

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

“Допущено до захисту”
Зав. кафедри ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____ Петро ПЛІШКОВ
«___» _____ 2022 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої
освіти

на тему:

**«Дослідження втрат в електроустаткуванні й
мережах високовольтної трансформаторної
підстанції та розроблення заходів з підвищення
рівня ефективності енергвикористання.
Research of losses in electrical equipment and networks
of a high-voltage transformer substation and
development of measures to increase the level of energy
efficiency»**

Виконав здобувач вищої освіти
VI курсу групи ЕЕ-21М
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання» 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____ Сергій БАРБАНОВ
«___» _____ 2022 р.

Керівник роботи
к.т.н., проф. _____ Сергій СЕРЕБРЕННІКОВ
«___» _____ 2022 р.

Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва та транспорту

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електротехнічні системи електроспоживання»

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ Петро ПЛЄШКОВ

«_____» _____ 2022 р.

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

Барбанова Сергія Сергійовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи Дослідження втрат в електроустаткуванні й мережах високовольтної трансформаторної підстанції та розроблення заходів з підвищення рівня ефективності енергвикористання

Research of losses in electrical equipment and networks of a high-voltage transformer substation and development of measures to increase the level of energy efficiency

2. Керівник роботи Серебренніков Сергій Валентинович, к.т.н., професор

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

3. Строк подання роботи до захисту 30.11.2022 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи Метою роботи є підвищення рівня ефективності функціонування систем електропостачання за рахунок зменшення втрат в електроустаткуванні й мережах високовольтної трансформаторної підстанції.

Для досягнення поставленої мети у роботі розглянуто наступні завдання:

1) огляд методів скорочення технологічних втрат електроенергії в розподільних електромережах підстанції;

2) аналіз технологічних втрат при номінальних параметрах мережі;

3) оцінка технологічних втрат з урахуванням фактичних параметрів мереж;

4) експериментальна діагностика якості;

5) визначена економічна ефективність впровадження системи моніторингу .

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Економічна частина</i>	<i>к.е.н, доц. кафедри економіки підприємств Журило І.В.</i>		
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н., доц. кафедри "ЕТС та ЕМ" Савеленко І.В.</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ. Аналіз проблеми підвищення рівня енергетичної ефективності ГПП</i>	10.09.22	
2	<i>Огляд методів скорочення технологічних втрат електроенергії в розподільних електромережах підстанції;</i>	04.10.22	
3	<i>Аналіз технологічних втрат при номінальних параметрах мережі;</i>	18.10.22	
4	<i>Оцінка технологічних втрат з урахування фактичних параметрів мереж;</i>	01.11.22	
5	<i>Експериментальна діагностика якості;</i>	15.11.22	
6	<i>Визначена економічна ефективність впровадження моніторингу</i>	22.11.22	
7	<i>Висновки. Оформлення списку використаних джерел</i>	25.11.22	
8	<i>Оформлення презентаційної частини КР</i>	30.11.22	

Дата видачі завдання

« 6 » 09 2022 р.

Підпис керівника _____

Сергій СЕРЕБРЕННИКОВ

Завдання прийнято до виконання

« 6 » 09 2022 р.

Підпис здобувача _____

Сергій БАРБАНОВ

АННОТАЦІЯ

Барбанов С.С. Дослідження втрат в електроустаткуванні й мережах високовольтної трансформаторної підстанції та розроблення заходів з підвищення рівня ефективності енергвикористання

Кваліфікаційна робота за другим (магістерським) рівнем вищої освіти за спеціальністю 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка" освітньої програми «Електротехнічні системи електроспоживання». – Центральноукраїнський національний технічний університет: Кропивницький, 2022 р.

Метою кваліфікаційної роботи є підняття ефективності систем електропостачання за рахунок зменшення втрат в електроустаткуванні й мережах високовольтної трансформаторної підстанції.

Для зменшення технологічних втрат ЕЕ в розподільних електричних мережах підстанції запропоновано: зменшення перетікання реактивної енергії між підстанцією та її споживачами, втрат неробочого ходу при заміні малоавантажених трансформаторів; скорочення втрат потужності стежею оптимізації режимів електричної мережі (зокрема, – симетруванням навантажень по фазах); запровадження автоматизованої системи контролю та обліку ЕЕ з дистанційною передачею даних; впровадження системи енергоменеджменту тощо.

Результати досліджень використані під час розробки систем моніторингу технічного стану трансформаторів ГПП.

ПІДСТАНЦІЯ, СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВТРАТИ, ЕФЕКТИВНІСТЬ ЕНЕРГВИКОРИСТАННЯ, МОНІТОРИНГ

ABSTRACT

Barbanov S.S. Research of losses in electrical equipment and networks of a high-voltage transformer substation and development of measures to increase the level of energy efficiency.

Qualification work for another (master's) level of higher education in specialty 141 "Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics" of the educational program "Electrotechnical systems of electricity consumption". – Central Ukrainian National Technical University: Kropyvnytskyi, 2022.

The purpose of the qualification work is to increase the efficiency of power supply systems by reducing losses in the electrical equipment and networks of the high-voltage transformer substation.

In order to reduce technological losses of EE in substation distribution networks, it is proposed to: reduce the flow of reactive energy between the substation and its consumers, non-working losses when replacing low-load transformers; reduction of power losses through optimization of electric network modes (in particular, balancing of loads by phases); introduction of an automated EE control and accounting system with remote data transmission; implementation of the energy management system, etc.

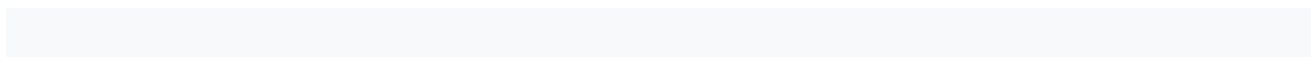
The results of the research were used during the development of systems for monitoring the technical condition of the transformers of the GPP.

SUBSTATION, POWER TRANSFORMER, LOSSES, EFFICIENCY OF ENERGY USE, MONITORING

ЗМІСТ

	ст.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	8
ВСТУП	9
1. ЗАГАЛЬНІ ДАНІ ЩОДО ВИСОКОВОЛЬТНОЇ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ	10
1.1. Стан високовольтної трансформаторної підстанції	10
1.2 Аналізування режимів енергоспоживання	13
2. МЕТОДИ СКОРОЧЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАХ ПІДСТАНЦІЇ	14
2.1. Актуальність зменшення технологічних втрат енергії в розподільних електромережах	14
2.2 Розподілення втрат між споживачами	16
2.3 Визначення втрат, зумовлених зниженням якості електроенергії ...	17
2.4 Визначення втрат, зумовлених нерівномірністю режиму електроспоживання	19
2.5 Удосконалення системи енергоменеджменту для зменшення втрат електроенергії	23
3. МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	25
3.1. Підготовка до визначення втрат електроенергії	25
3.2 Визначення втрат електроенергії в елементах електромережі	27
3.2.1 Втрати енергії у двообмоткових трансформаторах	27
3.2.2 Втрати електроенергії в лініях електропередавання	28
3.2.3 Втрати електроенергії в ізоляції кабельних ліній електропередачі	30
4. АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ ПРИ НОМІНАЛЬНИХ ПАРАМЕТРАХ МЕРЕЖІ	31
4.1. Розрахунок технологічних втрат в лінії 9А-9.1	37

4.2. Розрахунок технологічних втрат в лінії 9А-9.2	39
4.3. Розрахунок технологічних втрат в лінії 9-9А	42
5. ОЦІНКА ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ З УРАХУВАННЯМ ФАКТИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ МЕРЕЖ	49
6. ОХОРОНА ПРАЦІ	55
ВИСНОВКИ	58
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	60
Додаток А. ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ВПРОВАДЖЕННЯ МОНІТОРИНГУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	62



ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АСОЕ - автоматизована система обліку електроенергії,
ВРП - ввідно-розподільний пристрій,
ДБН - державні будівельні норми;
ДСТУ - державний стандарт України;
ЕЕЗ - енергоефективні заходи;
ЕК – енергопостачальна компанія;
КРП – компенсація реактивної потужності;
КУ – компенсувальні установки;
КЛ - кабельна лінія електропередавання,
Л - лічильник електричної енергії,
НХ - неробочий (холостий) хід,
ПКЕЕ - Правила користування електричною енергією,
ПЛ - повітряна лінія електропередавання,
ПУЕ - Правила улаштування електроустановок,
ПЯЕ - показники якості електроенергії,
РЕМ – районні електричні мережі,
ТН - трансформатор напруги,
ТП - трансформаторна підстанція,
ТС - трансформатор струму,
ТУ - технічні умови,
ТОВ – товариство з обмеженою відповідальністю,

ВСТУП

Надійність і безперебійність роботи силових електротехнічних систем визначається роботою її елементів – силових трансформаторів, що забезпечують узгодження і перетворення параметрів електроенергії.

Метою кваліфікаційної роботи є підняття ефективності систем електропостачання за рахунок зменшення втрат в електроустаткуванні й мережах високовольтної трансформаторної підстанції.

Для досягнення поставленої мети і зменшення технологічних втрат ЕЕ в розподільних електричних мережах підстанції у роботі запропоновано розглянути наступні завдання:

- зменшення перетікання реактивної енергії між підстанцією та її споживачами, за рахунок встановлення у споживачів КП;
- зменшення втрат неробочого ходу при заміні малозавантажених трансформаторів;
- скорочення втрат потужності стежею оптимізації режимів електричної мережі, зокрема, – симетруванням навантажень по фазах;
- переобладнання системи комерційного обліку та впровадження автоматизованої системи обліку ЕЕ з дистанційною передачею даних, що дозволить одержувати об'єктивну інформацію в реальному режимі часу та оптимізувати баланс ЕЕ;
- впровадження системи енергоменеджменту, що дозволить оперативно реагувати на нештатні ситуації, проводити аналіз режимів роботи мереж тощо.

Результати досліджень використані під час розробки заходів з підвищення рівня ефективності енергвикористання, скорочення втрат в електроустаткуванні й мережах високовольтної трансформаторної підстанції та розроблення систем моніторингу технічного стану трансформаторів ГПП.

1. ЗАГАЛЬНІ ДАНІ ЩОДО ВИСОКОВОЛЬТНОЇ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

1.1. Стан високовольтної трансформаторної підстанції

Високовольтна трансформаторна підстанція заживлена 2-ма лініями 110кВ.

На підстанції встановлено 2 трансформатори 110/6 кВ потужністю 6,3 МВт, а також 19 високовольтних комірок типу КРУН, з яких: дві призначені для введів 6кВ, дві – трансформатори напруги, дві – трансформатори власних потреб, по одній – секційний вимикач і конденсаторні батареї.

Режим обслуговування користувачів – сім днів на тиждень, цілодобово – з 0.00 до 24.00 год. Кількість абонентів підстанції – 56. Абонентами підстанції є споживачі різноманітних галузей і категорій – промислові, комунальні, побутові, тощо, з дозволеною потужністю від 100 до 1000 кВт.

Графіки навантаження споживачів, що працюють в одну, дві або три зміни, – стандартні.

За останні 5 роки було проведено:

- щорічні ППР устаткування підстанції (з доливною або заміною оливи);
- випробувальні роботи електроустаткування;
- щорічні випробувальні роботи по захисту;
- поточні ремонти обладнання.

У 2020 р. проведено ремонт та регулювання РЛНД-110 кВ вводу №1, виконано заміну високовольтного ізолятора на ввіді 110 кВ. У 2021р. виконано регулювання релейного захисту вводу №2 та регулювання РЛНД-110 кВ вводу №2, проведені випробувальні роботи електроустаткування, приладів комірки вводу №2, проведений ремонт комірки вводу №1. На рис. 1.1 показано план забудови підстанції 110/6 кВ (фотознімок із супутника).

.



Рисунок 1.1. Фотознімок із супутника забудови підстанції 110/6 кВ

Прилади обліку електроенергії (ЕЕ) показано в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 Характеристика та тип лічильників на підстанції

<i>Встановлені лічильники електроенергії</i>	<i>Тип лічильника</i>	<i>Кількість, шт</i>	<i>Місце встановлення</i>
комерційний облік	GAMA 300 G3B.147	1	КРП, ввід 1 (комірка 6)
комерційний облік	GAMA 300 G3B.147	1	КРП, ввід 2 (комірка 17)
технічний облік ТВП 1	ЦЭ6803В	1	(комірка 5)
технічний облік ТВП 2	ЦЭ6803В	1	(комірка 16)

На рисунку 1.2 показано деталі підстанції 110/6 кВ: а – портал 110 кВ; б – зниження від трансформатора 110/6 кВ і вводи до РП; в – комірки КРУН; г – силовий трансформатор 110/6 кВ; д – шини 6 кВ, е – їхня термограма; ж–л – термограми елементів силового трансформатора.

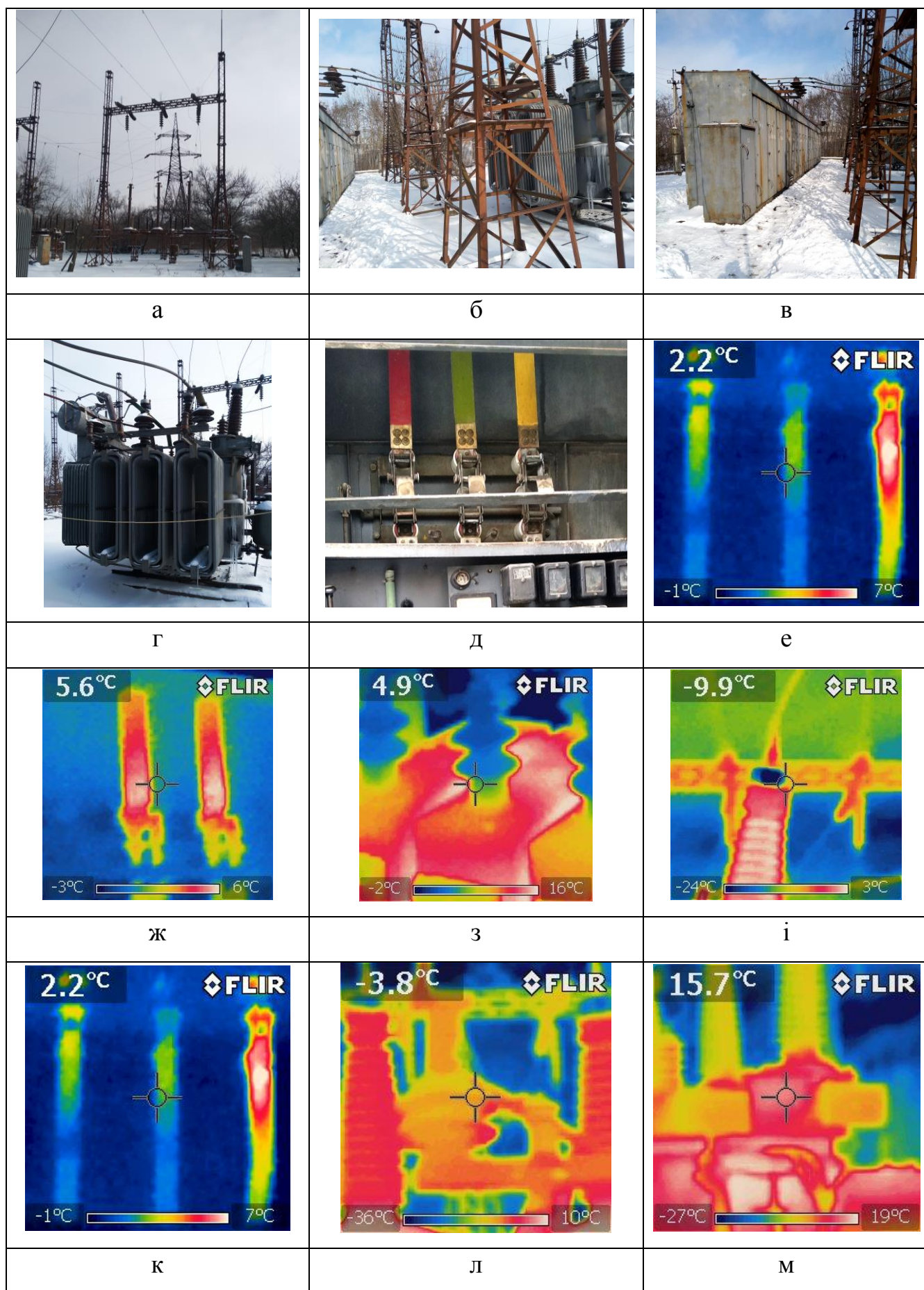


Рисунок 1.2. Елементи і термограми підстанції 110/6 кВ

1.2. Аналізування режимів енергоспоживання

На рис. 1.3 показана динаміка споживання електричної енергії (ЕЕ) абонентами підстанції впродовж зимової доби – графіки активного та реактивного електронавантаження.

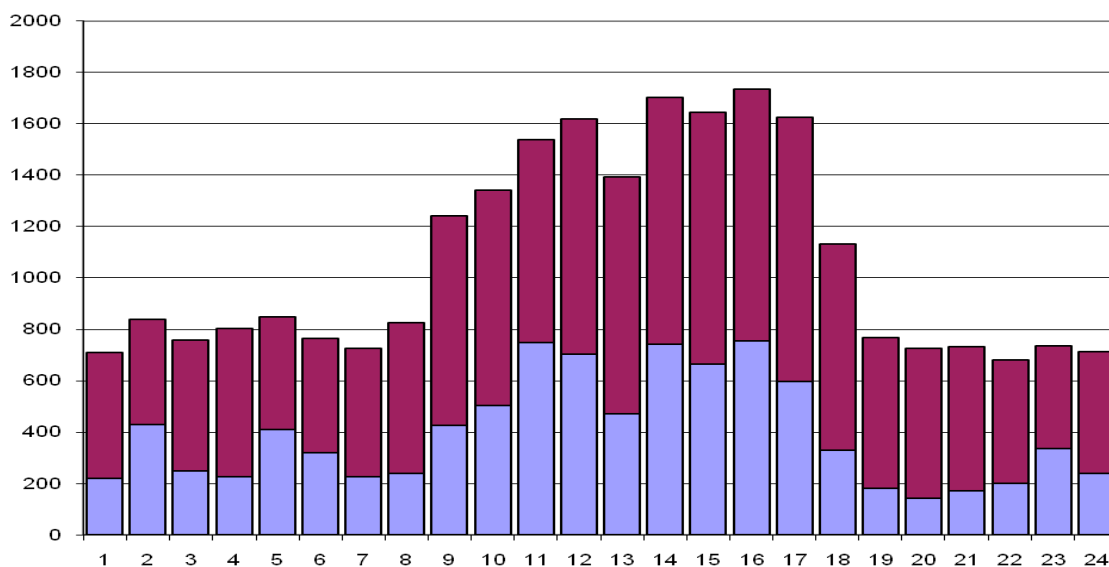


Рис. 1.3 Добові графіки активного та реактивного електронавантаження підстанції

Аналізування графіків енергоспоживання підстанції 110/6 кВ (рис. 1.3) показало істотну нерівномірність споживання електроенергії, що зумовлене режимом роботи споживачів різних галузей (побутові, промислові, комунальні тощо). Крім того, виявлено істотну нерівномірність завантаження по фазах (термограма на рис. 1.2 є, – найвище завантаженою є фаза "С", струм у ній в 2 рази перевищує струм у фазі "А" та у 3-чі – струм в фазі "В").

Отже, необхідно зменшити втрати ЕЕ в розподільних електричних мережах ГПП.

2. МЕТОДИ СКОРОЧЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАХ ПІДСТАНЦІЇ

2.1. Актуальність зменшення технологічних втрат енергії в розподільних електромережах

На сучасному етапі важливим є питання розвитку електричних мереж, підвищення ефективності та економічності їхньої роботи. Особливо для розподільних електромереж (РЕМ). У таких РЕМ напругою 0,4/35 кВ втрати ЕЕ є зависокими, зважаючи на їхню застарілість, велику протяжність, і зношеність, перетікання реактивної енергії між ГПП та її споживачами, понаднормові показників якості електроенергії за рахунок споживачів із несиметричним та різкозмінним графіком електричних навантажень.

Отже, підвищені втрати електроенергії при її транспортуванні та розподілі зумовлені:

- великою проектною щільністю струму, що нагромаджує близько 1 А/мм^2 проти $0.5\text{--}0.6 \text{ А/мм}^2$ в розвинених країнах ЄС;
- високою неоднорідністю, бо даний параметр не враховують в нормах проектування;
- невисоким рівнем компенсації реактивної потужності – орієнтовно 0.4 кВАр/кВт встановленої потужності супроти $0.8\text{--}1 \text{ кВАр/кВт}$ у США;
- неефективним використанням трансформаторів;
- додаткові втрати зумовлює зниження якості ЕЕ.

В результаті, втрати ЕЕ в Україні, при її транспортуванні та розподіленні, мають 15–20%.

Під *технологічними втратами* ЕЕ мають:

- **технічні** втрати (неробочого ходу і навантажувальні), при її передачі; витрати на власні потреби, втратами енергії в ізоляції; погодними втратами (короною, $\text{кВт}\cdot\text{год}$) та недооблік електроенергії;

– **комерційні** втрати, се несанкціонований відбір ЕЕ (крадіжки) та зафіксований але неоплачений відпуск ЕЕ.

Забезпечення достовірного контролю втрат ускладнюється тим, що неперервний облік електроенергії (ЕЕ) провадять тільки на головній понижувальній підстанції (ГПП), а споживачі звітують за спожиту електроенергію помісячно. Тому визначити дійсно втрачену ЕЕ та розподілити втрати між споживачами доволі важко. Сумарні покази лічильників на підстанції і сума показів лічильників споживачів не можуть бути задіяні для поточної оцінки втраченої ЕЕ. Для більш точної дефініції технологічних втрат та виявлення причин потрібно доповнювати технічний облік розрахунками.

При складанні балансів ЕЕ в електричних мережах із симетричними навантаженням, для визначення технологічних витрат ЕЕ в елементах електричної мережі (лініях електропередавання, силових трансформаторах, реакторах) застосовують *"Методику визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання"* [1]

Втрати ЕЕ при її транспортуванні та розподіленні зумовлені:

- недостатнім рівнем компенсації реактивної потужності у споживачів, що спричинює втрати енергії від її перетоків;
- неефективним використанням силових трансформаторів, коефіцієнт завантаження яких становить 0,1...0,57 замість рекомендованого 0,7;
- втратами через зниження показників якості ЕЕ, зокрема – відхиленням та несиметрією напруги.

Для зменшення технологічних втрат ЕЕ в розподільних електричних мережах підстанції можливими є:

- зменшення перетікання реактивної енергії між підстанцією та її споживачами, за рахунок встановлення у споживачів компенсуючих пристроїв;
- зменшення втрат неробочого ходу при заміні малозавантажених трансформаторів;

- скорочення втрат потужності стежею оптимізації режимів електричної мережі, зокрема, – симетруванням навантажень по фазах;
- переобладнання системи комерційного і технічного обліку ЕЕ з можливістю контролю активної та реактивної енергій на стороні 0,4 кВ підстанцій 6/0,4 кВ, що дозволить виставляти рахунок споживачам за недооснащення пристроями компенсації реактивної енергії;
- запровадження автоматизованої системи контролю та обліку ЕЕ з дистанційною передачею даних, що дозволить одержувати об'єктивну інформацію в реальному режимі часу та оптимізувати баланс ЕЕ;
- впровадження системи енергоменеджменту, що дозволить оперативно реагувати на нештатні ситуації, проводити аналіз режимів роботи мереж тощо.

2.2 Розподіл втрат між споживачами

Розподілення втрат ЕЕ між споживачами є найбільш складною задачею.

Оскільки технологічні втрати, нелінійно залежать від навантаження, через це втрати ЕЕ можуть розподілятися за нелінійними залежностями від навантаження споживачів. Оскільки мережі 6-10 кВ виконані магістральними і характеризуються великою розгалуженістю та чималою кількістю споживачів, тому розрахунок втрат в мережі 6-10 кВ є найбільш складним.

Пропорційне розподілення втрат ЕЕ між споживачами з урахуванням графіків навантажень є найпростішим. За пропорційного розподілення втрат ЕЕ втрати розподіляються пропорційно активному навантаженню споживачів і реалізується включенням вартості втрат у вартість ЕЕ.

Якщо втрати пропорційні **квадрату** навантаження, тоді й між споживачами розподілятися вони повинні пропорційно квадрату їхнього навантаження. При застосування квадратичного розподілу втрат між споживачами, які живляться від ЛЕП з опором R , споживачу з навантаженням P_j належать втрати потужності:

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

де n_e – еф. число споживачів, які живляться від спільної лінії.

$$n_e = \left(\sum_{i=1}^n P_i \right)^2 / \sum_{i=1}^n P_i^2 .$$

Для отримання усереднених результатів, замість потужностей доцільно використовувати ЕЕ:

$$n_e = \left(\sum_{i=1}^n W_i \right)^2 / \sum_{i=1}^n W_i^2 .$$

З порівняння пропорційного і квадратичного розподілення втрат, розкривається, що пропорційне розподілення дискримінує **малої** потужності споживачів, – чим менш потужний споживач, тим більші втрати порівняно із реальними приписують йому. У разі застосування квадратичного розподілення чиниться полегшення для менш потужних споживачів.

2.3 Визначення втрат, зумовлених спадом якості електричної енергії

Стандарт ГОСТ13109-97, встановлює вимоги до якості ЕЕ в електричних мережах. Якість ЕЕ відзначається значіннями частоти та напруги у споживачів, показниками **несиметрії** та **несинусоїдності** напруги. Для забезпечення якості ЕЕ визначено граничні значення допустимих показників якості, застосовують їх регулювання.

Несиметрія напруг або навантажень є найбільш істотним на значення втрат. Тому актуальною задачею є виявлення споживачів, які несиметрії напруг, оцінювання їх впливу на збільшення втрат, впливу на технічні та економічні показники споживачів через напруги зворотної та нульової послідовності.

Для визначення втрат в лініях електропередачі (ЛЕП) користуються розклад потужності на складові:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + N^2},$$

де N – пульсуюча потужність, внаслідок несиметрії.

На рис. 2.1 подано графіки складових втрат потужності ΔP_p , ΔP_Q , ΔP_N (графіки 1–4) і втрат потужності ΔP , зумовлених активною, реактивною та пульсуючою потужностями, що побудовані як функції коефіцієнта зворотної напруги k_{2U} .

Складова втрат, від пульсуючою потужністю ΔP_N , зростає у разі збільшення електродвигунів. Розрахунки, показують, що складова втрат ΔP_N є невеликою в діапазоні коефіцієнта зворотної складової до 20%.

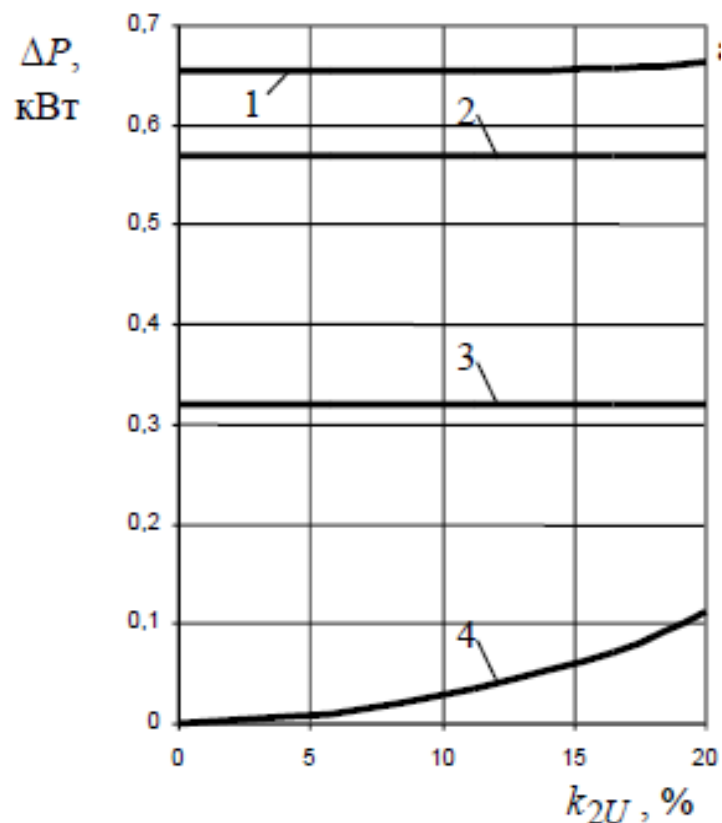


Рис. 2.1. Графіки втрат потужності ΔP , ΔP_p , ΔP_Q , ΔP_N (відповідно 1–4), в лінії від коефіцієнта зворотної складової несиметричної напруги k_{2U}

Отже, споживачі, які спотворюють якість ЕЕ, оплачують лише частину втрат спотворення, решту втрат заносять на споживачів, які не спотворюють якість ЕЕ.

2.4 Визначення втрат, зумовлених нерівномірністю режиму електроспоживання

Графіки навантажень промпідприємств характеризуються істотною нерівномірністю, що обтяжує облік втрат ЕЕ. Втрати ΔW_{jk} будуть технологічно необхідними але найменшими(оптимальними), за умов рівномірного режиму споживання. Тоді будь-котра нерівномірність графіка зумовлює **додаткові** втрати $\Delta W''_{jk}$.

Вимальовується питання щодо співвідношення між додатковими і основними втратами ЕЕ на інтервалах часу – денному, тижневому, місячному та річному.

Добові втрати ΔW_{jk} :

$$\Delta W_{jk} = \Delta W'_{jk} + \Delta W''_{jk}, \quad (2.16)$$

де $\Delta W'_{jk}$, $\Delta W''_{jk}$ – основні і додаткові втрати k дня j -го місяця.

$$\Delta W'_{jk} = \frac{S_{cjk}^2 RT}{U^2}; \quad \Delta W''_{jk} = (K_{\Phi jk}^2 - 1) \Delta W'_{jk}, \quad (2.17)$$

де S_{cjk} – середнє навантаження k -го дня j -го місяця; U – напруга, R – опір лінії; $T=24$ год, $K_{\Phi jk}$ – коефіцієнт форми .

Узагальнивши втрати електроенергії за окремі дні j -го місяця, отримаємо місячні втрати ΔW_j :

$$\Delta W_j = \sum_k \Delta W'_{jk} + \sum_k \Delta W''_{jk} . \quad (2.18)$$

Розкладемо місячні втрати ΔW_j на три складові: основні місячні втрати, додаткові місячні втрати та додаткові добові втрати:

$$\Delta W_j = \Delta W'_j + \Delta W''_j + \Delta W'''_{j\partial} . \quad (2.19)$$

Зв'язок між складовими денних і місячних втрат:

$$\Delta W'_j + \Delta W''_j = \sum_k \Delta W'_{jk} ; \quad (2.20)$$

$$\Delta W'''_{j\partial} = \sum_k \Delta W'''_{jk} .$$

: Основні та додаткові Місячні втрати можна визначити і за формулами

$$\Delta W'_j = \frac{S_{cj}^2 RT_j}{U^2} ; \Delta W''_j = (K_{\Phi j}^2 - 1) \Delta W'_j , \quad (2.21)$$

де $K_{\Phi j}$ S_{cj} , – коефіцієнт форми графіка й середнє навантаження навантаження j -го місяця, за добовими споживаннями ЕЕ ; T_j – тривалість j -го місяця.

Аналогічно, підсумувавши втрати за 12 місяців, отримаємо їх за рік:

$$\Delta W = \sum_j \Delta W'_j + \sum_j \Delta W''_j + \sum_j \Delta W'''_{j\partial} . \quad (2.22)$$

Розкладемо річні втрати ЕЕ на складові: основні, додаткові, місячні додаткові й добові додаткові втрати:

$$\Delta W = \Delta W' + \Delta W'' + \Delta W'''_M + \Delta W'''_{\partial} . \quad (2.23)$$

Зв'язок між складовими місячних та річних втрат має вид:

$$\Delta W' + \Delta W'' = \sum_j \Delta W'_j; \quad \Delta W''_m = \sum_j \Delta W''_j; \quad \Delta W''_d = \sum_j \Delta W''_{jd} . \quad (2.24)$$

Річні основні та додаткові втрати:

$$\Delta W' = \frac{S_{cp}^2 R T_p}{U^2}; \quad \Delta W'' = (K_{\Phi p}^2 - 1) \Delta W', \quad (2.25)$$

де $K_{\Phi p}$, S_{cp} , – коефіцієнт форми річного графіка, що побудований по місячними ел.споживаннями; T_p – тривалість навантаження річного, год.

Для дефініції додаткових втрат ЕЕ послуговуються середньозважені коефіцієнтів форми добових та місячних графіків:

$$\Delta W''_m = (K_{\Phi m}^2 - 1) \Delta W'; \quad \Delta W''_d = (K_{\Phi d}^2 - 1) \Delta W', \quad (2.26)$$

де $K_{\Phi m}$; $K_{\Phi d}$ – середньозважені коефіцієнти форми.

Підставивши вирази для додаткових втрат, отримаємо з (2.26) ф-ли для знаходження **середньозважених** коефіцієнтів форми добових графіків:

$$(K_{\Phi d}^2 - 1) = \frac{\sum_k \Delta W''_{kd}}{\Delta W'} .$$

Отримана **структура** втрат ЕЕ , яка є сумою двох складових втрат в добовому розрізі (див. вираз (2.16)), в місячному– є сумою трьох складових (див. (2.19)), в річному– сумою чотирьох складових (див. (2.23)).

Це надає перспективу виявляти резерви економії ЕЕ й здійснювати облік втрат.

Для визначення втрат ЕЕ в розподільних мережах, зумовлених нерівномірністю режиму споживання ЕЕ, за методом середніх навантажень, є формула:

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

де W_p , W , – споживання реактивної та активної енергії;

$K_{\phi.a}$, $K_{\phi.p}$ – коефіцієнти форми;

U – еквівалентне напруги, що враховує зміну напруги в часі, і в точці ел. мережі;

R – еквівалентний опір мережі.

Вираз (2.27) у спрощеному вигляді:

$$\Delta W = \frac{(W^2 + W_p^2) K_{\phi}^2 R}{U_o^2 T},$$

де W , W_p – активна та реактивна ЕЕ, за розрахунковий період T ; K_{ϕ} – коефіцієнт форми; R – еквівалентний опір ліній та трансформаторів; U_o – рівень напруги.

Похибки розрахунків втрат залежать від точності визначення еквівалентного опору мережі R , коефіцієнт форми K_{ϕ} та напруги.

Еквівалентний опір мережі:

$$R = R_0 + \frac{R_e}{n_e},$$

де R_e – еквівалентний опір живлення споживачів,

n_e – ефективне число споживачів;

$$n_e = \frac{\left(\sum_{i=1}^n W_i \right)^2}{\sum_{i=1}^n W_i^2}; \quad R_e = \frac{\sum_{i=1}^n W_i^2 R_i}{\sum_{i=1}^n W_i^2}.$$

Ефективне число n_e й еквівалентний опір R_e можна уточнити за фактичним споживанням.

2.5 Удосконалення системи енергоменеджменту для зменшення втрат електроенергії

Врахування перерв у роботі споживачів

Якщо перерви становлять понад місяць, то даний споживач може бути виключений з втрат.

Аналогічно і для дефініції максимальних навантажень, якщо час паузи переважає місяць. За меншої часі пауз споживач має бути врахований що неперервно працює.

За ринкових умов важливим засобом підвищення енергоефективності є **економічний** вплив.

До **економічних** заходів належать: пільгове кредитування енергозберігаючих заходів; стимулювання і запровадження заходів з енергоефективності; вживання преференцій за ефективне використання енергоресурсів; фонди преміювання тощо.

Зменшення втрат ЕЕ в мережах повинна мати комплекс економічних, суспільних й адміністративних заходів стимулювання.

До **адміністративних** належать: поліпшення контролю за споживанням ЕЕ, створення спеціальних органів керування енергоефективністю і т.д..

Суспільні заходи: з популяризації переваг енергоефективності; підвищення знань з енергоефективності; залучення енергопостачальних організацій, суспільних й неформальних організацій до енергоефективності;

Забезпечення контролю втрат ускладнюється тим, що неперервний облік електроенергії (ЕЕ) провадять тільки на головній знижувальній підстанції (ГЗП). Тому визначити дійсно втрачену ЕЕ та розподілити втрати між споживачами доволі важко. Сумарні покази лічильників на підстанції і сума показів лічильників споживачів не можуть бути задіяні для поточної оцінки втраченої

ЕЕ. Структурну схему орг. заходів з регулювання навантажень показано на рис. 2.2.



Рис. 2.2. Структурна схема оргзаходів із регулювання навантажень

3. МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

У разі неможливості вимірювання втрат ЕЕ як різницю показів лічильників на вході та виході в електричній мережі, їх треба визначати **розрахунком** як суму втрат (п. 5.1 "*Методики*" [1]).

Коли ж лічильники реактивної енергії відсутні, При розрахунку втрат ЕЕ в елементах мережі, можна обчислювати перетікання **реактивної** енергії за "*Методикою*" [2].

У разі, якщо місце встановлення лічильника не погоджується з точкою продажу ЕЕ, то кількість ЕЕ на межі балансової належності приміряються адекватно до ПКЕЕ з урахуванням поправки.

3.1 Підготовка до визначення втрат електроенергії

Визначення втрат ЕЕ ведеться з етапів, передбачених рубрикою 10СОУ-Н ЕЕ11.315:

- дефініція довжин ПЛ і КЛ;
- обрахування діаметру проводів;
- дефініція характеристик трансформаторів;
- обрахування опорів електромережі;
- визначення кліматичних умов та забрудненості атмосфери.

Характеристики автотрансформаторів й трансформаторів визначають за паспортними. або беруть згідно з каталогами виробників відповідно ТУ, ДСТУ.

Питомий опір, температурний коефіцієнт α тощо проводів приймають за ДСТУ4743.

Коефіцієнти форми K^2_{Φ} графіка беруть за таблицями 7.1-7.3 "*Методики*" [1], чи обраховують.

При відсутності даних з форми графіка навантаження, беруть $K^2_{\Phi} = 1$, що відповідає рівномірному споживанню ЕЕ (п. 6.12 "*Методики*"). Уразі

відсутності компенсації реактивної потужності Коефіцієнти K^2_{Φ} графіка на шинах ГПП 6/0,38кВ (з табл. 7.1 [1]):

$K^2_{\Phi} = 1,48$ – однозмінні промпідприємства,

$K^2_{\Phi} = 1,26$ – двозмінні промпідприємства,

$K^2_{\Phi} = 1,02$ – тризмінні промпідприємства.

Прийmemo графіки позмінних навантажень споживачів, які працюють в одну, дві або 3 зміни як рис. 3.1 а-в.

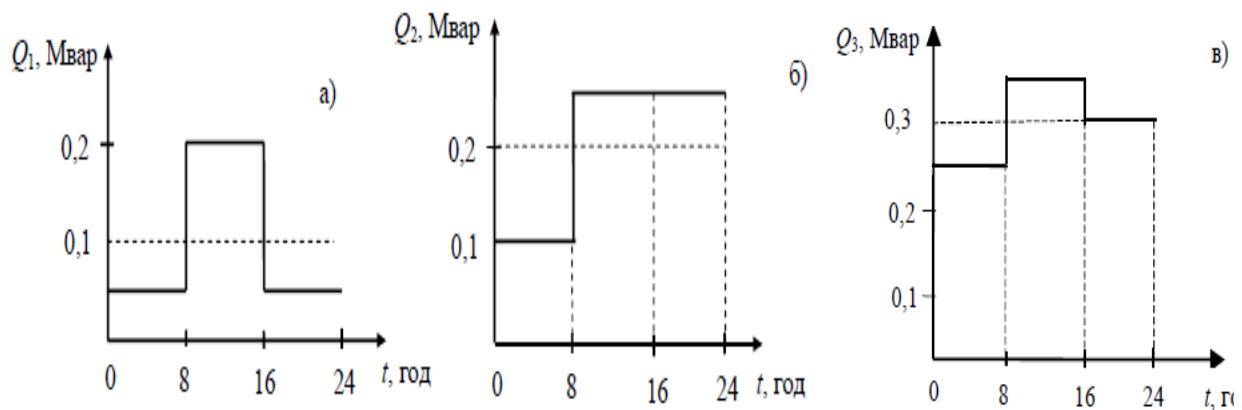


Рис. 3.1. Графіки навантажень споживачів, що працюють в 1у, 2 або 3 зміни (а-в).

3.2 Визначення втрат електроенергії в електромережі

Квадрат діючого сили струму в елементі електромережі протягом розрахункового періоду ΔT :

$$I^2 = \frac{(W^{(P)})^2 + (W^{(Q)})^2}{3 \cdot T_p^2 \cdot U_H^2} \quad (3.1)$$

де $T_p = \Delta T - T_B$ – час роботи устаткування, годин;

ΔT - розрахункового періоду, годин;

T_B – час вимкнено устаткування, годин.

U_H - номінальна напруга.

Коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$k_3^2 = \frac{(W^{(P)})^2 + (W^{(Q)})^2}{T_P^2 \cdot S_H^2} \quad (3.2)$$

де S_H - номінальна потужність,;

$W^{(P)}$ - активна енергія через обмотку трансформатора протягом ΔT ,

$W^{(Q)}$ - реактивна енергія, через обмотку трансформатора, квар·год.

3.2.1 Втрати енергії у двообмоткових трансформаторах

Втрати енергії у двообмоткових трансформаторах кВт·год:

$$\Delta W_T^{(P)} = P_{K.3.} \cdot k_3^2 \cdot k_\phi^2 \cdot T_P + P_{H.X.} \cdot T_P \quad (3.3 \text{ а})$$

$$\Delta W_T^{(P)} = 3 \cdot I^2 \cdot R_T \cdot k_\phi^2 \cdot 10^{-3} \cdot T_P + P_{H.X.} \cdot T_P \quad (3.3 \text{ б})$$

де $P_{K.3.}$ - втрати кз трансформатора;

k_ϕ^2 - коефіцієнт форми;

$P_{H.X.}$ - втрати неробочого ходу;

I^2 - квадрат сили струму трансформатора, за формулою (3.1) , зведений до вищої напруги;

R_T - опір трансформатора,.

Втрати **реактивної** енергії у 2-обмоткових трансформаторах рахують, квар·год:

$$\Delta W_T^{(Q)} = S_H \cdot \frac{U_{K3}}{100} \cdot k_3^2 \cdot k_\phi^2 \cdot T_P + S_H \cdot \frac{I_{H.X.}}{100} \cdot T_P \quad (3.4 \text{ а})$$

$$\Delta W_T^{(Q)} = 3 \cdot I^2 \cdot X_T \cdot k_\phi^2 \cdot 10^{-3} \cdot T_p + Q_{H.X.} \cdot T_p \quad (3.4 \text{ б})$$

де $U_{K.3.}$ - напруга короткого замикання, %;

$I_{H.X.}$ - струм неробочого ходу, %;

X_T - реактивний опір, Ом;

$Q_{H.X.}$ - реактивна потужність, трансформатором.

3.2.2 Втрати електроенергії в лініях електропередачі

Втрати енергії у ПЛ або КЛ:

$$\Delta W_{\Pi}^{(P)} = a \cdot I^2 \cdot R_{EK} \cdot k_\phi^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} \quad (3.7)$$

де a - дорівнює 3 для споживача трифазної і 2 – для споживача однофазної енергії;

$$R_{EK} = \sum_{m=1}^n R_{\Pi m} \cdot l_m$$

- еквівалентний активний опір;

$R_{\Pi m}$ - питомий опір m -ої ділянки, Ом/км;

l_m - довжина m -ої ділянки кола із однаковим перерізом, км;

n - кількість ділянок кола із однаковим перерізом;

k_ϕ^2 - коефіцієнт форми;

T_p - час роботи устаткування протягом ΔT , годин.

Втрати **реактивної** енергії в ПЛ:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Pi}^{(Q)} &= 3 \cdot I^2 \cdot X_{EK} \cdot k_\phi^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} - \sum \Delta Q_m \cdot I_m \cdot T_p = \\ &= 3 \cdot I^2 \cdot X_{EK} \cdot k_\phi^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} - \sum_m b_m \cdot U_H^2 \cdot I_m \cdot T_p \cdot 10^{-3} \end{aligned} \quad (3.8)$$

де $X_{EK} = \sum_{m=1}^n X_{\Pi m} \cdot l_m$ – індуктивний опір електричного кола, Ом;

$X_{\Pi m}$ - питомий індуктивний опір m -ої ділянки;

l_m - довжина m -ої ділянки, км;

ΔQ_m - генерація реактиву у ПЛ;

n - кількість ділянок кола;

k^2_ϕ - коефіцієнт форми;

b_m - ємнісна провідність m -ої ділянки, мкСм/км.

Втрати реактивної енергії в кабелях за час ΔT :

$$\Delta W_{\Pi}^{(Q)} = -\sum_m \Delta Q_m \cdot l_m \cdot T_p - \sum_m b_m \cdot U^2 \cdot l_m \cdot T_p \cdot 10^{-3} \quad (3.9)$$

де ΔQ_m - питомі реактивної втрати в КЛ;

U_H - номінальна напруга;

b_m - ємнісна провідність m ділянки, мкСм/км.

l_m - довжина m ділянки, км.

У разі $U_H \leq 20$ кВ $\Delta W_{\Pi}^{(Q)}$ у (3.9) приймають рівним нулю.

ΔQ_m приймають згідно ТУ на кабель. Значення b_m – у додатку Б.

Втрати ЕЕ в ізоляції обчислюють з урахуванням забруднення атмосфери:

$$\Delta W_{Kc}^{(P)} = \frac{U_{НОМ}^2}{3 \cdot R_{із} \cdot N_{із}} T_{вол} \cdot N_{зир} \cdot 10^{-3} \quad (3.10)$$

де $U_{НОМ}$ - номінальна напруга;

$R_{із} = 1345-215(N_p-1)$ – опір ізолятора, Ом,;

$N_{із}$ - кількість ізоляторів у фазі;

$N_{зир}$ - кількість гірлянд;

$T_{вол}$ - тривалість вологої погоди.

3.2.3 Втрати ЕЕ в ізоляції кабельних ліній

Втрати ЕЕ в ізоляції КЛ:

$$\Delta W_{IK}^{(P)} = \sum_1^j (\Delta Q_{0j} \cdot l_{kj}) \cdot tg\delta \cdot T_p \quad (3.40)$$

де ΔQ_{0j} - зарядна питома потужність кабелю j -го перерізу, квар/км;

l_{kj} - довжина ділянок, виконаних кабелем j -го перерізу, км;

$tg\delta$ - тангенс діелектричних втрат;

Tp - годин у розрахунковому періоді.

Значення тангенса діелектричних втрат $tg\delta$ лежить в межах від 0,016 до 0,023 залежно від часу експлуатації кабелів. Значення 0,016 відповідає часу експлуатації КЛ до 25 років, 0,023 - довше 40 років.

4. АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ ПРИ НОМІНАЛЬНИХ ПАРАМЕТРАХ МЕРЕЖІ

Технологічні втрати залежать від чинників, основними з яких є: складність схеми електричних мереж, режими роботи, термін експлуатації обладнання, якість проведених ремонтів, своєчасність реалізації графіку технічного обслуговування.

Основними елементами мережі, де виникають втрати, є ЛЕП та трансформатори. На підстанції ГПП відсутній облік ЕЕ на шинах 6 кВ в комірках №№ 9, 10 та 12, тому **втрати** ЕЕ в елементах електричної мережі визначають, як **різницю** між даними на вводі 6 кВ та сумарними даними лічильників, що встановлені у споживачів підстанції. Схема електричних мереж, за якими отримують живлення споживачі підстанції ГПП, показані на рис. 4.1.

В комірках №13-15, 19 комплектного розподільчого пристрою 6 кВ встановлено прилади технічного обліку ЕЕ, тому при аналізі втрат в мережах, покази цих лічильників не враховуємо.

Облік споживання реактивної енергії на підстанції ГПП здійснюється в комірках №2 та №16. Облік споживання реактивної енергії у споживачів відбувається лише у ТОВ «Зерновий Дім» та ФОП «Поліщук», обсяги споживання для обчисленню плати за реактивну енергію визначають розрахунковим шляхом.

На прикладі ділянки мережі, що отримує живлення від комірки №9 покажемо розрахунок технологічних втрат в мережах ГПП. Результати розрахунку втрат для інших ділянках показано в таблиці 4.4.

Вихідні дані – споживання ЕЕ активної і реактивної фідеру 9 підстанції ГПП. Від даного фідеру 9 отримують живлення 2 споживачі (пром підприємства), що працюють за двозмінним графіком (відсутні засоби компенсації реактивної потужності). Схема живлення від фідеру 9 споживачів підстанції ГПП показана на рис. 4.2.

Для живлення споживачів підстанції ГПП від шин НН до розподільчого пристрою (РП) 6 кВ «СУМ» за радіальною схемою електропостачання використовується кабельна лінія протяжністю 0,42 км марки АСБ-70.

Споживач ТОВ «Інжбуд» (9.1) отримує живлення від двообмоткового трансформатора 6/0,4 кВ номінальною потужністю 160 кВА, що підключений до РП «СУМ» КЛ 6 кВ протяжністю $l = 0,04$ км марки АСБ-70. Облік ЕЕ здійснюється на стороні 0,4 кВ трансформатора лічильником інтегрального типу. Трансформатор і ЛЕП знаходяться на балансі ГПП. Споживання за даними ГПП активної ЕЕ за вересень склало $W_{(P)} = 3840$ кВт·год. Облік споживання реактивної енергії не йдеться, тому обсяг спожитої реактивної ЕЕ з'ясовують розрахунковим шляхом. За "Методикою" [2] зараховують $\cos\varphi=0,9$ і відповідно $W_{(Q)} = 384$ кВАр·год.

Таблиця 4.1. Вихідні дані для розрахунку втрат

Точка обліку на схемі, ділянка мережі	Паспорти дані трансформатора						Сезонні коефіцієнти форми графіка навантаження*
	Номінальна потужність, S _Н , кВА	Номінальна напруга, U _Н , кВ	Втрати, кВт		Струм н.х., I _{Н.х.} , %	Напруга к.з., U _{КЗ} , %	
			P _{Н.х}	P _{КЗ}			
1	2	3	4	5	6	7	8
9А-9.1	ТМ-160	6,3	0,565	3,73	2,4	4,5	1,26
9А-9.2	ТМ-630	6,3	1,56	0,69	2	5,5	1,26
10А-10.8	ТМ-630	6,3	1,56	0,69	2	5,5	1,39
10.Б1-10.2	ТМ-630	6,3	1,56	0,69	2	5,5	1,09
10.Б1-10.3	ТМ-100	6,3	0,6	9,53	2,6	4,5	1,48
10Б2-10.1	ТМ-400	6,3	1,05	1,24	2,1	4,5	1,48
10.Б3-10.5	ТМ-100	6,3	0,6	9,53	2,6	4,5	1,48
10.Б4-10.6	ТМ-250	6,3	0,82	2,13	2,3	4,5	1,15
10.Б4-10.4	ТМ-400	6,3	1,05	1,24	2,1	4,5	1,08
10.В-10.7	ТМ-1000	6,3	2,45	0,44	1,4	5,5	1,26
10.В-10.9	ТМ-400	6,3	1,05	1,24	2,1	4,5	1,40
10.Г-10.10	ТМ-320	6,3	1,6	2,36	2,2	4,5	1,19
10.Д-10.11	ТМ-250	6,3	0,82	2,13	2,3	4,5	1,12
10.Д-10.12	ТМ-250	6,3	0,82	2,13	2,3	4,5	1,26
10.Е-10.13	ТМ-160	6,3	0,565	3,73	2,4	4,5	1,26
12.А-12.2	ТМ-250	6,3	0,82	2,13	2,3	4,5	1,26
12.Б-12.1	ТМ-40	6,3	0,25	37,5	3	4,5	1,26
12.В-12.3	ТМ-250	6,3	0,82	2,13	2,3	4,5	1,26
12.В-12.4	ТМ-630	6,3	1,56	0,69	2	5,5	1,26

Таблиця 4.1. Вихідні дані для розрахунку втрат в СТ

Точка обліку на схемі, ділянка мережі	Паспортні дані трансформатора						Сезонні коефіцієнти форми графіка навантаження*
	Номінальна потужність, S _Н , кВА	Номінальна напруга, U _Н , кВ	Втрати, кВт		Струм н.х., I _{Н.х.} , %	Напруга к.з., U _{К.з.} , %	
			P _{Н.х}	P _{К.з}			
1	2	3	4	5	6	7	8
9А-9.1	ТМ-160	6,3	0,565	3,73	2,4	4,5	1,26
9А-9.2	ТМ-630	6,3	1,56	0,69	2	5,5	1,26
10А-10.8	ТМ-630	6,3	1,56	0,69	2	5,5	1,39
10.Б1-10.2	ТМ-630	6,3	1,56	0,69	2	5,5	1,09
10.Б1-10.3	ТМ-100	6,3	0,6	9,53	2,6	4,5	1,48
10Б2-10.1	ТМ-400	6,3	1,05	1,24	2,1	4,5	1,48
10.Б3-10.5	ТМ-100	6,3	0,6	9,53	2,6	4,5	1,48
10.Б4-10.6	ТМ-250	6,3	0,82	2,13	2,3	4,5	1,15
10.Б4-10.4	ТМ-400	6,3	1,05	1,24	2,1	4,5	1,08
10.В-10.7	ТМ-1000	6,3	2,45	0,44	1,4	5,5	1,26
10.В-10.9	ТМ-400	6,3	1,05	1,24	2,1	4,5	1,40
10.Г-10.10	ТМ-320	6,3	1,6	2,36	2,2	4,5	1,19
10.Д-10.11	ТМ-250	6,3	0,82	2,13	2,3	4,5	1,12
10.Д-10.12	ТМ-250	6,3	0,82	2,13	2,3	4,5	1,26
10.Е-10.13	ТМ-160	6,3	0,565	3,73	2,4	4,5	1,26
12.А-12.2	ТМ-250	6,3	0,82	2,13	2,3	4,5	1,26
12.Б-12.1	ТМ-40	6,3	0,25	37,5	3	4,5	1,26
12.В-12.3	ТМ-250	6,3	0,82	2,13	2,3	4,5	1,26
12.В-12.4	ТМ-630	6,3	1,56	0,69	2	5,5	1,26

Таблиця 4.2. Вихідні дані для розрахунку втрат в ЛЕП

Точка обліку на схемі, ділянка мережі	Паспортні дані ЛЕП				Сезонні коефіцієнти форми графіка навантаження
	Номінальна напруга, U_n , кВ	Питомий опір, Ом/км		Довжина, км	
		R_0	X_0		
1	2	3	4	5	6
9-9А	6,3	0,428	0,37	0,42	1,26
9А-9.1	6,3	0,428	0,37	0,04	1,26
9А-9.2	6,3	0,428	0,37	0,32	1,26
10-10А	6,3	0,428	0,37	0,2	1,10
10А-10.8	6,3	0,428	0,37	0,02	1,39
10.8-10.8.2	0,4	0,158	0,28	0,008	1,48
10.8-10.8.4	0,4	0,428	0,309	0,03	1,26
10А-10Б	6,3	0,428	0,37	0,33	1,08
10Б-10.Б1	6,3	0,428	0,37	0,04	1,10
10.Б1-10.2	6,3	0,428	0,37	0,001	1,09
10.Б1-10.3	6,3	0,321	0,358	0,1	1,48
10Б-10.Б2	6,3	0,428	0,37	0,035	1,08
10Б2-10.1	6,3	0,428	0,37	0,02	1,48
10.Б2-10.Б3	6,3	0,321	0,358	0,32	1,12

продовження таблиці 4.2.

1	2	3	4	5	6
10.Б3-10.5	6,3	0,428	0,37	0,02	1,48
10.Б3-10.Б4	6,3	0,428	0,37	0,6	1,15
10.Б4-10.6	6,3	0,428	0,37	0,02	1,15
10.Б4-10.4	6,3	0,428	0,37	0,6	1,08
10Б-10В	6,3	0,428	0,37	0,15	1,07
10.В-10.7	6,3	0,321	0,358	0,3	1,26
10.7-10.7.2	0,4	0,321	0,3	0,008	1,08
10.7-10.7.3	0,4	0,321	0,3	0,008	1,08
10.7-10.7.4	0,4	0,321	0,3	0,008	1,09
10.7-10.7.5	0,4	0,321	0,3	0,008	1,08
10.7-10.7.6	0,4	0,321	0,3	0,008	1,08
10.7-10.7.7	0,4	0,321	0,3	0,008	1,08
10.7-10.7.8	0,4	0,321	0,3	0,008	1,08
10.В-10.9	6,3	0,321	0,358	0,065	1,40
10.9-10.9.2	0,4	0,428	0,309	0,02	1,08
10.9-10.9.3	0,4	0,321	0,3	0,02	1,08
10.В-10.Г	6,3	0,321	0,358	0,65	1,13
10.10-10.10.1	0,4	0,79	0,336	0,025	1,02
10.10-10.10.2	0,4	0,428	0,309	0,12	1,15
10.10-10.10.3	0,4	0,428	0,309	0,08	1,26
10.10-10.10.4	0,4	0,428	0,309	0,06	1,26
10.10-10.10.5	0,4	0,603	0,325	0,028	1,12
10.10-10.10.6	0,4	0,428	0,309	0,1	1,18
10.10.6-10.10.6.А	0,4	0,79	0,336	0,36	1,18
10.10.6.А-10.10.7	0,4	0,428	0,309	0,03	1,08
10.10.6.А-10.10.8	0,4	0,603	0,325	0,05	1,12
10.10.6.А-10.10.9	0,4	0,79	0,336	0,045	1,48
10.10.6.А-10.10.10	0,4	0,79	0,336	0,055	1,26
10.10.6.А-10.10.11	0,4	0,79	0,336	0,055	1,48
10.10.6.А-10.10.12.1	0,4	0,79	0,336	0,03	1,08
10.10.6.А-10.10.12.2	0,4	0,79	0,336	0,04	1,26
10.10.6.А-10.10.12.3	0,4	0,79	0,336	0,04	1,08
10.10.6.А-10.10.13.1	0,4	0,79	0,336	0,04	1,26
10.10.6.А-10.10.13.2	0,4	0,79	0,336	0,04	1,26
10.10.6.А-10.10.14	0,4	0,79	0,336	0,04	1,48
10.10.6.А-10.10.15	0,4	0,79	0,336	0,07	1,26
10.10.6.А-10.10.16	0,4	0,79	0,336	0,07	1,07
10.10.6.А-10.10.17	0,4	0,79	0,336	0,07	1,26
10.10.6.А-10.10.18	0,4	0,79	0,336	0,07	1,12
10.Г-10.Д	6,3	0,428	0,37	0,06	1,22
10.Д-10.11	6,3	0,428	0,37	0,04	1,12

продовження таблиці 4.2.

1	2	3	4	5	6
10.Д-10.12	6,3	0,428	0,37	0,14	1,26
10.12-10.12.1	0,4	0,603	0,325	0,038	1,26
10.12-10.12.2	0,4	0,603	0,325	0,042	1,26
10.12-10.12.3	0,4	0,428	0,309	0,08	1,26
10.12-10.12.4	0,4	0,428	0,309	0,12	1,09
10.12-10.12.5	0,4	0,428	0,309	0,03	1,48
10.Д-10.Е	6,3	0,428	0,37	0,04	1,26
10.Е-10.13	6,3	0,428	0,37	0,12	1,26
12-12А	6,3	0,428	0,37	0,5	1,26
12.А-12.2	6,3	0,603	0,38	0,025	1,26
12.А-12.Б	6,3	0,428	0,37	0,1	1,26
12.Б-12.1	6,3	0,428	0,37	0,055	1,26
12.Б-12.В	6,3	0,428	0,37	0,1	1,26
12.Б-12.В	6,3	0,253	0,352	0,6	1,26
12.В-12.3	6,3	0,321	0,358	0,1	1,26
12.В-12.4	6,3	0,321	0,358	0,101	1,26

ТОВ «Тісер» (9.2) отримує живлення від двообмоткового трансформатора номінальною потужністю 630кВА, напругою 6/0,4 кВ що підключений до РП «СУМ» КЛ 6 кВ протяжністю $l = 0,32$ км марки АСБ-70. Облік ЕЕ здійснюється на стороні 0,4 кВ трансформатора лічильником інтегрального типу. Трансформатор і ЛЕП перебуває на балансі ГПП. Споживання ЕЕ за даними ГПП за вересень склало $W_{(P)} = 11318$ кВт·год, $W_{(Q)} = 29984$ кВАр·год.

4.1. Розрахунок технологічних втрат в лінії 9А-9.1

Встановлюємо режими роботи елементів мережі на ділянці 9А-9.1, що живить ТОВ «Інжбуд» у вересні (22 робочих дні):

$$T_{\text{рп}} = 24 \cdot 30 = 720 \text{ год.}$$

Час роботи ЛЕП й трансформаторів під навантаженням (для двозмінного режиму роботи):

$$T_{\text{р}} = 16 \cdot 22 = 352 \text{ год.}$$

Час знаходження ЛЕП й трансформаторів під напругою:

$$T_{\text{н}} = T_{\text{рп}} - T_{\text{в}} = 720 - 0 = 720 \text{ год,}$$

де $T_{\text{в}}$ - час, протягом якого трансформатор відключений від мережі, $T_{\text{в}} = 0$ год.

За паспортом на трансформатор ТМ-160 та таблицею Б.4 [2] визначаємо технічні параметри: $U_{\text{н}} = 6,3$ кВ, $R_{\text{т}} = 3,73$ Ом, $P_{\text{н.х}} = 0,565$ кВт, $X_{\text{т}} = 9,41$ Ом, $Q_{\text{н.х}} = 3,84$ кВАр;

Розраховуємо у трансформаторі квадрат середнього струму:

$$I^2 = \frac{W_{(P)}^2 + W_{(Q)}^2}{a \cdot T^2 \cdot U_{\text{н}}^2} = \frac{3840^2 + 384^2}{3 \cdot 352^2 \cdot 6,3^2} = 1,01 \text{ А}^2;$$

де $W_{(Q)} = 384$ кВАр·год при $\cos \varphi = 0,9$.

За таблицею 7.1 [2] визначаємо коефіцієнт форми трансформатора й ЛЕП для двозмінного режиму роботи промпідприємства за відсутності компенсації реактивної потужності: $k_{\text{ф}}^2 = 1,26$.

Втрати активної ЕЕ за місяць в трансформаторі, кВт·год:

$$\begin{aligned}\Delta W_{(P)T} &= 3 \cdot I^2 \cdot R_T \cdot k_{\Phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} + P_{H.X.} \cdot T_H = \\ &= 3 \cdot 1,01 \cdot 3,73 \cdot 1,26 \cdot 352 \cdot 10^{-3} + 0,565 \cdot 720 = 411,81\end{aligned}$$

Втрати реактивної ЕЕ за місяць в трансформаторі, кВАр·год:

$$\begin{aligned}\Delta W_{(Q)T} &= 3 \cdot I^2 \cdot X_T \cdot k_{\Phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} + Q_{H.X.} \cdot T_H = \\ &= 3 \cdot 1,01 \cdot 9,41 \cdot 1,26 \cdot 352 \cdot 10^{-3} + 3,84 \cdot 720 = 2777,44\end{aligned}$$

За даними додатку В [1] визначаємо параметри кабельної лінії (КЛ2) марки АСБ-70 з питомими параметрами $R_0 = 0,428$ Ом/км, $X_0 = 0,37$ Ом/км:

$$\begin{aligned}R_{KL} &= R_0 \cdot l = 0,428 \cdot 0,04 = 0,01712 \text{ Ом}; \\ X_{KL} &= X_0 \cdot l = 0,37 \cdot 0,04 = 0,0148 \text{ Ом}.\end{aligned}$$

Розрахуємо квадрат струму ЛЕП з урахуванням втрат ЕЕ у трансформаторі:

$$\begin{aligned}W_{(P)ЛЕП} &= W_{(P)} + \Delta W_{(P)T} = 3840 + 411,81 = 4251,816 \text{ кВт·год}; \\ W_{(Q)ЛЕП} &= W_{(Q)} + \Delta W_{(Q)T} = 384 + 2777,44 = 3161,44 \text{ кВАр·год};\end{aligned}$$

$$I^2 = \frac{W_{(P)}^2 + W_{(Q)}^2}{a \cdot T^2 \cdot U_H^2} = \frac{4251,816^2 + 3161,44^2}{3 \cdot 352^2 \cdot 6,3^2} = 1,9 \text{ А}^2;$$

Розраховуємо втрати активної ЕЕ в кабелі КЛ2, кВт·год:

$$\begin{aligned}\Delta W_{(P)KL2} &= 3 \cdot I^2 \cdot R_{KL2} \cdot k_{\Phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} = \\ &= 3 \cdot 1,01 \cdot 0,01712 \cdot 1,26 \cdot 352 \cdot 10^{-3} = 0,043\end{aligned}$$

Розраховуємо втрати реактивної енергії в КЛ2, кВАр·год:

$$\Delta W_{(Q)KL2} = 3 \cdot I^2 \cdot X_{KL2} \cdot k_{\Phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 1,9 \cdot 0,0148 \cdot 1,26 \cdot 352 \cdot 10^{-3} = 0,037$$

де X_{KL} – індуктивний опір фази КЛ2, Ом.

Втрати ЕЕ в ізоляції кабельних ліній обчислюємо згідно з розділом Д.6НД 34.09.-2003 за фор-ю (7.40):

$$\Delta W_{(P)I3_KL2} = \Delta Q_{\theta} \cdot l_k \cdot \operatorname{tg} \delta \cdot T_p = 4,14 \cdot 0,04 \cdot 0,02 \cdot 720 = 2,385 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

де ΔQ_{θ} - питома потужність кабеля, кВАр/км, приймаємо згідно з ТУ на кабель ;

l_k - довжина ділянок, виконаних кабелем, км;

$\operatorname{tg} \delta$ - тангенс діелектричних втрат, тангенс втрат $\operatorname{tg} \delta$ залежно від часу експлуатації КЛ простягається в межах від 0,016 до 0,022;

T_{rp} - години розрахунковому періоді.

Розрахуємо поправки до спожитої ЕЕ за лічильником внаслідок втрат ЕЕ:

$$\Pi_{(P)} = \Delta W_{(P)T} + \Delta W_{(P)KL2} + \Delta W_{(P)I3_KL} = 411,81 + 0,043 + 2,385 = 414,24 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Pi_{(Q)} = \Delta W_{(Q)T} + \Delta W_{(Q)KL2} = 2777,44 + 0,037 = 2777,48.$$

Тоді загальне споживання ЕЕ підприємством ТОВ «Інжбуд» за вересень:

$$W_{(P)KL2} = W_{(P)\Sigma} = W_{(P)} + \Pi_{(P)} = 3840 + 414,24 = 4254,24 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год};$$

$$W_{(Q)KL2} = W_{(Q)\Sigma} = W_{(Q)} + \Pi_{(Q)} = 384 + 2777,48 = 3161,48 \text{ тис. кВАр} \cdot \text{год}.$$

4.2. Розрахунок технологічних втрат в лінії 9А-9.2

Обчислимо режим роботи елементів мережі на ділянці 9А-9.2, яка живить ТОВ «Тісер», у вересні (22 робочих дні): $T_p = 352$ год., розрахунковий період має значення таке, що й для ділянки 9А-9.1:

За паспортом на трансформатор ТМ-630 та таблицею Б.4 [1] визначаємо технічні параметри: $U_H = 6,3$ кВ, $R_T = 0,69$ Ом, $P_{H.X} = 1,56$ кВт, $X_T = 3,07$ Ом, $Q_{H.X} = 12,6$ кВАр;

Розраховуємо квадрат середнього струму:

$$I^2 = \frac{W_{(P)}^2 + W_{(Q)}^2}{a \cdot T^2 \cdot U_H^2} = \frac{11318^2 + 19984^2}{3 \cdot 352^2 \cdot 6,3^2} = 35,75 \text{ А}^2;$$

За таблицею 7.1 [1] коефіцієнт форми трансформатора з ЛЕП для двозмінного промпідприємства за відсутності компенсації реактивної потужності: $k_{\Phi}^2 = 1,26$

Втрати активної ЕЕ в трансформаторі за місяць, кВт·год:

$$\begin{aligned} \Delta W_{(P)T} &= 3 \cdot I^2 \cdot R_T \cdot k_{\Phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} + P_{H.X} \cdot T_H = \\ &= 3 \cdot 35,75 \cdot 0,69 \cdot 1,26 \cdot 352 \cdot 10^{-3} + 1,56 \cdot 720 = 1156,02 \end{aligned}$$

Втрати реактивної ЕЕ в трансформаторі за місяць, кВАр·год:

$$\begin{aligned} \Delta W_{(Q)T} &= 3 \cdot I^2 \cdot X_T \cdot k_{\Phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} + Q_{H.X} \cdot T_H = \\ &= 3 \cdot 35,75 \cdot 3,07 \cdot 1,26 \cdot 352 \cdot 10^{-3} + 12,6 \cdot 720 = 9218,04 \end{aligned}$$

За даними додатка В [1] визначаємо параметри кабельної лінії (КЛЗ) марки АСБ-70 з питомими параметрами ($R_0 = 0,428$ Ом/км, $X_0 = 0,37$ Ом/км):

$$R_{\text{кл}} = R_0 \cdot l = 0,428 \cdot 0,32 = 0,137 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{кл}} = X_0 \cdot l = 0,37 \cdot 0,32 = 0,118 \text{ Ом}.$$

Розраховуємо з урахуванням втрат ЕЕ у трансформаторі квадрат середнього струму в ЛЕП:

$$W_{(P)ЛЕП} = W_{(P)} + \Delta W_{(P)Т} = 11318 + 1156,02 = 12474,02 \text{ кВт} \cdot \text{год.};$$

$$W_{(Q)ЛЕП} = W_{(Q)} + \Delta W_{(Q)Т} = 19984 + 9218,04 = 29202,04 \text{ кВАр} \cdot \text{год},$$

$$I^2 = \frac{W_{(P)}^2 + W_{(Q)}^2}{a \cdot T^2 \cdot U_H^2} = \frac{12474,02^2 + 29202,04^2}{3 \cdot 352^2 \cdot 6,3^2} = 68,35 \text{ А}^2;$$

Розраховуємо втрати активної ЕЕ в кабелі КЛЗ, кВт·год:

$$\Delta W_{(P)КЛЗ} = 3 \cdot I^2 \cdot R_{КЛЗ} \cdot k_{\Phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 68,35 \cdot 0,137 \cdot 1,26 \cdot 352 \cdot 10^{-3} = 12,455$$

Розраховуємо втрати реактивної енергії в КЛЗ, кВАр·год:

$$\Delta W_{(Q)КЛЗ} = 3 \cdot I^2 \cdot X_{КЛЗ} \cdot k_{\Phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 68,35 \cdot 0,118 \cdot 1,26 \cdot 352 \cdot 10^{-3} = 10,767,$$

де $X_{КЛЗ}$ – індуктивний опір фази КЛЗ, Ом;

Втрати ЕЕ в ізоляції кабельних ліній обчислюємо згідно розділу Д.6ГНД34.09. -2003 за фор-ю (7.40):

$$\Delta W_{(P)ІЗ_КЛЗ} = \Delta Q_{\theta} \cdot l_k \cdot tg\delta \cdot T_p = 4,14 \cdot 0,32 \cdot 0,02 \cdot 720 = 19,08 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

де ΔQ_{θ} - питома потужність кабелю, приймаємо згідно ТУ на кабель ;

l_k - сумарна довжина ділянок, виконаних кабелем, км;

$tg\delta$ - тангенс діелектричних втрат, тангенса втрат $tg\delta$ залежно від часу експлуатації КЛ полягає в межах від 0,016 до 0,022;

$T_{рп}$ - годин у розрахунковому періоді.

Розраховуємо поправки внаслідок втрат ЕЕ для спожитої за лічильником ЕЕ :

$$\Pi_{(P)} = \Delta W_{(P)T} + \Delta W_{(P)KL3} + \Delta W_{(P) I3_KL3} = 1156,02 + 12,455 + 19,08 = 1187,56 \text{ кВт} \cdot \text{год.};$$

$$\Pi_{(Q)} = \Delta W_{(Q)T} + \Delta W_{(Q)KL3} = 9218,04 + 10,767 = 9228,81 \text{ кВАр} \cdot \text{год.};$$

Тоді споживання ЕЕ пром підприємством ТОВ «Тісер» за вересень:

$$W_{(P)KL3} = W_{(P)\Sigma} = W_{(P)} + \Pi_{(P)} = 11318 + 1187,56 = 12505,56 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год.};$$

$$W_{(Q)KL3} = W_{(Q)\Sigma} = W_{(Q)} + \Pi_{(Q)} = 19984 + 9228,81 = 29212,81 \text{ тис. кВАр} \cdot \text{год.}$$

4.3. Розрахунок технологічних втрат в лінії 9-9А

Визначаємо у вересні (22 робочих дні): режими роботи мережі на ділянці 9-9А від розподільного пристрою (РП) 6 кВ «СУМ» до шин НН підстанції ГПП, що живить ТОВ «Інжбуд» та ТОВ «Тісер» :

$T_p = 352$ год., розрахунковий період має значення, що й для ділянки 9А-9.1.

Розрахуємо квадрат струму в ЛЕП (з рахуванням втрат ЕЕ на ділянках 9А-9.1 та 9А-9.2):

$$W_{(P)KL1} = W_{(P)KL2} + W_{(P)KL3} = 4254,24 + 12505,56 = 16759,8 \text{ кВт} \cdot \text{год.};$$

$$W_{(Q)KL1} = W_{(Q)KL2} + W_{(Q)KL3} = 3161,48 + 29212,81 = 32374,29 \text{ кВАр} \cdot \text{год}$$

Розрахуємо квадрат середнього струму в кабелі КЛ1:

$$I^2 = \frac{W_{(P)}^2 + W_{(Q)}^2}{a \cdot T^2 \cdot U_H^2} = \frac{16759,8^2 + 32374,29^2}{3 \cdot 352^2 \cdot 6,3^2} = 89,96 .$$

За таблицею з "Методичних" [1] визначаємо коефіцієнт форми трансформатора з ЛЕП для двозмінного промпідприємства за відсутності компенсації реактивної потужності: $k_{\Phi}^2 = 1,26$.

За даними додатку В [[1]] визначаємо параметри ЛЕП для кабельної лінії (КЛ1) АСБ-70 з питомими параметрами ($R_0 = 0,43$ Ом/км, $X_0 = 0,37$ Ом/км):

$$R_{\text{КЛ1}} = R_0 \cdot l = 0,428 \cdot 0,42 = 0,179 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{КЛ1}} = X_0 \cdot l = 0,37 \cdot 0,42 = 0,155 \text{ Ом}.$$

Розрахуємо втрати активної ЕЕ в кабелі КЛ1, кВт·год:

$$\Delta W_{(P)\text{КЛ1}} = 3 \cdot I^2 \cdot R_{\text{КЛ1}} \cdot k_{\Phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 89,96 \cdot 0,179 \cdot 1,26 \cdot 352 \cdot 10^{-3} = 21,56$$

Розрахуємо втрати реактивної енергії в КЛ1, кВАр·год:

$$\Delta W_{(Q)\text{КЛ1}} = 3 \cdot I^2 \cdot X_{\text{КЛ1}} \cdot k_{\Phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 89,96 \cdot 0,155 \cdot 1,26 \cdot 352 \cdot 10^{-3} = 18,6$$

де $X_{\text{КЛ1}}$ – індуктивний опір фази КЛ1, Ом;

Втрати ЕЕ в ізоляції кабельних ліній:

$$\Delta W_{(P)\text{ІЗ_КЛ1}} = \Delta Q_{\theta} \cdot l \cdot \text{tg} \delta \cdot T_p = 4,14 \cdot 0,42 \cdot 0,02 \cdot 720 = 25,04$$

Розраховуємо поправки для спожитої ЕЕ :

$$П_{(P)} = \Delta W_{(P)\text{КЛ1}} + \Delta W_{(P)\text{ІЗ_КЛ1}} = 21,56 + 25,04 = 46,6 \text{ кВт} \cdot \text{год.};$$

$$П_{(Q)} = \Delta W_{(Q)\text{КЛ1}} = 18,6 \text{ кВАр} \cdot \text{год.};$$

Загальне споживання ЕЕ за вересень в комірці №9:

$$W_{(P)\Sigma} = W_{(P)} + \Pi_{(P)} = 16759,8 + 46,6 = 16806,4 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год.};$$

$$W_{(Q)\Sigma} = W_{(Q)} + \Pi_{(Q)} = 32374,29 + 18,6 = 32392,89 \text{ тис. кВАр}\cdot\text{год.}$$

Зведені результати розрахунку втрат в елементах мережі, підключені до коміртки №9, зведено до таблиці 4.3.

Таблиця 4.3. Технологічні втрати в мережі у лінії 9

№ з/п	Ділянка мережі до споживача	Кількість отриманої активної і реактивної енергії за розрахунковий період		Кількість годин роботи обладнання за розрахунковий період, год		Значення втрат за розрахунковий період, кВт·год та кВАр·год.				
				Під навантаженням	Під напругою	У трансформа-рах		У лініях електропередавання		
		$W_{(P)}$	$W_{(Q)}$	T_P	T_H	$W_{(P)T}$	$W_{(Q)T}$	проводах ПЛ, жилах КЛ	ізоляції ПЛ (КЛ)	
								$W_{(P)ЛЕП}$	$W_{(Q)ЛЕП}$	$W_{(P)ІЗ.ЛЕП}$
1	9-9А	15158	20368	352	720	-	-	21,52	18,6	25,04
2	9А-9.1	3840	384	352	720	411,81	2777,44	0,04	0,04	2,38
3	9А-9.2	11318	19984	352	720	1156,02	9218,04	12,46	10,77	19,08

Аналогічним чином здійснюється розрахунок для мереж, які підключено до комірок 10 та 12. Результати розрахунку втрат в мережах показано в таблицях 4.4.

Таблиця 4.4. Технологічні втрати в елементах мережі ГПП

№ з/п	Ділянка мережі до споживача	Кількість отриманої активної і реактивної енергії за розрахунковий період		Кількість годин роботи обладнання за розрахунковий період, год		Значення втрат за розрахунковий період, кВт·год./кВАр·год.				
				Під навантаженням	Під напругою	У трансформа-рах		У лініях електропередавання		
		$W_{(P)}$	$W_{(Q)}$	T_P	T_H	$W_{(P)T}$	$W_{(Q)T}$	проводах ПЛ, жилах КЛ	ізоляції ПЛ (КЛ)	
								$W_{(P)ЛЕП}$	$W_{(Q)ЛЕП}$	$W_{(P)ІЗ.ЛЕП}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	9-9А	15158	20368	352,00	720	-	-	21,52	18,6	25,04
2	9А-9.1	3840	384	352,00	721	411,81	2777,44	0,04	0,04	2,38
3	9А-9.2	11318	19984	352,00	722	1156,02	9218,04	12,46	10,77	19,08
	Разом по фідеру №9	15158	20368			1567,83	11995,48	34,02	29,41	46,50

4	10-10A	147258	14726	528,00	723	-	-	127,64	110,34	162
5	10A-10.8	7515	6764	528,00	724	1127,86	9092,75	0,18	0,16	16,2
6	10.8-10.8.1	1460	0	176,00	725	-	-	-	-	-
7	10.8-10.8.2	5817	4411	352,00	726	-	-	1,77	3,14	-
8	10.8-10.8.3	178	0	528,00	727	-	-	-	-	-
9	10.8-10.8.4	60	0	352,00	728	-	-	-	-	-
10	10.8-10.8.5	0	0	0,00	729	-	-	-	-	-
11	10A-10Б	139743	13974	528,00	730	-	-	179,5	155,17	267,3
12	10Б-10.Б1	50348	5035	528,00	731	-	-	2,57	2,22	32,4
13	10.Б1-10.2	50320	0	528,00	732	1214,07	9476,33	0,06	0,05	0,81
14	10.Б1-10.3	28	0	176,00	733	432,00	4680	-	-	6,62
15	10Б-10.Б2	15560	1556	176,00	734	-	-	1,46	1,26	28,35
16	10Б2-10.1	6482	648	176,00	735	767,15	6082,71	0,18	0,15	1,19
17	10.1-10.1.1	3241	0	176,00	736	-	-	-	-	-
18	10.1-10.1.2	3241	0	176,00	737	-	-	-	-	-
19	10.Б2-10.Б3	9078	908	176,00	738	-	-	3,83	4,27	21,2
20	10.Б3-10.5	0	0	176,00	739	432,00	4680	-	-	16,2
21	10.Б3-10.Б4	9078	908	528,00	740	-	-	3,28	2,83	485,99
22	10.Б4-10.6	9078	0	528,00	741	600,03	4167,68	0,05	0,05	16,2
23	10.Б4-10.4	0	0	528,00	742	756,00	6048	0,49	0,42	485,99
24	10Б-10Б	73835	19244	528,00	743	-	-	23,94	20,69	121,5
25	10.Б-10.7	15772	19244	176,00	744	1813,13	10295,52	10,75	11,99	19,87
26	10.7-10.7.1	0	0	176,00	745	-	-	-	-	-
27	10.7-10.7.2	0	0	176,00	746	-	-	-	-	-
28	10.7-10.7.3	0	0	176,00	747	-	-	-	-	-
29	10.7-10.7.4	0	0	240,00	748	-	-	-	-	-
30	10.7-10.7.5	0	0	240,00	749	-	-	-	-	-
31	10.7-10.7.6	0	0	176,00	750	-	-	-	-	-
32	10.7-10.7.7	0	0	176,00	751	-	-	-	-	-
33	10.7-10.7.8	0	0	176,00	752	-	-	-	-	-
34	10.Б-10.9	9205	921	176,00	753	777,23	6114,08	0,62	0,69	4,31
35	10.9-10.9.1	8000	0	176,00	754	-	-	-	-	-
36	10.9-10.9.2	282	0	176,00	755	-	-	0,03	0,02	-
37	10.9-10.9.3	923	0	176,00	756	-	-	0,21	0,2	-
38	10.Б-10.Г	48858	4886	528,00	757	-	-	32,36	36,1	43,06
39	10.Г-10.10	23456	2346	528,00	758	1226,34	14025,61	-	-	-
40	10.10-10.10.1	110	0	528,00	759	-	-	-	-	-
41	10.10-10.10.2	679	0	176,00	760	-	-	0,97	0,7	-
42	10.10-10.10.3	3843	0	352,00	761	-	-	11,31	8,17	-
43	10.10-10.10.4	1360	0	352,00	762	-	-	1,06	0,77	-
44	10.10-10.10.5	10720	0	352,00	763	-	-	38,59	20,8	-
45	10.10-10.10.6	6744	674	528,00	764	-	-	27,35	19,75	-
46	10.10.6-10.10.6.A	6744	674	528,00	765	-	-	181,74	77,3	-
47	10.10.6.A-10.10.7	396	0	528,00	766	-	-	0,03	0,02	-
48	10.10.6.A-10.10.8	0	0	176,00	767	-	-	-	-	-
49	10.10.6.A-10.10.9	0	0	176,00	768	-	-	-	-	-
50	10.10.6.A-10.10.10	353	0	352,00	769	-	-	0,12	0,05	-
51	10.10.6.A-10.10.11	0	0	176,00	770	-	-	-	-	-

52	10.10.6.A-10.10.12.1	708	0	352,00	771	-	-	0,23	0,1	-
53	10.10.6.A-10.10.12.2	484	0	352,00	772	-	-	0,17	0,07	-
54	10.10.6.A-10.10.12.3	803	0	352,00	773	-	-	0,39	0,17	-
55	10.10.6.A-10.10.13.1	518	0	352,00	774	-	-	0,19	0,08	-
56	10.10.6.A-10.10.13.2	315	0	352,00	775	-	-	0,07	0,03	-
57	10.10.6.A-10.10.14	11	0	176,00	776	-	-	-	-	-
58	10.10.6.A-10.10.15	1127	0	352,00	777	-	-	1,57	0,67	-
59	10.10.6.A-10.10.16	0	0	352,00	778	-	-	-	-	-
60	10.10.6.A-10.10.17	371	0	176,00	779	-	-	0,34	0,14	-
61	10.10.6.A-10.10.18	1658	0	528,00	780	-	-	2,02	0,86	-
62	10.Г-10.Д	25402	2540	352,00	781	-	-	1,46	1,26	48,6
63	10.Д-10.11	7080	0	352,00	782	598,96	4164,59	0,1	0,09	2,38
64	10.Д-10.12	13636	1364	352,00	783	626,44	4243,54	1,27	1,1	8,35
65	10.12-10.12.1	6060	0	352,00	784	-	-	18,83	10,15	-
66	10.12-10.12.2	4980	0	352,00	785	-	-	14,05	7,57	-
67	10.12-10.12.3	1602	0	352,00	786	-	-	1,97	1,42	-
68	10.12-10.12.4	994	0	352,00	787	-	-	0,98	0,71	-
69	10.12-10.12.5	0	0	176,00	788	-	-	-	-	-
70	10.Д-10.Е	4686	469	352,00	789	-	-	0,06	0,05	2,38
71	10.Е-10.13	4686	0	352,00	790	414,19	2783,44	0,16	0,14	7,15
	Разом по фідеру №10	147258	14726			10785,40	85854,25	693,95	501,92	1798,05
72	12-12А	126631	16806	416,00	791	-	-	299,08	258,55	404,99
73	12.А-12.2	2195	0	352,00	792	591,33	4142,66	0,03	0,02	20,25
74	12.А-12.Б	124436	14173	352,00	793	-	-	66,1	57,14	81
75	12.Б-12.1	417	0	352,00	794	180,59	1728,98	0,01	0,01	44,55
76	12.Б-12.В	123838	28168	416,00	795	-	-	58,31	50,41	81
77	12.Б-12.В	123838	28168	416,00	796	-	-	206,82	287,76	43,98
78	12.В-12.3	30400	0	416,00	797	740,62	4571,61	2,43	2,71	6,62
79	12.В-12.4	93438	20160	416,00	798	1604,32	11212,63	24,78	27,64	6,69
	Всього по фідеру №12	126631	16806			3116,86	21655,88	657,56	684,24	689,08
	Разом по підстанції ГПП	289047	51900			15470	119506	1386	1216	2534

Аналіз таблиці 4.4 показав, що розрахункові втрати ЕЕ в мережах фідерів 9, 10 та 12 залежать від втрат в трансформаторах 6/0,4кВ, натомість втрати в ЛЕП є нечисленними в порівнянні з ними. На рис. 4.3- 4.6 показано графіки, які ілюструють складові технологічних втрат в мережах ГПП.

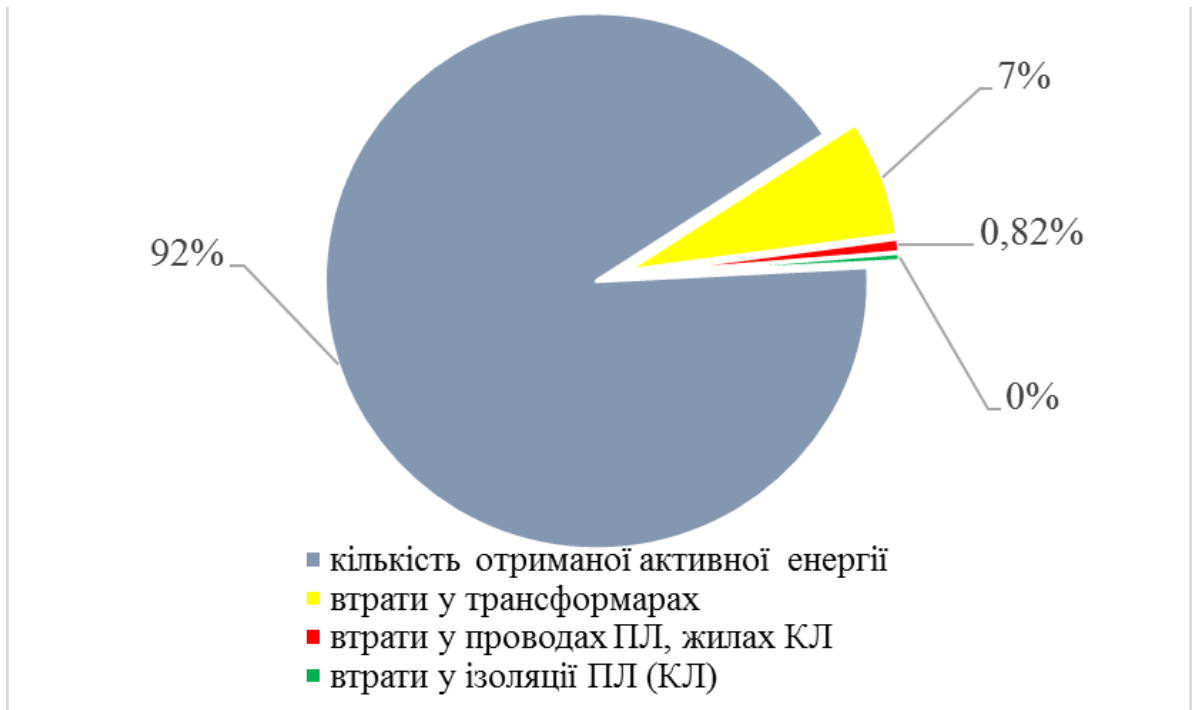


Рис.4.3. Частка активних втрат у елементах мережі ГПП

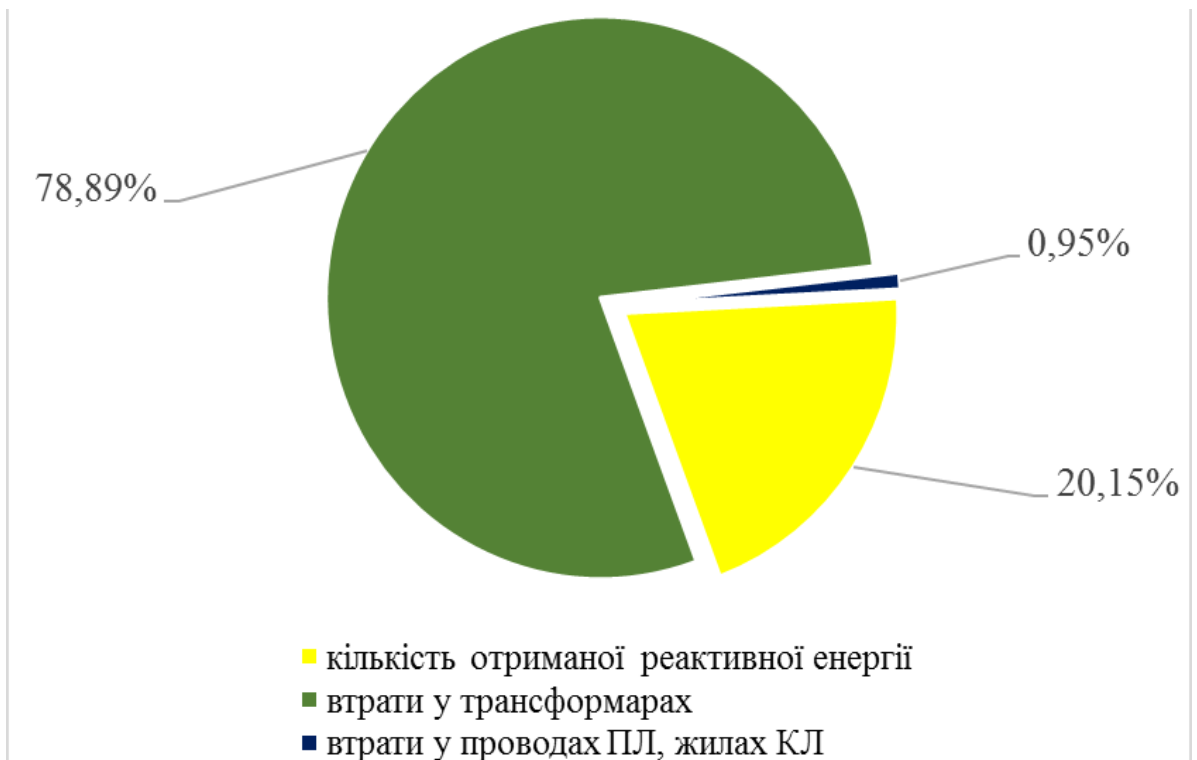


Рис.4.4. Частка реактивних втрат у мережі ГПП

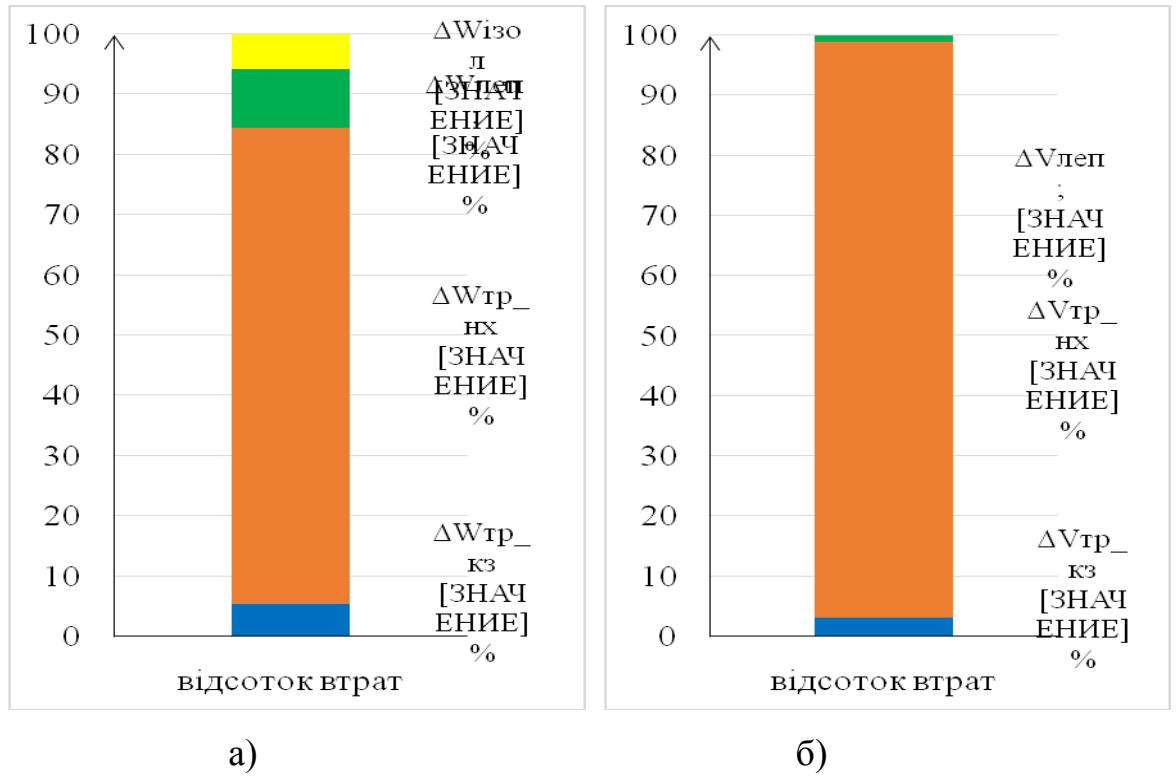


Рис. 4.5. Розподіл втрат у мережі ГПП:

а) активної енергії; б) реактивної енергії

Для визначення коливання втрат у мережах ГПП в залежності від сезону, будемо динаміку втрат для періоду вересень-січень (інформація за інші місяці не надано) ,%.

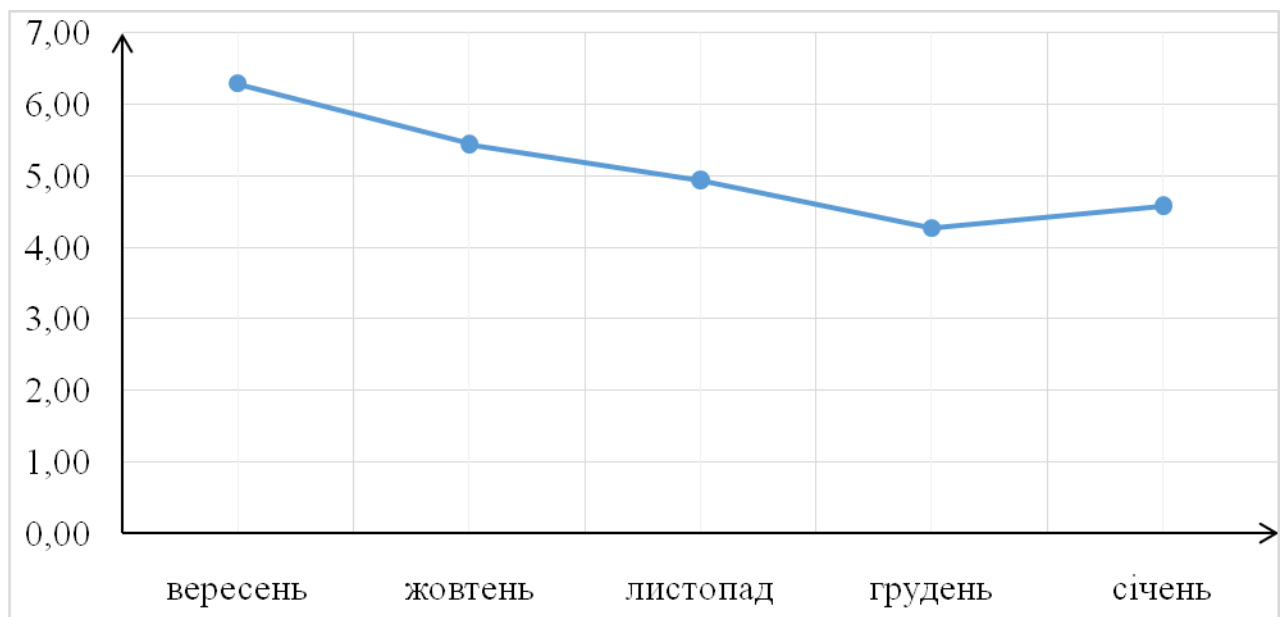


Рис. 4.6. Динаміка втрат в мережі ГПП

5. ОЦІНКА ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ З ВРАХУВАННЯМ ФАКТИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ МЕРЕЖІ

Технологічні втрати, що розраховано в розділі 4 за [1], дозволяють визначити потенційні втрати в мережі при поточному завантаженні та номінальних параметрах. **Реальні** режими роботи та параметри мереж рідко відповідають номінальним, прийнятим при проектуванні. Для визначення втрат в мережах ГПП, викликаних зміною технічних параметрів силових трансформаторів та відхиленням напруги, виконаємо розрахунки.

5.1 Розрахунок втрат в процесі експлуатації трансформаторів з врахуванням зміни їх характеристик

У розподільних електромережах з напругою 6-10 кВ важливою складовою технологічних втрат ЕЕ є втрати неробочого ходу (НХ) трансформаторів. Величина активної потужності втрат трансформаторів $\Delta P_{\text{НХ}}$, дорівнює паспортному значенню втрат, принаймні в реальних умовах паспортне значення не завжди відповідає реальному значенню і змінюється в процесі експлуатації.

Результати вивчень втрат НХ трансформаторів, за даними наукових джерел [5], довели, що у трансформаторів понад 35 років, вони понад 2-чі перевищують втрати нових трансформаторів. Статистична обробка результатів втрат неробочого ходу трансформаторів потужністю 41-1000 кВА в розподільних мережах при експлуатації понад 20 років, надає можливість показати зростання $\Delta P_{\text{н.х.}}$, у вигляді аналітичної залежності:

$$\Delta P_{\text{н.х.факт}} = -15,171 + 0,576 \cdot T_{\text{сл}} + 0,0175 \cdot T_{\text{сл}}^2,$$

де $T_{\text{сл}} \geq 20$ років – тривалість експлуатації трансформатора.

Втрати ЕЕ в магнітопроводі трансформатора, що перебуває під напругою, рекомендується визначати з урахуванням фактичного значення напруги обмотки високої напруги і номінального значення втрат неробочого ходу трансформатора за фор-ю:

$$\Delta W_{\text{нх}} = \Delta P_{\text{н.х.факт}} \cdot T_p \cdot \left(\frac{U_{\text{ср}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2,$$

де $\Delta P_{\text{н.х.факт}}$ – номінальне значення втрат потужності неробочого ходу, що визначається за паспортними або виміряними даними, кВт;

T_p - фактичний час роботи трансформатора в розрахунковому періоді, год;

$U_{\text{ср}}$ - значення фактичної напруги ВН за розрахунковий період, кВ;

$U_{\text{ном}}$ - номінальна напруга трансформатора, кВ.

Необхідність обліку відхилення фактичного значення напруги первинної обмотки від її номінального значення пов'язана з тим, що втрати у магнітопроводі пропорційні квадрату індукції, а амплітуда магнітної індукції пропорційна напрузі.

В мережах ГПП завважується підвищений рівень напруги відносно номінального значення у 6,3 кВ. За показниками контрольних замірів напруга в мережі гойдається у межах 6,5-6,9 кВ. Необхідно зазначити, що верхній рівень напруги у 6,9 кВ перевищує допустимі межі відхилення напруги у $\pm 5\%$. згідно ГОСТ13109-97.

Аналіз терміну експлуатації трансформаторів 6/0,4 кВ показує, що переважно частина служить понад 30 років, що впливає на втрати потужності неробочого ходу.

Дані, показані в таблиці 4.1, свідчать, що силові трансформатори вносять найбільший вклад у формування технологічних втрат в мережі. На рис 4.5 приведемо графіки активних та реактивних втрат в мережі відносно спожитої

енергії, з яких видно, що втрати неробочого ходу трансформаторів має найбільший вплив.

Для визначення технологічних втрат з врахуванні зміни втрат неробочого ходу трансформаторів 6/0,4 кВ та фактичному рівні напруг в мережі ГПП, здійснимо повторний уточнений розрахунок, який дозволить за фактичних умов роботи мереж одержати потенційний рівень втрат.

Таблиця 5.1. Розрахунок втрат за фактичними параметрами мережі

№ з/п	Ділянка мережі до споживача	Кількість отриманої активної і реактивної енергії за розрахунковий період		Кількість годин роботи обладнання за розрахунковий період, год		Значення втрат за розрахунковий період, кВт·год./кВАр·год.				
				Під навантаженням	Під напругою	У трансформаторах		У лініях електропередавання		
		$W_{(P)}$	$W_{(Q)}$					проводах ПЛ, жилах КЛ	ізоляції ПЛ (КЛ)	
		$W_{(P)}$	$W_{(Q)}$	ТР	ТН	$W_{(P)T}$	$W_{(Q)T}$	$W_{(P)ЛЕП}$	$W_{(Q)ЛЕП}$	$W_{(P)ІЗ.ЛЕП}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	9-9А	15158	20368	352,00	720	-	-	44,58	38,54	25,04
2	9А-9.1	3840	384	352,00	721	980,96	6645,65	0,11	0,1	2,38
3	9А-9.2	11318	19984	352,00	722	2727,48	21910,61	24,12	20,85	19,08
	Всього по фідеру №9	15158	20368			3708,44	28556,26	68,81	59,49	46,50
4	10-10А	147258	14726	528,00	723	-	-	213,26	184,36	162
5	10А-10.8	7515	6764	528,00	724	2699,33	21785,32	0,52	0,45	16,2
6	10.8-10.8.1	1460	0	176,00	725	-	-	-	-	-
7	10.8-10.8.2	5817	4411	352,00	726	-	-	1,77	3,14	-
8	10.8-10.8.3	178	0	528,00	727	-	-	-	-	-
9	10.8-10.8.4	60	0	352,00	728	-	-	-	-	-
10	10.8-10.8.5	0	0	0,00	729	-	-	-	-	-
11	10А-10Б	139743	13974	528,00	730	-	-	279,34	241,48	267,3
12	10Б-10.Б1	50348	5035	528,00	731	-	-	3,19	2,76	32,4
13	10.Б1-10.2	50320	0	528,00	732	2785,54	22168,9	0,07	0,06	0,81
14	10.Б1-10.3	28	0	176,00	733	1036,41	11227,76	-	-	6,62
15	10Б-10.Б2	15560	1556	176,00	734	-	-	4,8	4,15	28,35
16	10Б2-10.1	6482	648	176,00	735	1824,86	14544,42	0,54	0,47	1,19
17	10.1-10.1.1	3241	0	176,00	736	-	-	-	-	-
18	10.1-10.1.2	3241	0	176,00	737	-	-	-	-	-
19	10.Б2-10.Б3	9078	908	176,00	738	-	-	13,11	14,62	21,2
20	10.Б3-10.5	0	0	176,00	739	1036,41	11227,76	-	-	16,2
21	10.Б3-10.Б4	9078	908	528,00	740	-	-	11,21	9,69	485,99
22	10.Б4-10.6	9078	0	528,00	741	1426,06	9959,92	0,1	0,09	16,2
23	10.Б4-10.4	0	0	528,00	742	1813,71	14509,71	2,83	2,45	485,99
24	10Б-10В	73835	19244	528,00	743	-	-	35	30,26	121,5
25	10.В-10.7	15772	19244	176,00	744	4281,13	24398,38	10,75	11,99	19,87
26	10.7-10.7.1	0	0	176,00	745	-	-	-	-	-

27	10.7-10.7.2	0	0	176,00	746	-	-	-	-	-
28	10.7-10.7.3	0	0	176,00	747	-	-	-	-	-
29	10.7-10.7.4	0	0	240,00	748	-	-	-	-	-
30	10.7-10.7.5	0	0	240,00	749	-	-	-	-	-
31	10.7-10.7.6	0	0	176,00	750	-	-	-	-	-
32	10.7-10.7.7	0	0	176,00	751	-	-	-	-	-
33	10.7-10.7.8	0	0	176,00	752	-	-	-	-	-
34	10.В-10.9	9205	921	176,00	753	1834,94	14575,79	1,51	1,69	4,31
35	10.9-10.9.1	8000	0	176,00	754	-	-	-	-	-
36	10.9-10.9.2	282	0	176,00	755	-	-	0,03	0,02	-
37	10.9-10.9.3	923	0	176,00	756	-	-	0,21	0,2	-
38	10.В-10.Г	48858	4886	528,00	757	-	-	46,7	52,08	43,06
39	10.Г-10.10	23456	2346	528,00	758	2838,10	33366,67	-	-	-
40	10.10-10.10.1	110	0	528,00	759	-	-	-	-	-
41	10.10-10.10.2	679	0	176,00	760	-	-	0,97	0,7	-
42	10.10-10.10.3	3843	0	352,00	761	-	-	11,31	8,17	-
43	10.10-10.10.4	1360	0	352,00	762	-	-	1,06	0,77	-
44	10.10-10.10.5	10720	0	352,00	763	-	-	38,59	20,8	-
45	10.10-10.10.6	6744	674	528,00	764	-	-	27,35	19,75	-
46	10.10.6-10.10.6.А	6744	674	528,00	765	-	-	181,74	77,3	-
47	10.10.6.А-10.10.7	396	0	528,00	766	-	-	0,03	0,02	-
48	10.10.6.А-10.10.8	0	0	176,00	767	-	-	-	-	-
49	10.10.6.А-10.10.9	0	0	176,00	768	-	-	-	-	-
50	10.10.6.А-10.10.10	353	0	352,00	769	-	-	0,12	0,05	-
51	10.10.6.А-10.10.11	0	0	176,00	770	-	-	-	-	-
52	10.10.6.А-10.10.12.1	708	0	352,00	771	-	-	0,23	0,1	-
53	10.10.6.А-10.10.12.2	484	0	352,00	772	-	-	0,17	0,07	-
54	10.10.6.А-10.10.12.3	803	0	352,00	773	-	-	0,39	0,17	-
55	10.10.6.А-10.10.13.1	518	0	352,00	774	-	-	0,19	0,08	-
56	10.10.6.А-10.10.13.2	315	0	352,00	775	-	-	0,07	0,03	-
57	10.10.6.А-10.10.14	11	0	176,00	776	-	-	-	-	-
58	10.10.6.А-10.10.15	1127	0	352,00	777	-	-	1,57	0,67	-
60	10.10.6.А-10.10.17	371	0	176,00	779	-	-	0,34	0,14	-
61	10.10.6.А-10.10.18	1658	0	528,00	780	-	-	2,02	0,86	-
62	10.Г-10.Д	25402	2540	352,00	781	-	-	1,46	1,26	48,6
63	10.Д-10.11	7080	0	352,00	782	1424,98	9956,84	0,24	0,2	2,38
64	10.Д-10.12	13636	1364	352,00	783	1452,46	10035,79	1,93	1,67	8,35
65	10.12-10.12.1	6060	0	352,00	784	-	-	18,83	10,15	-
66	10.12-10.12.2	4980	0	352,00	785	-	-	14,05	7,57	-
67	10.12-10.12.3	1602	0	352,00	786	-	-	1,97	1,42	-
68	10.12-10.12.4	994	0	352,00	787	-	-	0,98	0,71	-
69	10.12-10.12.5	0	0	176,00	788	-	-	-	-	-
70	10.Д-10.Е	4686	469	352,00	789	-	-	0,13	0,11	2,38
71	10.Е-10.13	4686	0	352,00	790	983,34	6651,65	0,35	0,31	7,15
	Всього по фідеру №10	147258	14726			25437,27	204408,91	931,03	713,04	1798,05
72	12-12А	126882	22623	416,00	791	-	-	373,21	322,63	404,99
73	12.А-12.2	2195	0	352,00	792	1417,35	9934,9	0,15	0,1	20,25
74	12.А-12.Б	124687	16615	352,00	793	-	-	76,79	66,38	81
75	12.Б-12.1	417	0	352,00	794	432,42	4146,61	0,04	0,03	44,55
76	12.Б-12.В	123838	46653	416,00	795	-	-	75,39	65,17	81
77	12.Б-12.В	123838	46653	416,00	796	-	-	267,38	372,01	43,98
78	12.В-12.3	30400	0	416,00	797	1566,64	10363,86	2,77	3,09	6,62

79	12.В-12.4	93438	20160	416,00	798	3175,78	23905,2	27,9	31,11	6,69
	Всього по фідеру №12	126882	22623			6592,19	48350,57	823,63	860,52	689,08
	Всього по підстанції ГПП	289299	57717			35738	281316	1823	1633	2534

Виконаємо порівняння розрахункових втрат згідно "Методики" [1] та фактичних втрат, що отримані за показами лічильників. Визначена похибка розрахунку втрат показана в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2. Результати розрахунку втрат в мережах ГПП

№ з/п	Розрахунковий період	□ Розрахункові активні втрати $W_{(p)}$, кВт·год	□ Фактичні активні втрати $W_{(p)}$, кВт·год	Похибка розрахунку $\delta_{(p)}$, %
1	вересень	40095	42950	+6,6
2	жовтень	40980	43249	+5,25
3	листопад	42007	40633	+3,38
4	грудень	45543	41708	+9,19
5	січень	43919	51844	-15,28
	Середня похибка за період			4,01

Аналіз втрат, отриманих за розрахунковими та фактичними результатами засвідчив, що середньоквадратичне значення відносної похибки за період вересень-січень набула 4,01 %, що є прийнятним для електротехнічних розрахунків.

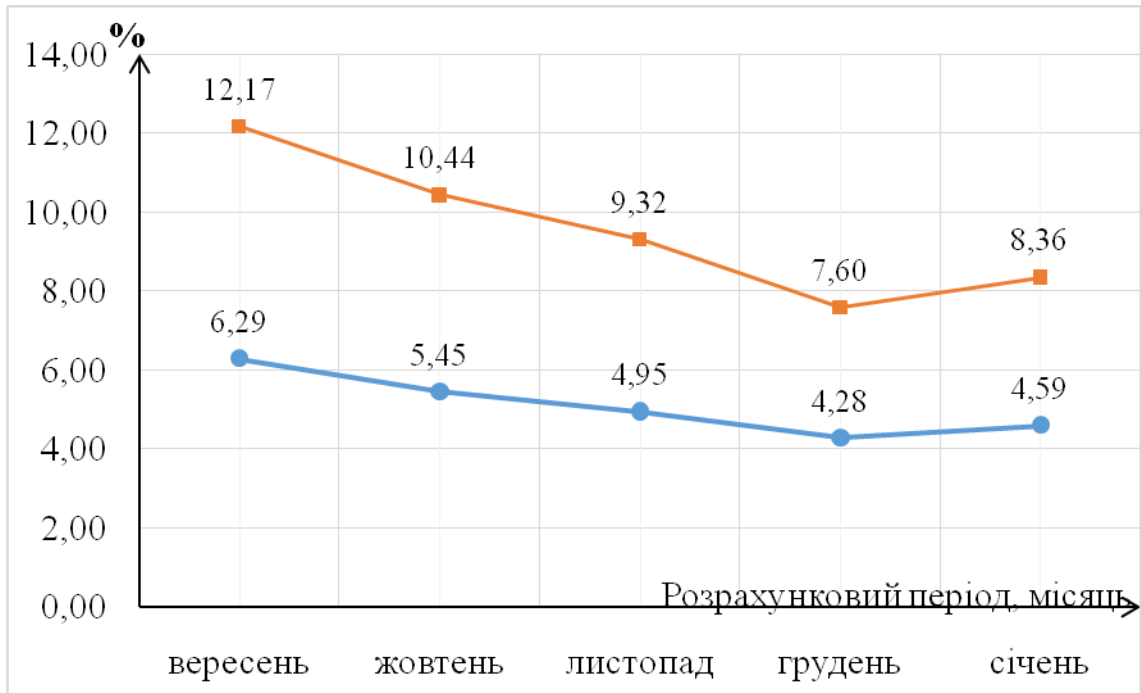


Рис. 5.1. Динаміка втрат в мережі ГПП, отриманих за розрахунковими (верхня крива) і фактичними (нижня крива) результатами

Розрахунок технологічних втрат за прийнятих значеннях втрат неробочого ходу трансформаторів 6/0,4 кВ та фактичному напруг показав, що реальний втрат в мережі ГПП простягається в межах від 7,6 до 12,17% (верхня крива Рис. 5.1).

Коливання втрат в мережі ГПП залежить від реального завантаження ЛЕП та силових трансформаторів.

6. ОХОРОНА ПРАЦІ

Розрахунок заземлювача

Для установок до 1000В при потужності трансформатора понад 100 кВ·А, опір заземлювача мусить бути меншим 4 Ом.

Опір вертикального заземлювача:

$$\rho_{розр.1} = \rho_z \cdot \psi_1 = 95 \cdot 1,2 = 114 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

Опір горизонтальної смуги:

$$\rho_{розр.2} = \rho_z \cdot \psi_2 = 95 \cdot 1,1 = 104,5 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

де $\psi_2 = 1,1$ – кліматичний коефіцієнт на глибині 1 м.

Опір вертикального заземлювача 5 м :

$$R_o = \frac{0,366 \cdot \rho_{розр.1}}{L} \cdot \left(\lg \frac{2L}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4t+1}{4t-1} \right) = \frac{0,366 \cdot 114}{5} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{0,04} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 3,5+1}{4 \cdot 3,5-1} \right) = 46 \text{ Ом},$$

де $t = 1+(5/2) = 3,5 \text{ м}.$

Віднайдемо кількість заземлювачів:

$$n = \frac{R_o}{R_z^H \cdot \eta_t} = \frac{46,7}{4 \cdot 0,56} = 21 \text{ шт.},$$

де η_t – коефіцієнт уживання вертикальних заземлювачів при $a/L = 5/5 = 1 \text{ м}.$

Довжина з'єднувальної смуги:

$$L_n = 1,05 \cdot a \cdot n = 1,05 \cdot 5 \cdot 21 = 110 \text{ м}.$$

Опір смуги з екрануванням:

$$R_{n.э} = 0,366 \cdot \frac{\rho_{розр}}{L_n \cdot \eta_t} \cdot \lg \frac{2 \cdot L_n^2}{\varnothing \cdot h} = 0,366 \cdot \frac{104,5}{110 \cdot 0,56} \cdot \lg \frac{2 \cdot 110^2}{0,05 \cdot 1} = 8,07 \text{ Ом.}$$

Опір вертикальних заземлювачів:

$$R_k = \frac{R_{n.э} \cdot R_3}{R_{n.э} + R_3} = \frac{8,27 \cdot 4}{8,27 + 4} = 2,75 \text{ Ом.}$$

Завершальна кількість заземлювачів:

$$n = \frac{R_o}{R_k \cdot \eta_t} = \frac{46,7}{2,75 \cdot 0,47} = 36 \text{ шт.}$$

Перевірка:

$$R_{\partial} = \frac{1}{\frac{1}{R_k} + \frac{1}{R_{n.э}}} = \frac{1}{\frac{1}{2,75} + \frac{1}{8,07}} = 2,05 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом.}$$

Контур складається з 14 стрижневих електродів по 5м діаметром 0,04м та горизонтального – смуги 4×50 мм на гл=1 м (рис.7.1) .

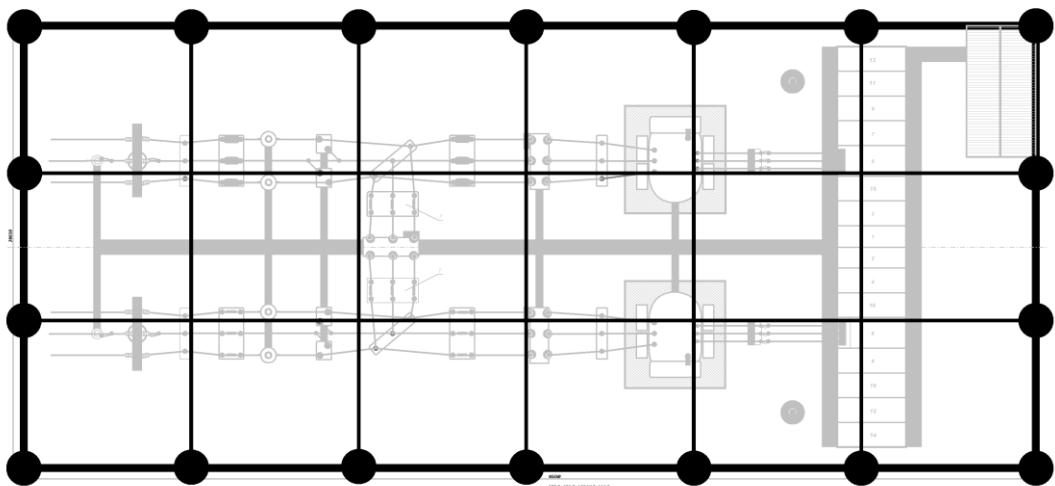


Рис. 7.1 Схема заземлювача

Заземлювач може використаний для мереж 0,4 кВ і 10 кВ .

Для 10 кВ:

$$R_z = 125 / I_z ,$$

де I_z – струм замкнення на землю, А.

$$I_z = \frac{U}{350} \cdot (35 \cdot L_{кл}) = \frac{10}{350} \cdot (35 \cdot 0,5) = 0,5 \text{ А}.$$

Опір контуру для 10 кВ:

$$R_z = 125 / I_z = 125 / 0,5 = 250 \text{ Ом}.$$

Видно що 3,89 Ом забезпечує заземлення на 10 кВ.

ВИСНОВКИ

1. Забезпечення достовірного контролю втрат ускладнюється тим, що неперервний облік електроенергії (ЕЕ) провадять тільки на головній понижувальній підстанції (ГПП), а споживачі звітують за спожиту електроенергію помісячно. Тому визначити дійсно втрачену ЕЕ та розподілити втрати між споживачами доволі важко. Сумарні покази лічильників на підстанції і сума показів лічильників споживачів не можуть бути задіяні для поточної оцінки втраченої ЕЕ. Для більш точної дефініції технологічних втрат та вияву причин виникнення потрібно доповнювати технічний облік розрахунками.

2. В результаті розрахунку визначено, що фактичні технологічних втрати ЕЕ при її транспортуванні та розподіленні в мережах ГПП сягають 7,6...12,17 %.

Розрахунок технологічних втрат енергії в наслідок уточнення втрат неробочого ходу трансформаторів 6/0,4 кВ та фактичного рівня напруги в мережі ГПП засвідчив, що скорегований рівень втрат становить 40095...45540 кВт·год.

Аналіз втрат, отриманих за розрахунковими та фактичними результатами засвідчив, що середньоквадратичне значення відносної похибки за період вересень-січень набула 4,01 %, що є прийнятним для електротехнічних розрахунків.

3. Втрати ЕЕ при її транспортуванні та розподілі зумовлено:

- недостатнім компенсації реактивної потужності у споживачів, що спричинює втрати енергії від її перетоків;
- неоптимальним використанням трансформаторів, оскільки коефіцієнт завантаження становить 0,01...0,57 замість рекомендованого 0,7;

– зайвими втратами через зниження показників якості ЕЕ , зокрема – несиметрією та відхиленнями напруги.

4. Для зменшення технологічних втрат ЕЕ в розподільних електричних мережах підстанції можливими є:

- зменшення перетікання реактивної енергії між підстанцією та її споживачами, за рахунок встановлення у споживачів компенсуючих пристроїв;
- зменшення втрат неробочого ходу при заміні малоавантажених трансформаторів;
- скорочення втрат потужності стежею оптимізації режимів електричної мережі, зокрема, – симетруванням навантажень по фазах;
- переобладнання системи комерційного і технічного обліку ЕЕ з можливістю контролю активної та реактивної енергій на стороні 0,4 кВ підстанцій 6/0,4 кВ, що дозволить виставляти рахунок споживачам за недооснащення пристроями компенсації реактивної енергії;
- запровадження автоматизованої системи контролю та обліку ЕЕ з дистанційною передачею даних, що дозволить одержувати об'єктивну інформацію в реальному режимі часу та оптимізувати баланс ЕЕ;
- впровадження системи енергоменеджменту, що дозволить оперативно реагувати на нештатні ситуації, проводити аналіз режимів роботи мереж тощо.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. – СОУ-Н ЕЕ 40.1.2013 – 79 с.
2. Методика обчислення плати за перетікання реактивної енергії. – 2020.
3. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Кравцов К.І. Визначення та аналіз втрат електроенергії в розподільних мережах. Навчальний посібник. - Вінниця: ВНТУ, 2006. – 89 с.
4. Бурбело М. Й., Мельничук Л. М. Стимулювання зменшення втрат в електричних мережах: Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2008. – 110 с.
5. Цирель Я.А., Поляков В.С. Эксплуатация силовых трансформаторов на электростанциях и в электросетях. – Энергоатомиздат: Ленингр. отд-ние, 1985. – 264 с.
6. Правила улаштування електроустановок / Міненерговугілля України.– Київ : 2017. – 617 с.
7. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання : навч. посіб. / А. Ю. Орлович, П. Г. Плешков, О. А. Козловський та ін.; Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: Лисенко В.Ф., 2019. – 272 с.
8. Електропостачання: підручник / П. О. Василега. – Суми: Сумський державний університет, 2019. – 521 с.
9. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, О. Р. Пастух. – Київ.: КПІ, Вид-во «Політехніка», 2017. – 456 с.
10. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств / О.І. Соловей, В.П. Розен, П.Г. Плешков, С.В. Серебренніков, К.Г. Петрова, 2015. – 316 с.

11. Енергоефективні системи освітлення для промислових та комунально-побутових споживачів / Плешков П.Г., Орлович А.Ю., Серебренніков С.В., Гарасьова Н.Ю., Зінзура В.В. – Кропивницький: ЦНТУ, 2018. – 242с.

12. Енергоефективний електропривод у промисловості та сільськогосподарському виробництві: навч. посіб. / Плешков С.П., Серебренніков С.В. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2015. – 159 с.

13. Телемеханіка та автоматизовані системи управління в електроенергетиці: навч. посіб. / [Плешков П.Г., Серебренніков С.В., Петрова К.Г.]. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2016. – 152 с.

14. Енергетичний інжиніринг та менеджмент: в 3-х ч., Ч. 1. Проектування ефективних енергетичних систем / П. Г. Плешков, С. В. Серебренніков, О. І. Сіріков, І. В. Савеленко. – Кропивницький: ЦНТУ, 2018.– 156 с.

15. Проектування схеми електропостачання: методичні вказівки до виконання організаційно-економічних розрахунків – Кіровоград: КДТУ, 2002. – Укладачі: О.О.Ляшенко, М.М.Полтавець.

Додаток А

ЕКОНОМІКА І ОРГАНІЗАЦІЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ГПП

А.1 Визначення кошторисної вартості системи електропостачання

Основою визначення кошторисної вартості системи електропостачання є розроблена специфікація на обладнання. Розрахунки подаються в таблиці А.1.

Таблиця А.1

Кошторисна вартість системи електропостачання

№ п/п	Найменування і технічна характеристика обладнання	Од. вимір.	Кількість	Ціна одиниці, грн.	Вартість доставки, грн	Вартість монтажу, п/н, грн	Всього, грн.
1	Вимикач ел.газ ЛТВ 72,5-	шт.	3	1640200	49206	738090	5707896
2	Роз'єднувач РНДЗ-2-150/1000 У1	шт.	6	54100	3246	48690	376536
3	Розрядник РВМГ-150М-У1	шт.	6	32050	1923	28845	223068
4	Тр.стр. ТФЗМ-150Б-11	шт.	12	41300	4956	74340	574896
5	Тр-р напруги 150 кВ	шт.	6	144600	8676	130140	1006416
6	Тр.сил ТДТН 25000/150	шт.	2	8500000	170000	2550000	19720000
7	Комірка КРУ з вимикачем ВР1-10-630	шт.	6	244100	14646	219690	1698936
8	Комірка КРУ з вимикачем ВР1-10-1000		2	272450	5449	81735	632084
9	Комірка КРЗ-10 з секційним вимикачем	шт.	1	289700	2897	43455	336052
10	Комірка з ТН НАМИ-10	шт.	2	20110	402,2	6033	46655,2
11	Комірка з ТВП ТМ 25/10	шт.	2	25330	506,6	7599	58765,6
12	КТП 2хТМ 630/10	шт.	8	1640000	131200	1968000	15219200
13	КЛ 10кВ ААШв (3х95)	км	0,12	520144	624,173	28087,78	91129,2288
14	КЛ 10кВ ААШв (3х50)	км	0,1	288930	288,93	13001,85	42183,78
15	УК-10-500 У3	шт.	2	112300	2246	33690	260536
16	УК-10-675 У3	шт.	2	128335	2566,7	38500,5	297737,2
17	УК-10-2000 У3	шт.	2	188800	3776	56640	438016
18	ТН НОМ-10	шт.	12	12040	1444,8	21672	167596,8
	Всього						46897704

А.2 Організація системи планово-запобіжного ремонту електрообладнання та мереж

В даному розділі визначають середньорічну трудомісткість ремонтних та експлуатаційних робіт і розраховують потрібну кількість робітників для виконання ПЗР.

Об'єктом розрахунків є система електропостачання ГПП.

А.2.1 Розрахунок середньорічної трудомісткості ремонтно-експлуатаційних робіт

Системою планово-запобіжних ремонтів обладнання та мереж промислової енергетики (ПЗРОМПЕ) передбачені такі види ремонтних робіт: капітальний (К), поточний (Т), періодичні огляди (О) та технічне обслуговування (ТО) електрообладнання в процесі експлуатації.

Планування ПЗР базується на використанні таких нормативів: структура ремонтного циклу (кількість ремонтних робіт кожного виду між двома плановими капітальними ремонтами), тривалість ремонтного циклу $T_{р.ц.}$; тривалість міжремонтного циклу $T_{р.п.}$; тривалість міжоглядового періоду $T_{о.п.}$, та трудомісткість окремих видів ремонтних робіт.

Нормативне значення трудомісткості технічного обслуговування (ТО), нормо-год/міс. Визначається за формулою:

$$Q_{Т.О.}^H = 0,1 \cdot Q_T^H \cdot K_{см} \quad (A.1)$$

де $Q_{Т.О.}^H$ - нормативна трудомісткість поточного ремонту елемента схеми;

$K_{см}$ – коефіцієнт змінності роботи підприємства.

Для повітряних та кабельних ліній трудомісткість оглядів визначається:

$$Q_o^H = 0,25 \cdot Q_T^H \quad (A.2)$$

Для кожного елемента системи електропостачання сумарна трудомісткість визначається за формулою:

$$Q_i = Q_i^H \cdot n_i \cdot m_i \quad (A.3)$$

$$Q_{\Sigma} = Q_K + Q_T + Q_O \quad (A.4)$$

де Q_i^H - нормативна трудомісткість і-го виду ремонтних робіт;

n_i - кількість ремонтів за ремонтний цикл;

m_i - кількість однорідних елементів у схемі;

Q_{Σ} - сумарна трудомісткість.

Середньорічна трудомісткість ремонтних робіт визначається:

$$Q_p = Q_{\Sigma} / T_{pc} \quad (A.5)$$

Річна трудомісткість технічного обслуговування по групі однорідних елементів системи визначається за формулою:

$$Q_{TO} = 0,1 \cdot Q_T^H \cdot m \cdot 12 \cdot K_{cm} \quad (A.6)$$

Всі розрахунки подаються у табл. А.2

А.2.2 Розрахунок чисельності робітників

Ремонтні роботи та роботи по технічному обслуговуванню схеми електропостачання виконують дві категорії робітників: ремонтні та експлуатаційні. Чисельність робітників визначають на основі нормативів фонду робочого часу.

Таблиця А.2. Розрахунок трудомісткості ремонтно-експлуатаційних робіт

Назва елементів схеми	Кіль- кість,	Тривалість, міс			Структура ремонтного циклу			Трудомісткість, нормо-год.								
								Нормативна			За рем. цикл				Річна	
		$T_{p.ц.},$ міс	$T_{p.н.},$ міс	$T_{o.н.},$ міс	n_k	n_m	n_o	Q_k^H	Q_m^H	Q_o^H	Q_k	Q_m	Q_o	Q^Σ	Q_p	Q_{mo}
Вимикач ел.газ ЛТВ 72,5-170D1/B	3	240	12	0	1	19	0	95,00	34,00	0,00	285,00	1938,00	0,00	2223,00	111,15	244,80
Роз'єднувач РНДЗ-2-150/1000 У1	6	72	24	1	1	2	69	18,00	8,40	0,84	108,00	100,80	347,76	556,56	92,76	120,96
Приводи	9	36	12	0	1	2	0	28,00	8,00	0,00	252,00	144,00	0,00	396,00	132,00	172,80
Тр.стр. ТФЗМ-150Б-11	12	144	36	2	1	3	68	18,00	7,40	0,74	216,00	266,40	603,84	1086,24	90,52	213,12
Тр-р напруги 150 кВ	6	144	36	2	1	3	68	45,00	20,00	2,00	270,00	360,00	816,00	1446,00	120,50	288,00
Тр.сил ТДТН 25000/150	2	144	36	2	1	3	68	2140,00	485,00	4,85	4280,00	2910,00	659,60	7849,60	654,13	2328,00
Вимикач ВР1-10-630	6	240	12	0	1	19	0	36,00	10,00	0,00	216,00	1140,00	0,00	1356,00	67,80	144,00
Вимикач ВР1-10-1000	2	240	12	0	1	19	0	42,00	14,00	0,00	84,00	532,00	0,00	616,00	30,80	67,20
Секційний вимикач	1	240	12	0	1	19	0	38,00	12,00	0,00	38,00	228,00	0,00	266,00	13,30	28,80
Приводи до вимикачів	9	36	12	0	1	2	0	15,00	3,00	0,00	135,00	54,00	0,00	189,00	63,00	64,80
ТН НТМИ-10	2	144	36	2	1	3	68	25,00	7,00	0,70	50,00	42,00	95,20	187,20	15,60	33,60
ТВП ТМ 25/10	2	144	36	2	1	3	68	70,00	14,00	1,40	140,00	84,00	190,40	414,40	34,53	67,20
КТП 2хТМ 630/10	8	144	36	2	1	3	68	825,00	172,00	17,20	6600,00	4128,00	9356,80	20084,80	1673,73	3302,40
КЛ 10кВ ААШв (3х95)	0,12	240	12	12	1	19	19	90,00	27,00	6,75	10,80	61,56	15,39	87,75	4,39	3,89
КЛ 10кВ ААШв (3х50)	0,1	240	12	12	1	19	19	75,00	23,00	5,75	7,50	43,70	10,93	62,13	3,11	2,76
УК-10-500 У3	2	96	12	1	1	7	88	130,00	35,00	3,50	260,00	490,00	616,00	1366,00	170,75	42,00
УК-10-675 У3	2	96	12	1	1	7	88	150,00	40,00	4,00	300,00	560,00	704,00	1564,00	195,50	48,00
УК-10-2000 У3	2	96	12	1	1	7	88	240,00	72,00	7,20	480,00	1008,00	1267,20	2755,20	344,40	86,40
ТН НОМ-10	12	144	36	2	1	3	68	12,00	3,60	0,36	144,00	129,60	293,76	567,36	47,28	103,68
СД 10 кВ	4	108	9	0	1	11	0	680,00	154,00	0,00	2720,00	6776,00	0,00	9496,00	1055,11	1478,40
ТС 10 кВ	20	144	36	2	1	3	68	8,00	2,40	0,24	160,00	144,00	326,40	630,40	52,53	115,20

Продовж. табл. А.2

Назва елементів схеми	Кіль- кість,	Тривалість, міс			Структура ремонтного циклу			Трудовісткість, нормо-год.								
								Нормативна			За рем. цикл				Річна	
		$T_{p.ц.},$ міс	$T_{p.п.},$ міс	$T_{o.п.},$ міс	n_k	n_m	n_o	Q_k^H	Q_m^H	Q_o^H	Q_k	Q_m	Q_o	Q^Σ	Q_p	Q_{mo}
ТС нульової послідовності	6	144	36	2	1	3	68	5,00	1,00	0,10	30,00	18,00	40,80	88,80	7,40	14,40
Розрядник РВО 10	6	72	12	1	1	5	66	4,00	1,00	0,10	24,00	30,00	39,60	93,60	15,60	14,40
ОПН-10	27	72	12	1	1	5	66	3,00	1,00	0,10	81,00	135,00	178,20	394,20	65,70	64,80
Пристрої РЗА	21	60	12	6	1	4	5	12,00	4,00	0,40	252,00	336,00	42,00	630,00	126,00	201,60
Засоби обліку і вимірювання	30	60	12	1	1	4	55	4,50	1,50	0,20	135,00	180,00	330,00	645,00	129,00	108,00
Всього															5316,60	9359,21

Розрізняють: номінальний річний фонд робочого часу (F_n), який у відповідності із календарем 2021 року може бути прийнятий 2002 годин. Дійсний річний фонд часу, який визначається за формулою:

$$F_d = F_n \left(1 - \frac{C}{100}\right) = 2002 \left(1 - \frac{10}{100}\right) = 1802 \text{ год.} \quad (A.7)$$

де C – відсоток сумарних планових витрат робочого часу, може бути прийнятий (8-12%).

Явочний склад ремонтних та експлуатаційних робітників визначається за формулою:

$$\begin{aligned} \text{Ч}_p &= \frac{Q_p}{F_d \cdot K_v} = \frac{5316,60}{1802 \cdot 1} = 2,95 = 3 \text{ особи} \\ \text{Ч}_e &= \frac{Q_{т.о.}}{F_d \cdot K_v} = \frac{9359,21}{1802 \cdot 1} = 5,19 = 6 \text{ осіб} \end{aligned} \quad (A.8)$$

де K_v – коефіцієнт виконання норм часу.

A.3 Розрахунок річних експлуатаційних витрат

Кошторис річних експлуатаційних витрат по утриманню системи електропостачання розраховується за такими статтями:

- основна та додаткова заробітна плата експлуатаційних робітників;
- вартість експлуатаційних матеріалів;
- амортизаційні відрахування;
- витрати на поточний ремонт;
- загальновиробничі витрати
- інші витрати.

A.3.2 Витрати на утримання та експлуатацію системи електропостачання

Витрати на утримання та експлуатацію системи електропостачання включають:

- основну та додаткову заробітну плату експлуатаційних робітників з відрахуваннями в соціальні фонди.

$$З'_{\text{екс}} = \Phi_{\text{екс}} \left(1 + \frac{H}{100}\right) = 789051,43 \left(1 + \frac{22,00}{100}\right) = 962642,74 \text{ грн} \quad (\text{A.13})$$

де H – норматив єдиного соціального внеску;

- вартість експлуатаційних матеріалів, які можуть бути прийняті в розмірі 15-25% від $З'_{\text{екс}}$.

$$З_{\text{екс.мат}} = 0,25 \cdot 962642,74 = 240660,69 \text{ грн}$$

Амортизаційні відрахування визначають по капіталовкладенням в елементи системи електропостачання та річним нормам амортизації за формулою:

$$A = \frac{K \cdot H_a}{100} \quad (\text{A.14})$$

Розрахунки приведені у таблиці А.3.

Таблиця А.3

Розрахунок річних амортизаційних відрахувань

№ п/п	Елемент схеми електропостачання	Кількість.	Балансова вартість , грн.		Норма амортизації, H_a , %	Річні амортизаційні відрахування, грн.
1	Вимикач ел.газ LTB 72,5-170D1/B	3	5707896		10	570789,60
2	Роз'єднувач РНДЗ-2-150/1000 У1	6	376536		10	37653,60
3	Розрядник РВМГ-150М-У1	6	223068		10	22306,80
4	Тр.стр. ТФЗМ-150Б-11	12	574896		10	57489,60
5	Тр-р напруги 150 кВ	6	1006416		10	100641,60
6	Тр.сил ТДТН 25000/150	2	19720000		10	1972000,00
7	Комірка КРУ з вимикачем ВР1-10-630	6	1698936		10	169893,60
8	Комірка КРУ з вимикачем ВР1-10-1000	2	632084	10	63208,40	
9	Комірка КРЗ-10 з	1	336052	10	33605,20	

	секційним вимикачем				
10	Комірка з ТН НАМИ-10	2	46655,2	10	4665,52
11	Комірка з ТВП ТМ 25/10	2	58765,6	10	5876,56
12	КТП 2хТМ 630/10	8	15219200	10	1521920,00
13	КЛ 10кВ ААШВ (3х95)	0,12	91129,2288	5	4556,46
14	КЛ 10кВ ААШВ (3х50)	0,1	42183,78	5	2109,19
15	УК-10-500 УЗ	2	260536	15	39080,40
16	УК-10-675 УЗ	2	297737,2	15	44660,58
17	УК-10-2000 УЗ	2	438016	15	65702,40
18	ТН НОМ-10	12	167596,8	10	16759,68
	Всього		46897704		4732919

Витрати на поточний ремонт включають в себе:

- основну та додаткову заробітну плату ремонтних робітників з відрахуваннями в соціальні фонди:

$$З_p = 0,8 \cdot \Phi_p \cdot \left(1 + \frac{H}{100}\right) = 0,8 \cdot 564144,23 \cdot \left(1 + \frac{22,00}{100}\right) = 550604,77 \text{ грн (A.15)}$$

де 0,8 – коефіцієнт, який враховує долю поточних ремонтів;

– вартість ремонтних матеріалів та запасних частин можуть бути прийняті в розмірі 80% від $З_p$

$$З_{\text{рем.мат}} = 0,80 \cdot 550604,77 = 440483,82 \text{ грн}$$

Загальновиробничі витрати включають в себе витрати на утримання служби головного енергетика, амортизацію адмінбудівель, відрядження та інше.

$$З_{\text{вир}} = K_{\text{зв}} \cdot \frac{\Phi_p}{100\%} = 85 \cdot \frac{564144,23}{100\%} = 479522,60 \text{ грн}$$

де $K_{зв}$ – відсоток загальновиробничих витрат

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

$$I_n = 0,2 \cdot 550604,77 = 110120,95 \text{ грн}$$

А.3.3 Кошторис річних експлуатаційних витрат

Кошторис річних експлуатаційних витрат подається у вигляді таблиці А.4.

Таблиця А.4

Кошторис річних експлуатаційних витрат

Стаття витрат	Витрати, грн	% до підсумку
Основна та додаткова заробітна плата експлуатаційних робітників з відрахуванням соцстраху та інші фонди	962642,74	12,81%
Вартість експлуатаційних матеріалів	240660,69	3,20%
Поточні ремонти	991088,59	13,18%
Амортизаційні відрахування	4732919,19	62,96%
Загальновиробничі витрати	479522,60	6,38%
Інші витрати	110120,95	1,46%
Всього	7516954,76	100,00%

А.4 Складання електробалансу підприємства

Електробаланс підприємства складається з видаткової та прибуткової частини. До видаткової частини електробалансу входять: технологічне та освітлювальне навантаження, втрати електроенергії у мережах та обладнанні.

Електроспоживання на виробничі потреби. кВт·год.

$$E_B = P_M \cdot T_M = 7585,21 \cdot 5529,6 = 41943177 \text{ кВт год}$$

Електроспоживання на внутрішнє освітлення:

$$E_{в.о.} = P_{в.о.} \cdot T_M^B = 18,59 \cdot 3200 = 59488 \text{ кВт год} \quad (A.17)$$

Електроспоживання на зовнішнє освітлення:

$$E_{з.о.} = P_{з.о.} \cdot T_M^3 = 0,65 \cdot 2800 = 1820 \text{ кВт год} \quad (A.18)$$

Корисно спожита енергія

$$E_{к.с.} = E_{в.} + E_{в.о.} + E_{з.о.} = 41943177 + 59488 + 1820 = 42004485 \text{ кВт год} \quad (A.19)$$

Сумарні втрати електроенергії включають в себе втрати електроенергії в лініях, шинопроводах, трансформаторах.

Прибуткову частину балансу визначають за видатковою частиною.

Розрахунок електробалансу представлено у табл. А.5.

Таблиця А.5

Розрахунок електробалансу

Прибуткова частина, кВт год	Видаткова частина, кВт год
Покупна електроенергія	Корисно спожита енергія
43846018	42004485
	Транзит
	0,00
	Втрати електроенергії в мережі
	1583121
	Втрати електроенергії в трансформаторах
	258412

A.5 Розрахунок собівартості спожитої енергії

Плата за енергію включає: плату за активну та реактивну електроенергію.

Плата за активно спожиту електроенергію розраховується за формулою:

$$\Pi_A = b \cdot WP_{\text{пок}} = 4,2960 \cdot 43846018 = 188362493,20 \text{ грн} \quad (\text{A.20})$$

де b – діючий тариф на електроенергію, грн./кВт·год.;

$WP_{\text{пок}}$ – покупна електроенергія, кВт·год.

Плата за споживання і генерацію реактивної електроенергії:

$$\Pi_p = \Pi_1 + \Pi_2 - \Pi_3 \quad (\text{A.21})$$

де Π_1 – плата за споживання і генерацію реактивної енергії;

Π_2 – надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі КРП;

Π_3 – знижка плати за споживання і генерацію.

Основна плата за спожиту і генеровану реактивну електроенергію для споживачів визначається формулою:

$$\Pi_1 = \sum^n (WQ_{\text{сп}} + k \cdot WQ_{\text{г}}) \cdot D \cdot T \quad (\text{A.22})$$

де n – число точок розрахункового обліку реактивної енергії;

$WQ_{\text{сп}}$ – споживання реактивної енергії в точці обліку, кВар·год.;

$WQ_{\text{г}}$ – генерація реактивної енергії в мережу енергопостачальної організації в точці обліку за розрахунковий період, кВар·год.

Для розрахунку річного споживання реактивної електроенергії необхідно визначити добове споживання реактивної електроенергії для характерних періодів: зимового робочого та вихідного і для літнього робочого та вихідного дня.

Тоді річне споживання та генерація реактивної електроенергії:

$$\begin{aligned} WQ_{\text{сп}} = \sum WQ_{\text{ді}} \cdot d_i = & 9351 \cdot 147 + 9351 \cdot 65 + 7948 \cdot 105 + \\ & + 7948 \cdot 48 = 3198456 \text{ кВар год} \end{aligned} \quad (\text{A.23})$$

де $WQ_{\text{ді}}$ – добове споживання реактивної електроенергії;

d_i – кількість діб в характерному періоді: зимових робочих – 147 діб, зимових вихідних – 65 діб, літніх робочих 105 і літніх вихідних – 48 діб.

$$\begin{aligned} WQ_{\text{кп}} = \sum WQ_{\text{кві}} \cdot d_i + \sum WQ_{\text{сді}} \cdot d_i = & 105954 \cdot 147 + 58150 \cdot 65 + \\ & + 102148 \cdot 105 + 48050 \cdot 48 = 32386928 \text{ кВар год} \end{aligned}$$

(A.24)

де $WQ_{\text{кп}}$ – реактивна електроенергія, що генерується засобами компенсації;

$WQ_{\text{квг}}$ – добова генерація реактивної електроенергії батареями ,

$WQ_{\text{сді}}$ – добова генерація реактивної електроенергії.

Сумарна реактивна електроенергія, яка генерована в мережу:

$$WQ_{\Gamma} = WQ_{\text{кп}} - WP_{\text{пок}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{н}} = 32386928 - 43846018 \cdot 0,8 = -2689886 \quad (\text{A.25})$$

Фактичний коефіцієнт потужності: $\text{tg}\varphi_{\text{ф}} < 0,25$ надбавка П2 не

нараховується.

Плата за реактивну енергію

$$P_p = .3198456 \cdot 0,03 \cdot 3,559 = 341499 \text{ грн}$$

Загальна плата за електричну енергію визначається за формулою:

$$П = П_{\text{А}} + П_{\text{р}} = 188362493 + 341499 = 188703992 \text{ грн} \quad (\text{A.27})$$

Собівартість корисно спожитої електроенергії визначається за формулою:

$$C = \frac{П + E_{\text{к}}}{WP_{\text{кк}}} = \frac{188703992 + 7516955}{42004485} = 4,671 \frac{\text{грн}}{\text{кВт год}} \quad (\text{A.28})$$

де $E_{\text{к}}$ – експлуатаційні витрати на утримання системи електропостачання;

$WP_{\text{кк}}$ – корисно спожита електроенергія.

Середній тариф визначається за формулою:

$$T = \frac{П}{WP_{\text{кк}}} = \frac{188703992}{42004485} = 4,492 \frac{\text{грн}}{\text{кВт год}} \quad (\text{A.29})$$

Калькуляцію собівартості 1 кВт·год. електроенергії та середнього тарифу приведено у таблиці А.6.

Таблиця А.6

Калькуляція собівартості 1 кВт·год. електроенергії та середнього тарифу

Стаття витрат та показники	Одиниця виміру	Значення
1. Покупна електроенергія	тис. кВт год	43846,018
2. Навантаження, яке оплачується	кВт год	7604,45
3. Рівень компенсації реактивної потужності	від. од.	0,0729
4. Діючий тариф на електроенергію	грн/кВт год	4,2960
5. Плата за активну електроенергію	тис. грн	188362,493
6. Плата за реактивну електроенергію	тис. грн	341,499

7. Підсумок (оплата за електроенергію)	тис. грн	188703,992
8. Експлуатаційні витрати	тис. грн	7516,955
9. Річна собівартість	тис. грн	196220,947
10. Корисно спожита енергія	тис. кВт год	42004,485
11. Собівартість 1 кВт·год електроенергії	грн/кВт год	4,6714
12. Середній тариф	грн/кВт год	4,4925

Завершуються розрахунки в економічній частині магістерської роботи підсумковими техніко-економічними показниками системи електропостачання (див. таблицю А.7).

Таблиця А.7

Техніко-економічні показники схеми електропостачання

Показники	Одиниця виміру	Значення
1. Максимум електричного навантаження	тис. кВт	7,604
2. Кількість спожитої електроенергії за рік	млн кВт год	43846,018
3. Втрати електроенергії в схемі	млн кВт год	1,842
4. Кількість корисно спожитої електроенергії	млн кВт год	42,0045
5. Коефіцієнт потужності	від. од.	0,9973
6. Коефіцієнт корисної дії по споживанню електроенергії	%	95,8%
7. Собівартість 1 кВт·год електроенергії	грн/кВт год	4,6714
8. Кошторисна вартість схеми	тис. грн	46897,704
9. Питома кошторисна вартість (по відношенню до максимуму навантаження)	тис. грн/кВт	6,168
10. Середній тариф	грн/кВт год	4,4925