії є збільшення електричного навантаження. Серед другорядних причин слід відмітити малий клас точності приладів обліку та крадіжки електроенергії (комерційні втрати). Також додаткові втрати виникають в наслідок погіршення якості електричної енергії (несинусоїдальність на несиметричність струмів). Немалу частку до втрат додає і реактивна потужність, адже мережі комунально-побутових споживачів напругою 0,4 кВ не оснащені засобами її компенсації.

2. Дослідження втрат електричної енергії комунально-побутового сектору показало, що сукупні втрати можуть сягати 30% від загальної електроенергії відпущеної в мережу 0,4 кВ. Принаймні для сільських електричних мереж комерційні втрати майже в 4 рази перевищують технічні.

3. В роботі розглянута методика розрахунку технічних втрат електроенергії в розподільчих мережах 0,4 кВ. Для цього розглянуто чотири типові схеми підключення споживачів. В формулах враховані додаткові втрати від несиметричності навантаження по фазах, зниження якості електричної енергії та спрацювання обладнання. Також формули враховують коефіцієнт форми графіка навантаження, коефіцієнт нелінійності втрат, наявність реактивної складової. В якості прикладу, в роботі проведений розрахунок технічних втрат електроенергії в сільських та міських розподільчих мережах 0,4 кВ.

4. На основі проведеного аналізу запропоновані наступні заходи зменшення втрат електроенергії:

- збільшення класу точності приладів обліку;
- збільшення перетину ліній електропередачі;
- впровадження компенсації реактивної потужності;
- симетрування навантажень та застосування симетрувальних пристроїв.

5. Дослідження режимів споживання електричної енергії комунально-побутового сектора показало, що збільшення електричного навантаження відбувається завдяки збільшенням потужності побутових електроприймачів та їх номенклатури. Дослідження споживання електроенергії населенням України за останні роки також підтверджує факт збільшення її споживання.

6. В якості прикладу, розраховані втрати електроенергії в електричних мережах 0,4 кВ комунально-побутових споживачів, а саме для чотирнадцяти, дев'яти та п'яти поверхового будинку. Розраховані додаткові втрати при несиметричному навантаженні та економія електроенергії при збільшенні перетину живлячих кабельних ліній.

7. Визначена економічна ефективність заходів зниження втрат електричної енергії в мережах 0,4 кВ комунально-побутових споживачів шляхом збільшенні перетину живлячих кабельних ліній та встановлення фільтро-симетруючого пристрою на прикладі розрахунку для лінії, яка живить чотирнадцятиповерховий будинок. Величина річного економічного ефекту від запропонованих заходів становить 123 тис. грн., а період окупності додаткових капіталовкладень складає 14 міс.

8. Розглянуті заходи по безпечній експлуатації електроустановок. Поведений розрахунок заземлення ТП 10/0,4.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Афанасьева Е.И., Тульчин И.К. Снижение расхода электроэнергии в электроустановках зданий. Москва Энергоатомиздат, 1987.
2. Тарнижевський М.В., Афанасьева Е.И. Экономия энергии в электроустановках предприятий жилищно-коммунального хозяйства. Москва Стройиздат, 1989.
3. Козлов В.А. Электроснабжение городов. Ленинград Энергия, 1977.
4. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. Москва Энергоатомиздат, 1987.
5. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Москва Энергоатомиздат, 1986.
6. Дерзкий В.Г. Технические потери и хищение электроэнергии в распределительных сетях 0,4 – 154кВ. Товариство Знання України, 2001.
7. Дерзкий В.Г. Тарифная политика и потери электроэнергии в распределительных сетях. Энергетика и электрификация, 2003. № 4
8. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. Москва Энергоатомиздат, 1989.
9. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. Москва Энергоатомиздат, 1989.
10. Романюк Ю.Ф., Соломчак О.В. Практичний алгоритм розрахунку та аналіз технічних втрат електроенергії в розподільних електричних мережах. Энергетика и электрификация, 2002. № 8.
11. Дерзкий В.Г. Распределение технологического расхода электроэнергии в общих элементах электрической сети между различными потребителями. Энергетика и электрификация, 2001. № 3.
12. Пелисье Р. Энергетические системы (Перевод с французского). Москва высшая школа, 1982.
13. Лидес А.Я. Коэффициент мощности бытового электропотребления. Промышленная энергетика, 1988. № 2.

14. Тарнижевский М.В., Афанасьева Е.И. Пути экономии электроэнергии в жилищно-коммунальном хозяйстве. Москва Стройиздат, 1982.
15. Циперман Л.А., Шишков В.А. Выполнение стояков сетей многоэтажных общественных зданий. Светотехника, 1983. № 8.
16. Козлов В.А., Билик Н.И. Справочник по проектированию электроснабжения городов. Ленинград Энергоатомиздат, 1986.
17. Тульчин И.К., Нудлер Г.И. Электрические сети жилых и общественных зданий. Москва Энергоатомиздат, 1982.
18. Коган Ю.Н. Современные проблемы электрификации быта. Москва Наука, 1987.
19. Синягин Н.Н., Афонасиева Н.А. Система планового предупредительного ремонта оборудования и сетей. Москва Энергоатомиздат, 1984.
20. Князевский Б.А.. Охрана труда в электроустановках. Москва Энергоатомиздат, 1983.
21. Миценко І.М., Мезенцева О.М.. Цивільна оборона: навчальний посібник. Кіровоград: Кіровоградська районна друкарня, 2003.
22. Укренерго. Національна енергетична компанія. Електроспоживання. URL: <https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/dyspetcherska-informatsiya/elektrospozhyvannya/> (дата звернення: 26.10.2021).
23. ТЕК. Торгова електрична компанія. Культура енергоспоживання у побуті: нічний тариф. URL: <https://tek.energy/news/kultura-energospozhivannya-u-robuti-nichniy-tarif>. (дата звернення: 26.10.2021).
24. ЕнергоВсесвіт. Виробництво та споживання електроенергії в Україні у грудні та за 12 місяців 2020 року URL: <https://vse.energy/news/pek-news/electro/1472-electricity-2020-12> (дата звернення: 26.10.2021).
25. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Кравцов К.І. Визначення та аналіз втрат електроенергії в розподільних мережах. Навчальний посібник. - Вінниця: ВНТУ, 2006. – 89 с.

26. Exploration&Production Consulting (EXPRO). Споживання е/е населенням в Україні на 83,64% менше ніж в ЄС URL: <https://expro.com.ua/novini/spojivannya-ee-naselennyam-v-ukran-na-8364-menshe-nj-v-s> (дата звернення: 30.10.2021).
27. Державна служба статистики України. Соціально-демографічні характеристики домогосподарств України у 2020 році URL: http://www.ukrstat.gov.ua/druk/publicat/kat_u/2020/zb/07/zb_cdhd_20.pdf (дата звернення: 02.11.2021).
28. Апостроф. Оптом дешевше: скільки платять за електрику в Європі. URL: <https://apostrophe.ua/ua/news/economy/2021-08-05/optom-deshevle-skolko-platyat-za-elektrichestvo-v-evrope/240462> (дата звернення: 02.11.2021).
29. Котиш А.І., Сіріков О.І. Аналіз споживання та втрат електроенергії в електричних мережах 0,38 кВ комунально-побутового призначення. Вісник національного технічного університету „Харківський політехнічний інститут”. Збірник наукових праць. Тематичний випуск: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. – Харків: НТУ „ХПІ”. – 2012. №49. С. 110-115.

ДОДАТОК А
Звіт подібності