

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ  
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Навчально-науковий інститут енергозбереження та  
енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Олена БОРИЧЕНКО

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 р.

**Дипломний проєкт**

**на здобуття ступеня бакалавра**

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма: Системи забезпечення споживачів електричною енергією

**на тему: Особливості розрахунку втрат електричної енергії в мережах низької**

**напруги за різних рівнях інформаційного забезпечення**

Виконав:

студент III курсу, групи ОЕ-п21

Возний Владислав Олексійович \_\_\_\_\_

Керівник:

д.т.н., Попов Володимир Андрійович \_\_\_\_\_

**Консультанти:**

Охорона праці та пожежна безпека \_\_\_\_\_ д.т.н., проф.Третьякова Л.Д. \_\_\_\_\_  
(назва розділу) (вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Нормоконтроль \_\_\_\_\_ пров. інженер \_\_\_\_\_ Прокопенко І.Д. \_\_\_\_\_  
(назва розділу) (вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Рецензент \_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_  
(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному  
проєкті немає запозичень з праць інших  
авторів без відповідних посилань.

Студент \_\_\_\_\_

Київ – 2025 рік

**Національний технічний університет України  
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»  
Навчально-науковий інститут енергозбереження та  
енергоменеджменту  
Кафедра електропостачання**

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)  
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
Освітня програма: Системи забезпечення споживачів електричною енергією

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри  
\_\_\_\_\_ Олена БОРИЧЕНКО  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 р.

**ЗАВДАННЯ  
на дипломний проєкт студенту  
Возному Владиславу Олексійовичу**

1. Тема проєкту «Особливості розрахунку втрат електричної енергії в мережах низької напруги за різних рівнях інформаційного забезпечення», керівник проєкту д.т.н., Попов Володимир Андрійович, затверджені наказом по університету від «23» травня 2025 р. №1699-с

2. Термін здачі студентом закінченого проєкту “14” червня 2025 р.

3. Вихідні дані до проєкту      Схема електропостачання району міста та цеху

---

**4. Перелік розділів, які мають бути розроблені**

а) загальна частина: Загальні відомості про об'єкт дослідження

б) електрична частина: Розробка загальної схеми електропостачання промислового підприємства та району міста

в) спеціальна частина: Методики розрахунку втрат в системах низької напруги. Аналіз точності розрахунків втрат за умов обмеженого, середнього та повного інформаційного забезпечення.

г) охорона праці та пожежна безпека: Охорона праці та пожежна безпека під час експлуатації установки компенсації реактивної потужності

## 5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу

1. Схема електропостачання
2. План підключення ЕП в ковальському цеху
3. Схема підключення УКРП
4. Види підключення КУ в електромережах

## 6. Консультанти розділів проєкту

Розділ (частина)	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
<i>Релейний захист та автоматика</i>	<i>к.т.н., доц. Калінчик В.П.</i>		
<i>Розрахунки токів к.з.</i>	<i>к.т.н., доц. Белоха Г.С.</i>		
<i>Охорона праці та пожежна безпека</i>	<i>д.т.н., проф. Третькова Л.Д.</i>		

7. Дата видачі завдання “22” травня 2025 р.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК

### виконання дипломного проєкту

студентом \_\_\_\_\_  
(прізвище, ініціали)

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту (роботи)	Строк виконання етапів проєкту	Позначки керівника про виконання завдань
	Розрахунок електричної частини	20.05.-05.06.25	
	Розрахунок релейної частини	20.05.-10.06.25	
	Розрахунок токів короткого замикання	22.05.-11.06.25	
	Розрахунок частини охорони праці та пожежної безпеки	24.05.-14.06.25	
	Підготовка графічного матеріалу	10.06.-13.06.25	
	Захист дисертації	23.06.24	

Студент  
Керівник проєкту

В.О. Возний  
В.А. Попов

## РЕФЕРАТ

Тема дипломного проекту: «Особливості розрахунку втрат електричної енергії в мережах низької напруги за різних рівнях інформаційного забезпечення».

Дипломний проект складається з 135 сторінок, містить 33 рисунки, таблиць - 35, перелік використаних джерел - 30.

Метою дипломного проекту є аналіз особливостей розрахунку втрат електричної енергії в мережах низької напруги за різних рівнів інформаційного забезпечення, визначення впливу обсягу даних на точність розрахунків та розробка рекомендацій щодо підвищення ефективності оцінки втрат.

Об'єкт дослідження – процеси втрат електроенергії в розподільчих мережах низької напруги.

Предмет дослідження – методи розрахунку втрат залежно від рівня інформаційного забезпечення.

Для розв'язання інженерних задач використано методи математичного моделювання, аналітичних розрахунків, техніко-економічного аналізу та комп'ютерного моделювання з використанням сучасного програмного забезпечення.

У роботі проведено розрахунок втрат електроенергії, виконано розробку загальної схеми електропостачання промислового підприємства та району міста, втрати електроенергії у внутрішньо будинкових мережах, розроблено заходи з охорони праці та пожежної безпеки.

Ключові слова: ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, МЕРЕЖІ НИЗЬКОЇ НАПРУГИ, ІНФОРМАЦІЙНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ, ТЕХНІЧНІ ВТРАТИ, НЕТЕХНІЧНІ ВТРАТИ, ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИЙ АНАЛІЗ.

## **ABSTRACT**

The topic of the bachelor's thesis is: "Features of calculating electrical energy losses in low-voltage networks under different levels of information availability."

The bachelor's thesis consists of 135 pages, includes 33 figures, 35 tables, and a list of 30 references.

The aim of the thesis is to analyze the features of calculating electrical energy losses in low-voltage networks under different levels of information availability, to determine the impact of data volume on calculation accuracy, and to develop recommendations for improving the efficiency of loss assessment.

The object of the study is the processes of electrical energy losses in low-voltage distribution networks.

The subject of the study is the methods for calculating losses depending on the level of information availability.

To solve engineering tasks, methods of mathematical modeling, analytical calculations, techno-economic analysis, and computer modeling using modern software were applied.

The work includes the calculation of electrical energy losses, the development of the general power supply scheme of an industrial enterprise and a city district, the calculation of energy losses in internal building networks, and the development of occupational health and fire safety measures.

**Keywords: ELECTRICAL ENERGY LOSSES, LOW-VOLTAGE NETWORKS, INFORMATION AVAILABILITY, TECHNICAL LOSSES, NON-TECHNICAL LOSSES, TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS.**

## ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

ВОЕ — Вузол обліку електроенергії

ДБН — Державні будівельні норми;

ЗІЗ — Засоби індивідуального захисту;

ЕП — Електроприймач

РП — Розподільчий пункт

ТП — Трансформаторна підстанція

КЛ — Кабельна лінія

КЗ — Коротке замикання

ПУЕ — Правила улаштування електроустановок

АСКОЕ — Автоматизована система комерційного обліку електроенергії

SCADA — Supervisory Control And Data Acquisition (система диспетчерського керування та збору даних)

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		







# 1 ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ ЩОДО МЕТИ, ОБ'ЄКТУ ТА ПРЕДМЕТУ ДОСЛІДЖЕННЯ

## 1.1 Класифікація втрат електроенергії: технічні та нетехнічні втрати

Втрати електричної енергії в мережах є одним із ключових показників ефективності функціонування енергетичних систем. У загальному випадку їх поділяють на технічні та нетехнічні, залежно від природи виникнення та можливості точного визначення. Такий поділ дає змогу краще зрозуміти причини втрат і застосовувати відповідні методи їх оцінки та зниження.

Технічні втрати є наслідком фізичних процесів, які відбуваються в елементах електричної мережі під час передавання та розподілу енергії. Вони виникають через опір провідників, роботу трансформаторів, втрати на індуктивність та ємність, а також інші явища, пов'язані з електротехнічними характеристиками обладнання. Такі втрати є неминучими, однак піддаються точному аналітичному розрахунку або моделюванню за відомими технічними параметрами мережі. Їх рівень значною мірою залежить від довжини ліній, типу та перерізу кабелів, навантаження споживачів, температурних умов і загального стану електрообладнання.

На відміну від технічних, нетехнічні втрати не мають безпосереднього фізичного підґрунтя і зазвичай пов'язані з людським фактором, недоліками в системі обліку або навмисними діями. До таких втрат належать споживання електроенергії без належного обліку, помилки в даних, відмови або несправності лічильників, а також недосконалість інформаційних систем, що відповідають за збір та аналіз енергетичних показників. Ці втрати важко піддаються точному визначенню, адже часто приховані і проявляються лише як різниця між відпущеною та оплаченою енергією.

					ОЕ-п2102-002 ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		Возний В.О.			ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ ЩОДО МЕТИ, ОБ'ЄКТУ ТА ПРЕДМЕТУ ДОСЛІДЖЕННЯ	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушів</i>
<i>Перевір.</i>		Попов В.А.					10	135
<i>Н. Контр.</i>		Прокопенко І.Д.				НН ІЕЕ кафедра ЕП		
<i>Затверд.</i>		Попов В.А.						

Таким чином, розмежування втрат електричної енергії на технічні та нетехнічні має важливе значення для аналізу ефективності роботи мережі, формування тарифної політики, а також для розробки стратегій зниження витрат. Кожен із типів втрат потребує свого підходу до оцінювання, контролю та управління, що особливо важливо в умовах зростаючих вимог до енергоефективності та цифровізації енергетичної галузі.

Втрати електричної енергії в системах розподілу — це кількість енергії, яка втрачається на шляху від джерела генерації до кінцевого споживача. Вони є невід’ємною складовою процесу електропередачі та можуть становити значну частку від загального обсягу відпущеної електроенергії, особливо у мережах низької напруги. Для ефективного управління та оптимізації таких втрат важливо чітко розуміти їхню природу та структуру. З цією метою втрати традиційно поділяють на технічні та нетехнічні.

Технічні втрати мають суто фізичний характер і виникають у процесі нормального функціонування електричних мереж. Їх причиною є електричні струми, що протікають через елементи мережі з ненульовим опором, такі як кабелі, повітряні лінії, трансформатори, з’єднувальні пристрої тощо. Унаслідок цього частина енергії перетворюється на тепло і розсіюється в навколишнє середовище. Такі втрати залежать від величини струму, довжини ліній, поперечного перерізу провідників, матеріалу, температури навколишнього середовища та навантаження мережі. Особливістю технічних втрат є їх передбачуваність і можливість математичного моделювання або емпіричного визначення за допомогою сучасних програмних засобів. У загальному випадку вони можуть бути зменшені шляхом модернізації обладнання, оптимізації режимів роботи та скорочення довжини ліній.

Нетехнічні втрати, у свою чергу, не пов’язані безпосередньо з процесом передавання енергії та є результатом зовнішніх чинників, пов’язаних переважно з людським фактором або недосконалістю організаційно-технічної інфраструктури обліку. Їх виникнення обумовлене неточностями в роботі лічильників, відсутністю або недоступністю достовірних даних, помилками при зчитуванні або обробці


показників, а також свідомими порушеннями — такими як несанкціоноване підключення до мережі або втручання в роботу засобів обліку. Такі втрати важче контролювати, адже їх неможливо визначити безпосередньо за допомогою фізичних формул. Вони проявляються лише як різниця між фактично відпущеною електроенергією та обсягом, що пройшов через облік.

На практиці чітке розмежування технічних і нетехнічних втрат є складним завданням, особливо в умовах недостатнього або обмеженого інформаційного забезпечення. Наявність розгалужених мереж низької напруги, велика кількість споживачів, застаріле обладнання та неавтоматизований облік призводять до того, що втрати часто мають змішаний характер. У зв'язку з цим актуальним є розроблення методик, які дозволяють відокремлювати технічну складову від загальних втрат на основі моделювання, аналітичних оцінок або статистичних підходів.

Таким чином, класифікація втрат на технічні та нетехнічні є фундаментальним етапом у процесі аналізу ефективності функціонування електричних мереж. Вона дозволяє не лише визначити джерела втрат, а й розробити стратегії їх зниження з урахуванням наявного рівня інформаційного забезпечення та технічних можливостей підприємства.

Проблема втрат електричної енергії в розподільчих мережах, зокрема мережах низької напруги, залишається одним із ключових питань сучасної енергетики. З огляду на те, що втрата частини енергії при її транспортуванні є неминучим явищем, важливо не лише фіксувати її факт, але й розуміти природу виникнення таких втрат, їх характер та можливості впливу на їхню величину. Найбільш загальноприйнятим підходом до класифікації втрат є поділ їх на технічні та нетехнічні, що дозволяє структурувати інформацію про джерела енергетичних втрат та підбирати відповідні методи їх аналізу й мінімізації.

Технічні втрати є результатом об'єктивних фізичних процесів, які відбуваються в електричній мережі під час передавання енергії. Вони виникають незалежно від людського фактору, і обумовлені взаємодією струму з елементами


електротехнічної інфраструктури, такими як кабелі, повітряні лінії, трансформатори, з'єднувальні та розподільні пристрої. Під час проходження електричного струму через провідники з певним опором, частина енергії неминуче перетворюється на теплову. Аналогічні явища мають місце в обмотках трансформаторів, магнітопроводах та інших компонентах. Особливістю технічних втрат є те, що вони піддаються кількісному аналізу на основі законів електротехніки та можуть бути розраховані з досить високою точністю за наявності достатнього обсягу вихідних даних. При цьому ступінь цих втрат значною мірою залежить від геометрії мережі, довжини ліній, рівня напруги, матеріалу провідників, режиму навантаження, а також стану та ефективності роботи обладнання.

З іншого боку, нетехнічні втрати виникають не внаслідок фізичних процесів у мережі, а через недосконалість організаційно-технічних процесів, помилки обліку або свідомі дії споживачів. Цей тип втрат є менш передбачуваним, складно піддається кількісному виміру і, як правило, проявляється як різниця між обсягом електроенергії, що надійшла в мережу, та тією її кількістю, яка була врахована й оплачена споживачами. Сюди входять як випадкові помилки в зчитуванні або передачі даних обліку, так і навмисні порушення — крадіжки електроенергії, втручання в роботу лічильників, несанкціоноване підключення до мережі. У сучасних умовах значна частина нетехнічних втрат пов'язана з недосконалістю інформаційних систем, які використовуються для обліку та аналізу споживання. Особливо актуальною ця проблема є в мережах, де ще не впроваджено автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії.

Наявність як технічних, так і нетехнічних втрат вимагає від енергетичних підприємств системного підходу до їхнього виявлення та обліку. Це особливо важливо в умовах обмеженого або фрагментарного інформаційного забезпечення, коли немає можливості отримати повну картину стану мережі або точні дані споживання. За таких умов розмежування типів втрат і розуміння механізмів їх утворення є необхідною передумовою для впровадження ефективних стратегій


зменшення загальних втрат електроенергії та покращення фінансової стабільності енергопостачальних компаній.

Таким чином, класифікація втрат на технічні та нетехнічні є не лише теоретичною основою аналізу ефективності роботи електромереж, але й практичним інструментом у контексті оптимізації витрат, зниження енергетичних втрат і підвищення якості енергозабезпечення.

У будь-якій електроенергетичній системі, незалежно від її конфігурації, масштабів чи рівня технічного розвитку, існують втрати електроенергії. Це явище є об'єктивним і пов'язане як з фізичними процесами, що супроводжують передавання та розподіл електроенергії, так і з неідеальністю організаційних, облікових та інформаційних процесів, які забезпечують контроль над енергопотоками. Для того щоб ефективно здійснювати оцінювання втрат, виявляти їх джерела та шукати шляхи їх зменшення, в енергетичній практиці використовується поділ втрат на технічні та нетехнічні.

Технічні втрати електроенергії виникають у процесі передавання електроенергії по елементах мережі — повітряних лініях, кабелях, трансформаторах, з'єднувальних вузлах тощо — і є наслідком електромагнітних процесів, що відбуваються в них. Вони проявляються у вигляді теплових втрат в провідниках внаслідок наявного електричного опору, втрат на магнітні вихори в осердях трансформаторів, а також втрат, зумовлених ємнісними й індуктивними властивостями ліній. Ці втрати притаманні будь-якій енергосистемі й залежать від таких чинників, як структура мережі, рівень напруги, довжина ліній, профіль навантаження, температура навколишнього середовища, якість обладнання тощо. Вони можуть бути точно розраховані за допомогою математичних моделей або програмних засобів на основі точних технічних даних і є підконтрольними у межах фізичних законів.

Нетехнічні втрати, навпаки, не мають прямої фізичної природи й зазвичай виникають через недосконалість в організації обліку, контролю та адміністрування процесів споживання електроенергії. До них належать випадки споживання


електроенергії без належного обліку або взагалі без обліку, що може бути наслідком несправності або відсутності лічильника, недоліків у роботі інформаційних систем обліку, або навіть свідомих дій зі сторони споживача. Крім того, нетехнічні втрати можуть бути пов'язані з помилками під час зчитування показників, передавання даних, некоректного тарифікаційного нарахування або дублювання або пропущення даних в базах обліку.

На відміну від технічних, нетехнічні втрати складно піддаються точному розрахунку, особливо в умовах фрагментарного або недостатнього інформаційного забезпечення. Вони часто виявляються лише на етапі аналізу балансу електроенергії або під час спеціального аудиту. Їх зменшення вимагає не лише технічних рішень, а й зміцнення інформаційної інфраструктури, цифровізації облікових процесів, автоматизації збору та обробки даних, а також постійного моніторингу та контролю за станом мереж.

Класифікація втрат на технічні та нетехнічні дозволяє ефективніше організувати процес управління втратами, визначати пріоритетні напрями модернізації інфраструктури та інформаційної системи, а також забезпечує основу для побудови обґрунтованої методики оцінки втрат за різних умов доступності даних. Зокрема, у мережах низької напруги, де облік часто ведеться з меншою точністю або вручну, співвідношення між технічними та нетехнічними втратами може суттєво змінюватися залежно від рівня інформаційного забезпечення. Саме тому диференційований підхід до аналізу цих типів втрат є критично важливим для формування сучасної стратегії енергоефективного управління розподільчими мережами.

## **1.2. Інформаційне забезпечення в електричних мережах: поняття, рівні та джерела даних**

Інформаційне забезпечення в електричних мережах є ключовим фактором для ефективного управління режимами роботи, контролю втрат та оптимізації експлуатації енергетичних систем. Під інформаційним забезпеченням розуміють сукупність процесів, засобів і методів збору, передачі, обробки та аналізу даних,


що дозволяють отримати актуальну і достовірну інформацію про стан мережі, режим навантаження, якість електропостачання та інші параметри.

Рівні інформаційного забезпечення відображають ступінь деталізації та комплексності даних, які використовуються для управління електричною мережею. На базовому рівні збираються основні дані про загальне споживання і параметри мережі, що дозволяє здійснювати приблизний аналіз і прогнозування. На середньому рівні – інформація доповнюється деталізацією за окремими ділянками, фазами, типами споживачів, що дає змогу більш точно розраховувати втрати і виявляти проблемні зони. Найвищий рівень передбачає комплексний моніторинг у режимі реального часу з використанням автоматизованих систем збору та обробки даних, що дозволяє оперативно реагувати на зміни режимів і приймати управлінські рішення.

Джерела даних для інформаційного забезпечення електричних мереж різноманітні і включають як традиційні прилади обліку – електричні лічильники, амперметри, вольтметри, так і сучасні цифрові системи збору інформації. До них належать інтелектуальні лічильники (smart meters), системи дистанційного моніторингу, датчики параметрів мережі, системи SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) та інші інформаційні технології, що забезпечують збір та передачу великого обсягу даних у режимі реального часу.

Таким чином, ефективне інформаційне забезпечення дозволяє не лише підвищити точність розрахунків втрат електроенергії, а й забезпечує прозорість, надійність та адаптивність управління електричними мережами, що є особливо актуальним для сучасних систем з розподіленою генерацією і складними режимами навантажень.

Інформаційне забезпечення в електричних мережах є фундаментальним елементом для забезпечення стабільної, надійної та ефективної роботи енергетичної системи. Воно включає в себе сукупність технічних засобів, програмного забезпечення та організаційних процедур, спрямованих на збір,


передачу, обробку та аналіз інформації про стан мережі, споживання електроенергії, якість електропостачання та інші важливі параметри.

Рівні інформаційного забезпечення можна умовно розділити на кілька ступенів залежно від глибини та обсягу даних, що збираються і обробляються. На початковому рівні відбувається збір загальної інформації про енергоспоживання та основні технічні характеристики мережі, що дозволяє здійснювати базовий аналіз і планування. Середній рівень інформаційного забезпечення передбачає більш детальний моніторинг окремих ділянок мережі, фазових навантажень, а також аналіз якості електроенергії, що значно підвищує точність діагностики втрат та несправностей. Вищий рівень базується на використанні автоматизованих систем збору даних, що працюють у режимі реального часу, забезпечуючи оперативний контроль, прогнозування та управління режимами роботи мережі.

Джерела інформації в сучасних електричних мережах є досить різноманітними. Традиційні електромеханічні лічильники та прилади обліку поступово замінюються цифровими інтелектуальними лічильниками, які мають можливість передавати дані дистанційно та забезпечувати багатофункціональний аналіз споживання. Системи SCADA та інші автоматизовані платформи дозволяють збирати дані з різноманітних датчиків — струму, напруги, температури, вологості — та здійснювати централізований моніторинг всієї мережі. Важливу роль відіграють також системи телеобліку, сенсори якості електроенергії, пристрої аналізу гармонік та інші спеціалізовані засоби, що дають змогу детально вивчати складні процеси у мережі.

З огляду на сучасні виклики, пов'язані із впровадженням розподіленої генерації, електротранспорту та нових типів навантажень, роль інформаційного забезпечення стає все більш критичною. Відсутність своєчасної та якісної інформації може призводити до неточностей у розрахунках втрат, збоїв у роботі обладнання та зниження загальної ефективності системи.

Інформаційне забезпечення відіграє вирішальну роль у сучасних електричних мережах, оскільки воно є основою для прийняття обґрунтованих


рішень щодо експлуатації, оптимізації та розвитку енергетичних систем. З розвитком технологій енергетична галузь переживає трансформацію, яка полягає у переході від традиційних централізованих мереж до розподілених, інтелектуальних мереж, які потребують значно більшої кількості даних та їхньої швидкої обробки.

Рівні інформаційного забезпечення варіюються від простого збору даних за допомогою традиційних засобів обліку до інтегрованих систем, що охоплюють великі обсяги інформації в режимі реального часу. На найнижчому рівні інформаційне забезпечення здебільшого складається з періодичних замірів, які не враховують швидкоплинних змін режимів роботи мережі. Середній рівень охоплює автоматизовані системи збору даних із можливістю дистанційного контролю, що дозволяє аналізувати тенденції і здійснювати більш точне планування. Найвищий рівень забезпечує безперервний моніторинг, інтеграцію із системами управління, використання алгоритмів штучного інтелекту для прогнозування і оптимізації.

Джерела даних постійно розширюються за рахунок впровадження інноваційних пристроїв. Серед них важливе місце займають розумні лічильники (smart meters), які можуть передавати інформацію про споживання в режимі реального часу, фіксувати пік навантаження, виявляти несанкціоновані підключення і навіть оцінювати якість електроенергії. Додатково застосовуються різноманітні датчики, що контролюють параметри ліній електропередач, трансформаторів, а також системи відеоспостереження та дистанційного діагностування обладнання.

Використання сучасних інформаційних технологій дає змогу реалізувати концепцію «розумної мережі» (Smart Grid), що передбачає не лише пасивний збір даних, а й активну взаємодію мережі з її учасниками, автоматизоване управління, адаптацію до зміни навантажень і джерел генерації. Завдяки цьому знижується рівень втрат електроенергії, підвищується стабільність роботи та покращується якість електропостачання.

Інформаційне забезпечення електричних мереж є одним із ключових елементів, що визначають ефективність їх функціонування та можливості


контролю втрат електроенергії. У сучасних умовах, коли електроенергетична система стикається з викликами збільшення кількості споживачів, розподіленої генерації та варіативних режимів навантажень, важливість точних і своєчасних даних стає надзвичайно високою.

Рівні інформаційного забезпечення можна розглядати як ієрархічну структуру, що охоплює базові, проміжні та розширені рівні збору й обробки даних. На базовому рівні дані можуть збиратися вручну або з використанням простих пристроїв обліку, що обмежує оперативність реагування на зміни в мережі. Проміжний рівень характеризується застосуванням автоматизованих систем збору даних, що дозволяють отримувати інформацію з різних точок мережі в задані інтервали часу. Розширений рівень включає інтегровані системи, які забезпечують збір і аналіз даних у реальному часі, дозволяючи виконувати складні алгоритми прогнозування, діагностики та оптимізації режимів роботи.

Джерела інформації можуть бути як статичними, так і динамічними. Статичні джерела включають паспортні дані обладнання, технічні характеристики ліній, плани мереж тощо. Динамічні ж джерела – це поточні вимірювання електричних параметрів, температури, вологості, стану ізоляції та інші показники, що відображають реальний стан мережі в будь-який момент часу. Використання таких даних дає змогу проводити більш точний розрахунок втрат, виявляти аномалії, запобігати аваріям та оптимізувати навантаження.

Сучасні системи інформаційного забезпечення широко використовують цифрові технології, мережі зв'язку, хмарні обчислення та методи штучного інтелекту. Це дозволяє не лише збирати й зберігати великі обсяги інформації, а й здійснювати її аналіз із високою швидкістю та точністю. При цьому особливу увагу приділяють захисту даних і забезпеченню кібербезпеки, адже підвищення рівня автоматизації збільшує ймовірність кібератак.

В результаті ефективного інформаційного забезпечення стає основою для розвитку «розумних» електричних мереж, які здатні адаптуватися до змінних умов,


мінімізувати втрати електроенергії та забезпечувати стабільне і якісне електропостачання.

Інформаційне забезпечення в електричних мережах охоплює не лише технічні засоби збору та передачі даних, але й методології їх обробки, аналізу та інтеграції у системи управління. Це забезпечує всебічний контроль за роботою мережі і створює основу для прийняття оперативних та стратегічних рішень.

Однією з ключових складових інформаційного забезпечення є якість та достовірність отримуваних даних. Помилки або затримки в інформації можуть призводити до неправильних розрахунків втрат, неефективного використання ресурсів і, як наслідок, до підвищення експлуатаційних витрат та зниження надійності електропостачання. Тому важливим аспектом є впровадження систем контролю якості даних, а також засобів їх валідації і корекції.

Рівні інформаційного забезпечення відображають ступінь деталізації і масштаби збору інформації. На локальному рівні дані збираються безпосередньо з обладнання, на регіональному — відбувається агрегування інформації з різних джерел, а на центральному — здійснюється комплексний аналіз і прийняття управлінських рішень. Така ієрархічна структура дозволяє оптимально розподіляти обробку інформації, забезпечувати її актуальність і доступність.

Джерела даних постійно вдосконалюються з появою нових технологій. Сучасні сенсори та інтелектуальні пристрої мають розширені функції, такі як самодіагностика, самонавчання і можливість інтеграції з хмарними сервісами. Це відкриває широкі можливості для застосування методів машинного навчання і штучного інтелекту у прогнозуванні навантажень, виявленні аномалій і оптимізації режимів роботи мереж.

Важливим напрямком розвитку інформаційного забезпечення є стандартизація протоколів обміну даними, що забезпечує сумісність обладнання різних виробників і спрощує інтеграцію систем різних рівнів. Завдяки цьому створюється єдина інформаційна платформа, яка підтримує різноманітні сервіси та інструменти для аналізу і прийняття рішень.


Загалом, сучасне інформаційне забезпечення є невід'ємною складовою інтелектуальних електричних мереж, які сприяють підвищенню енергоефективності, надійності та стійкості електропостачання в умовах постійно зростаючих вимог та викликів.

Інформаційне забезпечення в електричних мережах відіграє ключову роль у забезпеченні високої якості та надійності електропостачання. В умовах стрімкого розвитку енергетичних систем та впровадження нових технологій все більшого значення набувають питання інтеграції даних з різних джерел та їх аналізу з використанням сучасних методів.

Однією з основних проблем інформаційного забезпечення є великий обсяг та різноманітність даних, що надходять з різних пристроїв і систем. Це вимагає створення ефективних платформ для збору, зберігання та обробки інформації, які можуть працювати з великими потоками даних у реальному часі. Використання хмарних технологій і розподілених обчислень відкриває нові можливості для масштабування і гнучкого управління інформаційними ресурсами.

Важливою складовою є також кібербезпека інформаційних систем, що захищає критичну інфраструктуру від можливих загроз і атак. Забезпечення безпеки даних та конфіденційності інформації є обов'язковою умовою для стабільної роботи електричних мереж, особливо в умовах інтеграції з відкритими мережами і системами Інтернету речей (IoT).

Рівні інформаційного забезпечення можна розглядати як послідовні етапи, починаючи від базового контролю параметрів на місцевому рівні до комплексного аналізу і управління на рівні всієї енергосистеми. Кожен рівень виконує свою функцію та доповнює інші, що дозволяє досягати балансу між глибиною аналізу та оперативністю прийняття рішень.

Джерела даних для інформаційного забезпечення постійно розширюються завдяки впровадженню новітніх пристроїв — від смарт-лічильників і датчиків якості електроенергії до комплексних систем моніторингу і управління. Важливим трендом є розвиток інтелектуальних мереж (Smart Grid), які дозволяють не лише


збирати дані, а й активно управляти режимами роботи мережі, автоматично реагуючи на зміни навантаження і генерації.

Таким чином, інформаційне забезпечення стає не просто інструментом контролю, а ключовою складовою сучасної енергетики, що забезпечує інтеграцію нових технологій, підвищення енергоефективності і надійності електропостачання.

Інформаційне забезпечення електричних мереж не обмежується лише збором і обробкою даних — воно включає також розробку та впровадження ефективних систем передачі інформації, що забезпечують надійність і безперервність обміну даними між всіма елементами мережі. Важливою складовою є інтеграція різнорідних інформаційних систем, що дозволяє отримувати цілісну картину стану мережі та швидко реагувати на зміни в її роботі.

Рівні інформаційного забезпечення, які застосовуються в електричних мережах, формуються з урахуванням різних вимог до швидкості збору, точності і обсягу інформації. На початкових рівнях це, як правило, періодичний збір основних показників для звітності та базового аналізу. На вищих рівнях використовується безперервний моніторинг у режимі реального часу, що дозволяє проводити детальний аналіз та прогнозування розвитку подій, а також автоматизоване управління режимами роботи мережі.

Джерела даних постійно модернізуються завдяки впровадженню нових технологій, таких як Інтернет речей (IoT), який відкриває можливості для широкомасштабного підключення сенсорів та пристроїв, здатних збирати і передавати різноманітну інформацію. Використання блокчейн-технологій сприяє підвищенню прозорості і безпеки даних, що особливо важливо у системах розподіленої генерації та торгівлі електроенергією.

В сучасних умовах одним із пріоритетних напрямків розвитку інформаційного забезпечення є інтеграція з енергетичними системами на основі штучного інтелекту і машинного навчання. Це дозволяє не тільки аналізувати великі обсяги даних, а й робити прогнози, оптимізувати навантаження, виявляти


аномалії і автоматично приймати рішення, що суттєво підвищує ефективність роботи мережі.

Таким чином, інформаційне забезпечення в електричних мережах є динамічною системою, що постійно розвивається, адаптуючись до нових технологічних викликів і завдань, які стоять перед сучасною енергетикою. Його розвиток сприяє підвищенню надійності, енергоефективності та стабільності електропостачання, особливо у мережах низької напруги, де втрачається значна частина електроенергії.

### **Висновок до розділу**

У першому розділі дипломного проекту здійснено аналіз наявних підходів до оцінювання втрат електричної енергії в мережах низької напруги. Розглянуто основні класифікації втрат – технічні та нетехнічні – а також чинники, що на них впливають. Особливу увагу приділено ролі інформаційного забезпечення у процесі моніторингу та керування втратами: встановлено, що чим вищий ступінь деталізації та точності даних, тим ефективнішими є заходи з мінімізації втрат.

Досліджено сучасні підходи до інформаційного моделювання електричних мереж, роль автоматизованих систем обліку та контролю енергії, зокрема АСКОЕ. Узагальнено нормативно-правову базу, що регулює питання обліку та зменшення втрат у розподільчих мережах України.

Отже, перший розділ сформував теоретичну базу для подальших практичних досліджень та розрахунків у межах теми дипломного проекту.


## 2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА ТА РАЙОНУ МІСТА

В даному проєкті розглянута система електропостачання міста. Вона є складною і важливою інфраструктурною частиною його функціонування. Забезпечення ефективної роботи цієї системи вимагає детального планування та дотримання визначених норм та вимог. Основні компоненти, такі як розподільні мережі, трансформаторні підстанції, індивідуальні та комунальні споживачі, взаємодіють у великому масштабі, і їх правильна організація має велике значення для забезпечення стабільності та доступності електроенергії для всіх міських секторів

Враховуючи вимоги ПУЕ та інші стандарти, необхідно здійснити раціональний вибір, та розташування трансформаторних підстанцій, дотримання вимог безпеки для цього об'єктів. При цьому, враховуючи різноманітність споживачів у мікрорайонах, важливо розробляти оптимальні схеми електромереж для кожного району.

Особливу увагу слід приділяти споживачам електроенергії на житловій території, враховуючи різноманіття електроприймачів. Сучасні тенденції у споживанні електроенергії вимагають не лише надійності постачання, але й управління споживанням, що може бути досягнуто за допомогою сучасних систем моніторингу та автоматизації.

Живлення міських споживачів відбувається за допомогою розподільних мереж напругою 10 кВ і 0,38 кВ.

В ПУЕ [1] встановлено низку вимог до конструкцій, розміщення, устаткування підстанцій. Відзначимо найбільш важливі з них. Підстанції не дозволяється вбудовувати в житлові споруди, школи, лікарні, спальні корпуси санаторіїв.

					ОЕ-п2102-002 ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		Возний В.О.			РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА ТА РАЙОНУ МІСТА	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушів</i>
<i>Перевір.</i>		Попов В.А.					24	135
<i>Н. Контр.</i>		Прокопенко І.Д.				НН ІЕЕ кафедра ЕП		
<i>Затверд.</i>		Попов В.А.						



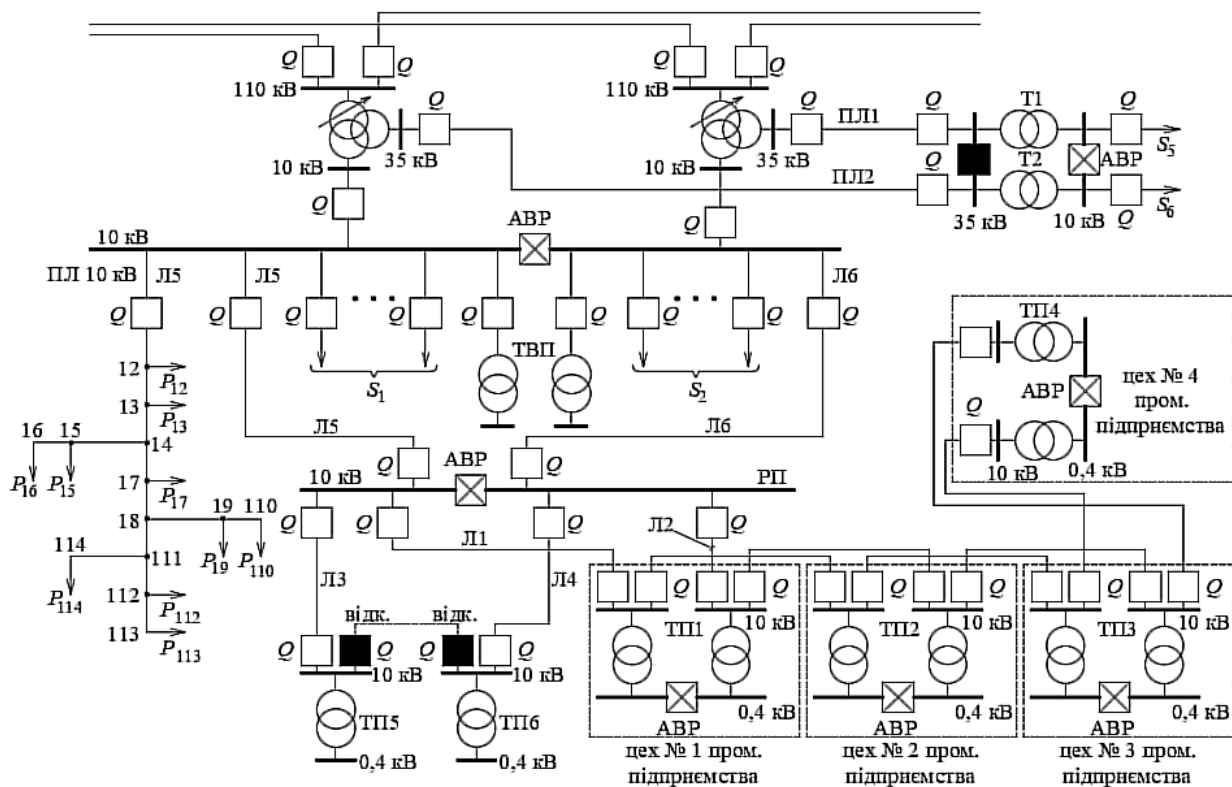


Рисунок 2.1 – Схема електропостачання

Деревообробний цех собою окрему будівлю зовнішні стіни якої виконані з бетонних блоків, що пофарбовані у білий колір та мають висоту 10м, природне освітлення забезпечується вікнами що розташовані під стелею по периметру приміщення, внутрішні перегородки відсутні, стеля – у вигляді сталевих перекриттів, щоб забезпечити кріплення кран-балки, підлога – залита бетоном, з передбаченими траншеями для прокладання кабелів від розподільчих пунктів (РП) до обладнання цеху. Вхід виконаний у вигляді сталевих воріт. За вибухо, пожежною безпекою особливостей не має.

Деревообробний цех має верстатне відділення, в якому встановлено штатне обладнання: Полірувальний верстат, свердлильний верстат, фрезерний верстат, шліфувальний, фугувальний, токарний, точільні верстати та інші.

Все обладнання працює на змінній напрузі 380В, частотою 50Гц. Основним обладнанням яке викликає спотворення якості електричної енергії є зварювальні трансформатори. В цеху є електроприймачі які відносяться до першої категорії

надійності: вентилятори, аварійне освітлення, тому що перерва в їх живленні призведе до загрози безпеці здоров'ю людей. Інші споживачі мають другу категорію надійності, простою яких призведе до простою персоналу зміни, та розлагодження технологічного процесу.

Згідно ПУЕ понижувати рівень надійності не можна, тому доцільно прийняти усіх споживачів першою категорією надійності.

На рисунку 2.2 зображено план цеху на якому розміщені електропримачі, силові пункти, щит освітлення, щит аварійного освітлення, шинопровід, та схеми прокладання кабельних ліній. РП розміщено відповідно до технологічного процесу та потужностей.

Перелік та наваначення по РП наведено в таблиці 2.1.

Щит освітлення та аварійного освітлення встановлено біля входу в цех.

Кабелі від ТП до РП прокладенні по стінам в цеху.

Всі кабельні лінії виготовленні з негорючою ізоляцією, та прокладенні по каналам що прокладенні у підлозі. Провід який живить кран-балку кріпиться на крановій балці. Шинопровід прокладенно на стінні.

Освітлення виконано світильниками LED ДБО 01-120-012 LTR розташованими на відстані 1,2м від перекриття, що підтримують рівень освітленості цеху 200лк.

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		





Для зварювальних апаратів, працюючих у повторно-короткочасному режимі розрахункова потужність приймається рівною номінальній, приведений до тривалого режиму:

$$P_H = nP_{\text{пасп}}\sqrt{TB}, \quad (2.2)$$

$$P_H = 2 \cdot 44 \cdot \sqrt{0,25} = 44 \text{ кВт.}$$

де  $P_{\text{пасп}}$  - паспортна потужність;

$TB$  – коефіцієнт тривалості включення.

Розрахунок інших навантажень проводимо згідно формул (2.1) та (2.2) та результати зводимо в таблицю 2.2.

Визначаємо проміжну активну і реактивну потужності:

$$P_{\text{пр}} = P_{H\Sigma}k_B, \quad (2.3)$$

$$Q_{\text{пр}} = P_{\text{пр}} \text{tg } \varphi. \quad (2.4)$$

де  $k_B$  – коефіцієнт використання;

$$P_{\text{пр}} = 44 \cdot 0,2 = 8,8 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{пр}} = 8,8 \cdot 1,98 = 17,42 \text{ квар.}$$

Розраховуємо номінальну групову активну потужність для РП6:

$$P_H = \sum_{i=1}^n P_{Hi} = 26 + 19 + 13 + 7 = 65 \text{ кВт.}$$

									Арк.
									30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Для інших споживачів розрахунок проводимо аналогічно та результати зводимо до таблиці 2.2.

Сумарна проміжна активна і реактивна потужності для РП6:

$$P_{\Pi} = \sum_{i=1}^n P_{\text{пр}i}, \quad (2.5)$$

де  $\sum P_{\text{пр}}$  – сума активних проміжних потужностей для РП6,

$$P_{\text{пРП6}} = 52 + 38 + 32,5 + 10,5 = 133 \text{ кВт},$$

$$Q_{\Pi} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{пр}i}, \quad (2.6)$$

де  $\sum Q_{\text{пр}}$  – сума реактивних проміжних потужностей для СП2,

$$Q_{\text{пСП1}} = 45,86 + 33,51 + 28,66 + 12,27 = 120,3 \text{ квар.}$$

Серед всіх споживачів РП6 шукаємо з максимальною і мінімальною потужностями:

$$P_{\text{minпРП6}} = 7 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{maxпРП6}} = 26 \text{ кВт},$$

$$m = \frac{P_{\text{maxпРП6}}}{P_{\text{minпРП6}}} = \frac{26}{7} = 3,71.$$

Розраховуємо коефіцієнт використання всього силового пункту:

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_B = \frac{P_n}{P_{H\Sigma}}, \quad (2.7)$$

де  $P_n$  - сумарна проміжна потужності для РП6;

$P_{H\Sigma}$  - сумарна номінальна потужність для РП6;

$$K_{B\text{РП6}} = \frac{133}{266} = 0,5.$$

Ефективне число ЕП визначимо по формулі:

$$n_{\text{эф}} = \frac{P_{H\Sigma}^2}{\sum P_{ni}^2}, \quad (2.8)$$

де  $P_{n \max}$  - максимальна номінальна потужність

$$n_{\text{эфРП6}} = \frac{266^2}{4 \cdot 26^2 + 4 \cdot 19^2 + 5 \cdot 13^2 + 3 \cdot 7^2} = 13,8$$

Приймаємо  $n_{\text{еРП6}} = 14$ .

Для інших електроприладів розрахунок ведеться аналогічно. Дані зводимо в таблицю 2.2.

Згідно [2] визначаємо коефіцієнт розрахункового навантаження:

$$K_{p\text{РП6}} = 1,01.$$

Розраховуємо сумарну розрахункову активну потужність для РП6:

$$P_p = P_n K_p, \quad (2.9)$$

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де  $P_{\Pi}$  – сумарна проміжна активна потужність для РП6;

$K_p$  – коефіцієнт розрахункового навантаження;

$$P_p = 133 \cdot 1,01 = 134,33 \text{ кВт.}$$

Визначаємо розрахункову реактивну потужність:

$$\text{при } n_e > 10, Q_p = Q_{\text{пр}},$$

$$\text{при } n_e \leq 10, Q_p = 1,1 \cdot Q_{\text{пр}},$$

$$\text{РП6: } Q_p = Q_{\text{пр}} = 120,31 \text{ квар (так як } n_e = 14 > 10).$$

Повна розрахункова потужність для РП6:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (2.10)$$

$$S_{\text{рРП6}} = \sqrt{21,5^2 + 11,935^2} = 180,33 \text{ кВА.}$$

Розрахунковий струм для РП6:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_H}, \quad (2.11)$$

де  $S_p$  – повна розрахункова потужність для РП6;

$U_H$  – номінальна напруга;

$$I_{\text{рРП6}} = \frac{180,33}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 274 \text{ А.}$$

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

Для інших РП розрахунків проводимо аналогічно і результати зводимо до таблиці 2.2.

Розраховуємо сумарне силове навантаження цеху:

Сумарна кількість електроприймачів

$$n_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m n_i, \quad (2.12)$$

$$n_{\Sigma} = 2 + 1 + 2 + 14 + 2 + 16 = 37.$$

Розраховуємо номінальну групову активну потужність:

$$P_H = \sum_{i=1}^n P_{Hi} = 54 + 16 + 80 + 140,80 + 88 + 266 = 644,8 \text{ кВт.}$$

Серед всіх електроприймачів шукаємо з максимальною і мінімальною потужностями:

$$P_{\min\text{ПП4}} = 6,4 \text{ кВт,}$$

$$P_{\max\text{ПРП5}} = 44 \text{ кВт,}$$

$$m = \frac{P_{\max\text{ПСП1}}}{P_{\min\text{ПСП2}}} = \frac{44}{6,4} = 6,88.$$

Сумарна проміжна активна і реактивна потужності:

$$P_{\text{псн}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{псн}i}, \quad (2.13)$$

$$P_{\text{псн}} = 27 + 6,4 + 48 + 93,28 + 17,6 + 133 = 325,28 \text{ кВт,}$$

						ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
							34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

$$Q_{\text{псн}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{псн}i}, \quad (2.14)$$

$$Q_{\text{псн}} = 16,73 + 5,644 + 34,536 + 61,326 + 34,927 + 120,31 = 273,48 \text{ квар.}$$

Розраховуємо коефіцієнт використання:

$$K_{\text{в}} = \frac{P_{\text{псн}}}{P_{\text{н\text{с}}}}, \quad (2.15)$$

$$K_{\text{всп}} = \frac{325,28}{644,8} = 0,5.$$

Ефективне число ЕП визначимо по формулі:

$$n_{\text{еСП}} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{\text{н}i}}{P_{\text{n.i.max}}}, \quad (2.16)$$

$$n_{\text{еСП}} = \frac{2 \cdot 644,8}{44} = 29,3.$$

Приймаємо  $n_{\text{еСП}} = 29$ .

Згідно [3] визначаємо коефіцієнт розрахункового навантаження:

$$K_{\text{р}} = 0,75.$$

Розраховуємо сумарну розрахункову активну потужність:

$$P_{\text{р}} = P_{\text{п}} K_{\text{р}}, \quad (2.17)$$

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

$$P_p = 325,28 \cdot 0,75 = 243,96 \text{ кВт.}$$

Визначаємо розрахункову реактивну потужність:

$$Q_p = K_p Q_{пр}, \quad (2.18)$$

$$Q_p = 0,75 \cdot 273,48 = 205,11 \text{ квар.}$$

Повна розрахункова потужність силового навантаження:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (2.19)$$

$$S_p = \sqrt{243,96^2 + 205,11^2} = 318,73 \text{ кВА.}$$

Розрахунковий струм:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_n}, \quad (2.20)$$

$$I_p = \frac{318,73}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 484,25 \text{ А.}$$

Визначення розрахункових навантажень освітлювальних установок, як правило, передують розрахунки електричного освітлення проєктованого цеху, яке поділяють на робоче та аварійне.

Для розрахунку освітлення в електромеханічному цеху використовуємо метод коефіцієнта використання.

Потрібний потік ламп в кожному світильнику  $\Phi$  знаходиться з формули:

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

$$\Phi = \frac{E_{min} k_3 F z}{\eta}, \quad (2.21)$$

де  $k_3$  – коефіцієнт запасу;

$E_{min}$  – мінімальна освітленість, лк;

$F$  – площа, приміщення, що освітлюється, м<sup>2</sup>;

$z$  – коефіцієнт нерівномірності освітленості;

$\eta$  – коефіцієнт використання світлового потоку – відношення світлового потоку, який падає на робочу поверхню, до світлового потоку світильників.

Коефіцієнт використання  $\eta$  залежить від типу світильника, коефіцієнтів відбиття стін  $\rho_{ст}$ , стелі  $\rho_c$ , робочої поверхні  $\rho_p$ , та від показника приміщення який враховує співвідношення розмірів приміщення.

Приймаємо:

$$\rho_{ст} = 0,5,$$

$$\rho_c = 0,3,$$

$$\rho_p = 0,1.$$

Згідно [3] та вище приведених формул, визначаємо:

Коефіцієнт запасу  $k_3 = 1,8$ .

Мінімальна освітленість  $E_{min} = 200$  лк.

Коефіцієнт нерівномірності  $z = 1,15$ .

Площа приміщення:

$$F = AB, \quad (2.22)$$

$$F = 80 \cdot 50 = 4000 \text{ м}^2.$$

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначимо показник, який враховує співвідношення розмірів приміщення (індекс приміщення):

$$i = \frac{A \cdot B}{h(A+B)}, \quad (2.23)$$

$$h = H - h_c - h_p, \quad (2.24)$$

де  $H = 10$  м – висота приміщення цеху;

$h_c = 1,2$  м – відстань світильника від перекриття;

$h_p = 0,8$  м – висота розрахункової поверхні над підлогою згідно норм [2];

$$h = 10 - 1,2 - 0,8 = 8 \text{ м,}$$

Тоді:

$$i = \frac{80 \cdot 50}{8 \cdot (80 + 50)} = 3,84.$$

Вибираємо згідно [3] коефіцієнт використання світлового потоку:

$$\eta = 0,35,$$

Визначимо світловий потік однієї лампи, необхідний для забезпечення заданої мінімальної освітленості, лм:

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

Нормоване значення освітленості для цеху дорівнює 200 лк. Коефіцієнт мінімальної освітленості  $z = 1,12$ . Вибираємо значення коефіцієнту запасу  $k_3 = 1,3$ .

Вибираємо згідно [3] тип та потужність ламп:

тип LED ДБО 01-120-012 LTR,  $\Phi_{\text{л}} = 18150$  лм,  $P_{\text{л}} = 120$  Вт  $U = 220$  В.

Тоді світловий потік:

$$\Phi = \frac{200 \cdot 1,3 \cdot 4000 \cdot 1,12}{0,35} = 832000 \text{ лм.}$$

Кількість світильників :

$$N_{\text{св}} = \frac{\Phi}{\Phi_{\text{л}}}, \quad (2.25)$$

$$N = \frac{832000}{18150} = 45,84 \approx 46 \text{ шт.}$$

Використовуємо LED ДБО 01-120-012 LTR; Потужність ламп  $P_{\text{л}} = 120$  Вт,  $I = 0,6$  А,  $\cos \varphi = 0,9$ , тоді  $\text{tg} \varphi = 0,48$ .

Визначаємо активну потужність освітлювального навантаження при коефіцієнті попиту ( $K_{\text{п}} = 0,9$ ):

$$P_{\text{осв}} = n P_{\text{л}} K_{\text{п}}, \quad (2.26)$$

$$P_{\text{осв}} = 46 \cdot 120 \cdot 0,9 = 4968 \text{ Вт.}$$

Визначаємо реактивну потужність освітлювального навантаження:

$$Q_{\text{осв}} = P_{\text{осв}} \text{tg} \varphi, \quad (2.27)$$

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_{\text{осв}} = 4968 \cdot 0,48 = 2384,64 \text{ вар.}$$

Світильники аварійного освітлення розмістимо рівномірно по всій площі приміщення, значення освітленості при аварійному освітленні для ремонтно-механічного цеху рекомендується брати 5 % від норми робочого освітлення, але не менш як 5 та не більше 30 лк. Для освітлення використаємо LED світильник ДБО 01-24-П-003.

$$P_{\text{ав}} = 0,05P_{\text{осв}}, \quad (2.28)$$

$$P_{\text{ав}} = 0,05 \cdot 4968 = 248,4 \text{ Вт.}$$

Розраховуємо повне освітлювальне навантаження:

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{P_{\text{осв}\Sigma}^2 + Q_{\text{осв}\Sigma}^2}, \quad (2.29)$$

$$P_{\text{осв}\Sigma} = P_{\text{осв}} + P_{\text{ав}}, \quad (2.30)$$

$$P_{\text{осв}\Sigma} = 4968 + 248,4 = 5216,4 \text{ Вт,}$$

$$Q_{\text{осв}\Sigma} = P_{\text{осв}} \text{tg}\varphi, \quad (2.31)$$

$$Q_{\text{осв}\Sigma} = 5216,4 \cdot 0,484 = 2524,73 \text{ квар,}$$

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{5216,4^2 + 2524,73^2} = 5,795 \text{ кВА.}$$

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Результати розрахунків зведемо в таблицю 2.2.

Активна потужність на шинах 0,4кВ ТП:

$$P_{\text{HH}} = P_{\text{p}} + P_{\text{осв}}, \quad (2.32)$$

де  $P_{\text{p}}$  – сумарна розрахункова активна потужність для всіх СП;

$P_{\text{осв}}$  – активна потужність освітлювального навантаження;

$$P_{\text{HH}} = 243,96 + 5,21 = 249,18 \text{ кВт.}$$

Реактивна потужність на шинах 0,4кВ ТП:

$$Q_{\text{HH}} = Q_{\text{p}} + Q_{\text{осв}}, \quad (2.33)$$

де  $Q_{\text{p}}$  – сумарна розрахункова активна потужність для всіх СП;

$Q_{\text{осв}}$  – активна потужність освітлювального навантаження;

$$Q_{\text{HH}} = 205,11 + 2,52 = 207,63 \text{ квар.}$$

Повна потужність на шинах 0,4кВ ТП:

$$S_{\text{HH}} = \sqrt{P_{\text{HH}}^2 + Q_{\text{HH}}^2}, \quad (2.34)$$

де  $P_{\text{HH}}$  і  $Q_{\text{HH}}$  – активна і реактивна потужність на шинах НН.

$$S_{\text{HH}} = \sqrt{249,18^2 + 207,63^2} = 324,35 \text{ кВА.}$$

Результати розрахунків занесемо в таблицю 2.2

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.2 – Навантаження цеху промислового підприємства

Початкові дані										Проміжні потужності		$n_{p.c}$	$n_c$	$K_p$	Розрахункові потужності			Розрахунковий струм $I_p, A$
За умовою					Довідникові					$P_{п}$ , кВт	$Q_{п}$ , квар				$P_{р}$ , кВт	$Q_{р}$ , квар	$S_{р}$ , кВ·А	
Найменування ЕП	$n, од$	Номінальна потужність, кВт				$P_{н.л. max} / P_{н.л. min}$		$K_b$	$K_v$									
		$P_{ні}$	$P_{в\Sigma}$	$P_{н.л. max}$	$P_{н.л. min}$	7	8											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Полірувальний верстат	2	27,0	54,00				0,5	0,85	0,62	27,00	16,73							
РП1	2		54,00	27	27	1,00	0,5			27,00	16,73	2,0	2	1,6	43,2	18,406	46,958	71,3
Кран-балка, ТВ = 40 %	1	16,0	16,00				0,4	0,75	0,88	6,4	5,64							
РП2	1		16,00	16	16	1,00	0,4			6,4	5,6443	1,0	1	1	6,4	6,2087	8,9167	13,5
Сушильна шафа	2	40,0	80,00				0,6	0,9	0,48	48	23,25							
РП3	2		80,00	40	40	1,00	0,6			48	34,536	2,0	2	1,33	63,84	37,99	74,288	112,9
Клесварка	2	6,4	12,80				0,8	0,85	0,62	10,24	6,3462							
Вентилятор	2	8,0	16,00				0,5	0,85	0,62	8	4,958							
Свердильний верстат	2	8,0	16,00				0,2	0,65	1,17	3,2	3,7412							
Фрезерний верстат	2	12,0	24,00				0,7	0,85	0,62	21,44	15,045							
Прес	3	12,0	36,00				0,7	0,85	0,62	25,20	15,62							
Циркулярна пила	3	14,0	42,00				0,8	0,65	1,17	25,2	15,618							
РП4	14		146,80	14	6,4	2,19	0,64			93,28	61,326	13,1	12	1	93,28	67,458	115,12	174,9
Зварювальний трансформатор, ТВ = 25%	2	44,0	44,00				0,2	0,45	1,98	8,8	17,464							
РП5	2		44,00	44	44	1,00	0,2			8,8	17,464	0,5	2	4	35,2	19,21	40,101	60,9
Шліфувальний верстат	4	26,0	104,00				0,5	0,75	0,88	52	45,86							
Фугувальний верстат	4	19,0	76,00				0,5	0,75	0,88	38	33,513							
Токарний верстат	5	13,0	65,00				0,5	0,75	0,88	32,5	28,662							
Точильний верстат	3	7,0	21,00				0,5	0,65	1,17	10,5	12,276							
РП6	16		266,00	26	7	3,71	0,5			133	120,31	13,8	14	1,01	134,33	120,31	180,33	273,98
Силове навантаження (РП1...РП2) на шинях 0,4 кВ ТП	37		606,80	44	6,4	6,88	0,52			316,48	256,01	27,6	29	0,75	237,36	192,01	305,3	463,85
Освітлювальне навантаження (ЩО)															5,216	2,525	5,795	8,805
Сумарне навантаження на шинях 0,4 кВ ТП															242,58	194,535	310,95	472,43

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ОЕ-п2102-002 ПЗ

Арк.

42

## 2.3 Розрахункові навантаження цивільних об'єктів

Визначення розрахункових навантажень в електропостачальних системах житлових і громадських будинків представлені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – навантаження в електропостачальних системах житлових і громадських будинків.

№	Позн. на схемі	Тип об'єкта	Кільк. буд.	Кільк. кварт.	Кат. Над.
1	А	Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 1 секція,	1	64	II
2	Б	Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 2 секції,	6	128	II
3	В	Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 1 секція,	7	36	II
4	Г	Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 2 секції,	2	74	II
5	Д	Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 3 секції,	1	108	II
6	Е	Поліклініка на 2000 відвідувачів за зміну,	1		II
7	Є	Магазин промислових товарів 200 м <sup>2</sup> торгівельної зали,	1		III

На рисунку 2.3 зображена схема розміщення житлових і громадських будинків відносно трансформаторних підстанцій.

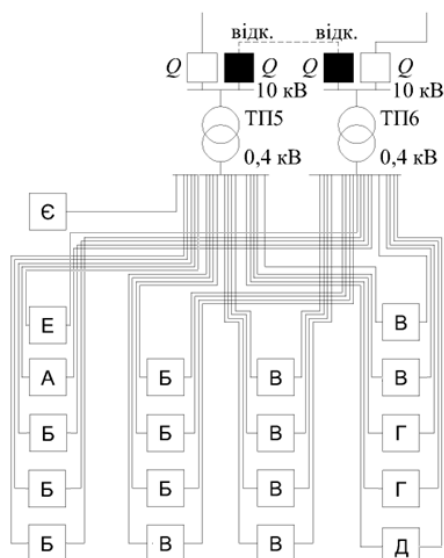


Рисунок 2.3 - Схема живлення житлових і громадських будинків

						ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			43

Кожен будинок II категорії оснащений власним АВР.

Визначення розрахункових навантажень громадських об'єктів виконуємо згідно [2]:

$$P_{ж.б} = p_{пит} n_{кв} + 0,9 K_{п.л} n_{ліф} p_{л}, \quad (2.35)$$

$$Q_{ж.б} = p_{пит} n_{кв} tg\varphi_{кв} + 0,9 K_{п.л} n_{ліф} p_{л} tg\varphi_{ліф}. \quad (2.36)$$

де  $p_{пит}$  – питоме розрахункове електричне навантаження житл;

$n_{кв}$  – сумарна кількість квартир;

$n_{ліф}$  – сумарна кількість ліфтів [5];

$K_{п.л}$  – коефіцієнти попиту для ліфтових установок;

$tg\varphi$  – реактивне навантаження.

Знаходимо розрахункове навантаження житлових будинків з електричними плитами в нормальному режимі роботи, тобто один ТП живить половину квартир та ліфтових установок.

Будинки з однаковим способом їже приготування рахуємо як один будинок з сумарною кількістю квартир та сумарним числом ліфтових установок:

$$P_{АБ}^{1/2} = 1,34 \cdot \left( \frac{1 \cdot 64 + 6 \cdot 128}{2} \right) + 0,9 \cdot 0,4 \cdot \frac{26}{2} \cdot (6 + 9) = 627,64 \text{ кВт},$$

$$Q_{АБ}^{1/2} = 1,34 \cdot \left( \frac{1 \cdot 64 + 6 \cdot 128}{2} \right) \cdot 0,4 + 0,9 \cdot 0,4 \cdot \frac{26}{2} \cdot (6 + 9) \cdot 1,17 = 305,11 \text{ квар.}$$

Знаходимо розрахункове навантаження житлових будинків з газовими плитами в нормальному режимі роботи, тобто один ТП живить половину квартир та ліфтових установок.

									Арк.
									44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Будинки з однаковим способом їже приготування рахуємо як один будинок з сумарною кількістю квартир та сумарним числом ліфтових установок:

$$P_{\text{ВГД}}^{1/2} = 0,85 \cdot \left( \frac{7 \cdot 36 + 2 \cdot 74 + 1 \cdot 108}{2} \right) + 0,9 \cdot 0,45 \cdot \frac{14}{2} \cdot 6 = 232,91 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ВГД}}^{1/2} = 0,85 \cdot \left( \frac{7 \cdot 36 + 2 \cdot 74 + 1 \cdot 108}{2} \right) \cdot 0,43 + 0,9 \cdot 0,45 \cdot \frac{14}{2} \cdot 6 \cdot 1,17 = 112,738 \text{ квар.}$$

Визначаємо розрахункові навантаження громадських будівель в нормальному режимі роботи [4]:

$$P_p = P_{\text{пит}} n, \quad (2.37)$$

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi_{\text{пит}}. \quad (2.38)$$

де  $p_{\text{пит}}$  – питоме розрахункове електричне навантаження будівлі;

$n$  – кількість навантаження;

Знаходимо розрахункове навантаження поліклініки в нормальному режимі роботи:

$$P_E^{1/2} = 0,15 \cdot \frac{2000}{2} = 150 \text{ кВт},$$

$$Q_E^{1/2} = 150 \cdot 0,43 = 64,5 \text{ квар.}$$

Знаходимо розрахункове магазину промтоварів в нормальному режимі роботи:

$$P_{\text{Е}} = 0,15 \cdot 200 = 30 \text{ кВт},$$

										Арк.
										45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$Q_{\epsilon} = 30 \cdot 0,75 = 22,5 \text{ квар.}$$

Зведемо до таблиці 2.3 розраховані розрахункові навантаження об'єктів в нормальному режимі роботи.

Таблиця 2.3 – Навантаження об'єктів в нормальному режимі роботи:

Позн. на схемі	Об'єкт	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар
А,Б	Житловий будинок з електричними плитами	627,64	305,11
В,Г,Д	Житловий будинок з газовими плитами	232,91	112,738
Е	Поліклініка на 2000 відвідувачів за зміну	150	64,5
Є	Магазин промислових товарів на 200 м <sup>2</sup> торгівельної зали	30	22,5

Розраховуємо навантаження на шини ТП5 та ТП6 в нормальному режимі роботи.

$$P_{ТП} = P_{p.max} + \sum_{i=1}^{n-1} P_{pi} K_{c.maxi}, \quad (2.39)$$

$$Q_{ТП} = Q_{q.max} + \sum_{i=1}^{n-1} Q_{qi} K_{c.maxi}, \quad (2.40)$$

$$S_{ТП} = \sqrt{P_{ТП}^2 + Q_{ТП}^2}, \quad (2.41)$$

Підставивши дані в формулб (2.39-2.41), маємо:

$$P_{ТП5}^{1/2} = 627,64 + 232,91 \cdot 0,9 + 150 \cdot 0,7 + 30 \cdot 0,6 = 960,26 \text{ кВт,}$$

$$Q_{ТП5}^{1/2} = 305,11 + 112,738 \cdot 0,9 + 64,5 \cdot 0,7 + 22,5 \cdot 0,6 = 645,22 \text{ квар,}$$

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{ТП5}^{1/2} = \sqrt{960,26^2 + 645,22^2} = 1157 \text{ кВА},$$

$$P_{ТП6}^{1/2} = 627,64 + 232,91 \cdot 0,9 + 150 \cdot 0,7 = 942,3 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП6}^{1/2} = 305,11 + 112,738 \cdot 0,9 + 64,5 \cdot 0,7 = 451,72 \text{ квар},$$

$$S_{ТП6}^{1/2} = \sqrt{942,3^2 + 451,72^2} = 1045 \text{ кВА}.$$

Розраховуємо навантаження в після аварійному режимі.

Знаходимо розрахункове навантаження житлових будинків з електричними плитами в після аварійному режимі, тобто один ТП живить всі квартир та ліфтові установки.

Будинки з однаковим способом їже приготування рахуємо як один будинок з сумарною кількість квартир та сумарним числом ліфтових установок:

$$P_{AB} = 1,18 \cdot (1 \cdot 64 + 6 \cdot 128) + 0,9 \cdot 0,4 \cdot 26 \cdot (6 + 9) = 1122,16 \text{ кВт},$$

$$Q_{AB} = 1,18 \cdot (1 \cdot 64 + 6 \cdot 128) \cdot 0,4 + 0,9 \cdot 0,4 \cdot 26 \cdot (6 + 9) \cdot 1,17 = 556,97 \text{ квар}.$$

Знаходимо розрахункове навантаження житлових будинків з газовими плитами в після аварійному режимі роботи, тобто один ТП живить всі квартири та ліфтові установки.

Будинки з однаковим способом їже приготування рахуємо як один будинок з сумарною кількість квартир та сумарним числом ліфтових установок:

$$P_{ВГД} = 0,7 \cdot (7 \cdot 36 + 2 \cdot 74 + 1 \cdot 108) + 0,9 \cdot 0,45 \cdot 14 \cdot 6 = 389,62 \text{ кВт},$$

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_{\text{ВГД}} = 0,7 \cdot (7 \cdot 36 + 2 \cdot 74 + 1 \cdot 108) \cdot 0,43 + 0,9 \cdot 0,45 \cdot 14 \cdot 6 \cdot 1,17 =$$

$$= 192,71 \text{ квар.}$$

Знаходимо розрахункове навантаження школи в після аварійному режимі роботи:

$$P_E = 0,15 \cdot 2000 = 300 \text{ кВт,}$$

$$Q_E = 300 \cdot 0,33 = 99 \text{ квар.}$$

Зведемо до таблиці 2.4 розраховані розрахункові навантаження об'єктів в після аварійному режимі роботи.

Таблиця 2.4 – Навантаження об'єктів в після аварійному режимі роботи:

Позн. на схемі	Об'єкт	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар
А,Б	Житловий будинок з електричними плитами	1122,16	556,97
В,Г,Д	Житловий будинок з газовими плитами	389,62	192,71
Е	Поліклініка на 2000 відвідувачів за зміну	300	99

Розраховуємо навантаження на шини ТП5 в після аварійному режимі роботи.

$$P_{\text{ТП5}} = 1122,16 + 389,62 \cdot 0,9 + 300 \cdot 0,7 + 30 \cdot 0,6 = 1701 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{ТП5}} = 556,97 + 192,71 \cdot 0,9 + 99 \cdot 0,7 + 22,5 \cdot 0,6 = 813,21 \text{ квар,}$$

$$S_{\text{ТП5}} = \sqrt{1701^2 + 813,21^2} = 1885,4 \text{ кВА.}$$

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розраховуємо навантаження на шини ТП6 в після аварійному режимі роботи, до ТП6 не підключений споживач III категорії.

$$P_{\text{ТП6}} = 1122,16 + 389,62 \cdot 0,9 + 300 \cdot 0,7 = 1682,82 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП6}} = 556,97 + 192,71 \cdot 0,9 + 99 \cdot 0,7 = 799,71 \text{ квар},$$

$$S_{\text{ТП6}} = \sqrt{1682,82^2 + 799,71^2} = 1863,17 \text{ кВА}.$$

Визначимо навантаження на вводі для кожного об'єкту окремо, та занесемо отримані значення у таблицю 2.5.

$$P_A = 2,1 \cdot 64 + 0,9 \cdot 0,7 \cdot 2 \cdot (6 + 9) = 153,3 \text{ кВт},$$

$$Q_A = 2,1 \cdot 64 \cdot 0,4 + 0,9 \cdot 0,7 \cdot 2 \cdot (6 + 9) \cdot 1,17 = 76 \text{ квар},$$

$$P_B = 1,6 \cdot 128 + 0,9 \cdot 0,7 \cdot 4 \cdot (6 + 9) = 242,6 \text{ кВт},$$

$$Q_B = 1,6 \cdot 128 \cdot 0,4 + 0,9 \cdot 0,7 \cdot 4 \cdot (6 + 9) \cdot 1,17 = 126,2 \text{ квар},$$

$$P_B = 1,35 \cdot 36 + 0,9 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 6 = 53,46 \text{ кВт},$$

$$Q_B = 1,35 \cdot 36 \cdot 0,43 + 0,9 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 6 \cdot 1,17 = 26,584 \text{ квар},$$

$$P_\Gamma = 1,09 \cdot 74 + 0,9 \cdot 0,8 \cdot 2 \cdot 6 = 89,3 \text{ кВт},$$

$$Q_\Gamma = 1,09 \cdot 74 \cdot 0,43 + 0,9 \cdot 0,8 \cdot 2 \cdot 6 \cdot 1,17 = 44,792 \text{ квар},$$

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

$$P_D = 0,99 \cdot 108 + 0,9 \cdot 0,8 \cdot 3 \cdot 6 = 119,88 \text{ кВт},$$

$$Q_D = 0,99 \cdot 108 \cdot 0,43 + 0,9 \cdot 0,8 \cdot 3 \cdot 6 \cdot 1,17 = 61,138 \text{ квар.}$$

Таблиця 2.5 – навантаження на вводі кожного об'єкту для післяаварійного режиму роботи.

Позн. на схемі	Об'єкт	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар
А	Житловий будинок з електричними плитами	153,3	76
Б	Житловий будинок з електричними плитами	242,6	126,2
В	Житловий будинок з газовими плитами	53,46	26,584
Г	Житловий будинок з газовими плитами	89,3	44,792
Д	Житловий будинок з газовими плитами	119,88	61,138
Е	Поліклініка на 2000 відвідувачів за зміну	300	99
Є	Магазин промислових товарів на 200 м <sup>2</sup> торгівельної зали	30	22,5

## 2.4 Вибір трансформаторів і засобів компенсації реактивної потужності

Таблиця 2.6 - Навантаження ТП в післяаварійному режимі роботи

№	P, кВт	Q, квар	S <sub>ф</sub> , кВА
ТП1	249,18	207,63	324,347
ТП2	340	50	343,657
ТП3	210	50	215,870
ТП4	240	80	252,982
ТП5	1701	813,21	1885,394
ТП6	1682,82	799,71	1863,175

Виберемо трансформатор для ТП1.

Приймаємо для ТП1 трансформатор ТМ 400/10 з паспортними даними:

$$S_H = 400 \text{ кВА};$$

$$\Delta P_{xx} = 0,83 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{кз} = 5,5 \text{ кВт};$$

$$I_{xx} = 1,5 \text{ \%};$$

$$U_{кз} = 4,5 \text{ \%}.$$

Перевірка трансформатора в післяаварійному режимі:

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Втрати в трансформаторі:

$$\Delta S = \sqrt{(\Delta P_{xx} + \Delta P_{кз})^2 + \left( S_H \frac{I_{xx}}{100} + \left( \frac{S_\phi}{S_H} \right)^2 S_H \frac{U_{кз}}{100} \right)^2}, \quad (2.42)$$

Підставивши дані в формулу (2.42), маємо:

$$\Delta S = \sqrt{(0,83 + 5,5)^2 + \left( 400 \cdot \frac{1,5}{100} + \left( \frac{324,347}{400} \right)^2 \cdot 400 \cdot \frac{4,5}{100} \right)^2} = 18,925 \text{ кВА},$$

$$S_{ТП1} = S_\phi + \Delta S < 1,4S_H = 324,347 + 18,925 < 1,4 \cdot 400 = 343,272 < 560 \text{ кВА}.$$

Вибір трансформаторів для наступних ТП в після аварійному режимі проводиться аналогічно, результати заносимо до таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 - Розподіл навантаження на ТП1-ТП6 в після аварійному режимі

№	Марка транс.	$S_{HT}$ , кВА	$P_{п/а}$ , кВт	$Q_{п/а}$ , квар	$S_{п/а}$ , кВА	$\Delta S$ кВА	$1,4S_{HT}$ , кВА	$K_{зав}$
ТП1	ТМ 400/10	400	249,18	207,63	343,272	18,925	560	0,86
ТП2	ТМ 400/10	400	340	50	363,955	20,298	560	0,91
ТП3	ТМ 250/10	250	210	50	229,682	13,811	350	0,92
ТП4	ТМ 250/10	250	240	80	269,801	16,818	350	1,08
ТП5	ТМ 1600/10	1600	1701	813,21	2027,895	142,501	2240	1,27
ТП6	ТМ 1600/10	1600	1682,82	799,71	2002,579	139,405	2240	1,25

## 2.5 Вирішення задачі компенсації реактивної потужності

Реактивна потужність - це та частина електричної потужності, яка не виконує корисної роботи, а лише створює магнітні поля в електричних пристроях, таких як трансформатори, двигуни, конденсатори тощо. Реактивна потужність не споживається, а лише коливається між джерелом і споживачем. Однак, вона викликає додаткові втрати в лініях електропередачі, збільшує навантаження на

генератори і трансформатори, знижує якість електроенергії і погіршує коефіцієнт потужності.

Коефіцієнт активної потужності - це відношення активної потужності, яка виконує корисну роботу, до повної потужності, яка передається в мережі. Чим ближче коефіцієнт потужності до одиниці, тим краще використовується електроенергія.

Знайдемо фактичне значення коефіцієнта активної потужності до компенсації реактивної потужності на шині 10 кВ центра живлення:

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{Q_{\text{сум}}}{P_{\text{сум}}}, \quad (2.43)$$

$$\cos\varphi = \cos(\operatorname{arctg}\varphi), \quad (2.44)$$

Підставивши дані в формули (2.43) та (2.44), маємо:

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{7650,47}{57267,05} = 0,133$$

$$\cos\varphi = \cos(\operatorname{arctg}0,112) = 0,991$$

Отже, значення  $\cos\varphi$  вище 0,96. Тому компенсація не потрібна.

## 2.6 Центр навантажень об'єкту проєктування

Розташування джерела живлення проєктованої системи електропостачання (СЕП) повинно сприяти досягненню мінімуму втрати на всю СЕП. Для цього необхідно звести до мінімуму довжину мереж, внаслідок чого вартість втрат енергії та напруги в живильних і розподільних мережах СЕП промислового підприємства також буде мінімальною. З цією метою визначається умовна точка на плані підприємства, що відповідає центру ваги площини підприємства, на якій електричні навантаження умовно замінені центром електричних навантажень (ЦЕН).

										Арк.
										52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Для наочності визначення ЦЕН на генеральний план підприємства наноситься картограма навантажень. При цьому для кожного цеху креслиться коло, центр якого збігається з ЦЕН цеху.

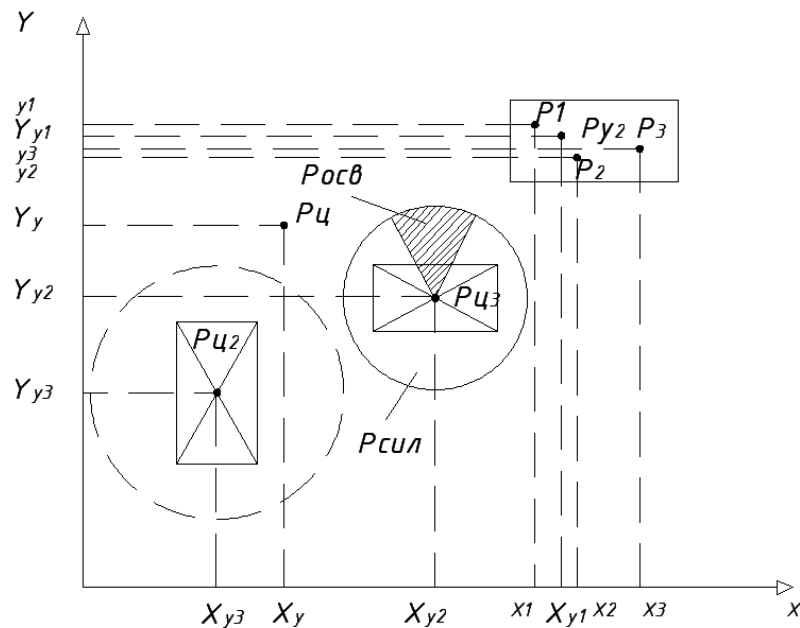


Рисунок 2.4 – Картограма навантажень

Картограма навантажень підприємства відображає розміщення навантажень на генеральному плані за допомогою кіл, площі яких відповідають розрахунковим навантаженням цехів. Центри цих кіл співпадають із центрами навантажень цехів. Головні знижувальні, розподільні та цехові підстанції слід розташовувати якомога ближче до центрів навантажень, щоб наблизити високу напругу до центрів споживання, скоротити протяжність розподільчих мереж високої та низької напруги, зменшити витрати матеріалів і знизити втрати електроенергії. [7]

У загальному випадку координати центру навантажень будь-якої групи споживачів визначаються у такий спосіб

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n \sum P_i x_i T_{i_{max}}}{\sum_{i=1}^n \sum P_i T_{i_{max}}}, \quad (2.45)$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n \sum P_i y_i T_{i_{max}}}{\sum_{i=1}^n \sum P_i T_{i_{max}}}, \quad (2.46)$$

де  $x_i, y_i$  – координати  $i$ -го ЕП потужністю  $P_i$  або відповідного центра навантажень із сумарною потужністю  $P_i$ .

Після обчислення центру навантажень, з нього, вибравши певний масштаб  $m$ , будується коло радіусом  $r_i$ , яка власне і називається картограмою навантажень

$$r_i = \sqrt{\frac{P_\Sigma}{\pi m}}, \quad (2.47)$$

де  $P_\Sigma$  – сумарне навантаження, кВт.

Таким чином, картограма навантажень допомагає визначити найбільш раціональні зони розміщення різних електромережових споруд.

## 2.7 Розрахунок живлячих і розподільних мереж. Вибір перерізу ліній низької напруги, що живлять житлові та громадські будівлі

Мінімально допустимі перерізи мережі напругою до 1000 В, в загальному випадку, повинні задовольняти наступним вимогам:

1. Втрата напруги в нормальному режимі не повинна перевищувати допустимої величини:  $\Delta U \leq \Delta U_{\text{доп}}$ .

2. Втрата напруги в післяаварійному режимі не повинна більш ніж на 5% перевищувати допустиму величину:  $\Delta U_{\text{п/а}} \leq \Delta U_{\text{доп}} + 5\%$ .

3. Струмове навантаження в нормальному режимі не повинне перевищувати допустимої величини, визначеної з урахуванням умов прокладки кабельної лінії:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2, \quad (2.48)$$

де  $I_{\text{доп}}$  – допустиме тривале струмове навантаження, яке визначається за довідковими даними з урахуванням марки кабелю (дроту) і способу його прокладки (у землі, в повітрі, в трубах і так далі);

$K_1$  – коефіцієнт, що враховує фактичні температурні умови експлуатації кабелю або повітряної лінії,  $K_1 = 1$ ;

										Арк.
										54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						



бути обчислено безпосередньо на основі заданої величини допустимої втрати напруги:

Підставивши дані в формулу (2.51), маємо:

$$F = \frac{P_p \rho L}{10 U_H^2 \Delta U_{\text{доп}}} = \frac{153,3 \cdot 27,85 \cdot 0,055}{10 \cdot 0,38^2 \cdot 5} = 32,52 \text{ мм}^2,$$

Визначаємо розрахункове струмове навантаження на головних ланках у напрямі від ТП5 та від ТП6:

$$I_A = \frac{\sqrt{P_A^2 + Q_A^2}}{\sqrt{3} U_H} = \frac{\sqrt{153,3^2 + 76^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 259,967 \text{ А}, \quad (2.51)$$

Обираєм з каталогу найближче більше значення перерізу за умовою:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_A}{K_1 K_2 K_{\text{пер}}} \geq \frac{259,967}{1 \cdot 1 \cdot 1,3} \geq 199,974 \text{ А},$$

Обираєм з каталогу найближче більше значення перерізу:

АВВГ 4×120,  $I_{\text{доп}} = 224 \text{ А}$ ,  $r_0 = 0,253 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0 = 0,0602 \text{ Ом/км}$ .

Перевіряємо вибрану КЛ 0,4 кВ за допустимою втратою напруги:

$$\Delta U_A = \frac{P_A r_0 L_{\text{кл}}}{10 U_H^2} = \frac{153,3 \cdot 0,253 \cdot 0,055}{10 \cdot 0,38^2} = 1,48 \%, \quad (2.52)$$

Втрата напруги у післяаварійному режимі не повинна перевищувати допустиму величину +5%:

$$\Delta U_A \leq \Delta U_{\text{доп}} + 5\% \rightarrow 1,48\% \leq 10\%,$$

Умова перевірки виконується.

									Арк.
									56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					



## 2.8 Розрахунок мінімально припустимого перерізу ліній розподільної мережі 10 кВ

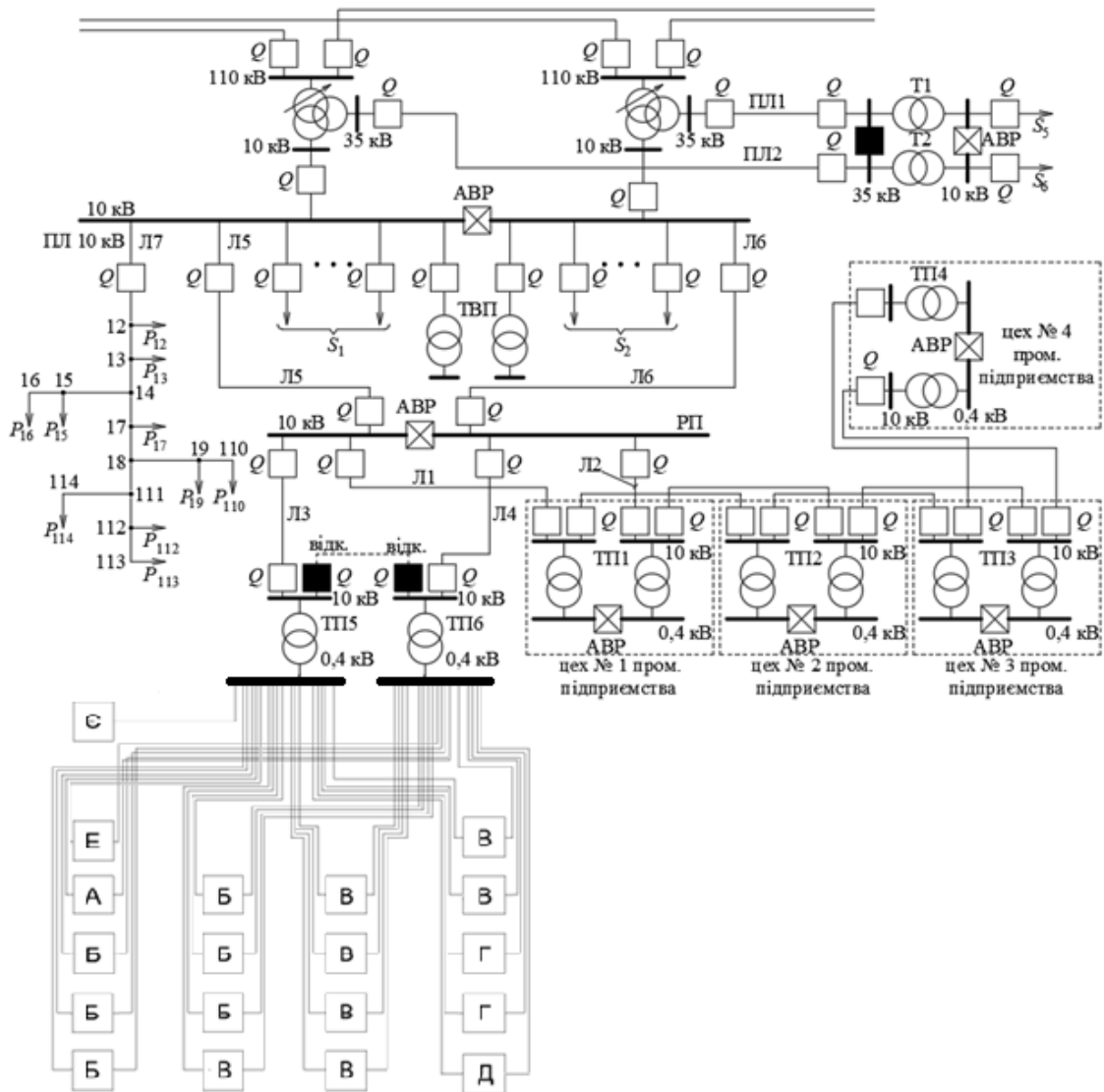


Рисунок 2.5 – Схема електропостачання

Виберемо перерізи ліній 10кВ Л1–Л6 для післяварійного режиму роботи. При цьому візьмемо що перерізи пар ліній однакові: Л1 і Л2, Л3 і Л4, Л5 і Л6. При розрахунку обираємо найбільші можливі навантаження на кожній ділянці.

Розраховуємо переріз лінії Л1 і Л2:

Знаходимо навантаження Л1, Л2 які живлять ТП1–4:

										Арк.
										58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$S_{Л1,2}^{\frac{п}{а}} = K_{см} \sum_i^n S_{ТПi}, \quad (2.53)$$

Коефіцієнт суміщення максимумів приймаємо з довідкових даних.

$$K_{см} = 0,85.$$

Підставивши дані в формулу (2.53), маємо:

$$\begin{aligned} S_{Л1,2}^{\frac{п}{а}} &= 0,85 \cdot \sqrt{(249,18 + 340 + 210 + 240)^2 + (207,63 + 50 + 50 + 80)^2} = \\ &= 942,754 \text{ кВА}, \end{aligned}$$

Визначаємо розрахункове струмове навантаження:

$$I_{Л1,2} = \frac{S_{Л1,2}^{\frac{п}{а}}}{\sqrt{3}U_H} = \frac{942,753}{\sqrt{3} \cdot 10} = 54,430 \text{ А}, \quad (2.54)$$

Обираєм з каталогу найближче більше значення перерізу за умовою:

$$I_{доп} \geq \frac{I_{Л1,2}}{K_1 K_2 K_{пер}} \geq \frac{54,430}{1 \cdot 1 \cdot 1,3} \geq 41,869 \text{ А}. \quad (2.55)$$

Отже, обрали АПВП 3×35,  $I_{доп} = 119 \text{ А}$ .

Для Л3,4 та Л5,6 проводимо розрахунок аналогічно та заносимо отримані значення перерізів ліній 10кВ у таблицю 2.9.

Таблиця 2.9 - Вибір перерізу ліній напругою 10кВ

	S, кВА	ТП, що живляться	I, А	Марка	I <sub>доп</sub> , А	r <sub>0</sub> Ом/км	x <sub>0</sub> Ом/км
Л1,2	942,754	ТП1-4	54,430	АПВП 3х35	119	0,868	0,095
Л3,4	1602,585	ТП5	92,525	АПВП 3х35	119	0,868	0,095
Л5,6	4126,234	ТП1-6	238,228	АПВП 3х150	260	0,206	0,079

## 2.9 Вибір комутаційної апаратури: Вибір комутаційних апаратів захисту від коротких замикань та перевантаження

### 2.9.1 Вибір апаратів живлячої мережі:

Живляча мережа — це ключовий елемент електроенергетичної системи, через який електроенергія подається від джерела живлення (електростанції, підстанції вищого рівня) до розподільних мереж або безпосередньо до великих споживачів. Вона являє собою мережу, яка подає електроенергію з підстанції до головних розподільчих пристроїв.

Основними елементами цієї мережі є:

- Масляні, елегазові або вакуумні вимикачі «див. рис. 2.6» - це комутаційна апаратура, призначена для вмикання та вимикання електричних кіл, у тому числі в аварійних режимах, наприклад, при короткому замиканні. Різниця між ними - в середовищі, яке гасить електричну дугу, що виникає під час розмикання контактів;



Рисунок 2.6 – Вакуумний вимикач моделі CNC BB/N35T [8]

									Арк.
									60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

ОЕ-п2102-002 ПЗ

- Роз'єднувачі «див. рис. 2.7» - це комутаційні апарати, призначені для вимикання та ввімкнення електричних кіл без навантаження, тобто без струму. Їх головна функція - створити видимий і надійний розрив у колі для забезпечення електробезпеки під час ремонту чи обслуговування обладнання;

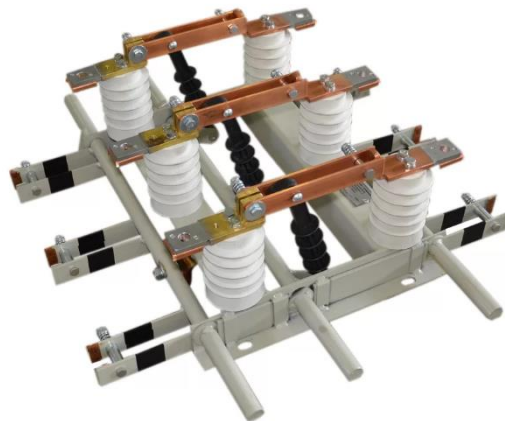


Рисунок 2.7 – Роз'єднувач серії РВ, РВЗ [9]

- Заземлюючі пристрої «див. рис. 2.8» - це спеціальні технічні засоби, що забезпечують електричне з'єднання елементів електроустановки із землею з метою: захисту людей від ураження електричним струмом, захисту обладнання від перенапруг, забезпечення надійної роботи релейного захисту та автоматики.

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61



Рисунок 2.8 – Заземлювач серії ЗОН-110 [10]

Основними критеріями вибору є:

- Номінальна напруга має відповідати рівню мережі (наприклад, 110, 35 або 10 кВ);
- Номінальний струм повинен бути  $\geq$  розрахунковий струм навантаження;
- Комутуюча здатність має перевищувати максимальний струм короткого замикання;
- Витривалість до струму КЗ - Електродинамічна та термічна стійкість.

### Вибір комутаційних апаратів на стороні 10 кВ

Розрахунок струму виконується за формулою:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (2.56)$$

Підставивши дані в формулу (2.56), маємо:

$$I_p = \frac{4126}{\sqrt{3} \cdot 10} = 238 \text{ А}$$

Вибір виконується за умовою:

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

$$U_p \leq U_{\text{ном}}$$

$$I_p \leq I_{\text{ном}}$$

Обираємо вимикач вакуумний 10кВ CNC-BB/N10M-630A з такими даними:

Таблиця 2.10 – Характеристика вимикача CNC-BB/N10M-630A

Параметр	Величина
Номинальна напруга, кВ, $U_{\text{ном}}$	12
Номинальний струм, А, $I_{\text{ном}}$	630
Номинальний струм відключення, кА, $I_{0 \text{ ном}}$	25

$$10 \leq 12$$

$$238 \leq 630$$

Умова виконується.

### 2.9.2 Вибір апаратів розподільної мережі:

Розподільна мережа - це частина електроенергетичної системи, яка подає електроенергію безпосередньо до споживачів: підприємств, житлових будинків, установ, транспорту, сільських об'єктів тощо. Вона є проміжною ланкою між живильною (магістральною) мережею та кінцевим споживачем. Обладнання:

- Автоматичні вимикачі «див. рис. 2.9» - це електричні апарати, які автоматично вимикають електричне коло при аварійних режимах: короткому замиканні, перевантаженні або падінні напруги. Вони також можуть використовуватись для ручного вмикання/вимикання електропостачання;

									Арк.
									63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					



- Запобіжники «див. рис. 2.11» - це елементи електричного захисту, які розривають електричне коло при перевищенні допустимого струму (тобто при короткому замиканні або перевантаженні). Вони захищають проводку, обладнання та людей від пожежі, перегріву або виходу з ладу техніки.



Рисунок 2.11 – Запобіжник високовольтний 10кВ ПТ 012-10-40А [13]

Критерії вибору:

- Номінальна напруга відповідає напрузі розподільчої мережі (6, 10, 20, 35 кВ)
- Номінальний струм вибирається з запасом (1.1–1.3 від робочого струму)
- Комутуюча здатність має перевищувати найбільший можливий струм короткого замикання
- Механічна та комутаційна зносостійкість залежить від кількості операцій в рік

### Вибір комутаційних апаратів на стороні 0,4 кВ

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



### 2.9.3 вибір трансформаторів струму і напруги.

Трансформатор струму (ТС) «див. рис. 2.12» - це вимірювальний трансформатор, який знижує високі значення струму в електричних колах до зручного для вимірювання та захисту рівня, наприклад: з 1000 А до 5 А. Це дозволяє безпечно підключати прилади обліку, автоматику та релейний захист. Застосовуються для живлення:

- релейного захисту
- вимірювальних пристроїв
- систем обліку



Рисунок 2.12 – Трансформатор струму RITZ 700/5 [14]

Основні параметри вибору:

- Номінальний первинний струм вибирається згідно з розрахунковим струмом мережі;
- Вторинний струм має стандартні значення 5 А або 1 А;
- Клас точності: для обліку — 0.5 або 0.2; для захисту — 5Р, 10Р;
- Номінальна потужність навантаження повинна бути  $\geq$  сумарної потужності підключених пристроїв.

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

Трансформатор напруги (ТН) «див. рис. 2.13» - це вимірювальний трансформатор, який знижує високу напругу до стандартного низького рівня, зручного для вимірювання, контролю та захисту. Наприклад, він перетворює 10 000 В на 100 В або  $100/\sqrt{3}$  В.



Рисунок 2.13 – Трансформатор напруги НАМИ-1-6 (10) У2 [15]

Застосовуються для:

- живлення вимірювальних приладів
- релейного захисту
- автоматизації

Основні параметри вибору:

- Первинна напруга має відповідати напрузі мережі;
- Вторинна напруга залежить від коефіцієнта трансформації найчастіше 100 В або  $100/\sqrt{3}$  В;
- Клас точності для вимірювання — 0.5; для захисту — 3Р;
- Номінальна потужність відповідає підключеним навантаженням.

									Арк.
									68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					





В розрахунках цього розділу орієнтуватимемось на вибрані за довідником дані. Після складання розрахункової схеми складають спрощену схему заміщення, де кожен елемент РС представлений своєю схемою заміщення в індуктивних опорах.

### Побудова спрощеної загальної схеми заміщення і розрахунок параметрів елементів схеми заміщення

Схема заміщення (СЗ) - це електрична схема, яка відповідає за структурою РС і в якій усі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінені електричними. СЗ складається для однієї фази як сукупність СЗ її окремих елементів, зв'язаних між собою в тій же послідовності, що і на РС (рис 2.15 – рис.2.29).

Так як розрахунок режиму КЗ необхідно виконувати для декількох точок КЗ, складаємо загальну СЗ і розрахунок параметрів елементів СЗ здійснюємо один раз при загальних базисних умовах.

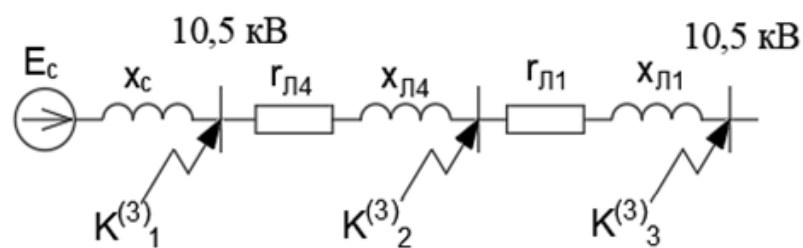


Рисунок 2.15 – Загальна схема заміщення

#### 2.10.1.2 Розрахунок трифазного короткого замикання

Відповідно до таблиці 2.12 визначаємо параметри елементів схеми заміщення.

$$U_6 = 10,5 \text{ кВ}$$

Енергосистеми:

$$S_c = 3500 \text{ МВА},$$

$$x_c = x_c'' \cdot \frac{U_c^2}{S_c} = 0,23 \cdot \frac{10500^2}{3500000000} = 0,007 \text{ Ом}, \quad (2.58)$$

$$E_c = \frac{U_6}{\sqrt{3}} = \frac{10,5}{\sqrt{3}} = 6,06, \quad (2.59)$$

									Арк.
									71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Кабельні лінії КЛ4 та КЛ1:

$$r_{\text{КЛ4}} = r_{0\text{КЛ4}} \cdot l_{\text{КЛ4}} = 0,868 \cdot 0,6 = 0,521 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{КЛ4}} = x_{0\text{КЛ4}} \cdot l_{\text{КЛ4}} = 0,095 \cdot 0,6 = 0,057 \text{ Ом},$$

$$r_{\text{КЛ1}} = r_{0\text{КЛ1}} \cdot l_{\text{КЛ1}} = 0,868 \cdot 0,4 = 0,347 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{КЛ1}} = x_{0\text{КЛ1}} \cdot l_{\text{КЛ1}} = 0,095 \cdot 0,4 = 0,038 \text{ Ом}.$$

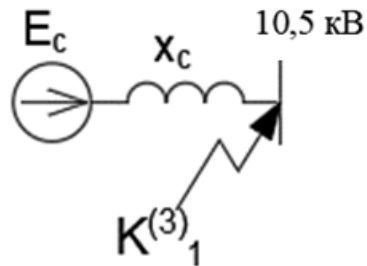


Рисунок 2.16 – Еквівалентна схема заміщення для точки  $K_1^{(3)}$

$$r_{\text{рез}} = 0,$$

$$x_{\text{рез}} = x_c = 0,007 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{рез}} = \sqrt{r_{\text{рез}}^2 + x_{\text{рез}}^2} = 0,007,$$

$$I_{K1} = \frac{E_c}{Z_{\text{рез}}} = 866 \text{ кА},$$

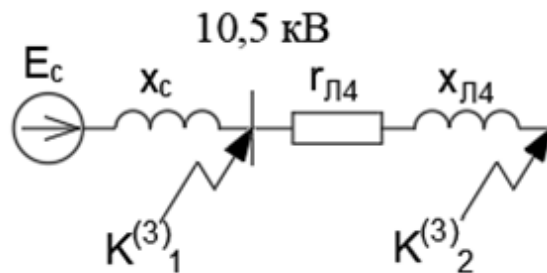


Рисунок 2.17 – еквівалентна схема заміщення для точки  $K_2^{(3)}$

$$r_{\text{рез}} = r_{\text{КЛ4}} = 0,521 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{рез}} = x_c + x_{\text{КЛ4}} = 0,577 \text{ Ом},$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата





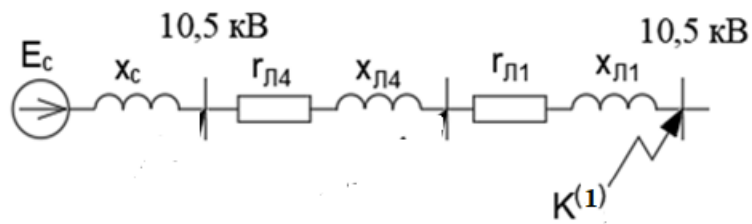


Рисунок 2.20 – Пряма схема заміщення

$$r_{1рез} = r_{пл1} + r_{пл4} = 0,868 \text{ Ом},$$

$$X_{1рез} = X_c + X_{пл1} + X_{пл4} = 0,0102 \text{ Ом}.$$

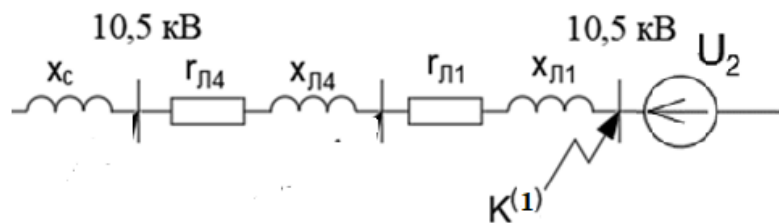


Рисунок 2.21 – Зворотня схема заміщення

$$r_{2рез} = r_{пл1} + r_{пл4} = 0,868,$$

$$X_{2рез} = X_{пл1} + X_{пл4} = 0,095.$$

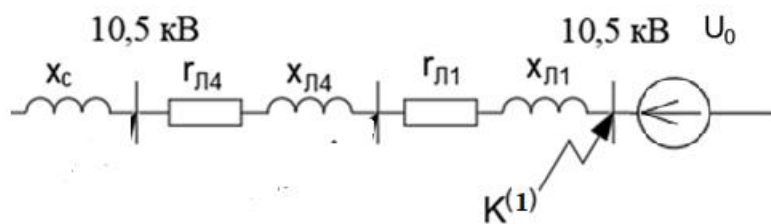


Рисунок 2.22 – Нульова схема заміщення

$$r_{пл0} = 3,5 \cdot r_{пл} = 1,214 \text{ Ом},$$

$$X_{пл0} = 3,5 \cdot X_{пл} = 0,133 \text{ Ом},$$

$$I_{кз}^{(1)} = 21 \text{ кА},$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата



$t_{\text{вимик}} = 0,08$  – повний час вимикання вимикача з приводом, с.

Результати розрахунків для точки К2 заносимо до таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Результати розрахунків для точки К1

Точка КЗ	$x_{\Sigma}^{(1)}$	$r_{\Sigma}^{(1)}$	$I_{\text{КЗ}}^{(1)}$ , кА	$T_{\text{ак}}^{(1)}$ , с	$k_{\text{уд}}^{(1)}$	$i_{\text{уд}}^{(1)}$ , кА	$I_{\text{д}}^{(1)}$ , кА	$B_{\text{к}}^{(1)}$ , кА <sup>2</sup> ·с
К <sup>(1)</sup>	0,333	2,818	3,97	0,00035	1	5,61	3,97	2,84

## 2.10.2 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче 1 кВ

### 2.10.2.1 Розрахунок трифазного короткого замикання

Опори збірних шин та їх з'єднання мають істотний вплив на струми КЗ в мережі до 1 кВ, а також трансформатори струму, розмикаючі котушки автоматичних вимикачів. Помітний вплив мають опори контактних з'єднань – болтових з'єднань шин, перехідний опір контакту в місці КЗ, також зажимних контактів апаратів.

Всі активні та індуктивні опори короткозамкнутого кола, будемо враховувати при розрахунках. Розрахунок проведемо в іменованих одиницях.

РС зображена на рисунку 2.23

Вихідні дані:

Система: струм КЗ  $I_{\text{КЗЗ}}^3 = 6,99$  кА,

Приймаємо трансформатор типу ТП-250/10/0,4 з такими паспортними даними:

$$S_H = 1600 \text{ кВА}, U_{\text{НВ}} = 10 \text{ кВ}, U_{\text{НН}} = 0,4 \text{ кВ}, \Delta P_{\text{КЗ}} = 16,5 \text{ кВт}, U_{\text{к}} = 6 \%, \Delta I_{\text{ХХ}} = 0,5 \%, \Delta P_{\text{ХХ}} = 1,55 \text{ кВт}$$

Шини приєднання трансформатора до щита 0,4 кВ:  $l_{\text{ш}} = 5 \text{ м}$ , метал – Al,  $r_{\text{ш.о}} = 0,10 \text{ Ом/км}$ ,  $x_{\text{ш.о}} = 0,13 \text{ Ом/км}$ ,  $S = 80 \times 8 \text{ мм}^2$ .

QF; тип АВМ 12П,  $I_{\text{ном}} = 1200 \text{ А}$ , QF<sub>1</sub>; тип ВА-51-35М2,  $I_{\text{ном}} = 250 \text{ А}$ .

									Арк.
									77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Трансформатор струму ТС:  $r_{ТС} = 0,2 мОм$ ,  $x_{ТС} = 0,05 мОм$ .

Опори катушок включення автоматичних вимикачів:  $X_{KB.SF} = 0,07 мОм$ ,  
 $R_{KB.SF} = 0,13 мОм$ .

Опори контактів автоматичних вимикачів:  $r_{K_{SF}} = 0,14 мОм$ ,  $R_{б.к} = 0,003 мОм$

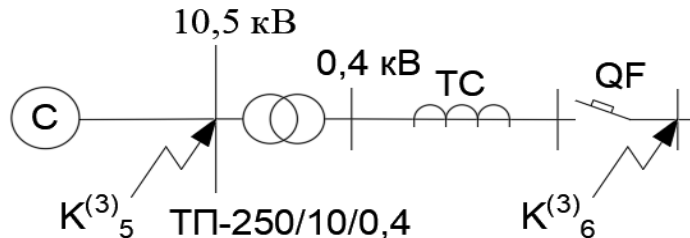


Рисунок 2.23 – Розрахункова схема

Розрахунок параметрів схеми заміщення у іменованих одиницях:

Опір системи:

$$x_c = \frac{U_{HH}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{кз3}^3 \cdot U_{HB}} = \frac{0,4^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,99 \cdot 10} = 1,321 мОм,$$

Опори трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot (U_{HH})^2 \cdot 10^6}{S_H^2} = \frac{16,5 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{1600^2} = 1,031 мОм,$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{U_K}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{кз}}{S_H}\right)^2} \cdot \frac{(U_{HH})^2 \cdot 10^6}{S_H}, \quad (2.60)$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{6}{100}\right)^2 - \left(\frac{16,5}{1600}\right)^2} \cdot \frac{(0,4)^2 \cdot 10^6}{1600} = 5,91 мОм,$$

Опори шин:

$$r_{ш} = r_{ш.0} \cdot l_{ш} \cdot 10^3 = 0,1 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,5 мОм,$$

$$x_{ш} = r_{ш.0} \cdot l_{ш} \cdot 10^3 = 0,13 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,65 мОм,$$

Активний опір болтового з'єднання:

$$r_{б.к} = 4 \cdot 0,003 = 0,012 мОм,$$

Побудуємо СЗ для визначення струмів КЗ в точці

										Арк.
										78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						







### 2.10.2.3 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та висновки

Дані комутаційного апарату та умови перевірки занесені в таблицю 2.15.

Таблиця 2.15 – Перевірка комутаційних апаратів 0,4 кВ

Напруга	Вибраний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
0,4 кВ	CVS630F	Струм динамічної стійкості	$i_{y0} \leq i_{\max}$ $I'' \leq I_{\text{вимик}}$	60,4 34,84	75 кА 40 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{m.c}^2 t_{m.c}$	102,34	120 кА <sup>2</sup> · с

З таблиці 2.15 можна побачити що обраний апарат відповідає вимогам та підходить для даного випадку.

Таким чином, в проєкті проведено розрахунок однофазного та трифазного струмів КЗ. Також проведено перевірку комутаційних апаратів.

### 2.11 Релейний захист та автоматика (РЗА)

Розрахунок параметрів струмової відсічки

Розглянемо розрахунок струмової відсічки для лінії напругою 10 кВ і трансформатора зі спадною напругою 10/0,4 кВ. Надамо також схему захисту. (Надається розрахунок струмової відсічки та схема захисту на основі конкретних вхідних даних, таких як параметри лінії і трансформатора, а також вимоги до захисту.) Вихідні дані будемо брати із електричної частини.

На рисунку 2.27 зображено схему завдання

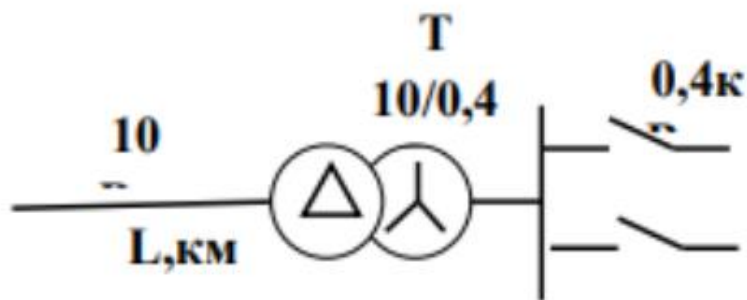


Рисунок 2.27 – схема завдання





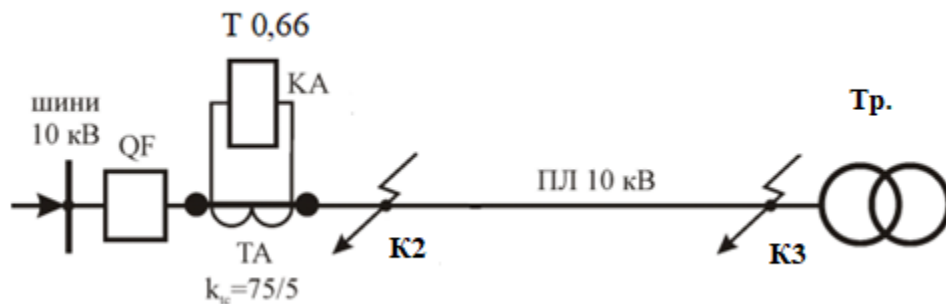


Рисунок 2.28 – розрахункова схема лінії 10 кВ

## 2.12 Організація обліку електричної енергії на об'єкті проєктування

Облік електричної енергії є невід'ємною складовою енергозабезпечення будь-якого об'єкта, оскільки забезпечує можливість контролю за споживанням, виявлення втрат, нарахування плати за спожиту енергію, а також є підґрунтям для підвищення енергоефективності. У цьому розділі розглянемо організацію системи комерційного та технічного обліку електроенергії на об'єкті проєктування.

Промислове підприємство отримує електроенергію двома вводами (B1, B2), має дві точки відпуску електроенергії субабонентам (CA1, CA2) та одну транзитну точку відпуску електроенергії в мережу оператора системи розподілу – ОСР (T1). Параметри точок обліку та типи приладів обліку електроенергії наведено в табл.2.16:

Таблиця 2.16 - Параметри точок обліку

Т.о.	$U_1/U_2$ , В	$I_1/I_2$ , А	Типи приладів обліку електричної енергії	Потужність ТН, ВА	Відстань від ТН до лічильника, м
B1	10000/100	200/5	LZQM	75	40
B2	10000/100	200/5	ZMD	75	50
CA1	380	200/5	ЕТ	-	-
CA2	380	150/5	A1140	-	-
T1	380	200/5	A1140	-	-

Відповідно до вимог [16], а також стандартів [17], облік електричної енергії має бути організований таким чином, щоб забезпечити:

1. точність вимірювання активної та реактивної електроенергії;

2. надійність та безперервність збору інформації;
3. можливість автоматизованої передачі даних до центрів обробки;
4. захист інформації від несанкціонованого доступу та фальсифікацій;
5. відокремлення комерційного та технічного обліку.

Користуючись п.5.13.1 Кодексу комерційного обліку електричної енергії [18] вибираємо за класом точності в кожній точці обліку (т.о.) трансформатори напруги (ТН), трансформатори струму (ТС), лічильники електроенергії. Вибрані параметри зведемо до таблиці 2.17.

Таблиця 2.17 - Параметри вибраних вимірювальних елементів

Т.о.	Рівень напруги	Вирахувана потужність	Приєднана потужність S(повна)/P(активна)	Клас точності			
				лічильники		вимірювальні трансформатори	
				активна енергія	реактивна енергія	ТС	ТН
B1	2 (середня напруга)	$\sqrt{3} \times 10000 \times 200 = 3,46\text{MBA}$	понад 1MBA(1MВт)	C(0,5S)	2	0,5S	0,5
B2	2 (середня напруга)	$\sqrt{3} \times 10000 \times 200 = 3,46\text{MBA}$	понад 1MBA(1MВт)	C(0,5S)	2	0,5S	0,5
CA1	2 (середня напруга)	$\sqrt{3} \times 380 \times 200 = 0,131\text{MBA}$	до 160кВА(150кВт)	B(1,0)	2	0,5S	-
CA2	1 (низька напруга)	$\sqrt{3} \times 380 \times 150 = 0,098\text{MBA}$	до 160кВА(150кВт)	A(2,0)	3	0,5S	-
T1	2 (середня напруга)	$\sqrt{3} \times 380 \times 200 = 0,131\text{MBA}$	до 160кВА(150кВт)	B(1,0)	2	0,5S	-

На об'єкті проектування передбачається застосування автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Ця система дозволяє:

									Арк.
									86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					



B2	2 (середня напруга)	-	-	-
CA1	2 (середня напруга)	-	-	-
CA2	1 (низька напруга)	-	-	-
T1	2 (середня напруга)	-	-	-

Користуючись п.5.11.3 та п.5.13.1 [18] визначаємо необхідну функціональність та вибаємо специфікації лічильників для встановлення в кожній точці обліку, отримані результати зведемо в таблицю 2.20.

Система обліку включає:

1. Електролічильники (наприклад, типу NIK, AE, Mercury, тощо), встановлені на вводі в розподільчому щиті;
2. Трансформатори струму і напруги – у випадку обліку на високій напрузі або за великого струмового навантаження;
3. Концентратори даних, які зчитують інформацію з декількох лічильників і передають її до сервера;
4. Сервер збору та обробки даних (можливо з програмним забезпеченням SCADA або спеціалізованими модулями);
5. Комунікаційне обладнання – GSM/3G/4G модеми, Ethernet-зв'язок, RS485 тощо.

Таблиця 2.20 - Специфікації лічильників

Т.о.	Величини, що вимірюються							
	Активна енергія		Реактивна енергія		Активна потужність		Реактивна потужність	
	прийом	віддача	прийом	віддача	прийом	віддача	прийом	віддача
B1	так	так	так	так	так	так	так	так
B2	так	так	так	так	так	так	так	так
CA1	так	так	так	так	так	так	так	так
CA2	так	так	так	так	ні	ні	ні	ні
T1	так	так	так	так	так	так	так	так



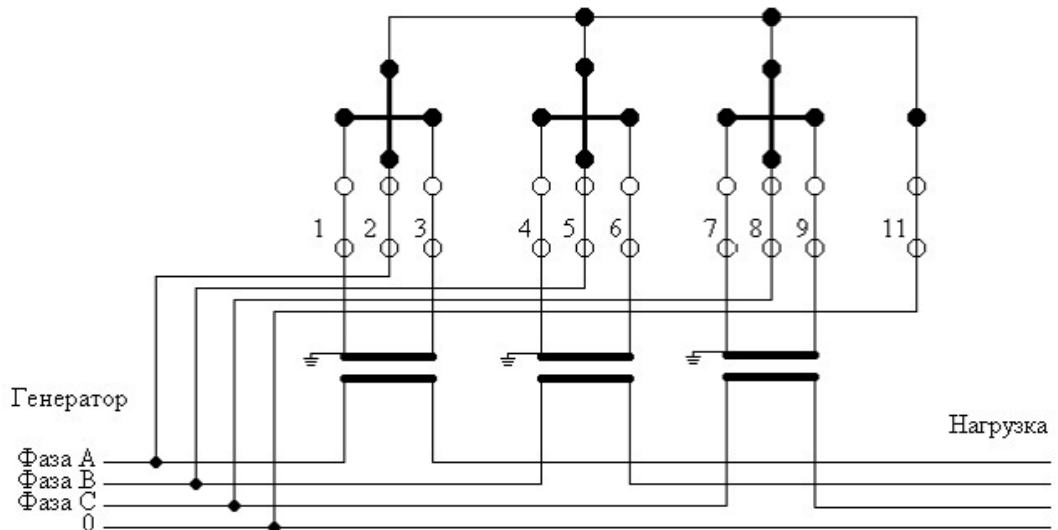


Рисунок 2.31 - Т.о.СА1 (ЕТ 2В5Е8ULVP+S)

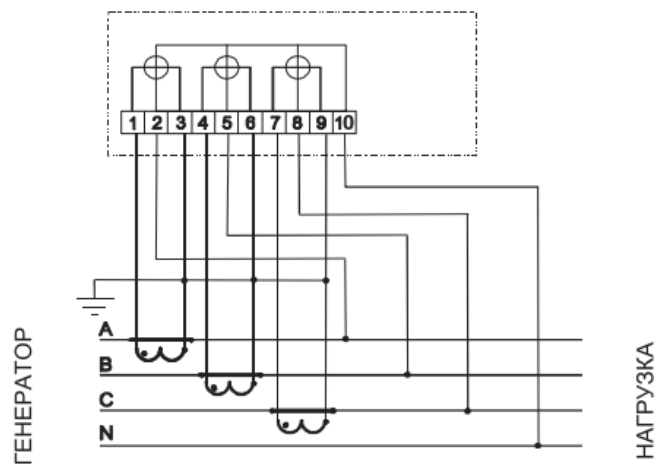


Рисунок 2.32 - СА2(А1140-20-RAL-S-GS-4-П), Т1(А1140-10-RAL-S-RF-4)

Користуючись даними вибираємо за ПУЕ переріз кабелю для влаштування вторинних кіл напруги та визначити розрахункове значення падіння напруги  $\Delta U$  у вторинних колах ТН для кожної точки обліку.

$$I_{\text{дон}} = \frac{S_{\text{ТН}}}{\sqrt{3} \times U_{2\text{Н}}} = \frac{75}{\sqrt{3} \times 100} = 0.433\text{А}, \quad (2.69)$$

Т.о. – (В1; В2):

$$R_{\text{дон}} = \frac{\Delta U_{\text{дон}}}{\sqrt{3} \times I_{\text{дон}}} = \frac{0.25}{\sqrt{3} \times 0.433} = 0.330\text{Ом}, \quad (2.70)$$

Мінімальний допустимий переріз кабелю:

										Арк.
										90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						



			обліку (ПКО) до НШКЧ на і-му рівні системи обліку, с
B1	6	3,46	±15,0
B2	6	3,46	±15,0
CA1	8	0,131	±43,8
CA2	8	0,098	±43,8
T1	8	0,131	±43,8

## 2.13 Економічні характеристики проекту

### 2.13.1 Порядок приєднання до електричних мереж

Економічне обґрунтування проекту електропостачання передбачає визначення вартості приєднання до електричних мереж, а також витрати на реалізацію проекту, включаючи закупівлю обладнання, матеріалів та їх монтаж. У даному розділі розглянемо ключові аспекти економіки проекту.

Кожен із цих документів виконує визначену функцію в процедурі приєднання електроустановок споживача.

Згідно із Законом України «Про ринок електричної енергії» [19], приєднання – це послуга, яка надається оператором системи розподілу (ОСР) або оператором системи передачі (ОСП) замовнику для створення технічної можливості прийому чи передачі електроенергії в певному обсязі у точці приєднання.

До процесу приєднання входять:

1. проектування електричних мереж;
2. будівництво або реконструкція ліній електропередач;
3. встановлення вузлів обліку електроенергії;
4. забезпечення необхідних параметрів якості, надійності та безпеки постачання;
5. оформлення документів та введення в експлуатацію.

						ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
							92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

Приєднання може здійснюватися як до новозбудованих, так і до існуючих електричних мереж ОСР.

Стандартним вважається приєднання, яке відповідає одночасно таким умовам:

1. електроустановка замовника розташована на відстані не більше 300 метрів по прямій від місця забезпечення потужності;
2. приєднання здійснюється до існуючих мереж ОСР, без потреби у будівництві або реконструкції мереж середньої або високої напруги;
3. замовник не потребує приєднання до мереж класу напруги вище 0,4 кВ (для побутових споживачів — до 1 кВ).

Таблиця 2.25 – Види приєднання за ступенем потужності:

Ступінь	Потужність приєднання	Характеристика
I ступінь	до 16 кВт включно	Найпоширеніший тип приєднання побутових і малих комерційних об'єктів
II ступінь	від 16 до 50 кВт включно	Середні підприємства, магазини, офіси, майстерні тощо

Тариф на стандартне приєднання затверджується НКРЕКП у фіксованій формі (грн/кВт) залежно від регіону, що робить процедуру прозорою для замовника.

### 2.13.2 Розрахунок вартості приєднання до електричних мереж ОСР

Вартість приєднання залежить від:

1. Потужності приєднання (кВт);
2. Типу приєднання (стандартне / нестандартне);
3. Відстані до існуючих мереж ОСР;
4. Напруги приєднання (0,4 кВ, 10 кВ тощо).

Вихідні дані зведемо до таблиці 2.26:

										Арк.
										93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						



## Висновок до розділу

У другому розділі виконано практичний обрахунок системи електропостачання для визначеного об'єкта – деревообробного цеху та житлового сектора. На основі аналізу споживачів визначено величини активного й реактивного навантаження, проведено добовий графік навантаження та підібрано тип трансформатора, здатного забезпечити споживачів електричною енергією без перевантажень.

Розраховано втрати напруги у лініях живлення, струми короткого замикання та перевірено коректність вибору кабельної продукції та комутаційної апаратури. Враховано вимоги нормативної документації щодо енергетичної ефективності та електробезпеки.

Особливу увагу приділено впливу рівня інформаційного забезпечення на точність результатів обрахунків: при недостатніх вихідних даних похибки можуть сягати значних значень, що підтверджує доцільність запровадження автоматизованих систем збору даних (АСДУ, АСКОЕ) у практику розрахунків.

Отже, результати другого розділу доводять важливість точних вихідних даних для обґрунтованого вибору елементів системи електропостачання та мінімізації втрат електроенергії.

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
						95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

### 3 ОСОБЛИВОСТІ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖАХ НИЗЬКОЇ НАПРУГИ ЗА РІЗНИХ РІВНЯХ ІНФОРМАЦІЙНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

#### 3.1.1. Методики розрахунку втрат в системах низької напруги

Оцінка втрат потужності й особливо електричної енергії в мережах номінальною напругою до 1000 В [20], у реальних умовах є складною задачею, яка не має однозначного розв'язку. Це в основному пов'язане зі специфікою побудови й інформаційного забезпечення мереж даного класу напруг. Зазначені мережі (особливо в сільській місцевості) мають значну довжину, високий ступінь розгалуженості, велику кількість вузлів навантаження [21]. Окремі ділянки низьковольтних ліній можуть виконуватися як чотирьохпроводними, так трьох і двохпроводними. Часто в них мають місце значні відхилення й коливання напруги, їм характерна несиметрія навантажень і наявність вищих гармонік. Зазначені обставини істотно посилюють вимоги до складу й об'єму вихідної інформації, необхідної для виконання коректних розрахунків по визначенню в зазначених мережах втрат потужності й електричної енергії.

Існує кілька підходів до розрахунку втрат у таких системах, і вибір конкретної методики залежить від цілей розрахунку, доступного рівня інформаційного забезпечення, технічного стану мережі, наявності вимірювальних засобів та типу споживачів. Найбільш поширеними є аналітичні, таблично-емпіричні та програмно-імітаційні методи.

Окрім цього у багатьох випадках відсутні об'єктивні й достовірні дані не тільки про режимні показники низьковольтних мереж, але навіть відомості про їхню топологію й параметри.

Теоретично, стандартні методи розрахунку втрат електричної енергії можуть бути застосовні для мереж будь-якого класу напруг. Так, наприклад, при

					ОЕ-п2102-002 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Возний В.О.			ОСОБЛИВОСТІ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖАХ НИЗЬКОЇ НАПРУГИ ЗА РІЗНИХ РІВНЯХ ІНФОРМАЦІЙНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.		Попов В.А.					96	135
Н. Контр.		Прокопенко І.Д.			НН ІЕЕ кафедра ЕП			
Затверд.		Попов В.А.						

орієнтації на метод середніх навантажень, середнє значення втрат потужності на ділянці низьковольтної лінії можна обчислити в такий спосіб

$$\Delta P_{\text{ср}} = \sum_{n=1}^3 I_{\phi_{\text{ср}n}}^2 \cdot R_{\phi} + I_{0\text{ср}} \cdot R_0, \quad (3.1)$$

де  $I_{\phi_{\text{ср}n}}$  - середнє значення струму за розрахунковий період у фазі  $n$ ;  $I_{0\text{ср}}$  - середнє значення струму в нульовому проводі;  $R_{\phi}$ ,  $R_0$  – опори відповідно фазного й нульового проводів.

При відсутності всіх необхідних для розрахунку відповідно до (а) даних, припустимо скористатися наступними формулами

- для чотирьохпроводної ділянки мережі

$$\Delta P_{\text{ср}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{P_{\text{ср}}^2 \cdot (1 + tg^2 \phi_{\text{ср}})}{U_{\phi_{\text{ср}}}^2} \cdot R_{\phi} \cdot K_{\text{нес}}, \quad (3.2)$$

де  $K_{\text{нес}}$  – коефіцієнт, що враховує середню за розрахунковий період нерівномірність розподілу навантажень по фазах (несиметрію)

$$K_{\text{нес}} = 3 \cdot \frac{\sum_{n=1}^3 I_{\phi n}^2}{\left(\sum_{n=1}^3 I_{\phi n}\right)^2} \cdot \left(1 + 1,5 \cdot \frac{R_0}{R_{\phi}}\right) - 1,5 \cdot \frac{R_0}{R_{\phi}}, \quad (3.3)$$

- для трьохпроводних (дві фази й нуль) ділянок мережі

$$\Delta P_{\text{ср}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{P_{\text{ср}}^2 \cdot (1 + tg^2 \phi_{\text{ср}})}{U_{\phi_{\text{ср}}}^2} \cdot (R_{\phi} + 0,5 \cdot R_0) \cdot K_{\text{нес}}, \quad (3.4)$$

						ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
							97
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			



$$\Delta P^* = K_{\text{пр}} \cdot \Delta U^*, \quad (3.7)$$

де  $\Delta U^* = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \cdot 100$ ,  $U_1$  – середньоарифметичне значення фазних напруг на шинах НН ТП,  $U_2$  – найменше значення фазної напруги в низьковольтній мережі,  $K_{\text{пр}}$  – коефіцієнт приведення.

Конкретне значення коефіцієнта приведення залежить від ряду факторів і прийнятих у розрахунках допущень. [20] Наприклад, для трифазної лінії опором  $R$ ,  $X$  при зосередженому наприкінці лінії навантаженні з параметрами  $I$ ,  $\cos \varphi$  маємо

$$\Delta P^* = \frac{\Delta P \cdot 100}{P} = \frac{3 \cdot I^2 \cdot R \cdot 100}{\sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi} = \frac{P \cdot R \cdot 100}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} = \frac{P \cdot R \cdot (1 + tg^2 \varphi) \cdot 100}{U^2}, \quad (3.8)$$

$$\Delta U^* = \frac{\Delta U \cdot 100}{U} = \frac{(\sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi \cdot R + \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \sin \varphi \cdot X) \cdot 100}{U^2} = \frac{P \cdot R \cdot \left(1 + \frac{X}{R} \cdot tg \varphi\right) \cdot 100}{U^2}. \quad (3.9)$$

Отже, у даній ситуації

$$K_{\text{пр}} = \frac{1 + tg^2 \varphi}{1 + \frac{X}{R} \cdot tg \varphi}. \quad (3.10)$$

Однак, якщо аналогічне по величині навантаження буде рівномірно розподілене уздовж розглянутої лінії, то в цьому випадку одержимо наступні результати

$$\Delta P^* = \frac{P \cdot R \cdot (1 + tg^2 \varphi) \cdot 100}{3 \cdot U^2}, \quad (3.11)$$

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
						99
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta U^* = \frac{P \cdot R \cdot \left(1 + \frac{X}{R} \cdot \operatorname{tg} \phi\right) \cdot 100}{2 \cdot U^2}. \quad (3.12)$$

Звідси отримуємо, що

$$K_{\text{пр}} = \frac{2}{3} \cdot \frac{(1 + \operatorname{tg}^2 \phi)}{\left(1 + \frac{X}{R} \cdot \operatorname{tg} \phi\right)}. \quad (3.13)$$

Таким чином, розходження в значеннях коефіцієнта приведення в розглянутих випадках становить 30%. Із цього випливає, що будь-яка методика розрахунку втрат потужності в низьковольтній лінії повинна яким-небудь чином урахувувати характер розподілу навантаження. Оскільки найчастіше реальний розподіл навантажень у низьковольтних лініях невідомо, рекомендується коефіцієнт приведення задавати в діапазоні 0,75...0,8.

Крім цього додатково необхідно врахувати, що при наявності відгалужень втрати енергії в лінії зменшуються, у порівнянні із втратами в лінії аналогічної сумарної довжини, але без відгалужень. Це пояснюється тим, що щільність навантаження у відгалуженнях нижче, ніж у магістралі. Але при одній і тій же величині втрати напруги, втрати потужності в лінії з відгалуженнями буде вище, ніж у лінії без відгалужень.

У зв'язку із цим, деякі фахівці радять ввести в розрахунок втрат потужності додатковий коригуючий коефіцієнт, що враховує ступінь розгалуженості ліній. Зокрема, для цієї мети запропонована наступна залежність

$$K_{\text{отв}} = 1 - 0,75 \cdot \frac{L_0}{L_{\Sigma}}. \quad (3.14)$$

де,  $L_0$  – сумарна довжина відгалужень,  $L_{\Sigma}$  – сумарна довжина всієї низьковольтної лінії

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
						100
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Разом з тим, зазначений фактор у більшості випадків важко врахувати у зв'язку з відсутністю необхідної інформації, особливо при проведенні масових розрахунків.

Таким чином, втрати електроенергії за деякий розрахунковий період  $N_T$  днів можна визначити в такий спосіб

$$\Delta A = \Delta P_{max} \cdot \tau_{max} = \Delta P_{max} \cdot 24 \cdot N_T \cdot \frac{K_3 + 2 \cdot K_3^2}{3}, \quad (3.15)$$

де  $K_3$  – коефіцієнт заповнення сумарного графіка навантаження.

Природно, що в цьому випадку для обчислення  $\tau_{max}$  може бути також використано й вираз

$$\tau_{max} = \left( 0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot T, \text{ де } T_{max} = \frac{A}{P_{max}}.$$

У наведеній вище формулі

$$\Delta P_{max} = \frac{\Delta U_{max}^*}{100} \cdot P_{max} = \frac{\Delta U_{max}^*}{100} \cdot \frac{A_T}{24 \cdot N_T \cdot K_3} = \frac{\Delta U_{max}^*}{100} \cdot \frac{A_T}{T_{max}}. \quad (3.16)$$

Остаточно, з урахуванням всіх представлених вище коригувальних коефіцієнтів, величина втрат електричної енергії визначиться в такий спосіб

$$\Delta A_{\text{нн}} = \frac{\Delta U_{max}^*}{100} \cdot W_T \cdot \frac{1 + 2 \cdot K_3}{3} \cdot \frac{K_{\text{пр}} \cdot K_{\text{нес}}}{K_{\text{отв}}}. \quad (3.17)$$

Складність практичного застосування розглянутого підходу пов'язана із проблемою одночасного виміру напруг на шинах ТП й у найбільш віддаленого споживача кожної лінії з метою визначення максимального значення втрати напруги, особливо беручи до уваги обсяг необхідних вимірів.

										Арк.
										101
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

У зв'язку із цим на практиці часто застосовується метод розрахунку втрат, що орієнтований на використання ряду узагальнених параметрів електричних мереж. Зокрема, запропонована наступна формула для розрахунку втрат електричної енергії в низьковольтних мережах

$$\Delta A_{\text{нн}} = K_{0,38} \cdot \frac{W_T^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \phi) \cdot L_{\text{екв}}}{F \cdot N_T} \cdot \frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}, \quad (3.18)$$

де  $K_{0,38}$  – коефіцієнт, що враховує характер розподілу навантаження по довжині лінії й неоднаковість навантажень фаз,  $L_{\text{екв}}$  – еквівалентна довжина низьковольтної лінії,  $F$  – середнє значення перетину головної ділянки.

При цьому коефіцієнт  $K_{0,38}$  запропоновано визначати по емпіричній формулі

$$K_{0,38} = 9,67 - 3,32 \cdot d_p - 1,84 \cdot d_p^2,$$

де  $d_p$  – відбиває частку електроенергії, що відпускається населенню.

Еквівалентну довжину лінії можна обчислити в такий спосіб

$$L_{\text{екв}} = L_M + 0,44 \cdot L_{2,3} + 0,22 \cdot L_1,$$

де  $L_M$  – довжина магістралі,  $L_{2,3}$  – довжина двофазних і трифазних відгалужень,  $L_1$  – довжина однофазних відгалужень.

Розглянемо ще один можливий підхід до розрахунку втрат електричної енергії у мережах низької напруги, який полягає у наступному. Втрати енергії визначаються наступним чином

$$\Delta A = 3 \cdot I_{\Gamma}^2 \cdot R_{\text{ек}} \cdot T,$$

де

$I_{\Gamma}$  - навантаження головної ділянки,  $R_{\text{ек}}$  - еквівалентний опір.

$$R_{\text{ек}} = r_0 \cdot L \cdot K_L,$$

						ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
							102
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

де  $r_0$  - питомий опір, Ом/км,  $L$  – довжина лінії,  $K_L$  - коефіцієнт, який враховує розподіл навантаження вздовж лінії.  $K_L = 1$ , якщо навантаження сконцентроване в кінці лінії,  $K_L = 0,34$  – за умов рівномірного розподілу навантаження.

Для алюмінієвих проводів перерізом 35 – 120 мм<sup>2</sup> можливо прийняти  $r_0 = 32,25/F$ , де  $F$  – переріз лінії мм<sup>2</sup>.

За наявності відгалужень втрати в лінії тієї ж самої сумарної довжини зменшуються за рахунок зменшення густини струму у відгалуженнях. Для урахування цього фактору у розрахунки вводиться понижувальний коефіцієнт

$$K_B = 1 - 0,95 \cdot \frac{L_B}{L_\Sigma},$$

де

$L_B$  - сумарна довжина відгалужень.

Тоді маємо

$$R_{ек} = 32,25 \cdot K_L \cdot K_B \cdot \frac{L_\Sigma}{F}.$$

До збільшення втрат веде несиметрія навантажень і, якщо розглядається сукупність ліній низької напруги, то і неоднорідність густини струму на головних ділянках окремих ліній. Враховуючи ці фактори, отримуємо

$$R_{ек} = 32,25 \cdot K_L \cdot K_B \cdot K_{нес} \cdot K_n \cdot \frac{\sum_{i=1}^N F_i \cdot \ell_i}{F_\Sigma^2}, \quad (3.19)$$

де  $\ell_i$  - довжина магістральних ліній перерізом  $F_i$ ,  $N$  – кількість ліній,  $F_\Sigma$  - сумарний переріз головних ділянок ліній, які розглядаються,  $K_L = 1 - 0,63 \cdot d_p$  ( $d_p$  визначається як частка розподілених навантажень, наприклад,  $d_p = 0$ , якщо навантаження сконцентровані в кінці лінії,  $d_p = 1$ , якщо навантаження розподілене

										Арк.
										103
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						







$k_{nc}$  - коефіцієнт збільшення втрат в лінії стояка з несиметричним навантаженням фаз, який приймається для ліній з  $R_0/R_\phi = 1$  таким, що дорівнює 1,13, а для ліній з  $R_0/R_\phi = 2$  таким, що дорівнює 1,2 ( $R_0$  та  $R_\phi$  – опори нульового та фазного проводів відповідно, Ом)

$L_{n.k}$  – довжина кабелю (проводу) нерозгалуженої частини  $k$ -го стояка, км;

$L_{p.k}$  – довжина кабелю (проводу) розгалуженої частини  $k$ -го стояка, км.

У разі неможливості одночасного зчитування показів з лічильників споживачів і наявності лічильника на вводі у будинок та лічильника обліку внутрішньо будинкових потреб дозволено потужності стояків живлення споживачів приймати однаковими і втрати активної електроенергії в кВт·год обчислювати за формулами:

у зовнішній мережі:

$$\Delta A_{з.м}^{(P)} = \frac{(A_\phi^{(P)})^2 + (A_{в.п}^{(Q)})^2}{U_H^2 \cdot T} \cdot k_\phi^2 \cdot r_{0з} \cdot L_з \cdot 10^{-3}, \quad (3.22)$$

- у внутрішньо будинковій мережі:

$$\Delta A_{в.м}^{(P)} = \sum_k \left( \frac{(A_\phi^{(P)} - A_{в.п}^{(P)})^2}{k^2 \cdot U_H^2 \cdot T} \cdot k_\phi^2 \cdot k_{nc} \cdot r_{0k} \cdot \left( L_{н.к} + \frac{L_{p.k}}{3} \right) \cdot 10^{-3} \right), \quad (3.23)$$

де

$A_\phi^{(P)}$  – споживання активної енергії протягом розрахункового періоду за показами лічильника на вводі у будинок, кВт·год;

$A_{в.п.}^{(P)}$  – споживання активної енергії на внутрішньо будинкові потреби протягом розрахункового періоду (за показами лічильника), кВт·год;

										Арк.
										107
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$r_{0,k}$  – питомий активний опір кабелю (проводу)  $k$ -го стояка, Ом/км;

$L_{n,k}$  – довжина кабелю (проводу) нерозгалуженої частини  $k$ -го стояка, км;

$L_{p,k}$  – довжина кабелю (проводу) розгалуженої частини  $k$ -го стояка, км.

У разі неможливості віднести споживання електричної енергії до кожного із  $k$  стояків і/або відсутності лічильника на вводі в будинок та лічильника обліку внутрішньо будинкових потреб дозволено потужності стояків приймати однаковими і втрати активної електроенергії в кВт·год обчислювати за формулами:

- у зовнішній мережі:

$$\Delta A_{з.м}^{(P)} = \frac{\left(\sum_k \sum_m A_{k,m}^{(P)}\right)^2}{U_H^2 \cdot T \cdot \cos^2 \phi} \cdot k_\phi^2 \cdot r_{0з} \cdot L_з \cdot 10^{-3}, \quad (3.24)$$

де  $\cos \phi = 0,9$  – середнє значення коефіцієнту потужності у зовнішній мережі.

- у внутрішньо будинковій мережі:

$$\Delta A_{в.м}^{(P)} = \sum_k \left( \frac{\left(\sum_k \sum_m A_{k,m}^{(P)}\right)^2}{k^2 \cdot U_H^2 \cdot T} \cdot k_\phi^2 \cdot k_{нс} \cdot r_{0k} \cdot \left(L_{н.к} + \frac{L_{p.k}}{3}\right) \cdot 10^{-3} \right), \quad (3.25)$$

де

$A_{k,m}^{(P)}$  – споживання активної енергії  $m$ -м споживачем  $k$ -го стояка протягом розрахункового періоду (за показами лічильника), кВт·год;

У разі наявності лічильника на вводі у будинок та відсутності лічильника обліку внутрішньо будинкових потреб втрати активної енергії у зовнішній мережі обчислюються за формулою (3.23), а у внутрішньо будинковій мережі – за формулою (3.25).

Втрати електричної енергії в лічильниках в кВт·год обчислюються за формулою

$$\Delta A_{л}^{(P)} = \sum_i N_i \cdot \Delta P_{лі} \cdot T \cdot 10^{-3}, \quad (3.26)$$

									Арк.
									108
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

де

$N_i$  – кількість лічильників  $i$  – го типу;  $\Delta P_{li}$  - втрати енергії в лічильниках  $i$  – го типу відповідно до паспорту лічильника, Вт;  $T$  – тривалість розрахункового періоду.

Обсяг втрат електричної енергії у з'єднаннях внутрішньо будинкових мереж в кВт·год може бути врахований на підставі додаткових вимірювань опорів контактних з'єднань за формулою

$$\Delta A_z^{(P)} = N_z \cdot I_{\text{сер}}^2 \cdot R_z \cdot k_{\phi}^2 \cdot T \cdot 10^{-3}, \quad (3.27)$$

де

$N_z$  – кількість контактних з'єднань на відгалуженнях до лічильників;  $I_{\text{сер}}$  – середній струм фази А;  $R_z$  – опір контактного з'єднання, Ом.

Значення квадрату середнього струму в  $A^2$  розраховується по формулі

$$I_{\text{сер}}^2 = \frac{(\sum_k \sum_m A_{k,m}^{(P)})^2}{b \cdot k^2 \cdot m^2 \cdot T^2 \cdot U_H^2}, \quad (3.28)$$

де

$b$  – коефіцієнт, що дорівнює 3 для трифазного споживача і 1 – для однофазного.

### 3.2 Приклад розрахунку.

Визначити втрати електричної енергії у дев'ятиповерховому міському житловому будинку при відсутності лічильника електроенергії на вводі у будинок та лічильника обліку внутрішньо будинкових потреб. Живлення будинку, який має один під'їзд, 72 квартири та розташований на відстані 0,1 км від ТП, здійснюється по кабелю АВВГ 4×70 ( $R_{\Sigma} = 0,443 \text{ Ом/км}$ ); стояки виконано кабелем АВВГ 4×50 ( $R_{\Sigma,k} = 0,641 \text{ Ом/км}$ ). Довжина кабелю (проводу) нерозгалуженої частини стояка становить 0,005 км, а розгалуженої частини – 0,023 км. Споживання електричної енергії за місяць червень та жовтень представлено в таблиці 3.1 та 3.2.

										Арк.
										109
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						



Таблиця 3.2 - Спожита активна електроенергія по квартирам восени (кВт·

год)

Пора року – восени ( жовтень )					
№ кв.	Р кв.	№ кв.	Р кв.	№ кв.	Р кв.
1	176	25	151	49	165
2	151	26	188	50	143
3	181	27	184	51	193
4	115	28	121	52	153
5	166	29	115	53	151
6	163	30	177	54	181
7	151	31	183	55	138
8	105	32	185	56	129
9	172	33	194	57	136
10	145	34	120	58	127
11	135	35	138	59	149
12	112	36	202	60	131
13	116	37	170	61	203
14	122	38	136	62	142
15	185	39	135	63	133
16	114	40	173	64	117
17	128	41	110	65	197
18	114	42	106	66	202
19	150	43	130	67	194
20	142	44	153	68	185
21	158	45	138	69	107
22	158	46	129	70	133
23	178	47	177	71	194
24	137	48	155	72	161
Всього					10908

Визначаємо тривалість розрахункового періоду в місяці червні:

$$T = 30 \cdot 24 = 720 \text{ год};$$

за табл. 3.3 Методики визначаємо коефіцієнт форми графіка навантаження міського житлового будинку при відсутності засобів КРП (літо):

										Арк.
										111
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ОЕ-п2102-002 ПЗ					

Таблиця 3.3 Коефіцієнти форми графіка навантаження у разі відсутності автоматизованих засобів компенсації реактивної потужності

Характеристика споживача	Значення коефіцієнту форми $k_{\phi}$				
	сезонне				середнє річне
	зима	весна	літо	осінь	
1	2	3	4	5	6
Сільські житлові будинки	1,17	1,13	1,14	1,15	1,15
Міські житлові будинки	1,13	1,11	1,13	1,12	1,12
Житлові будинки, обладнані стаціонарними електроплитами для приготування їжі	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Сільські комунально-побутові споживачі	1,15	1,15	1,16	1,16	1,16
Міські комунально-побутові споживачі	1,09	1,08	1,09	1,09	1,09
Змішане навантаження (переважно комунально-побутові споживачі)	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
Змішане навантаження (переважно виробничі споживачі)	1,08	1,09	1,08	1,08	1,08
Сільські виробничі споживачі	1,12	1,13	1,11	1,12	1,12
Ферми та комплекси з виробництва молока	1,07	1,08	1,08	1,09	1,08
Ферми та комплекси з виробництва свинини	1,05	1,06	1,05	1,05	1,05
Ферми та комплекси з виробництва яловичини	1,08	1,10	1,11	1,09	1,1
Птахофабрики	1,05	1,06	1,05	1,06	1,06
Зрошення землі	1,60	1,18	1,10	1,35	1,31
Сезонні літньо-осінні споживачі	-	-	1,12	1,12	1,12
Парники та плівкові теплиці з електрообігріванням	1,05	1,04	-	-	1,05
Тепличні комбінати з обігріванням від вогневих котельних	1,03	1,02	1,10	1,02	1,04
Однозмінні промислові підприємства	1,48	1,46	1,48	1,49	1,48
Двозмінні промислові підприємства	1,27	1,25	1,26	1,27	1,26
Тризмінні промислові підприємства	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Акумуляційні електрокотельні	3,07	3,12	3,12	3,12	3,11
Електроопалення садибних житлових будинків в акумуляційному режимі	3,07	3,31	-	3,31	3,23
Електроопалення садибних житлових будинків у вільному режимі	1,02	1,02	-	1,02	1,02

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ОЕ-п2102-002 ПЗ

Арк.

112

Продовження таблиці 3.3

Електроопалення садибних житлових будинків у вільному режимі з відключенням в години максимального навантаження енергосистеми	1,36	1,36	-	1,36	1,36
Електроопалення садибних житлових будинків в акумуляційному режимі в нічний період з підзарядкою в денне зниження навантаження енергосистеми	2,01	2,01	-	2,01	2,01
Часткове електроопалення садибних житлових будинків переносними електронагрівачами	1,12	1,12	-	1,13	1,12

$$k_{\Phi} = 1,13;$$

За даними табл.3.1 розраховуємо:

1. втрати активної електроенергії у зовнішній мережі:

$$\Delta W_{з.м.}^{(P)} = \frac{(\sum_{k=1} \sum_{m=72} W_{m,k}^{(P)})^2}{U_H^2 \cdot T} \cdot R_{з.} \cdot k_{\Phi} \cdot l_{з.} \cdot 10^{-3} = \frac{6575^2}{0,38^2 \cdot 720} \cdot 0,443 \cdot 1,13 \cdot 0,1 \cdot$$

$$10^{-3} = 20,81 \text{кВт} \cdot \text{год};$$

2. втрати активної електроенергії у внутрішньо будинковій мережі:

$$\sum_{k=1} \Delta W_{в.м. k}^{(P)} = \sum_{k=1} \left( \frac{(\sum_{k=1} \sum_{m=72} W_{m,k}^{(P)})^2}{k^2 \cdot U_H^2 \cdot T} \cdot R_{в.к} \cdot k_{\Phi} \cdot \left( l_{н.к} + \frac{l_{р.к}}{3} \right) \cdot 10^{-3} \right) =$$

$$= \frac{6575^2}{1^2 \cdot 0,38^2 \cdot 720} \cdot 0,641 \cdot 1,13 \cdot \left( 0,005 + \frac{0,023}{3} \right) \cdot 10^{-3} = 3,8 \text{кВт} \cdot \text{год};$$

Розраховуємо втрати електричної енергії у мережах житлового будинку:

$$\Delta W^{(P)} = \Delta W_{з.м.}^{(P)} + \sum_{k=1} \Delta W_{в.м. k}^{(P)} = 20,81 + 3,8 = 24,61 \text{кВт} \cdot \text{год}.$$

Визначаємо тривалість розрахункового періоду в місяці жовтні:

										Арк.
										113
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$T = 31 \cdot 24 = 744 \text{ год};$$

за таблицею 3.3 Методики визначаємо коефіцієнт форми графіка навантаження міського житлового будинку при відсутності засобів КРП (осінь):

$$k_{\phi} = 1,12;$$

за даними табл.3.2 розраховуємо:

1. втрати активної електроенергії у зовнішній мережі:

$$\Delta W_{3.м.}^{(P)} = \frac{\left(\sum_{k=1} \sum_{m=72} W_{m,k}^{(P)}\right)^2}{U_H^2 \cdot T} \cdot R_{3.} \cdot k_{\phi} \cdot l_{3.} \cdot 10^{-3} = \frac{10908^2}{0,38^2 \cdot 744} \times \\ \times 0,443 \cdot 1,12 \cdot 0,1 \cdot 10^{-3} = 55 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

2. втрати активної електроенергії у внутрішньо будинковій мережі:

$$\sum_{k=2} \Delta W_{в.м. k}^{(P)} = \sum_{k=1} \left( \frac{\left(\sum_{k=1} \sum_{m=72} W_{m,k}^{(P)}\right)^2}{k^2 \cdot U_H^2 \cdot T} \cdot R_{в.к} \cdot k_{\phi} \cdot \left(l_{н.к} + \frac{l_{р.к}}{3}\right) \cdot 10^{-3} \right) = \\ = \frac{10908^2}{1^2 \cdot 0,38^2 \cdot 744} \cdot 0,641 \cdot 1,12 \cdot \left(0,005 + \frac{0,023}{3}\right) \cdot 10^{-3} = 10 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

Розраховуємо втрати електричної енергії у мережах житлового будинку:

$$\Delta W^{(P)} = \Delta W_{3.м.}^{(P)} + \sum_{k=1} \Delta W_{в.м. k}^{(P)} = 55 + 10 = 65 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Таким чином, методика розрахунку втрат у мережах низької напруги має бути адаптована до конкретної ситуації, враховуючи доступний рівень інформації та мету аналізу. В умовах недостатнього інформаційного забезпечення доцільно використовувати спрощені або нормативні методи, тоді як за наявності точних даних пріоритетним є застосування точних аналітичних або імітаційних моделей.

										Арк.
										114
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Оптимальне поєднання цих підходів дозволяє досягти балансу між точністю, витратами на розрахунок та можливістю оперативного прийняття рішень.

Важливим чинником підвищення якості інформаційного забезпечення є впровадження сучасних систем автоматизованого комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), які дозволяють в режимі реального часу збирати і передавати дані про споживання, а також моніторити технічний стан мережі. Використання цифрових лічильників, телеметрії, SCADA-систем і інтегрованих баз даних значно покращує точність і швидкість отримання необхідної інформації, що сприяє підвищенню якості розрахунків втрат.

Також суттєвий вплив на результати розрахунків має організація процесів обробки та аналізу даних. Без належної систематизації, верифікації та контролю інформації можливе накопичення помилок, що призводить до спотворення реального стану мережі. В цьому контексті важливим є створення єдиної інформаційної платформи, яка об'єднує дані з різних джерел і дозволяє здійснювати їх узгоджений аналіз.

Отже, якість інформаційного забезпечення є ключовим фактором, що визначає ефективність і точність розрахунку втрат електроенергії в мережах низької напруги. Сучасні тенденції розвитку електроенергетики вимагають постійного удосконалення інформаційних систем, впровадження нових технологій збору та обробки даних, що, в кінцевому рахунку, сприяє підвищенню енергоефективності та надійності електричних мереж.

Варто відзначити, що на точність розрахунків також впливає частота оновлення та актуальність інформації. Стаціонарні дані, які не оновлюються протягом тривалого часу, втрачають свою релевантність, особливо в умовах динамічних змін навантажень, ремонту або модернізації мережі. Регулярний збір та актуалізація даних забезпечують більш реалістичну картину режимів роботи мережі, що дозволяє своєчасно виявляти і усувати джерела підвищених втрат.

Організаційні аспекти також відіграють значну роль. Налагоджені процеси контролю та аудит інформаційних систем забезпечують своєчасне виявлення і

									Арк.
									115
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

коригування помилок, а також підтримання актуальності баз даних. Без належної організаційної структури навіть найсучасніші технології не зможуть забезпечити високої якості інформаційного забезпечення.

Крім того, впровадження систем управління якістю інформації дозволяє стандартизувати процедури збору і обробки даних, що зменшує ймовірність появи систематичних похибок. Це особливо актуально для великих енергокомпаній з розгалуженою структурою, де необхідно координувати роботу багатьох підрозділів.

Загалом, підвищення якості інформаційного забезпечення — це комплексна задача, яка вимагає одночасного вдосконалення технічної бази, кадрового потенціалу та організаційних процесів. Такий підхід сприяє не лише більш точним розрахункам втрат, а й підвищенню ефективності управління енергетичними ресурсами в цілому.

### **3.3. Аналіз точності розрахунків втрат за умов обмеженого, середнього та повного інформаційного забезпечення**

Точність розрахунків втрат електричної енергії у мережах низької напруги суттєво залежить від рівня інформаційного забезпечення, що характеризує обсяг, якість та достовірність вхідних даних для проведення аналізу. Розглянемо особливості розрахунків втрат при різних рівнях інформаційного забезпечення: обмеженому, середньому та повному.

За умов обмеженого інформаційного забезпечення, коли доступні лише базові дані про мережу та приблизні показники споживання, розрахунки втрат мають значний рівень невизначеності. Відсутність детальної інформації про режим роботи мережі, характеристики навантажень, профілі споживання та параметри обладнання призводить до використання усереднених або нормативних значень. В результаті точність оцінок втрат знижується, і такі розрахунки мають характер орієнтовних, що ускладнює прийняття ефективних управлінських рішень.

При середньому рівні інформаційного забезпечення застосовується більш детальний збір даних, включаючи періодичні вимірювання струмів, напруги, а

										Арк.
										116
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						





### Висновок до розділу

У третьому розділі розглянуто особливості обчислення втрат електричної енергії в мережах низької напруги за різних рівнів інформаційного забезпечення. Проаналізовано як теоретичні, так і практичні аспекти застосування різноманітних методик розрахунку втрат з урахуванням конфігурації мережі, типу навантаження, наявності відгалужень та несиметрії.

Було наведено низку формул, котрі дозволяють обчислювати втрати потужності й енергії для мереж різної структури – чотирьох-, трьох- і двопровідних, а також розглянуто вплив коефіцієнтів несиметрії, приведення, заповнення графіка навантаження та ступеня розгалуженості ліній. Особливу увагу приділено методам наближеного розрахунку втрат через вимірювання напруги та спрощене моделювання, що є актуальними за умов обмеженої вихідної інформації.

Розглянуто втрати у внутрішньобудинкових мережах багатоквартирних будинків, де втрати можуть обчислюватися як за прямими вимірюваннями, так і за статистичними моделями з урахуванням коефіцієнтів форми графіка, питомих опорів проводів та параметрів стояків. Також враховано втрати у лічильниках і контактних з'єднаннях.

У підрозділі 3.3 виконано порівняльний аналіз точності обчислень втрат для трьох рівнів інформаційного забезпечення: обмеженого, середнього та повного. Доведено, що точність обчислень прямо пропорційно залежить від обсягу, деталізації та актуальності вхідних даних. Найвища достовірність досягається за умов використання смарт-обліку, автоматизованих систем збору даних і цифрового моделювання.

Таким чином, зроблено висновок, що точні та ефективні розрахунки втрат електроенергії у мережах НН можливі лише за умови високого рівня інформаційного забезпечення, що, в свою чергу, вимагає впровадження сучасних технологій енергомоніторингу та цифровізації мережевої інфраструктури.

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		119

## 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ КАБЕЛЬНОЇ МЕРЕЖІ 0,4 кВ

### 4.1 Загальна характеристика кабельної мережі 0,4 кВ

Кабельна мережа напругою 0,4 кВ забезпечує електроживлення споживачів низьковольтного рівня. Вона складається з ізольованих кабелів, прокладених у ґрунті, кабельних каналах, тунелях або по конструкціях у приміщеннях. Типові кабелі — АВВГ, ВВГ, НУУ тощо. [22]

Мережа може бути прокладена:

- у ґрунті,
- в кабельних лотках, тунелях,
- у будівлях (в коридорах, підвалах, технічних поверхах).

Використовуються мідні або алюмінієві кабелі з ізоляцією із ПВХ або зшитого поліетилену (наприклад, ВВГ, АВВГ, ПвП тощо).

Розрахунок для вибору КЛ проводився в розділі 2.5 дипломного проєкту. Характеристику та технічні показники КЛ зведемо до таблиці 4.1, 4.2.

Таблиця 4.1 – Характеристика об'єкта

Назва	Розміщення	Робоче місце	Категорія електроприміщення	Категорія пожежної безпеки
Кабельна лінія 0,4 кВ	Підземна/внутрішня	Частина приміщення(ЗРУ)/кабельного тунелю	Підвищена безпека	Категорія Д

					ОЕ-п2102-002 ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Возний В.О.			Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.		Попов В.А.				120	135
Н. Контр.		Прокопенко І.Д.			НН ІЕЕ кафедра ЕП		
Затверд.		Попов В.А.					

Таблиця 4.2 – Технічні показники КЛ

Найменування	Параметри	Характеристики
<p>Алюмінієвий кабель АВВГ 4*70мм<sup>2</sup></p>  <p>Рисунок 4.1 – Будова кабелю марки АВВГ</p>	Напруга	660/1000 В
	Частота мережі	50 Герц
	Кількість жил	4
	Перетин жили, мм <sup>2</sup>	70
	Форма провідника	Кругла
	Матеріал струмопровідної жили	Алюміній
	Тип провідника	Кабель
	Характеристика жили	2 клас (7-ми жильна)
	Матеріал оболонки	ПВХ, (полівінілхлоридний пластикат), шитого поліетилену, шлангової гуми. Найпоширеніший варіант ізоляції.
	Можлива експлуатація при температурі повітря	50°С до +50°С.
Довгий нагрів сердечника можливий до показника	+70°С	

#### 4.2 Склад робіт, склад бригади, групи з електробезпеки

До монтажу, обслуговування та експлуатації кабельних мереж напругою 0,4 кВ допускається лише кваліфікований електротехнічний персонал, що відповідає встановленим вимогам [21], [22], [25]. Основною вимогою є наявність відповідної групи з електробезпеки. Для робіт на кабельних лініях напругою до 1000 В працівники повинні мати не нижче III групи допуску. У разі наближення до струмовідних частин або роботи під напругою можуть бути потрібні III або IV група, залежно від складності та характеру завдання.

Окрім групи допуску, працівники повинні мати професійну підготовку, пройти спеціальне навчання та атестацію, для виконання електромонтажних і

						ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
							121
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			





#### 4.4 Оцінка небезпечних і шкідливих факторів

Під час експлуатації та монтажу кабельної мережі 0,4 кВ на робочих місцях електромонтерів виникає низка небезпечних і шкідливих виробничих факторів. У першу чергу це небезпека ураження електричним струмом [21], [22], [25], [26], зокрема під час роботи на ділянках з під напругою, проведення вимірювань або приєднання кабелів до щитового обладнання. Високий рівень струмів короткого замикання також може спричинити утворення електричної дуги, що супроводжується ризиком опіків і ураження очей.

Серед механічних небезпек — травмування від падіння інструментів або важких елементів кабельної арматури, защемлення пальців при затягуванні муфт або укладанні кабелю, небезпека послизнутися або впасти в кабельних тунелях чи траншеях. Часто роботи виконуються у вузьких або погано вентильованих просторах, що ускладнює евакуацію та впливає на загальний стан працівників.

До фізичних факторів ризику належить високий рівень шуму та вібрації [6], [7], особливо під час застосування електроінструментів: перфораторів, шліфувальних машин, відбійників тощо. Рівень вібрації під час роботи з перфоратором може сягати 15–16 м/с<sup>2</sup>, що перевищує допустимі норми. Робота в нахиленому положенні, стоячи або на колінах, підвищує навантаження на опорно-руховий апарат.

Крім того, недостатнє освітлення в траншеях, тунелях чи в підвалах, де часто прокладаються кабельні лінії, погіршує видимість і збільшує ризик нещасних випадків. Неналежна організація робочого місця, несправність інструментів або відсутність заземлення кабелю перед обслуговуванням також можуть спричинити небезпечні ситуації. Основні чинники небезпеки і шкідливості наведені в таблиці 4.5.

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		124





Продовження таблиці 4.7

Захист для рук	Від електро- і механічних ушкоджень	Рукавички діелектричні гумові	1 рік	Для робіт під напругою до 1000 В
Захист голови	Від ударів і падіння предметів	Каска PRODelta Plus BASEBALL DIAMOND V	3 роки	Із вентиляцією та налобним кріпленням
Захист очей	Від осколків і пилу	Окуляри 3M Virtua AP	2 роки	Прозорі, відкриті, з UV-захистом

Застосування наведених заходів забезпечує комплексний рівень безпеки для працівників під час експлуатації кабельної мережі 0,4 кВ.

#### 4.6 Вибір заходів із запобігання виникненню пожеж

Під час експлуатації кабельної мережі 0,4 кВ особливу увагу слід приділяти пожежній безпеці, оскільки короткі замикання, перегрів ізоляції та механічні пошкодження можуть спричинити займання [23], [24]. Згідно з вимогами Правил пожежної безпеки в енергетичних установах, необхідно впроваджувати як технічні, так і організаційні заходи запобігання пожежам. Технічні та організаційні заходи запобігання пожежам подано в таблиці 4.8.

Таблиця 4.8 – Засоби протипожежної безпеки.

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Технічні засоби		
Вогнегасник порошковий ОП-5	Гасяча суміш – порошок мінеральних солей; дальність дії – не менше 3 м; час дії – не менше 10 с	Встановлюється поблизу електрощитових, кабельних колодязів і місць з'єднання кабелів
Пожежний щит	Комплект: ящик з піском, вогнегасник, лопата, лом	Встановлюється біля кабельних ввідних пунктів, у місцях з великою кількістю з'єднань
Кабель із маркуванням «нг»	Негорюча ізоляція кабелю	Використовується при прокладанні у громадських будівлях та тунелях
Автоматичні вимикачі	Відключення пошкодженої ділянки при КЗ	Встановлюються на кожній лінії кабельної мережі
Організаційні заходи	Опис	Відповідальний
Інструктаж з пожежної безпеки	Регулярне навчання персоналу діям у разі пожежі	Відділ з охорони праці
Перевірка засобів пожежогасіння	Контроль наявності, справності, термінів придатності вогнегасників і заповнення ящиків піском	Відповідальна особа дільниці
Заборона відкритого вогню	Розміщення заборонних знаків у місцях прокладання кабелів	Електромонтер / майстер
Очищення кабельних каналів	Регулярне видалення пилу, бруду, сміття	Обслуговуючий персонал

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

#### 4.7 Захист кабельної мережі від короткого замикання

Під час експлуатації кабельної мережі 0,4 кВ важливим заходом захисту є застосування автоматичних вимикачів [22], [25], які забезпечують безпеку та надійність роботи електроустановки. Автоматичні вимикачі захищають кабельні лінії від перевантажень і коротких замикань, миттєво розмикаючи коло при виникненні аварійної ситуації. Це запобігає пошкодженню кабелів, обладнання та знижує ризик пожежі.

Вибір автоматичного вимикача здійснюється на основі розрахункового струму короткого замикання та номінального струму кабелю.

Розрахуємо допустимий струм для кабелю АВВГ 4×70 мм<sup>2</sup>. За нормативними даними, допустимий струм навантаження для такого кабелю становить приблизно 165А (при прокладанні в землі або кабельних каналах).

Для захисту кабелю автоматичний вимикач повинен мати номінальний струм не менше:

$$I_{ном} > 1,3 \times I_{доп}, \quad (4.1)$$

де

$I_{доп} = 165\text{А}$  — допустимий струм кабелю;

1,3 — коефіцієнт запасу на короткочасне перевантаження.

Підставивши дані в формулу (4.1), маємо:

$$I_{ном} > 1,3 \times 165 = 214,5 \text{ А},$$

Обираємо автоматичний вимикач з номінальним струмом 250А (наприклад, Compact NB250N Schneider Electric), [29].

									Арк.
									128
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

### Перевірка відповідності струму короткого замикання:

1. Максимальний струм короткого замикання у точці підключення визначається з урахуванням параметрів мережі, але загальна умова — автоматичний вимикач повинен витримувати струм короткого замикання, що виникає у кабельній лінії.
2. Для прикладу, якщо струм короткого замикання на кабельній лінії не перевищує 10 кА, обраний вимикач з вимикаючою здатністю 15 кА буде достатнім.
3. Для кабелю АВВГ 4×70 мм<sup>2</sup> рекомендується автоматичний вимикач з номінальним струмом не менше 250А.
4. Вибір перетину кабелю відповідає навантаженню та умовам прокладання, забезпечуючи безпеку експлуатації.
5. Автоматичні вимикачі мають забезпечувати своєчасне відключення при коротких замиканнях і перевантаженнях, щоб запобігти пошкодженню кабелю та аваріям.
6. Важливо також правильно організувати монтаж і технічне обслуговування для збереження працездатності системи захисту.

										Арк.
										129
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

## Висновок по розділу

У розділі проаналізовано головні аспекти охорони праці та пожежної безпеки під час експлуатації кабельної мережі напругою 0,4 кВ. Визначено потенційні небезпечні та шкідливі чинники, такі як ураження електричним струмом, вібрація, шум, незручні робочі пози та фізичні навантаження, які властиві для робіт з кабельними лініями. Вказано параметри умов праці, що впливають на безпеку та комфорт персоналу.

Розглянуто комплекс заходів технічного, організаційного та індивідуального захисту, зокрема застосування засобів індивідуального захисту (ЗІЗ), ізоляції, заземлення, автоматичних вимикачів та правильне маркування обладнання. Особливу увагу приділено протипожежним заходам, що передбачають наявність пожежних щитів, вогнегасників та контроль справності засобів пожежогасіння.

Також наголошено на важливості суворого дотримання інструктажів, оформлення нарядів-допусків, перевірки кваліфікації працівників і стану інструментів перед початком робіт. Впровадження цих заходів гарантує безпечні умови праці, мінімізує ризики аварій і травматизму, а також сприяє ефективній та безперебійній роботі кабельної мережі.

Отже, системний підхід до охорони праці є необхідною складовою безпечної експлуатації кабельних мереж 0,4 кВ, що дозволяє зберегти здоров'я працівників та забезпечити надійність електропостачання.

										Арк.
										130
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

## ВИСНОВКИ

У ході проведеного дослідження були розглянуті особливості розрахунку втрат електричної енергії в мережах низької напруги з урахуванням різних рівнів інформаційного забезпечення. Проаналізовано технічні та нетехнічні втрати, а також основні методи їх розрахунку.

Було встановлено, що рівень інформаційного забезпечення суттєво впливає на точність розрахунків втрат. При обмеженому доступі до даних розрахунки базуються на усереднених або нормативних показниках, що призводить до заниження або завищення фактичних втрат. Зі збільшенням обсягу і якості інформації точність оцінок значно покращується, що дозволяє більш ефективно управляти режимами роботи мережі та впроваджувати заходи з оптимізації.

Моделювання втрат електроенергії з урахуванням різних рівнів доступності даних показало, що впровадження сучасних систем збору та аналізу інформації, зокрема «розумних» лічильників і датчиків у режимі реального часу, є ключовим фактором для зниження втрат і підвищення надійності електропостачання. Водночас реалізація таких технологій потребує значних інвестицій, технічної підтримки і підготовки персоналу.

Практичне значення роботи полягає у визначенні оптимальних підходів до розрахунку втрат електроенергії, що залежать від рівня інформаційного забезпечення, а також у формуванні рекомендацій щодо вдосконалення систем збору даних для підвищення ефективності управління мережами низької напруги.

Таким чином, підвищення рівня інформаційного забезпечення є пріоритетним напрямком для модернізації електричних мереж і зниження втрат електроенергії, що сприятиме підвищенню енергетичної ефективності та стабільності роботи системи електропостачання.

У даній роботі було проведено комплексний аналіз особливостей розрахунку втрат електричної енергії в мережах низької напруги з урахуванням різних рівнів інформаційного забезпечення. Розглянуто класифікацію втрат, їх

					ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
						131
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Про правила улаштування електроустановок. Київ: Міненерговугілля України, 2017.  
URL: <https://zakon.isu.net.ua/sites/default/files/normdocs/pue.pdf>.
2. Про правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Київ: Міненерговугілля України, 2006.  
URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1143-06#Text>.
3. ГКД 34.20.507-2003 Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж. Харків: Індустрія, 2019. 580 с.
4. ДБН В.2.5-28-2018 Природне і штучне освітлення. Київ: Мінрегіонбуд України, 2018. 133 с.
5. ДБН В.2.5-23:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. Київ: Мінрегіонбуд України, 2010. 104 с.
6. ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015 Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. Київ: Мінрегіонбуд України, 2015. 45 с.
7. Картограма навантажень. URL: <https://yak.koshachek.com/articles/kartograma-navantazhen.html>.
8. Вакуумний вимикач моделі CNC ВВ/Н35Т URL: <https://electrocontrol.com.ua/vac/vakuumnii-vimikach-zovnishnii-stacionarnii-cnc-vv-n35t-40-5kv-1600a-31-5ka-pruzhinno-motornii-privid>.
9. Роз'єднувач серії РВ, РВЗ URL: <https://elektroatlas.com.ua/silove-obladnannja-ua/komutacijni-aparati-ua/rozdnuvachi-vnutrishnoji-ustanovki-6-35-kv-rvz-ua>.
10. Заземлювач серії ЗОН-110 URL: <https://slavgoenergo.com.ua/ua/p922387896-zazemlitel-zon-110m.html>
11. Автоматичний вимикач EB2 250/3LE 250А URL: <https://www.eti.ua/produksiya-ua/circuit-breakers-20-1600a/004671354->

										Арк.
										133
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

- 12.Контактор DILM15-01 URL: ([https://axiomplus.com.ua/ua/kontaktory/product-82141/?srsltid=AfmBOooqp\\_OPtoxIqTHXe1DA3J0MmBE6roBiqDGPh1OQT0EzMK2ec6mo](https://axiomplus.com.ua/ua/kontaktory/product-82141/?srsltid=AfmBOooqp_OPtoxIqTHXe1DA3J0MmBE6roBiqDGPh1OQT0EzMK2ec6mo))
- 13.Запобіжник високовольтний 10кВ ПТ 012-10-40А URL: ([https://amperok.com.ua/zapob%D1%96zhnyk\\_vysokovoltnyj\\_10kv\\_pt\\_012-10-40a?gclid=CjwKCAjw9uPCBhATEiwABHN9K7L1C7eqHjIwu61eJg8-LE8Liq7nI2-11rMj\\_LBpPd6xxlvmrKeCQRoCrxoQAvD\\_BwE&utm\\_source=google&utm\\_medium=cpc&utm\\_campaign=Shop\\_all&utm\\_term=&utm\\_content=668396208194](https://amperok.com.ua/zapob%D1%96zhnyk_vysokovoltnyj_10kv_pt_012-10-40a?gclid=CjwKCAjw9uPCBhATEiwABHN9K7L1C7eqHjIwu61eJg8-LE8Liq7nI2-11rMj_LBpPd6xxlvmrKeCQRoCrxoQAvD_BwE&utm_source=google&utm_medium=cpc&utm_campaign=Shop_all&utm_term=&utm_content=668396208194))
- 14.Трансформатор струму RITZ 700/5 URL: ([https://www.sea.com.ua/ua/oborudovanie-dlya-energetiki/news/obnovlennyj-katalog-transformatorov-ritz/?srsltid=AfmBOoqzZlRtGkGC8klhXqaSWsndVGrXYWwuYEcw\\_MsaVHqbaAmspgvU](https://www.sea.com.ua/ua/oborudovanie-dlya-energetiki/news/obnovlennyj-katalog-transformatorov-ritz/?srsltid=AfmBOoqzZlRtGkGC8klhXqaSWsndVGrXYWwuYEcw_MsaVHqbaAmspgvU))
- 15.Трансформатор напруги НАМИ-1-6 (10) У2 URL: (<https://electrocontrol.com.ua/transformatory-izmeritelnye-6-35-kv/transormator-napryazheniya-nami-1.html>)
- 16.«Правил користування електричною енергією» (ПКЕЕ) URL: (<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0417-96>)
- 17.ДСТУ EN 50470 URL: ([https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id\\_doc=54738](https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=54738))
- 18.Кодексу комерційного обліку електричної енергії URL: (<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0311874-18#Text>)
- 19.Законом України «Про ринок електричної енергії» URL: (<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text>)
20. МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ СИСТЕМ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітніх програм

						ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
							134
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

«Системи забезпечення споживачів електричною енергією» та «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» / В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолюк ; КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 104 с.

21. Огляд методів розрахунку втрат електричної енергії у мережах низької напруги: метод. вказівки для самост. роботи студ. із дисципліни «Системи електропостачання» для студ. напряму підготов. Уклад. : В.А. Попов, В.В. Ткаченко, О.С. Ярмолюк, П.О. Замковий. – К. : НТУУ «КПІ», 2016. – 33 с.
22. Правила охорони праці під час експлуатації електроустановок споживачів. — Наказ Мінпраці України № 33 від 09.01.1998 (зі змінами).
23. ДСТУ EN 60204-1:2015. Безпека машин. Електрообладнання машин. Частина 1. Загальні вимоги.
24. Кодекс цивільного захисту України: Закон України від 02.10.2012 № 5403-VI.
25. НАПБ А.01.001-2004. Правила пожежної безпеки в Україні.
26. ДСТУ EN 50110-1:2014. Експлуатація електроустановок. Частина 1.
27. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Загальні вимоги безпеки.
28. ГОСТ 12.1.012-90. ССБТ. Вібрація. Загальні вимоги безпеки.
29. ГОСТ 12.4.103-83. ССБТ. Засоби індивідуального захисту. Класифікація.
30. Compact NSX автоматичний вимикач Schneider Electric. URL: <https://elektrovoz.com.ua/ua/avtomatichnij-vimikach-compact-nb250n-de->

						ОЕ-п2102-002 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			135