

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ТАВРІЙСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ АГРОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ДМИТРА МОТОРНОГО
Факультет енергетики і комп'ютерних технологій

«На правах рукопису»
УДК 621.3

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри електроенергетики
та електротехнологій

к.т.н., доц. _____ Юлія Постол

« 14 » _____ 02 2025 року

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи
здобувача другого (магістерського) рівня вищої освіти

на тему: **«Обґрунтування заходів щодо зменшення втрат електричної
енергії в розподільних мережах району
електропостачання»**

21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ

Виконав: студент М2 курсу, 21 МБ ЕЕ групи
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка
Освітня програма : Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка

_____ В. Ю. Опушнєв
(підпис)

Керівник, к.т.н, доцент _____ О. І. Коваленко
(підпис)

Консультант, к.е.н., доцент _____ С.Р. Плотніченко
(підпис)

Нормоконтролер, к.т.н., доц. _____
(підпис)

Рецензент _____ В. С. Маришкін
(підпис)

Запоріжжя, 2025 р.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ТАВРІЙСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ АГРОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ДМИТРА МОТОРНОГО

Факультет енергетики і комп'ютерних технологій
Кафедра електроенергетики і електротехнологій
Рівень вищої освіти: другий (магістерський)
Спеціальність: 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
електроенергетики і електротехнологій
к.т.н., доц. _____ Юлія Постол
« 27 » _____ 12 _____ 2024 року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧУ

Опушнєву Вадиму Юрійовичу

1. Тема роботи: Обґрунтування заходів щодо зменшення втрат електричної енергії в розподільних мережах району електропостачання

керівник роботи: Коваленко О. І., к.т.н., доцент.

затверджені наказом ректора університету від 23 вересня 2024 року № 441-С.

2. Строк подання здобувачем роботи: 12 лютого 2025 року.

3. Вихідні дані до роботи: статистичні дані району електропостачання, технічне завдання на кваліфікаційну роботу, матеріали виробничих та переддипломних практик, нормативні документи, науково-технічна література, електронні ресурси та ін.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):

Вступ.

1. Характеристика розподільних електричних мереж району електропостачання.

2. Аналіз засобів обліку та методів розрахунку втрат електричної енергії.

3. Удосконалення та розробка методів та засобів зниження втрат електричної енергії в розподільних електричних мережах.

4. Техніко-економічна ефективність заходів зі зменшення втрат електричної енергії в розподільних електричних мережах району.

Висновки.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслеників):

1. Розподільні мережі району електропостачання. Схема електрична розташування.
2. Розподільні мережі району електропостачання. Обладнання підстанції 35/10 кВ «Багате». Схема електрична принципова.
3. Розподільні мережі району електропостачання. Аналіз ефективності передавання електричної енергії. Плакат навчально-технічний.
4. Розподільні мережі району електропостачання. Структура втрат електричної енергії. Плакат навчально-технічний.
5. Розподільні мережі району електропостачання. Визначення втрат електричної енергії. Розрахунок.
6. Розподільні мережі району електропостачання. Вибір оптимальних заходів зі зменшення втрат електричної енергії. Розрахунок.
7. Розподільні мережі району електропостачання. Економічна ефективність впровадження заходів зі зменшення втрат електричної енергії. Таблиця.

6. Консультанти розділів (підрозділів) роботи

Розділ (підрозділ)	П.І.Б., посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
4	Плотніченко С.Р., к.е.н., доцент	27.12.24	27.12.24

7. Дата видачі завдання: 27 грудня 2025 року.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1. Характеристика розподільних електричних мереж району електропостачання.	14.01.2025 р.	
2. Аналіз засобів обліку та методів розрахунку втрат електричної енергії.	24.01.2025 р.	
3. Удосконалення та розробка методів та засобів зниження втрат електричної енергії в розподільних електричних мережах.	07.02.2025 р.	
4. Техніко-економічна ефективність заходів зі зменшення втрат електричної енергії в розподільних електричних мережах району.	11.02.2025 р.	
6. Підпис керівником роботи.	12.02.2025 р.	
7. Підпис завідувачем кафедри.	14.02.2025 р.	

Здобувач вищої освіти _____
(підпис)
Керівник роботи, к.т.н., доцент _____
(підпис)

В. Ю. Опушнєв
О. І. Коваленко

№ рядка	Формат	Позначення			Найменування	Кільк. арк.	№ примір.	Примітка
1	A4	21БЕД.11260368.02.25.000000ПЗ			Обґрунтування заходів			
2					щодо зменшення втрат			
3					електричної енергії в			
4					розподільних мережах			
5					району електропостачання.			
6					Пояснювальна записка.	124	–	
7	A1	21БЕД.11260368.02.25.110000ЭЗ			Розподільні мережі району			
8					електропостачання. Схема			
9					електрична розташунок.	1	–	
10	A1	21БЕД.11260368.02.25.120000Э7			Розподільні мережі району			
11					електропостачання.			
12					Обладнання підстанції			
13					35/10 кВ. Схема електрична.			
14					розташунок.	1	–	
15	A1	21БЕД.11260368.02.25.130000УП			Розподільні мережі району			
16					електропостачання. Аналіз			
17					ефективності передавання			
18					електричної енергії. Плакат			
19					навчально-технічний.	1	–	
20	A1	21БЕД.11260368.02.25.140000УП			Розподільні мережі району			
21					електропостачання. Структура			
22					втрат електричної енергії.			
23					Плакат навчально-технічний.	1	–	
24		21БЕД.11260368.02.25.310000PP			Розподільні мережі району			
25					електропостачання. Визначення			
					21БЕД.11260368.02.25.000000ПЗ			
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата				
Розроб.		Опушнєв В.Ю.		11.02.25	Відомість технічного проєкту	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Коваленко О.І.		12.02.25			1	2
						ТДАТУ, 2025		
Н.контр.				12.02.25				
Затв.		Постол Ю.О.		14.02.25				

№ рядка	Формат	Позначення			Найменування	Кільк. арк.	№ примір.	Примітка
1					втрат електричної енергії.			
2					Розрахунок.	1	–	
3	A1	21ЕЕД.11260368.02.25.320000РР			Розподільні мережі району			
4					електропостачання. Вибір			
5					оптимальних заходів зі			
6					зменшення втрат електричної			
7					енергії. Розрахунок.	1	–	
8	A1	21ЕЕД.11260368.02.25.410000ТБ			Розподільні мережі району			
9					електропостачання.			
10					Економічна ефективність			
11					впровадження заходів зі			
12					зменшення втрат електричної			
13					енергії. Таблиця.	1	–	
14								
15								
16								
17								
18								
19								
20								
21								
22								
23								
24								
25								
26								
27								
28								
					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ			Арк.
								2
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата				

РЕФЕРАТ

Опушнєв В. Ю. Обґрунтування заходів щодо зменшення втрат електричної енергії в розподільних мережах району електропостачання : кваліфікаційна робота. Запоріжжя : ТДАТУ, 2025. 124 с.

Обсяг кваліфікаційної роботи – 124 аркуші, кількість рисунків – 20, кількість таблиць – 28.

У кваліфікаційній роботі виконано аналіз електричних розподільних мереж району електропостачання та ефективності передавання ними електричної енергії.

Виконано аналіз методів вимірювання та нормування втрат електричної енергії. Проаналізовано залежність втрат електричної енергії від параметрів оточуючого середовища.

Проаналізовано методи розрахунку втрат електричної енергії. Запропоновано математичну модель розрахунку технічних втрат електричної енергії із врахування температури довкілля. Для реалізації методу запропоновано програмно-технічний комплекс із використанням спеціалізованого багатфункціонального пристрою.

Вибрано оптимальні заходи для зниження втрат електроенергії в розподільній електричній мережі району електропостачання.

У кваліфікаційній роботі також проведено техніко-економічні розрахунки впровадження заходів зі зниження втрат в електричній розподільній мережі району електропостачання.

Ключові слова : РОЗПОДІЛЬНА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, МОНІТОРИНГ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, ТЕМПЕРАТУРА ОТОЧУЮЧОГО СЕРЕДОВИЩА

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

Opushnev V. Y. Justification of measures to reduce electricity losses in the distribution networks of the power supply area: qualification work. Zaporizhzhia : TSATU, 2025. 124 p.

The volume of the qualification work is 124 pages, with 20 figures and 28 tables.

This qualification work analyzes the electrical distribution networks of the power supply area and their efficiency in transmitting electricity.

Methods of measuring and standardizing electricity losses, as well as their dependence on environmental parameters, were examined.

The methods of calculating electricity losses were analyzed. A mathematical model for calculating technical electricity losses considering ambient temperature was proposed. A software and hardware complex using a specialized multifunctional device was suggested for the implementation of the method.

Optimal measures for reducing electricity losses in the distribution network of the power supply area were selected.

Technical and economic calculations were carried out for the implementation of the proposed measures to reduce losses in the electrical distribution network of the power supply area.

Keywords : DISTRIBUTION NETWORK, ELECTRICITY LOSSES, ELECTRICITY LOSS MONITORING, AMBIENT TEMPERATURE

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ВСТУП	10
1 ХАРАКТЕРИСТИКА РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	13
1.1 Аналіз стану електричних розподільних мереж країни	13
1.2 Характеристика району електропостачання.....	19
1.3 Аналіз електричних мереж району електропостачання	22
1.4 Аналіз схеми та обладнання підстанції	24
1.5 Аналіз ефективності передавання електричної енергії розподільними мережами району	33
1.6 Задачі зменшення втрат електричної енергії в розподільних мережах	42
Висновки до розділу 1.....	44
2 АНАЛІЗ ЗАСОБІВ ОБЛІКУ ТА МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	46
2.1 Нормування втрат електроенергії	46
2.2 Дослідження впливу параметрів оточуючого середовища на рівень втрат електричної енергії.....	54
2.3 Аналіз шляхів зниження втрат електроенергії	60
Висновки до розділу 2.....	66
3 УДОСКОНАЛЕННЯ ТА РОЗРОБКА МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ	67
3.1 Аналіз методів розрахунку втрат електричної енергії	67
3.2 Модель розрахунку технічних втрат електроенергії в розподільних мережах.....	73
3.2.1 Моделювання нормальних режимів роботи розподільних електричних мереж	73

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

3.2.2 Розробка розрахункової моделі та формування бази даних для розрахунку втрат	87
3.3 Пристрій для моніторингу втрат електричної енергії.....	93
3.3.1 Технічні вимоги до пристрою.....	93
3.3.2 Архітектура і функціональні можливості пристрою.....	97
3.4 Заходи зі зниження втрат електричної енергії в розподільній електричній мережі	98
3.4.1 Застосування багатофункціонального пристрою для визначення втрат електроенергії	98
3.4.2 Обґрунтування заходів зі зниження втрат електричної енергії в розподільній мережі	101
Висновки до розділу 3.....	108
4 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАХОДІВ ЗІ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ РАЙОНУ.....	109
4.1 Техніко-економічне обґрунтування доцільності застосування програмно-технічного комплексу моніторингу втрат електроенергії	110
4.2 Техніко-економічне обґрунтування заміни проводів повітряних ліній напругою 10 кВ	113
Висновки до розділу 4	117
ВИСНОВКИ.....	118
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	120

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

На даний час електрична енергія використовується в переважній більшості технологічних процесів та задовольняє усі першочергові потреби населення. Електропостачальні компанії (підприємства) на превеликий жаль не схильні до підвищення ефективності своєї виробничої діяльності, впровадження організаційних заходів зі зменшення втрат електроенергії та до впровадження енергоощадних технологій у споживачів.

Одним із впливових методів державного регулювання в електроенергетиці є встановлення обґрунтованих та об'єктивних роздрібних тарифів на електроенергію. Стратегії ціноутворення, які домінують на енергоринку на теперішній час є малоефективними, оскільки не дозволяють врахувати індивідуальні особливості споживачів під час розробки та впровадження цінових рішень. За таких умов розробка дієвих цінових механізмів для електропостачальних компаній дозволить підвищити ефективність передавання електричної енергії.

Однією з основних проблем впровадження таких механізмів є те, що заходи впроваджуються як самою компанією, так і промисловими підприємствами, а результат отримують головним чином в електричних мережах компаній. У зв'язку з цим виникає необхідність удосконалення систем матеріального стимулювання енергоощадних заходів, оскільки існуючі системи матеріального стимулювання не в повній мірі відповідають сучасним вимогам через відсутність реальних стимулів до енергозбереження.

Світовий досвід показав, що надійне і ефективне забезпечення споживачів електричною енергією високої якості можна отримати тільки від електростанцій великої потужності, що об'єднані між собою мережами різних класів напруг в енергетичну систему.

На сьогодні значного розвитку набули атомні електростанції. Собівартість виробництва електроенергії на таких електростанціях є найнижчою.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На даний час в Україні, як і в інших країнах, актуальним є питання ефективного передавання та розподілення електричної енергії, що пов'язано із необхідністю мінімізації втрат електричної енергії при транспортуванні.

Актуальність теми. Проблема втрат електричної енергії при її транспортуванні в електричних мережах різних класів напруги (живильних та розподільних) є досить гострою для електроенергетичних підприємств. За статистикою саме в розподільних електричних мережах щорічно фактичні втрати становлять близько 18-23 % від загального обсягу електроенергії, що надходить в мережі. Такий високий відсоток втрат електричної енергії істотно впливає на тарифи на електроенергію. У зв'язку із цим особливої уваги заслуговує удосконалення систем автоматизації обліку електричної енергії та моніторинг втрат електричної енергії у реальному часі при її транспорті.

Перспективним в цьому напрямку є розробка системи моніторингу втрат потужності та електричної енергії в розподільних мережах і керування ними в реальному часі. Ефективність такого моніторингу може бути значно підвищена за рахунок отримання достовірної інформації, що знімається в характерних точках розподільних мережах, із врахуванням впливу температури навколишнього середовища і величини струму навантаження на опір струмопровідних елементів мережі, що суттєво впливає на величину втрат. Для цього необхідно розробити або впровадити сучасні технічні засоби забезпечення високої достовірності інформації.

Із сказаного вище слідує, що розробка ефективних програмних та технічних засобів для моніторингу втрат електроенергії в розподільних мережах з урахуванням впливу температури навколишнього середовища і величини струму навантаження на опір струмопровідних елементів мережі, оперативний аналіз та формування інформаційної бази для планування заходів зі зниження втрат електричної енергії в розподільних мережах району електропостачання є актуальною задачею і складає перспективний напрямок дослідження.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Мета і задачі дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є оптимізація режимів роботи розподільних електричних мереж району шляхом створення програмних та технічних засобів для моніторингу втрат електричної енергії із урахуванням впливу температури навколишнього середовища і величини струму навантаження на опір струмопровідних елементів мережі та зниження втрат електроенергії в розподільній мережі району електропостачання.

Для досягнення вказаної мети в кваліфікаційній роботі поставлені наступні задачі:

- провести аналіз ефективності передавання електричної енергії розподільними електричними мережами району та рівень її втрат;
- розглянути та проаналізувати шляхи зменшення втрат електричної енергії в розподільних мережах району;
- удосконалити математичну модель визначення параметрів усталеного режиму розподільних електричних мереж з урахуванням впливу температури навколишнього середовища і величини струму навантаження на опір струмопровідних елементів мережі в реальному часі для більш точного моніторингу втрат електричної енергії;
- для вирішення задачі ефективного моніторингу втрат електричної енергії в розподільних мережах району впровадити відповідний програмно-технічний комплекс;
- обґрунтувати застосування багатофункціонального пристрою для моніторингу втрат електричної енергії з урахуванням впливу температури навколишнього середовища і величини струму навантаження на опір струмопровідних елементів мережі;
- обґрунтувати шляхи зменшення втрат електричної енергії в розподільній електричній мережі району.

Об'єкт дослідження – розподільні електричні мережі району електропостачання та режими їх роботи.

Предмет дослідження – втрати електричної енергії, їх облік та моніторинг з урахуванням впливу температури навколишнього середовища і величини струму навантаження на опір елементів мережі в реальному часі, засоби зменшення втрат.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Аналіз стану електричних розподільних мереж країни

До 2022 року більшість електричних мереж, окрім мереж Івано-Франківської, Закарпатської та частин Львівської областей («Бурштинський енергетичний острів») були об'єднані в одну енергосистему – Об'єднану енергосистему України. Головною особливістю об'єднаної енергетичної системи України є наявність розгалужених систем транспортування (передавання) та розподілу електричної енергії, які формують електричну мережу системи. До складу Об'єднаної енергетичної системи України входять електростанції (атомні, теплові, гідравлічні, гідроаккумуляційні, сонячні, вітрові та інші), повітряні та кабельні лінії електропередавання, трансформаторні підстанції (знижувальні та підвищувальні) різних класів напруги та потужності, а також розподільні електричні мережі, що підводять електричну енергію безпосередньо до споживачів на різних класах напруги [1, 2].

В Україні основними елементами системи передавання та розподілення споживачам електричної енергії є наступні [2, 3]:

- силові трансформатори (підвищувальні) електричних станцій;
- силові трансформатори та автотрансформатори (знижувальні) трансформаторних підстанцій;
- повітряні лінії електропередавання;
- кабельні лінії електропередавання;
- розподільні пристрої (шини, комутаційна апаратура);
- вимірювальна апаратура;
- пристрої компенсації реактивної потужності;
- системи релейного захисту та автоматики системи електропередавання;

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- системи забезпечення оперативного струму на підстанціях;
- засоби захисту обладнання трансформаторних підстанцій від атмосферних та комутаційних перенапруг.

Системи передавання та розподілення електричної енергії мають опосередкований негативний вплив на довкілля за рахунок значних втрат електричної енергії, що виділяються у вигляді тепла з провідників (повітряних та кабельних ліній), що в свою чергу призводить до виробництва додаткової кількості електроенергії на електростанціях для компенсації цих, що як відомо, супроводжується додатковим суттєвим забрудненням довкілля країни та значними додатковими фінансовими витратами.

Втрати електричної енергії в розподільних електричних мережах можна поділити (умовно) на технологічні та комерційні втрати (рисунок 1.1) [4]-[6].



Рисунок 1.1 – Структура втрат електричної енергії в розподільних електричних мережах

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

Технологічні втрати та витрати електричної енергії на власні потреби обумовлені технологією виробничого процесу транспортування електроенергії розподільними мережами, а також технологією обліку її надходження та відпуску [5]-[10].

$$\Delta W_{техн} = \Delta W_m + \Delta W_{в.п.} + \Delta W_{пох}, \quad (1.1)$$

де ΔW_m – технічні втрати електроенергії в елементах мережі при транспортуванні та розподіленні електричної енергії, Вт год;

$\Delta W_{в.п.}$ – витрати електроенергії на власні потреби, Вт год;

$\Delta W_{пох.}$ – похибки вимірювання, Вт год.

Комерційні втрати – це різниця між фактичними втратами та розрахованими технологічними втратами

$$\Delta W_{ком} = (W_{пост} - W_{відп}) - \Delta W_{техн} \quad (1.2)$$

де $W_{пост}$ – електроенергія, що постачається в електричну мережу, Вт год;

$W_{відп}$ – електроенергія, яка відпущена споживачам, Вт год;

$\Delta W_{техн}$ – технологічні втрати електроенергії, Вт год.

Технологічні втрати електричної енергії в мережах Об'єднаної енергосистеми України в останні роки (2019-2021 р.р.) складають 11-15% від загального обсягу виробленої електричної енергії на електростанціях країни усіх типів [5].

Втрати електричної енергії, що обумовлені її недообліком (метрологічні втрати), не пов'язані з фізичними процесами транспортування та розподілення електричної енергії, і тому їх віднесення до технологічних втрат є умовним.

Згідно із проведеними дослідженнями рівень технологічних втрат електроенергії в розподільних мережах залежить від наступних факторів [2]-[10]:

- оснащеності та технічного стану окремих елементів електричних мереж;
- схеми нормального режиму роботи електричної мережі;

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

– точність та достовірності обліку електричної енергії в розподільних мережах.

На даний час, станом на січень 2022 року, в Україні розподільні електричні мережі налічують близько 1 млн. кілометрів повітряних і кабельних ліній електропередавання напругою 0,4-150 кВ, близько 200 тис. трансформаторних підстанцій напругою 6-150 кВ загальною встановленою потужністю понад 200 тис. МВА [1, 2].

Станом на січень 2022 року значно зросла кількість електроенергетичних об'єктів, які повністю відпрацювали свій технічний ресурс. У розподільних електричних мережах напругою 0.4-150 кВ підлягали реконструкції та заміні близько 150 тис. км електричних мереж. На даний час у зв'язку із воєнними діями на території України ця ситуація значно погіршилася – виведено із ладу значну кількість обладнання, а встановлення обладнання проводиться безсистемно і хаотично, що пояснюється складною ситуацією із забезпеченням обладнання.

Станом на січень 2022 року, за даними енергопостачальних компаній, реконструкції та заміні підлягають близько 3 тис. км повітряних ліній напругою 110 та 150 кВ, близько 4 тис. км ліній напругою 35 кВ, 45 тис. км ліній напругою 10 та 6 кВ та 110 тис. км ліній напругою 0,38 кВ. Цифри наведені без врахування поточної ситуації в країні [4, 10].

Станом на січень 2022 року, модернізації (реконструкції) підлягали 140 трансформаторних підстанцій напругою 110(150)/35/10(6) кВ, що становить близько 20% від їх загальної кількості, більше 100 підстанцій напругою 110/10(6) кВ, (15%), близько 450 трансформаторних підстанцій напругою 35/10(6) кВ (12%) та 3,5 тис. підстанцій напругою 10(6)/0,4 кВ (20 %) [4, 10].

У 2021 році величина загальних технологічних втрат на транспортування електричними мережами всіх класів напруги склала 18,8 млрд. кВт·год або 11,3% загального відпуску електроенергії в мережу (таблиця 1.1).

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

Нормативна величина технологічних втрат електричної енергії за 2021 рік склала 17,2 млрд. кВт·год (10,3% від загального обсягу відпущеної електроенергії в мережу).

У таблиці 1.1 наведено динаміку технологічних втрат в електромережах України напругою 0,38-750 кВ за 2006-2021 роки [4, 10].

Таблиця 1.1 – Динаміка технологічних втрат електричної енергії в електричних мережах України напругою 0,38-750 кВ

Рік	Загальний обсяг виробленої електроенергії	Фактичні технологічні втрати електроенергії		Нормативні технологічні втрати електроенергії		Різниця технологічних втрат електроенергії	
	млрд. кВт·год	млрд. кВт·год	%	млрд. кВт·год	%	млрд. кВт·год	%
2006	191,4	29,1	15,1	22	11,4	7,1	3,7
2007	195,3	29,2	15,0	23	11,7	6,2	3,3
2008	190,6	27,1	14,2	22,5	11,7	4,6	2,5
2009	171,6	24,1	14,0	19,8	11,4	4,3	2,6
2010	185,9	25,1	13,5	20,3	10,8	4,8	2,7
2011	191,9	26,2	13,0	22,9	11,8	3,3	1,2
2012	195,6	26,1	13,3	23,7	12,0	2,4	1,3
2013	191,5	26,1	13,5	22,8	12,3	3,3	1,2
2014	180,4	24,9	13,9	21,1	12,1	3,8	1,8
2015	155,6	21,2	13,5	17,9	12,0	3,3	1,5
2016	152,8	21,2	13,7	18,0	12,0	3,2	1,7
2017	178,4	23,0	12,9	19,9	12,0	3,1	0,9
2018	188,0	23,5	12,7	20,5	11,0	3,0	1,7
2019	179,9	27,0	15,0	23,5	13,1	3,5	1,9
2020	172,2	14,9	8,7	12,0	7,2	2,9	1,5
2021	166,1	20,8	12,6	17,2	10,3	3,6	2,3

Завдяки стимулюванню постачальників електричної енергії до зниження технологічних втрат, у тому числі завдяки збільшенню коштів для розвитку

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

матеріальної бази енергопостачальних компаній у рамках виконання інвестиційних програм, досягнуто зменшення рівня фактичних технологічних втрат в електромережах України

Вплив технологічних втрат на передавання електричної енергії розподільними електричними мережами нормуються відповідно до діючого галузевого нормативного документу ГНД 34.09.104-2003 [10]. Та, незважаючи на дещо завищений рівень встановленого нормативу, по ряду електропередавальних організацій фактичне значення технологічних втрат перевищує нормативне.

На графіках, що представлені на рисунку 1.2 наведено динаміку виробництва електроенергії в Україні та її втрати в електричних мережах напругою 0,38-750 кВ по рокам.

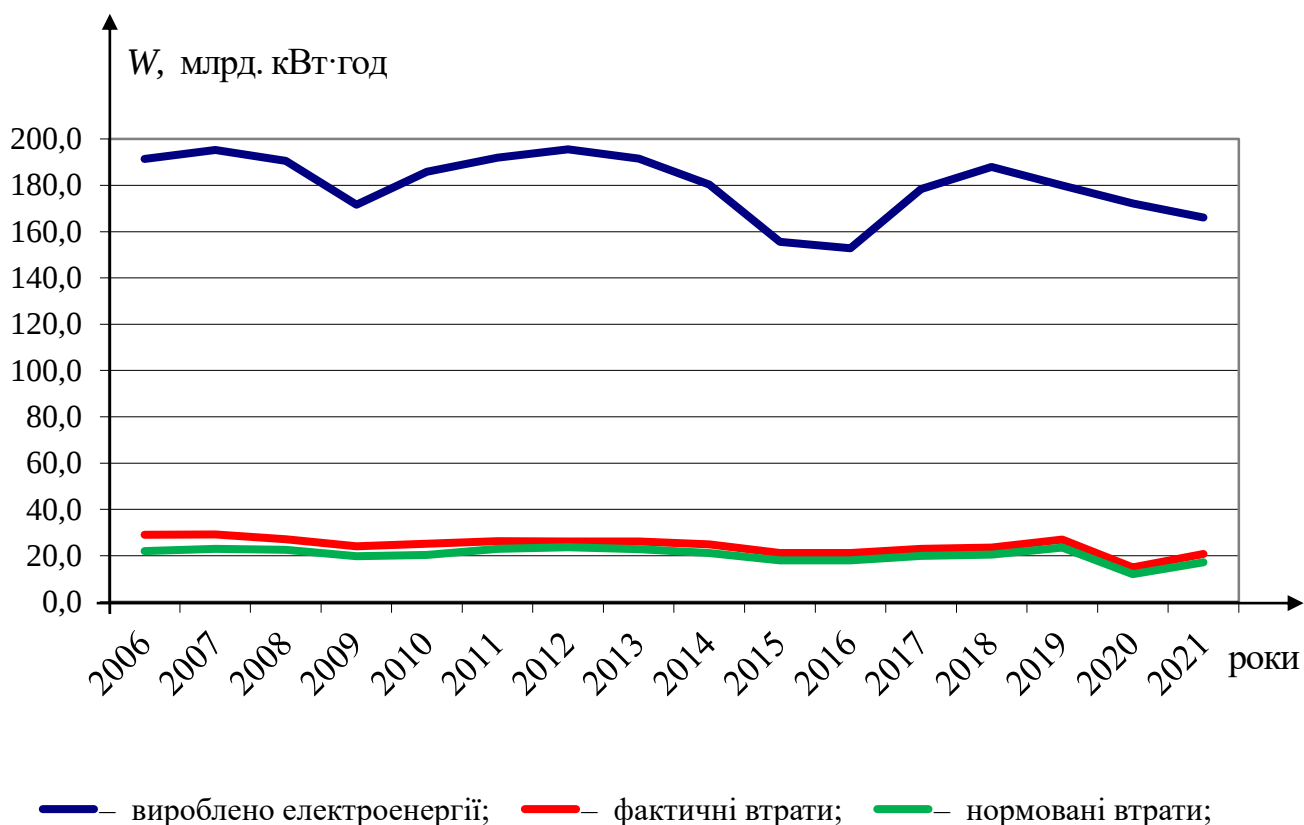


Рисунок 1.2 – Динаміка технологічних втрат електричної енергії в електричних мережах України напругою 0,38-750 кВ

1.2 Характеристика району електропостачання

У кваліфікаційній роботі розглядається Ізмаїльський район електричних мереж (РЕМ). Ізмаїльський район розташований в південно-західній частині Одеської області, у дельті ріки Дунай, межує зі сторони річки Дунай з Румунією. З півдня район обмежений Кілійським гирлом ріки Дунай. На заході район межує із Ренійським та Болградським районами, на півночі – із Арцизьким районом, а на сході із Кілійським районом Одеської області [11].

Адміністративний центр району – місто обласного підпорядкування Ізмаїл, розташований на лівому березі Кілійського рукава річки Дунай за 280 кілометрів від Одеси і 80 кілометрів від Чорного моря, важливий залізничний вузол та морський порт України.

На території району розташоване озеро Катлабуг та озеро Китай. Територія району розташована в зоні Причорноморської низовини.

Через Ізмаїльський район проходять автомагістралі Ізмаїл – Одеса, Ізмаїл – Болград, Також районом пролягає залізна дорога.

Клімат Ізмаїльського району помірно континентальний з сухим і жарким літом та помірною теплою зимою з частими відлигами. Середньорічна температура становить +10 °С. Середня температура січня від -5 °С, липня – +25 °С. Опади складають 340 – 470 мм на рік. Більша кількість опадів випадає в літній період. Вегетаційний період становить 168 – 210 суток. Поверхня району в основному рівнинна із значною кількістю балок, озер та заболочених осередків.

Район відноситься до IV району за товщиною стінки ожеледі та до третього по швидкісним напорам вітру. В теплий період переважають південно-західний, в холодний період – південно-східний. Сила вітру переважно складає 12-18 м/с. середньому за рік 50 – 75 грозових годин.

На більшій частині території району переважають південні солончакові чорноземи. В долинах і балках поширені лучні чорноземи, солончакові ґрунти та солончаки.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В районі електропостачання знаходяться ряд сільськогосподарських підприємств різних форм власності. У районному агропромисловому комплексі після реформування КСП було створено і працюють 667 сільськогосподарських підприємств: 37 кооперативів, 530 фермерських господарств, 8 приватних, 15 ТОВ, 2 ЗАТ, 2 асоціації, 1 державне та 72 інших суб'єктів господарювання.

Основними напрямками виробничої діяльності сільськогосподарських підприємств району є рослинництво (вироснуванням зернових, зернобобових культур, соняшнику, озимого ріпаку), виноградарство та тваринництво (розведення великої рогатої худоби, свиней, овець та кіз).

На багаторічних виноградних плантаціях впроваджуються новітні технології крапельного зрошування.

Район електропостачання, що розглядається в проекті розташований в південній частині Ізмаїльського району Одеської області.

Район електропостачання охоплює село Саф'яни та село Багате, що розташоване на озері Катлабух. Село Багате розташоване на відстані 10 км від районного центру – міста Ізмаїл. Населення села Багате становить близько 4000 чоловік, а села Саф'яни – близько 3000 чоловік.

Мережами Ізмаїльського РЕМ живляться наступні категорії споживачів, підприємства АПК, промислові споживачі, непромислові споживачі, садівничі товариства, побутові споживачі.

На території Ізмаїльського району знаходяться наступні потужні споживачі електричної енергії: ДП «Ізмаїльський морський торговельний порт», ПрАТ «Українське дунайське пароплавство», ПП «Механічний цех ізмаїльського заводу РТО», ПП «Зварювальний цех ПП «Механічний цех ізмаїльського заводу РТО», ТОВ «ССМ Логістик», ПАТ «Ізмаїльський виноробний завод», ЗАТ «Ізмаїльський винзавод», ТОВ «Хлібопекарня Кам'янка», ТОВ «Златен клас», СПК «Прогрес-агро», ТОВ «Перша плодово-овочева компанія», СК «Вікторія», АРК «Придунайська Нива», ЗАТ Агрокомпанія «Свобода», СК «Мукомол».

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Усі потужні споживачі РЕМ мають на своєму балансі трансформаторні підстанції напругою 10/0,4кВ, а деякі і підстанції 35/10 [12].

Ізмаїльський РЕМ здійснює експлуатаційно-ремонтне обслуговування електричних мереж 0,4-10 кВ, ТП 6-10/0,4 кВ та ПС 35/10 кВ, розташованих на території Ізмаїльського району Одеської області.

До складу Ізмаїльського РЕМ входять наступні структурні підрозділи [12]:

- перша лінійна експлуатаційна діляниця;
- друга лінійна експлуатаційна діляниця;
- третя лінійна експлуатаційна діляниця.

Крім того до складу Ізмаїльського РЕМ входять оперативно-диспетчерська група (ОДГ), експлуатаційно-технічна група (ЕТГ), ділянка автотранспорту, служба енергозбуту, група ремонту та експлуатації.

Чисельність персоналу згідно штатного розкладу на січень 2022 року становила 154 чол.

Основне господарство Ізмаїльського РЕМ складається із наступного обладнання [12]:

- ПС 110 /10 кВ – 3 шт. потужністю 36,0 мВА;
- ПС 35/10 кВ – 17 шт. потужністю 115,5 мВА;
- ПЛ 10 кВ – 888,18 км;
- ПЛ 0,4 кВ – 9016,48 км;
- КЛ 10 кВ – 5,85 км;
- КЛ 0,4 кВ – 5,5 км;
- ПС 10/0,4 кВ – 401 шт.

Кількість фідерів розподільних мереж напругою 10 кВ – 81 шт., з них протяжність до 15 км – 70, від 15 до 50 км – 11 шт.

Кількість фідерів, що мають резервне живлення від інших ТП – 19 шт.

Протяжність повітряних ліній з ізолюваними проводами (ПЛІ) напругою 10 кВ – 2,1 км.

Протяжність ПЛІ 0,4 кВ – 33,7 км.

У 2021 році відпуск електроенергії споживачам склав 101,5 млн. кВт·год.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.3 Аналіз електричних мереж району електропостачання

Район електропостачання, що розглядається в кваліфікаційній магістерській роботі живиться від районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Багате» (рисунок 1.3). Трансформаторна підстанція здійснює прийом, перетворення та розподілення споживачам повітряними лініями напругою 10 кВ електричної енергії.

Районна трансформаторна підстанція 35/10 кВ «Багате» розташована поряд із однойменним населеним пунктом. Побутові та виробничі споживачі району електропостачання отримують живлення від споживчих трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ. Живлення споживчих ТП 10/0,4 кВ забезпечується шістьма повітряними лініями напругою 10 кВ: Ф-61; Ф-62; Ф-63; Ф-64; Ф-66 та Ф-68.

Перетворення (зниження) електричної енергії одного класу напруги (35 кВ) в електроенергію іншого класу напруги (10 кВ) відбувається за допомогою встановлених на підстанції двох силових маслонаповнених трансформаторів ТМ-4000/35 (Тр №1 та Тр.№2) потужністю по 4,0 МВА кожний [2, 3].

Трансформаторна підстанція напругою 35/10 кВ «Багате» збудована у 1970 році. Район електропостачання, що живиться від підстанції охоплює села Багате та Саф'яни (рисунок 1.3).

Підстанція «Багате» розташована на прилеглій території однойменного населеного пункту на відстані 28 км від районного центру.

Живлення підстанції 35/10 кВ «Багате» здійснюється повітряними лініями напругою 35 кВ від підстанції 110/35/10 кВ «Ізмаїл» та підстанції 35/10 кВ «ІНС-12».

Підстанція «Багате» знаходиться на балансі Ізмаїльського району електричних мереж Відкритого акціонерного товариства «Одесаобленерго».

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

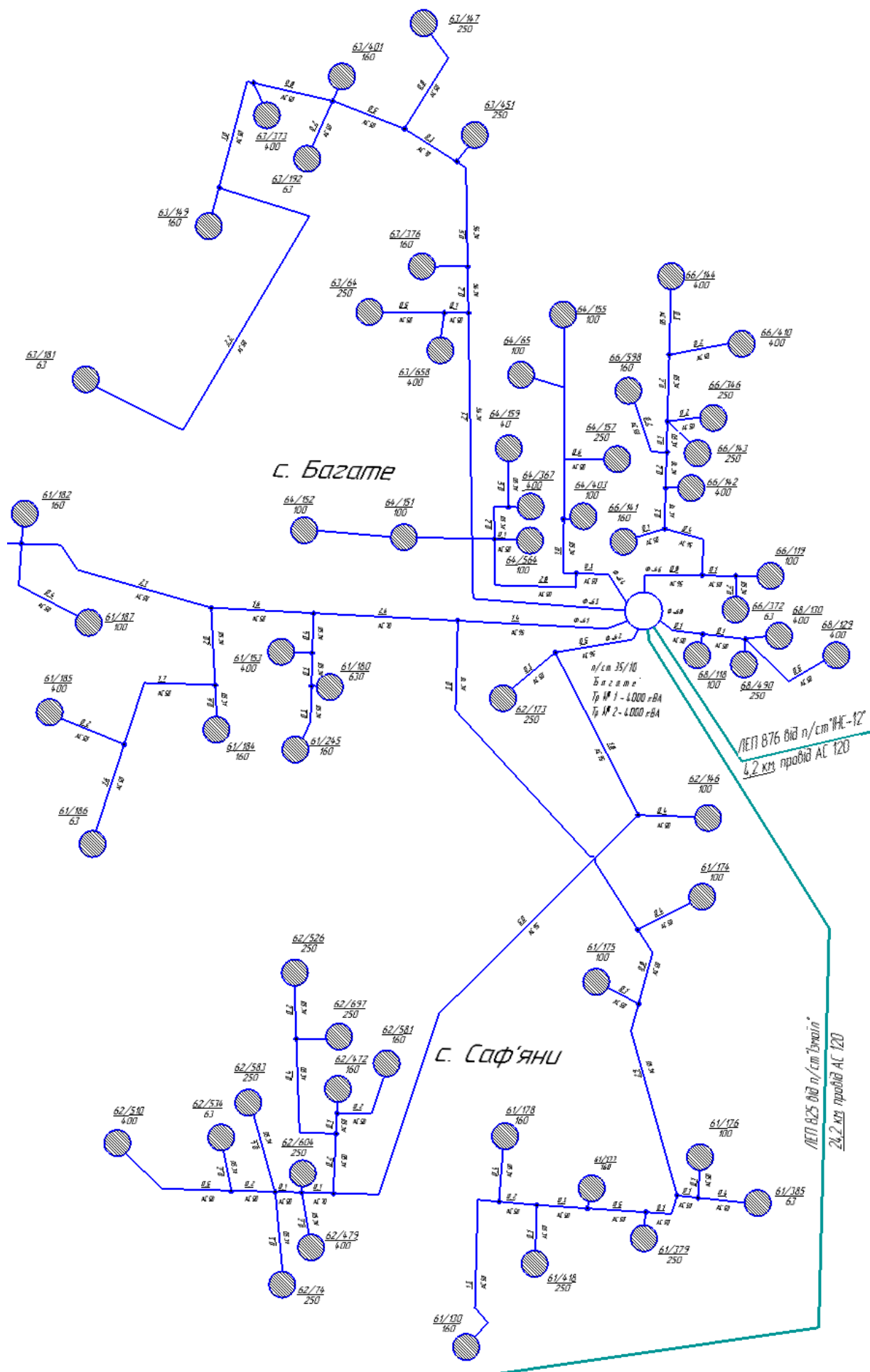


Рисунок 1.3 – Розподільні мережі району електропостачання

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

Повітряні лінії електропередавання напругою 10 кВ (Ф-61; Ф-62; Ф-63; Ф-64; Ф-66 та Ф-68), що відходять від підстанції мають одностороннє живлення, працюють в умовно замкненому режимі (мають роз'єднувачі в кінці лінії для кільцювання). Лінії виконані на залізобетонних опорах типу: П10-1, П10-2, УП10-1, УП10-2, А10-1 та КА10-1. Проводи ПЛ 10 кВ марки АС 35 та АС 50 підвішені на ізоляторах типу ШС-10Д та ШФ-10Г та ШФ-20Г [12].

Трансформаторна підстанція «Багате» складається з ВРП 35 кВ, двох силових трансформаторів потужністю 4000 кВА, КРП 10 кВ у вигляді сталевих шаф для зовнішнього встановлення.

На даний час на підстанції в роботі знаходиться один силовий трансформатор (Тр-р №2). Інший трансформатор ТМН-4000/35 знаходиться в резерві.

ВРП 35 кВ укомплектований готовими до монтажу блоками апаратури напругою 35 кВ із металоконструкціями і відповідними блокуванням – як механічними, так і електричними.

Апаратуру і прилади вторинних кіл ВРП 35 кВ розміщені у спеціальних металевих шафах типу РШ. Шафи релейного захисту, автоматики та керування пристроєм регулювання напруги в мережі (РПН) розташовані в спеціальній будівлі на території підстанції.

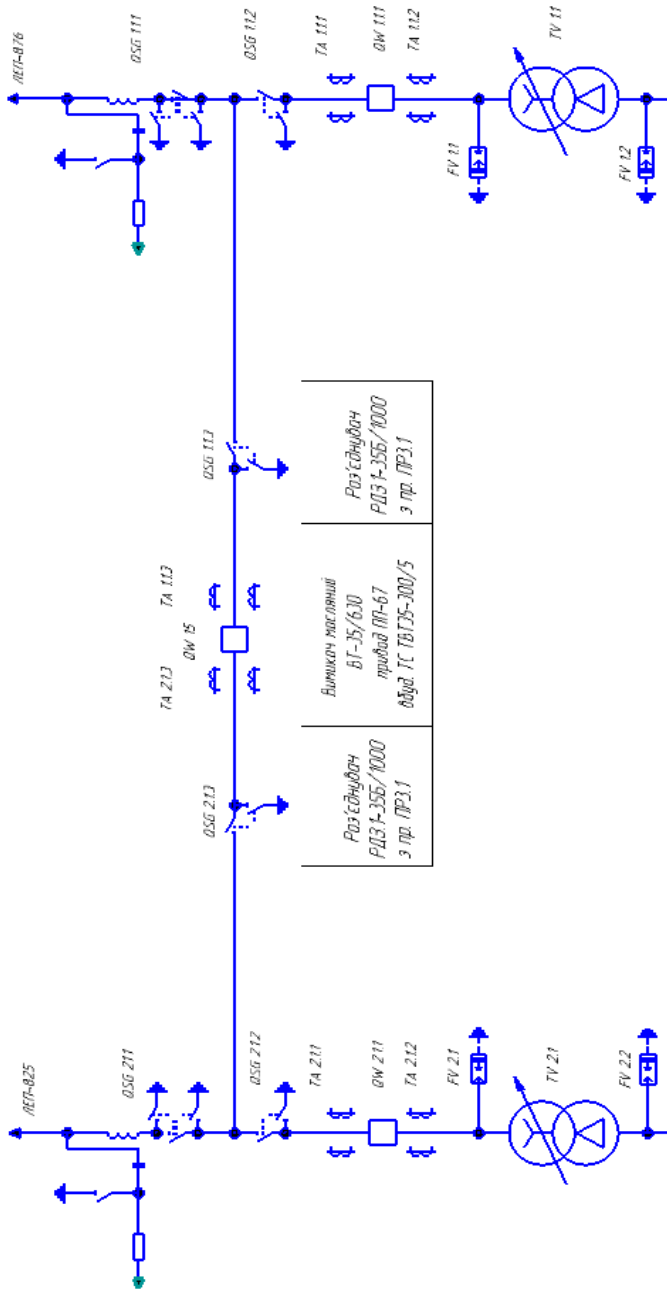
1.4 Аналіз схеми та обладнання підстанції

Основне живлення підстанція «Багате» отримує по стороні 35 кВ лінією №876 від підстанції «Ізмаїл» (рисунок 1.4). Резервне живлення передбачено лінією №825 від підстанції «ІНС-2». Вказані лінії заходять на портал підстанції через відповідні комутаційні апарати – триполюсні роз'єднувачі РДЗ.2-35-Б/1000 із приводом ПРЗ-2. Параметри апаратів наведено в таблиці 1.2.

Повітряні лінії 35 кВ та портал підстанції 35 кВ виконані сталеві алюмінієвими проводами АС 120. Для зв'язку із диспетчером району електропостачання передбачено пристрої високочастотного зв'язку ВЧЗ-300.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЛЕТ-825 – провід АС 120, L=24,0км ЛЕТ-876 провід АС 120, L=4,2км	Загороджувач ВЧЗ-300 ЛЕТ-825 – фазоа "Г" ЛЕТ-876 – фазоа "Г"	Роз'єднувач РДЗ 3-35-Б/1000 з приладом ПРЗ.2	Роз'єднувач РДЗ 3-35-Б/1000 з приладом ПРЗ.1	Вимикач масляний ВГ-35/630 прилад ПП-67 обуд. ІС ТВГ35-300/5	Розрядник вентильний РВГ-35	Трансформатор силовий Тра-ТМН 4000/35 Тра2-ТМН 4000/35	Розрядник вентильний РВ0-10
---	--	---	---	--	-----------------------------	--	-----------------------------



Номер комбіни	14	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
Номинальна напруга - 10 кВ																							
Призначення	Линія	Линія	Видат	Трансформатор високої напруги	Линія	Линія	Линія	Линія	Линія	Линія	Линія	Линія	Линія	Линія	Линія	Линія	Линія	Линія	Линія	Линія	Линія	Линія	
Деталізація елементів	Д-44	Д-46	Д-42	Д-42	Д-44	Д-44	Д-44	Д-44	Д-44	Д-44	Д-44	Д-44	Д-44	Д-44	Д-44	Д-44	Д-44	Д-44	Д-44	Д-44	Д-44		
Розташування	РР-1	РР-1	РР-1	РР-1	РР-1	РР-1	РР-1	РР-1	РР-1	РР-1	РР-1	РР-1	РР-1	РР-1	РР-1	РР-1	РР-1	РР-1	РР-1	РР-1	РР-1		
Висота	ВРМ-20/630	ВРМ-20/630	ВРМ-20/630	ВРМ-20/630	ВРМ-20/630	ВРМ-20/630	ВРМ-20/630	ВРМ-20/630	ВРМ-20/630	ВРМ-20/630	ВРМ-20/630	ВРМ-20/630	ВРМ-20/630	ВРМ-20/630	ВРМ-20/630	ВРМ-20/630	ВРМ-20/630	ВРМ-20/630	ВРМ-20/630	ВРМ-20/630	ВРМ-20/630		
Назва висотки	ПТ-67	ПТ-67	ПТ-67	ПТ-67	ПТ-67	ПТ-67	ПТ-67	ПТ-67	ПТ-67	ПТ-67	ПТ-67	ПТ-67	ПТ-67	ПТ-67	ПТ-67	ПТ-67	ПТ-67	ПТ-67	ПТ-67	ПТ-67	ПТ-67		
Трансформатор	ТН-40	ТН-40	ТН-40	ТН-40	ТН-40	ТН-40	ТН-40	ТН-40	ТН-40	ТН-40	ТН-40	ТН-40	ТН-40	ТН-40	ТН-40	ТН-40	ТН-40	ТН-40	ТН-40	ТН-40	ТН-40		

Таблиця 1.2 – Параметри роз'єднувачів напругою 35 кВ

Параметр	Тип та параметри апаратів		Параметри мережі
	РДЗ.2-35-Б/1000УХЛ1	РДЗ.1-35-Б/1000УХЛ1	
Напруга, кВ	35	35	35
Номінальний струм, А	1000	1000	101,5
Граничний струм, кА	25	25	9,7
Тепловий імпульс, кА ² с	2500	2500	29.0
Тип приводу	ПР3/2	ПР3/2	–

Для комутації кіл силових трансформаторів як в оперативних так і в аварійних режимах на підстанції використовуються високовольтні вимикачі типу ВТ-35-630 (таблиця 1.3) [13].

Для підключення кіл релейного захисту та обліку електричної енергії використовуються трансформатори струму ТВТ35-300/5, що вмонтовані у високовольтні виводи 35 кВ силового трансформатора (таблиця 1.4) [13].

Таблиця 1.3 – Параметри високовольтного вимикача напругою 35 кВ

Параметр	Тип та параметри апарату	Параметри мережі
	ВТ-35-630-12,5УХЛ1	
Напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	630	101,5
Номінальний струм вимикання, кА	12,5	4,6
Граничний струм, кА	12,5	9,7
Тепловий імпульс, кА ² с	468,8	29,0
Тип приводу	ПП-61к	–

Таблиця 1.4 – Параметри трансформаторів струму напругою 35 кВ

Параметр	Тип та параметри апарату	Параметри мережі
	ТВТ35-300/5	
1	2	3
Напруга, кВ	35	35
Номінальний первинний струм, А	300	101,5
Номінальний вторинний струм, А	5	–

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

Продовження таблиці 1.4

1	2	3
Клас точності	0,5/P	–
Коефіцієнт трансформації	60	–
Струм динамічної стійкості, кА	11,9	9,7
Тепловий імпульс, кА ² с	267,9	29,0

Для захисту від наведеної атмосферної перенапруги на стороні 35 кВ силових трансформаторів підстанції встановлені вентильні розрядники РВС-35.

Для захисту від наведеної атмосферної перенапруги на стороні 10 кВ підстанції встановлені вентильні розрядники РВО-10.

На стороні 10 кВ підстанції «Багате» встановлені роз'єднувачі, масляні вимикачі та трансформатори струму. Технічні характеристики апаратів наведені в таблицях 1.5 – 1.8 відповідно [13].

Таблиця 1.5 – Параметри роз'єднувачів напругою 10 кВ

Параметр	Тип, параметри апаратів		Параметри мережі
	РВ-10/400У2	РВ3-10/400У2	
Напруга, кВ	10	10	10
Номінальний струм, А	400	400	219,9
Граничний струм, кА	41	41	8,9
Тепловий імпульс, кА ² с	1024	1024	55,5
Тип приводу	ІР2	ІР2	-

Таблиця 1.6 – Параметри високовольтних вимикачів напругою 10 кВ

Параметр	Тип, параметри апарату	Параметри мережі
	ВІМ-10-20/630У3	
Напруга, кВ	10	10
Номінальний струм, А	630	219,9
Номінальний струм вимикання, кА	20	6,3
Граничний струм, кА	52	8,9
Тепловий імпульс, кА ² с	1200	55,5
Тип приводу	ІІІ67	-

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

Таблиця 1.7 – Параметри трансформаторів струму вводу 10 кВ

Параметр	Тип, параметри апарату	Параметри мережі
	ТПЛ 10У3-300/5	
Напруга, кВ	10	10
Номінальний первинний струм, А	300	219,9
Номінальний вторинний струм, А	5	-
Клас точності	0,5/P	-
Коефіцієнт трансформації	60	-
Струм динамічної стійкості, кА	74,3	8,9
Тепловий імпульс, кА ² с	546,8	55,5

Таблиця 1.8 – Параметри трансформаторів струму ПЛ 10 кВ

Параметр	Тип, параметри апарату	Параметри мережі
	ТПЛ 10У3-150/5	
Напруга, кВ	10	10
Номінальний первинний струм, А	150	110,6
Номінальний вторинний струм, А	5	-
Клас точності	0,5/P	-
Коефіцієнт трансформації	60	-
Струм динамічної стійкості, кА	53,0	8,9
Тепловий імпульс, кА ² с	136,7	55,5

На підстанції 35/10 кВ «Багате» встановлено два понижуючих силових трансформатори ТМН-4000/35, що розраховані для експлуатації в зовнішніх або внутрішніх умовах в районах помірного і холодного клімату.

Силові трансформатори у своєму складі мають вмонтовані пристрої автоматичного регулювання напруги під навантаженням (РПН).

Основні технічні характеристики силового трансформатору ТМН-4000/35 наведені в таблиці 1.9 [13].

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.9 – Технічні характеристики трансформатора ТМН-4000/35

Характеристики		Значення
Номінальна потужність, S_N , кВА		4000
Номінальна напруга, U_N , кВ	ВН	35
	НН	11,0
Втрати потужності, кВт	ΔP_{xx}	5,7
	$\Delta P_{кз}$	33,5
Струм холостого ходу, I_{hx} , %		1,0
Напруга короткого замикання, $U_{кз}$, %		7,5
Пристрій регулювання напруги		РПН
Тип охолодження		Масляне, природної циркуляції

Для підключення кіл обліку, вимірювання та релейного захисту по напрузі на підстанції використовуються два вимірювальні трансформатори напруги НТМИ-10, що встановлюється в шафах комплектних розподільних пристроїв підстанції КРП-10. Технічні характеристики трансформатора НТМИ-10 наведені в таблиці 1.10 [13].

– Технічні характеристики трансформатора НТМИ-10

Характеристика	Значення	
Номінальна напруга ВН, В	10000	
Номінальна напруга НН, В	100	
Номінальна потужність, в класі точності, ВА	0,5	75
	1,0	150
	3,0	300
Максимальна потужність, ВА	640	
Маса, кг	59	

Для власних потреб підстанції «Багате» встановлено два трансформатори ТМ-40. Один із них знаходиться в резерві. Технічні параметри трансформаторів власних потреб наведені в таблиці 1.11 [13].

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Живлення струмоприймачів власних потреб на ПС 35/10 кВ «Багате» змішаного типу, а саме, від групових щитків і збірок, розташованих поблизу групи електроприймачів і індивідуально безпосередньо від розподільчого пристрою трансформатора власних потреб.

Таблиця 1.11 – Технічні характеристики трансформатора ТМ 40

Тип	Номинальна потужність, кВА	Напруга, кВ		Втрати потужності, Вт		Напруга короткого замикання $U_k\%$, %	Струм холостого ходу i_x , %
		ВН	НН	ΔP_{xx}	ΔP_{kz}		
ТМ	40	10,0	0,4	130	600	4,5	3,2

Оперативний струм на підстанції

На трансформаторній підстанції «Багате» застосовується змінний оперативний струм. Джерелом змінного оперативного струму для релейного захисту і автоматики є трансформатори струму, трансформатори напруги та трансформатор власних потреб. Оперативний струм отримують від ТВП за допомогою спеціальних блоків живлення.

Підстанція має контур заземлення і все обладнання приєднане до контуру. Контур заземлення складається із 14 кутників 50×50 мм довжиною 3м кожен, які між собою зв'язані сталлюю смугою. Смугою знаходиться на глибині 0,8 м від рівня землі, до кутників вона приєднана зварюванням

Мережами напругою 10 кВ підстанції «Багате» через повітряні лінії напругою 10 кВ (Ф-61, 62, 63, 64, 66 та 68) від відповідних шаф зовнішнього встановлення розподільного пристрою 10 кВ типу КРПН-10 (№1, 5, 7, 9, 11 та 14) подається електрична енергія на вводи виробничих споживачів та побутових споживачів (населення), що розташовані на території сіл Багате та Саф'яни (рисунок 1.3).

Загальна характеристика дозволених та задіяних потужностей по кожній споживчій трансформаторній підстанції наведена в таблиці 1.12.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.12 – Характеристика трансформаторних підстанцій

Номер трансформаторної підстанції	Номінальна потужність підстанції, кВА	Максимально допустима потужність підстанції, кВт	Електричне навантаження в режимний день, кВт	Резерв дозволеної потужності споживачів, кВт	Приєднана потужність, кВт		Резерв приєднаної потужності з урахуванням укладених договорів про приєднання, кВт	Фактичний резерв приєднаної потужності з урахуванням укладених договорів про постачання електроенергії та договорів про приєднання, кВт	Кількість споживачів, шт	Коефіцієнт використання потужності
					Приєднана (дозволена) потужність існуючих споживачів, кВт	Потужність, що приєднується за договорами про приєднання, кВт				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
«Багате»	4000	3670	1750	1990	9050,0	42,2	-326,0	0	2189	0,42
Ф-61										
ТП-61/130	160	147,0	66,0	81,0	262,3	7	72,6	0	114	0,43
ТП-61/174	100	92,0	23,0	69,0	79,5	0	94,1	12,5	56	0,53
ТП-61/175	100	92,0	34,0	58,0	78,1	0	59,2	13,9	39	0,67
ТП-61/176	250	230,0	53,0	177,0	250,5	5	279,4	0	124	0,43
ТП-61/177	250	230,0	17,0	213,0	30,0	0	225,6	183,0	1	0,9
ТП-61/178	160	147,0	29,0	118,0	61,8	2,7	212,9	82,5	49	0,53
ТП-61/180	63	58,0	10,0	48,0	54,2	0	32,4	3,8	28	0,67
ТП-61/182	160	147,0	35,0	112,0	68,0	1,5	93,8	77,5	3	0,9
ТП-61/183	250	230,0	58,0	172,0	248,6	11,5	274,8	0	165	0,43
ТП-61/184	160	147,0	29,0	118,0	61,8	2,7	212,9	82,5	49	0,53
ТП-61/185	400	368,0	69,0	299,0	265,3	0	284,0	102,7	49	0,67
ТП-61/186	63	58,0	10,0	48,0	54,2	0	32,4	3,8	28	0,67
ТП-61/187	100	92,0	15,9	76,1	75,0	0	27,2	17,0	1	0,9
ТП-61/245	160	147,0	29,0	118,0	61,8	2,7	212,9	82,5	49	0,53
ТП-61/418	160	147,0	15,5	131,5	70,0	0	93,3	77,0	1	0,9
ТП-61/379	250	230,0	67,5	162,5	467,2	0	67,7	0	150	0,43

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ					Арк.
										31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Продовження таблиці 1.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<u>Ф-62</u>										
ТП-62/146	100	92,0	42,0	50,0	108,1	0	65,5	0	52	0,53
ТП-62/173	250	230,0	71,0	159,0	135	0	120,6	95,0	1	0,9
ТП-62/526	250	230,0	75,0	154,0	218,5	0	215,5	11,5	68	0,53
ТП-62/479	160	147,0	62,0	85,0	224,8	0	52,6	0	86	0,53
ТП-62/583	250	230,0	53,0	177,0	216,9	0	217,1	13,1	49	0,53
ТП-62/74	250	230,0	38,0	192,0	100,0	0	155, 6	130,0	1	0,9
ТП-62/394	100	92,0	34,0	58,0	78,1	0	59,2	13,9	39	0,67
ТП-62/534	63	58,0	10,0	48,0	54,2	0	32,4	3,8	28	0,67
ТП-62/479	400	368,0	69,0	299,0	265,3	0	284,0	102,7	49	0,67
ТП-62/472	160	147,0	61,0	86,0	206,9	0	70,5	0	89	0,53
ТП-62/581	160	147,0	29,0	118,0	76,0	0	87,3	71,0	1	0,9
ТП-62/697	250	230,0	53,0	177,0	216,9	0	217,1	13,1	49	0,53
ТП-62/510	400	368,0	69,0	299,0	265,3	0	284,0	102,7	49	0,67
<u>Ф-63</u>										
ТП-63/64	250	230,0	75,0	154,0	218,5	0	215,5	11,5	68	0,53
ТП-63/148	160	147,0	62,0	85,0	224,8	0	52,6	0	86	0,53
ТП-63/147	250	230,0	53,0	177,0	216,9	0	217,1	13,1	49	0,53
ТП-63/149	250	230,0	38,0	192,0	100,0	0	155, 6	130,0	1	0,9
ТП-63/181	100	92,0	34,0	58,0	78,1	0	59,2	13,9	39	0,67
ТП-63/192	63	58,0	10,0	48,0	54,2	0	32,4	3,8	28	0,67
ТП-63/373	400	368,0	69,0	299,0	265,3	0	284,0	102,7	49	0,67
ТП-63/376	160	147,0	61,0	86,0	206,9	0	70,5	0	89	0,53
ТП-63/401	160	147,0	29,0	118,0	76,0	0	87,3	71,0	1	0,9
ТП-63/451	250	230,0	53,0	177,0	216,9	0	217,1	13,1	49	0,53
ТП-63/658	400	368,0	69,0	299,0	265,3	0	284,0	102,7	49	0,67
<u>Ф-64</u>										
ТП-64/65	100	92,0	18,6	73,4	145,0	0	69,0	0	109	0,43
ТП-64/151	100	92,0	29,3	62,7	79,8	1,2	92,6	11,0	69	0,53
ТП-64/152	100	92,0	22,6	69,4	79,5	0	57,8	12,5	29	0,67
ТП-64/155	100	92,0	29,8	62,8	87,7	0	85,9	4,3	63	0,53
ТП-64/156	100	92,0	33,0	59,0	160,0	0	-57,8	0	1	0,9
ТП-64/157	250	230,0	65,0	165,0	203,7	0	230,3	26,3	85	0,53
ТП-64/159	40	37,0	19,0	18,0	35,7	1,2	18,3	0,1	26	0,67
ТП-64/367	400	368,0	69,0	299,0	265,3	0	284,0	102,7	49	0,67
ТП-64/403	100	92,0	15,4	76,6	15,0	1,5	85,7	75,5	2	0,9
ТП-64/564	100	92,0	24,0	68,0	98,1	1,5	74,0	0	68	0,53

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ					Арк.
										32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Продовження таблиці 1.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<u>Ф-66</u>										
ТП-66/119	100	92,0	23,0	69,0	80,5	1,5	91,58	10,0	73	0,53
ТП-66/141	160	147,0	37,0	110,0	115,0	1,5	160,9	30,5	93	0,53
ТП-66/142	315	290,0	63,0	227,0	211,0	1,5	334,7	77,5	77	0,53
ТП-66/143	250	230,0	91,0	139,0	251,5	0	91,8	0	49	0,67
ТП-66/144	315	290,0	59,0	231,0	210	0	112,2	80,0	1	0,9
ТП-66/346	250	230,0	28,0	202,0	292,5	1,5	240,9	0	172	0,43
ТП-66/372	100	92,0	24,2	67,8	45,1	1,5	90,7	45,4	47	0,67
ТП-66/410	400	368,0	75,0	293	165,0	0	243,9	203,0	10	0,9
ТП-66/598	160	147,0	37,0	110,0	115,0	1,5	160,9	30,5	93	0,53
<u>Ф-68</u>										
ТП-68/118	100	92,0	29,3	62,7	79,8	1,2	92,6	11,0	69	0,53
ТП-68/129	400	368,0	69,0	299,0	265,3	0	284,0	102,7	49	0,67
ТП-68/490	250	230,0	65,0	165,0	203,7	0	230,3	26,3	85	0,53

На основі даних Ізмаїльського РЕМ, за результатами 2021 року розподільними електричними мережами підстанції «Багате» передано електричної енергії 6,4 МВт·год, а саме юридичним споживачам в розмірі 2,6 МВт·год, та 4,0 МВт·год населенню.

1.5 Аналіз ефективності передавання електричної енергії розподільними мережами району

Для аналізу споживання та ефективності передавання електричної енергії розподільними мережами району електропостачання необхідно розглянути обсяги переданої і спожитої електричної енергії по підстанції і по кожному фідеру напругою 10 кВ окремо.

Дані про обсяги споживання електроенергії за липень та за січень 2021 року споживачами мережі підстанції «Багате» наведені в таблиці 1.13 [12].

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ					Арк.
										33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Таблиця 1.13 – Обсяги споживання електричної енергії від ПС «Багате»

№ТП	Спожито електричної енергії, кВт·год	
	Січень 2021 року	Липень 2021 року
Ф-61		
130.1	623	463
130.2	533	256
130.3	601	1173
174.1	165	0
176.1	149	9
176.2	1336	230
176.3	0	30
176.4	289	0
180.1	1963	295
182.1	367	2743
183.1	0	185
183.2	0	49
184.1	0	90
185.1	1124	316
187.1	161	3404
245.1	1060	123
337.1	3315	790
379.1	136	10417
379.2	799	14
379.3	3,0	362
379.4	589	0
379.5	21	340
379.6	60572	0
379.7	937	0
379.8	5259	1691
379.9	821	592
418.1	1320	1833
Ф-62		
74.1	2374	7337
697.1	1471	4987

№ТП	Спожито електричної енергії, кВт·год	
	Січень 2021 року	Липень 2021 року
173.1	560	4280
479.1	19519	13919
479.2	5631	6220
394.1	0	24
472.1	4620	15439
510.1	15423	23772
526.1	3648	10260
534.1	2756	8946
581.1	16573	6905
583.1	11008	8286
594.1	4564	1320
609.1	4342	7145
146.1	1480	1540
Ф-63		
64.2	1033	1442
147.1	710	2510
148.1	69	31
149.1	10	44
181.1	494	184
192.1	77	90
376.1	176	71
401.1	208	79
451.1	2001	68
451.2	1	184
451.3	317	40
451.4	1887	474
451.5	0	20
451.7	494	184
451.8	1285	1180
451.9	298	50
658.1	1280	1143

Продовження таблиці 1.13

№ТП	Спожито електричної енергії, кВт·год	
	Січень 2021 року	Липень 2021 року
Φ-64		
151.1	102	0
151.2	31	315
151.3	1247	1300
152.1	0	0
155.1	526	489
155.2	40	52
156.1	1	3
367.1	500	1442
367.2	789	591
403.1	193	405
444.1	7062	7658
157.1	4721	606
564.1	0	170
639.1	23762	11966
65.1	419	3789
Φ-66		
141.1	142	51
141.2	1032	1608
142.1	53	48
142.2	1003	593
142.3	601	869
142.4	5888	1043
142.5	1	867

№ТП	Спожито електричної енергії, кВт·год	
	Січень 2021 року	Липень 2021 року
142.6	167	63
142.7	76	22
142.8	688	197
142.9	375	270
143.1	589	1358
143.2	1080	305
143.3	1056	81
143.4	51	236
143.5	203	0
143.6	1151	2183
144.1	2370	990
346.1	1579	300
346.2	610	0
372.1	1720	1822
410.1	1643	1012
598.1	532	756
598.2	742	740
598.3	1111	2304
598.4	677	1099
Φ-68		
129.1	4058	3268
129.2	1181	1313
118.2	21952	12332
490.1	3495	1213

Далі в кваліфікаційній роботі пропонується розглянути по-фідерне споживання електричної енергії в розподільній мережі напругою 10 кВ від шин 10 кВ трансформаторної підстанції «Багате» в різні характерні періоди року (характерні періоди) – найтепліший місяць (липень) та найхолодніший місяць (січень) (таблиця 1.14).

Таблиця 1.14 – Відпуск електроенергії від шин 10 кВ підстанції «Багате»

Період	Позначення вводів	Покази		Різниця показів	Коефіцієнт трансформації приладів обліку	Пропуск електричної енергії, кВт·год
		на кінець місяця	на початок місяця			
1	2	4	5	6	7	8
Січень 2020 року	T-12	1170,9	1017,7	153,2	6 000	920 530
	Надходження на шини підстанції:					920 530
	Ф-61	2148,1	2029,3	118,8	2 000	237 600
	Ф-62	2759,6	2728,7	30,9	4 000	123 620
	Ф-63	5625,0	5571,5	53,5	2 000	107 056
	Ф-64	1353,4	1279,9	73,5	2 000	147 001
	Ф-66	6908,2	6793,0	115,2	1 500	170 831
	Ф-68	710,9	701,5	9,4	3 000	28 147
	Відпуск з шин підстанції:					814 255
	Небаланс, кВт год					106275
	Небаланс, %					11,5
Липень 2020 року	T-12	510,2	422,0	88,2	6 000	530 810
	Надходження на шини підстанції:					530 810
	Ф-61	1654,7	1582,7	72,0	2 000	144 000
	Ф-62	2592,9	2553,8	39,1	4 000	154 300
	Ф-63	5398,1	5367,5	30,6	2 000	61 140
	Ф-64	958,4	942,9	15,5	2 000	31 000
	Ф-66	6346,4	6277,4	69,0	1 500	103 481
	Ф-68	669,7	663,0	6,7	3 000	20 170
	Відпуск з шин підстанції:					514 101
	Небаланс, кВт год					16709
	Небаланс, %					3,1

Продовження таблиці 1.14

1	2	4	5	6	7	8
Січень 2021 року	T-12	12056,3	11907,7	148,5	6 000	892 215
	Надходження на шини підстанції:					892 215
	Ф-61	1206,3	1062,2	144,1	2 000	288 200
	Ф-62	2429,5	2401,9	27,7	4 000	110 728
	Ф-63	5190,6	5143,2	47,4	2 000	94 894
	Ф-64	642,6	576,2	66,4	2 000	132 801
	Ф-66	5839,8	5715,2	124,7	1 500	184 992
	Ф-68	641,2	635,5	5,7	3 000	17 199
	Відпуск з шин підстанції:					828 815
	Небаланс, кВт год					63400
	Небаланс, %					7,1
Липень 2021 року	T-12	11370,0	11275,2	94,9	6 000	570 300
	Надходження на шини підстанції:					570 300
	Ф-61	646,7	565,7	81,0	2 000	162 000
	Ф-62	2252,1	2216,4	35,6	4 000	142 534
	Ф-63	4964,9	4935,4	29,5	2 000	58 932
	Ф-64	352,6	318,5	34,1	2 000	68 201
	Ф-66	5250,3	5181,5	68,8	1 500	101 154
	Ф-68	609,845	605,348	4,497	3 000	13 491
	Відпуск з шин підстанції:					546 312
	Небаланс, кВт год					23988
	Небаланс, %					4,2

За даними, що наведені в таблиці 1.14 виконуємо узагальнену таблицю 1.15.

Таблиця 1.15 – Обсяги передачі і споживання електроенергії від підстанції «Багате»

Період	Січень 2020 р	Липень 2020 р	Січень 2021 р	Липень 2021 р
Надійшло електроенергії на шини 35 кВ ТП 35/10кВ, кВт·год	920530	530 810	892215	570300
Відпущено електроенергії з шин 10 кВ ТП 35/10кВ, кВт·год	814255	514101	828815	546 312
Небаланс електроенергії за місяць, кВт·год	106275	16709	63400	23988
Небаланс електроенергії за місяць, %	11,5	3,1	7,1	4,2

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

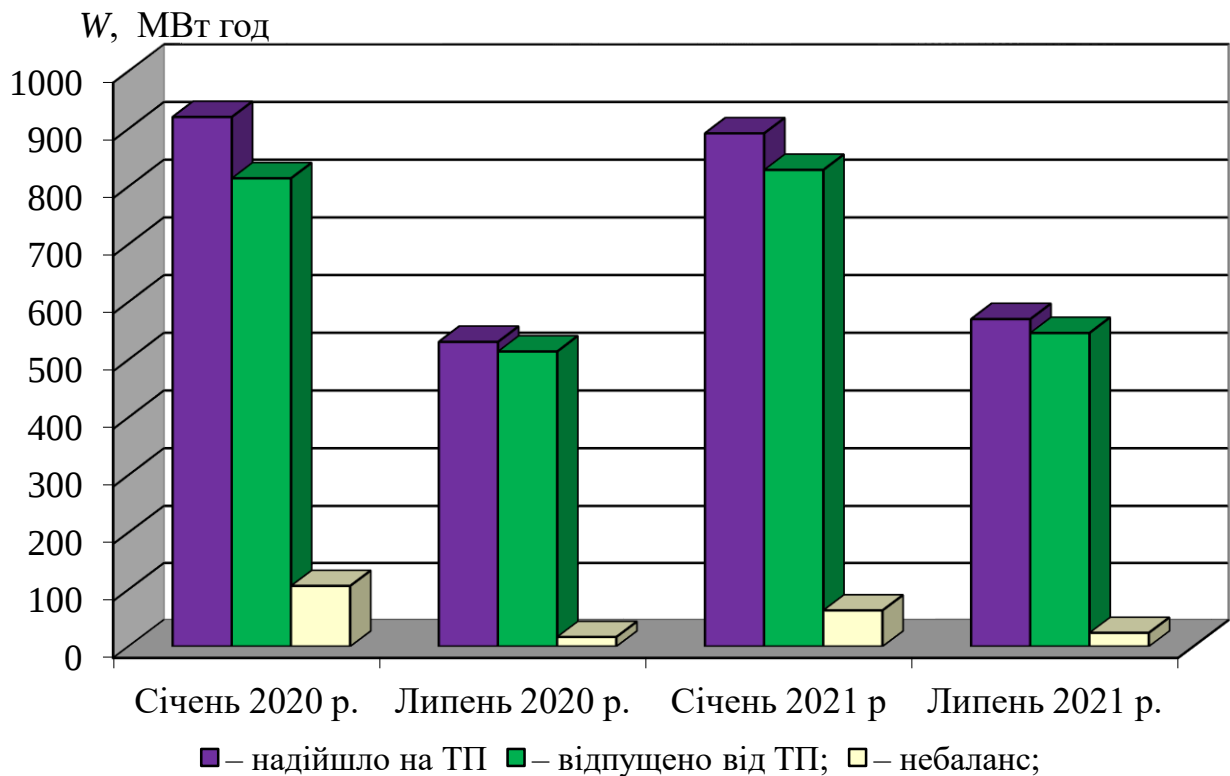


Рисунок 1.5 – Обсяги транспортування електричної енергії в мережі

Далі аналізуємо обсяги транспортування (передавання), споживання і втрат електричної енергії в розподільній мережі району напругою 10 кВ окремо по фідерах. Дані аналізу транспортування електроенергії в мережі підстанції «Багате» наведено у відповідних таблицях (таблиці 1.16-1.19). За даними таблиць наводимо для наочності діаграми (рисунки 1.6-1.9).

Таблиця 1.16 – Обсяги передавання електричної енергії по фідерах 10 кВ підстанції «Багате» за січень 2020 р.

№ фідера	Відпущено з шин підстанції, кВт·год	Спожито, кВт·год	Втрати, кВт·год	Втрати, %	Нормовані втрати, %
Ф-61	237 600,0	205 524,0	32076,0	13,5	10,0
Ф-62	123 620,0	113 730,4	9889,6	8,0	6,9
Ф-63	107 056,0	87 785,9	19270,1	19,0	15,2
Ф-64	147 001,0	126 420,0	20580,0	14,0	12,8
Ф-66	170 831,0	147 770,5	25060,5	15,5	13,5
Ф-68	28 147,0	27 895,7	253,3	1,0	0,7
Разом	814 255,0	709 126,5	107129,5	-	-

W, кВт год

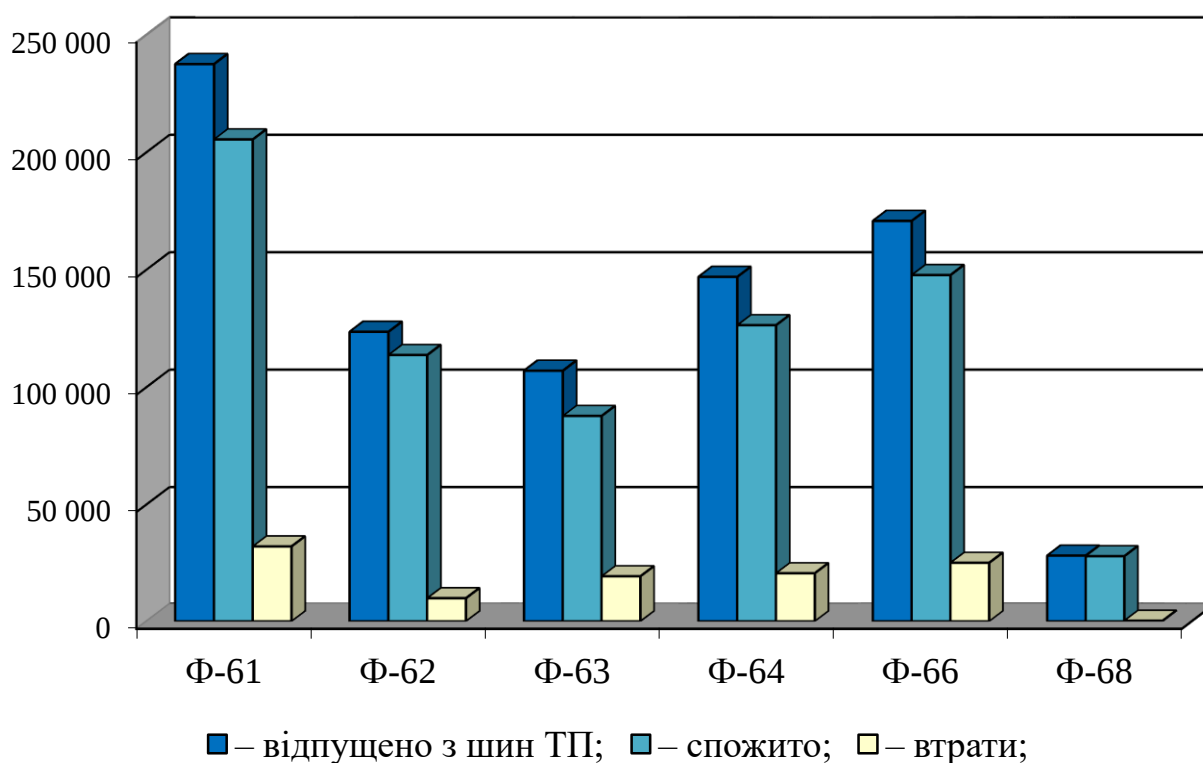


Рисунок 1.6 – Обсяги передавання електричної енергії по фідерах 10 кВ підстанції «Багате» за січень 2020 р.

Таблиця 1.17 – Обсяги передавання електричної енергії по фідерах 10 кВ підстанції «Багате» за липень 2020 р.

№ фідера	Відпущено з шин підстанції, кВт·год	Спожито, кВт·год	Втрати, кВт·год	Втрати, %	Нормовані втрати, %
Ф-61	144 000,0	128 880,0	15120,0	10,5	8,0
Ф-26	154 300,0	145 671,6	10628,4	6,8	5,9
Ф-63	61 140,0	51 237,0	9905,0	16,2	14,2
Ф-64	31 000,0	26 939,0	4061,0	13,1	11,8
Ф-66	103 482,0	90 546,8	12935,3	12,5	10,5
Ф-68	20 170,0	20 074,1	100,9	0,5	0,5
Разом	514 092,0	463 348,5	52750,6	-	-

W, кВт год

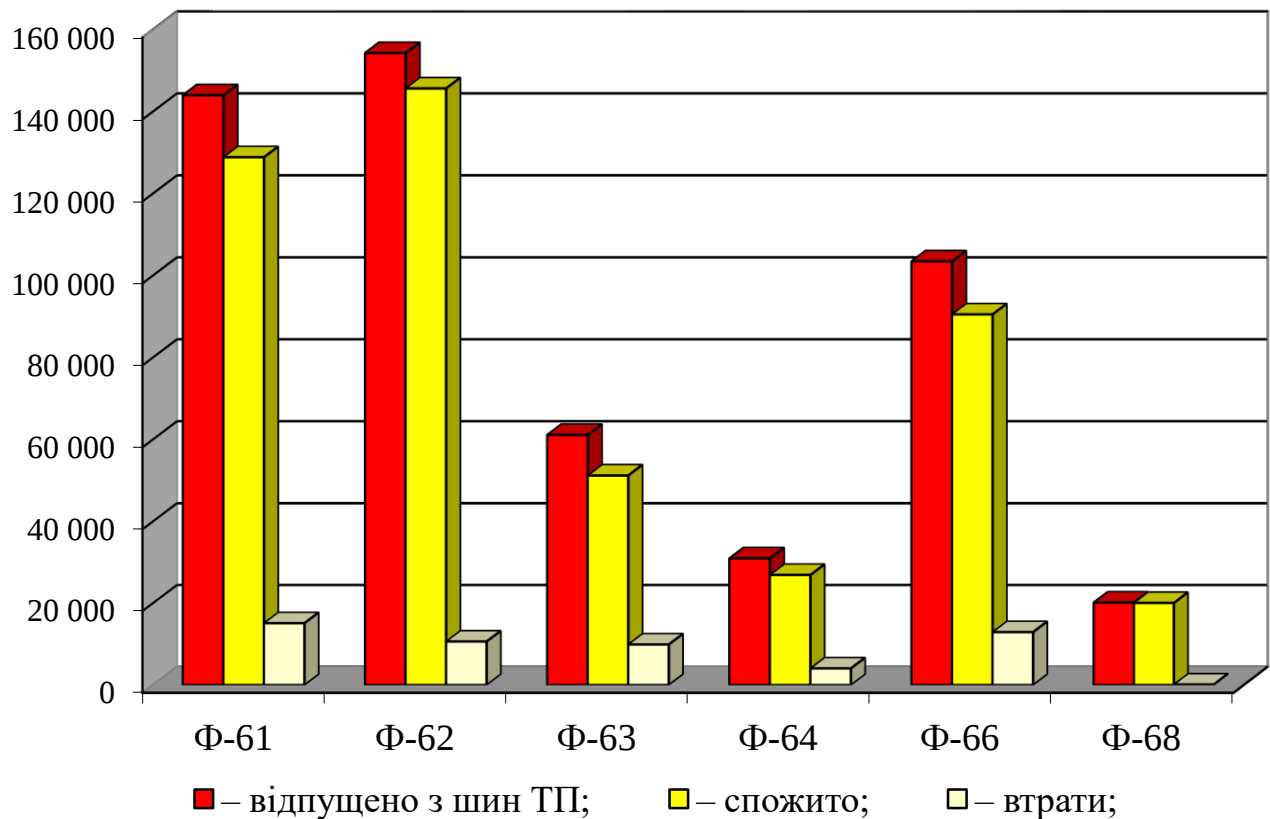


Рисунок 1.7 – Обсяги передавання електричної енергії по фідерам 10 кВ підстанції «Багате» за липень 2020 р.

Таблиця 1.18 – Обсяги передавання електричної енергії по фідерам 10 кВ підстанції «Багате» за січень 2021 р.

№ фідера	Відпущено від шин підстанції, кВт·год	Спожито, кВт·год	Втрати, кВт·год	Втрати, %	Нормовані втрати, %
Ф-61	288 200,0	251 022,2	37177,8	12,8	10,0
Ф-62	110 728,0	100 983,9	9744,1	8,8	6,9
Ф-63	94 894,0	78 856,9	16037,1	17,9	15,2
Ф-64	132 800,0	115 536,0	17264,0	13,0	12,8
Ф-66	186 995,0	158 945,8	28249,3	15,1	13,5
Ф-68	17 199,0	17 061,4	137,6	0,8	0,7
Разом	830 816,0	722 406,2	108609,9	-	-

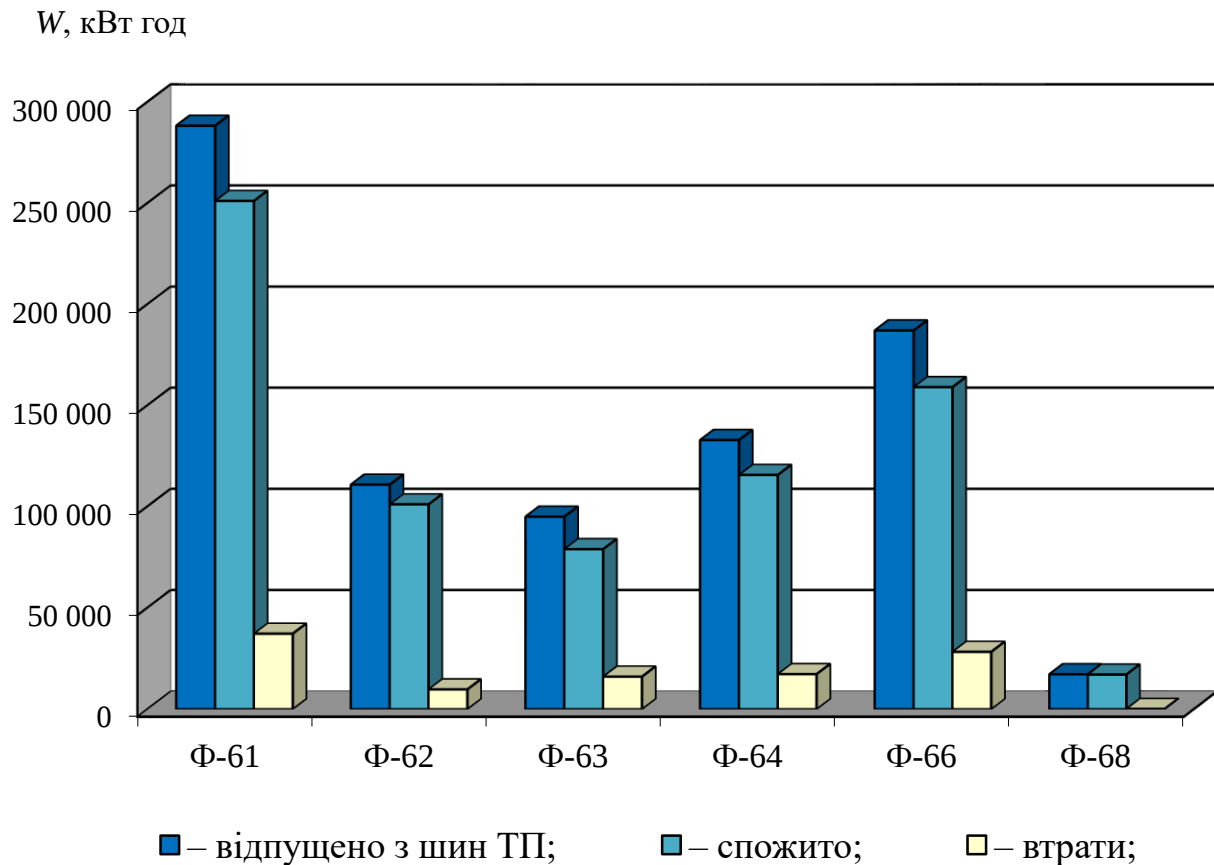


Рисунок 1.8 – Обсяги передавання електричної енергії по фідерам 10 кВ підстанції «Багате» за січень 2021 р.

Таблиця 1.19 – Обсяги передавання електричної енергії по фідерам 10 кВ підстанції «Багате» за липень 2021 р.

№ фідера	Відпущено з шин ТП, кВт·год	Спожито, кВт·год	Втрати, кВт·год	Втрати, %	Нормовані втрати, %
Ф-61	162 000,0	144 018,0	17982,0	11,1	8,0
Ф-62	142 536,0	134 126,4	8409,6	8,9	5,9
Ф-63	58 932,0	49 561,8	9370,2	17,2	14,2
Ф-64	68 200,0	61 107,2	7092,8	10,4	11,8
Ф-66	103 154,0	91 703,9	13450,1	14,0	10,5
Ф-68	13 491,0	13 410,1	80,9	0,9	0,5
Разом	548 313,0	493 927,4	56385,6	-	-

W, кВт год

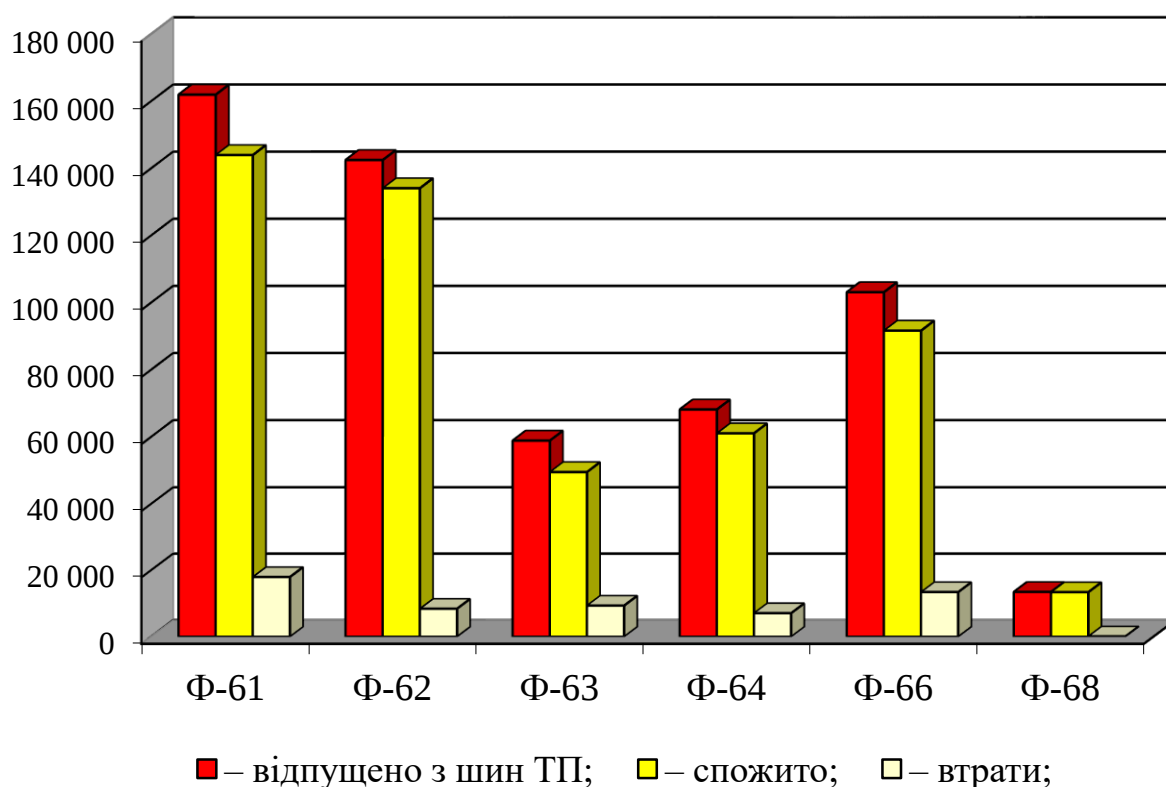


Рисунок 1.9 – Обсяги передавання електричної енергії по фідерах 10 кВ підстанції «Багате» за липень 2021 р.

1.6 Задачі зменшення втрат електричної енергії в розподільних мережах

Вирішення проблеми зниження втрат електричної енергії вимагає попереднього їх всебічного аналізу та структурування з метою знаходження першопричин і визначення найбільш ефективних напрямків виходу з ситуації, що склалася. Враховуючи сутність комерційних втрат пряме їх визначення, навіть приблизне, є неможливим або пов'язане зі значними капітальними вкладеннями. З іншого боку, технологічні втрати, за відповідного інформаційного забезпечення, можуть бути визначені більш точно, а це дає змогу опосередковано аналізувати і комерційну складову втрат. Крім того, наявність інформації про поточні значення втрат потужності в електричних мережах надає можливість розв'язання ряду інших експлуатаційних задач.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

Наприклад, за допомогою відповідного програмного забезпечення з'являється можливість фіксувати появу та локалізувати місця виникнення однофазних к.з., що є серйозною проблемою, особливо для кабельних мереж. В зв'язку з необхідністю керувати значенням втрат електроенергії в електричних мережах виникають основні задачі (напрями), які відрізняються шляхами і засобами досягнення кінцевої мети (рисунок 1.10) [14].

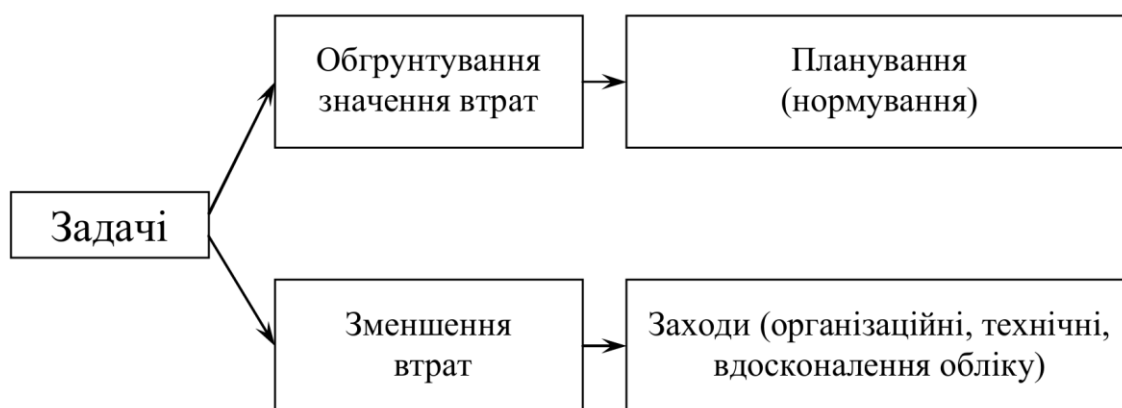


Рисунок 1.10 – Основні задачі визначення втрат електричної енергії

Перша задача – це обґрунтування допустимого значення втрат електроенергії для даної мережі за звітний період для того, щоб закласти в тариф вартість цих втрат, запланувати виробництво відповідної кількості енергії на електростанціях (підготувати потужності генерування та запаси палива тощо) для покриття цих втрат, мати можливість контролювати значення втрат і через економічні механізми впливати на них. В рамках цієї задачі визначаються планові і фактичні значення втрат. Тут враховується, що втрати залежать від низки факторів [14].

Фактори від яких залежить рівень втрат в розподільній мережі [14]:

- структура електричної мережі (напруга, довжина ліній електропередачі, перерізи проводів, кількість трансформаторів і їх потужність, особливості топології та ін.);
- запланована (спожита) кількість електроенергії;
- метрологічні умови тощо.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Друга задача – це визначення та аналіз втрат електроенергії для розроблення заходів щодо їх зменшення. Особливістю цієї задачі є те, що для розроблення організаційних і технічних енергоощадних заходів, а також заходів, пов’язаних з вдосконаленням систем обліку електроенергії, необхідне більш детальне визначення втрат електроенергії в електричних мережах (в окремих її фрагментах, під’єднаннях, трансформаторних підстанціях). В рамках цієї задачі також визначаються планові і фактичні значення втрат [14].

Висновки до розділу 1

Проведений аналіз транзиту електричної енергії через підстанцію «Багате» та аналіз передавання та втрат електричної енергії в її розподільних мережах 10 кВ показав наступне:

- розходження між кількістю електричної енергії, що надійшла на підстанцію від ПАТ «Одесаобленерго» і кількістю електричної енергії, що передана в розподільну мережу з шин підстанції напругою 10 кВ становить 11,5 та 7,1% в зимовий період року та 4,2 і 3,1% – в літній період року. Небаланс електричної енергії значно більший в зимовий період. Це вказує на те, що мають місце збільшені витрати на власні потреби підстанції, а саме на обігрів розподільного пристрою 10 кВ та роботу електроприводів комутаційних апаратів;
- спостерігаються значні втрати електричної енергії в розподільній мережі підстанції напругою 10 кВ. Ці втрати досягають на ряді фідерів до 19 %. Найбільші втрати відмічаються у фідерах Ф-63 та Ф-66. Причиною таких втрат є малий переріз проводів повітряних ліній 10 кВ вказаних фідерів – 35 та 50 мм² та їх застаріла конструкція. Окрім того втрати в розподільній мережі залежать від періоду року, завантаження мережі та достовірності обліку втрат електричної енергії;
- в кваліфікаційній роботі необхідно обґрунтувати оптимальні технічні заходи для зменшення технологічних втрат на підстанції та в її розподільній мережі 10 кВ;
- зниження рівня втрат електроенергії в розподільній мережі і їх прогнозування не можливе без застосування додаткових сучасних програмних

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

та технічних засобів. Існуючі на даний час аналоги програмних систем розрахунку та аналізу режиму мережі характеризується рядом істотних недоліків, що ускладнюють їх застосування через неповноту та низьку вірогідність інформаційного забезпечення. Найбільш перспективною в цьому напрямку є розробка системи моніторингу втрат електроенергії в електричній мережі і керування ними в реальному часі. Ефективність моніторингу може бути підвищена за рахунок підвищення достовірності інформації;

– пропонується оптимізувати режими роботи електричних мереж району шляхом створення програмних та технічних засобів для моніторингу втрат електроенергії із урахуванням впливу температури навколишнього середовища і величини струму на опір елементів мережі та зниження втрат.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 АНАЛІЗ ЗАСОБІВ ОБЛІКУ ТА МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

2.1 Нормування втрат електроенергії

Власне процес формування показника «втрати електроенергії» розпочинається з виміру електроенергії, що надійшла в мережу від виробника (електричної станції або енергосистеми), відпущеної в мережі сусідніх енергопостачальних організацій, і корисною електроенергією (спожитою), що відпущена відповідним споживачам різної форми власності [14].

При цьому визначаються так звані фактичні або звітні втрати електроенергії, величина яких залежить не лише від точності вимірювання обсягів передавання, перетікання і споживання електроенергії, але і від правильності, своєчасності і добросовісності зняття показів лічильників, правильності і своєчасності виставлення рахунків на оплату врахованої електроенергії – від ефективності збутової діяльності, а також від своєчасних розрахунків за неї [15]-[17].

Як показує досвід, що вимірів тільки звітних втрат електроенергії, навіть якщо вони виконані точно і за сучасними методиками, недостатньо для розробки заходів з їх зниження. Необхідно детально знати структуру цих втрат, технологічно обумовлену їх частину (технічні втрати та витрати на власні потреби), ділянки електричної розподільної мережі, де рівень технічних втрат є найбільшим і основні причини виникнення втрат такого рівня [17]- [20].

На даний час, враховуючи наявні технічні можливості, вимірювання обсягів передавання (споживання) електроенергії виконується нерідко зі значними похибками, має місце значний небаланс (недооблік, недоврахування) електроенергії по окремих вузлах розподільної мережі і в цілому по всій мережі, які в сумі з розкраданням певних обсягів електроенергії складають так звані комерційні втрати електроенергії, що мають досить складну структуру і закордоном називаються нетехнічними втратами –

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

втратами, що не залежать від технічних параметрів обладнання мережі і режимів її роботи [20, 21].

З метою розробки заходів зі зниження технічних втрат електричної енергії в розподільних електричних мережах, оцінки рівня ефективності цих заходів, оцінки величини небалансу і виявлення певних обсягів неврахованої електроенергії необхідно точніше розраховувати технічні втрати електроенергії в мережі в цілому та в окремих елементах мережі з розбиттям за класами напруги мережі і відповідними структурними підрозділами енергопостачальних організацій [2, 13. 22].

За результатами детального аналізу звітних і технічних втрат, наявних технологічних резервів по їх зниженню, визначається і обґрунтовується норма втрат електроенергії (нормовані втрати), яка представляється до енергопостачальної організації на узгодження і підтвердження.

Як показує існуюча на даний час практика, більшість енергопостачальних організацій України на цьому намагаються закінчити вирішення задачі зменшення (оптимізації) втрат електроенергії в електричних розподільних мережах. При цьому в цих організаціях завищують величину технічних втрат і відповідно їх норму, збільшивши за рахунок цього тариф на електроенергію і переклавши тим самим збитки і проблеми з втратами електроенергії на споживачів.

Є очевидним, що такий «недоброчесний» шлях штучного збільшення нормативу втрат електроенергії тупиковий, оскільки результатом його використання є безперервне зростання тарифів. Цей шлях не здатний забезпечити реального зниження втрат електроенергії.

Для реального вирішення завдання зменшення обсягів втрат в розподільних мережах необхідно створити умови для встановлення об'єктивних обґрунтованих нормативів втрат і реального зниження рівня втрат електроенергії (дотримання нормативів, що встановлені) за рахунок поетапного впровадження технічних, технологічних та організаційних заходів зі зниження цих втрат [22, 23].

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ефективність виконання кожного з етапів мінімізації технічних і особливо комерційних втрат електроенергії залежить від так званого «людського чинника» [21].

У зв'язку із наведеним вище видно, що проблема зниження втрат електроенергії є дуже актуальною і має комплексний характер. Для вирішення цієї проблеми необхідно провести аналіз наявних резервів на кожному з етапів.

На думку фахівців, найбільш значимою проблемою в оцінці і аналізі втрат електричної енергії є розрахунок реальних технічних втрат, особливо в розподільних мережах напругою 10 кВ, і забезпеченість таких розрахунків достовірною початковою інформацією, що суттєво впливає на їх точність [21, 22].

На даному етапі науково-технічного і технологічного розвитку інтенсивне впровадження інформаційних технологій для розрахунку технічних втрат електроенергії дозволяє забезпечити автоматизований розрахунок із більш високою точністю.

Важливим елементом аналізу втрат і виявлення їх комерційної складової є визначення фактичного і допустимого небалансу електроенергії в розподільній мережі, локалізація цього небалансу в певних елементах мережі.

Значну проблему при розрахунку небалансу електроенергії в розподільних електричних мережах напругою 10 кВ представляє необхідність врахування комутаційного стану електричної мережі, коли споживачі впродовж певного періоду часу (місяця, року) кілька разів можуть переключатися з одного центру живлення на інший у зв'язку з ремонтними і аварійними режимами роботи мережі. Особливо ця проблема поглибилася після 2022 року внаслідок руйнування ключових елементів енергосистеми.

Норматив втрат електроенергії має бути диференційований по трьох рівнях напруги : висока напруга (110 кВ і вище), середня напруга (35-10 (6) кВ) та низька напруга (0,38 кВ).

Виходячи з цього визначення, нормованих втрат електроенергії для відповідного рівня напруги – це сума підтверджених розрахунками технічних втрат електроенергії, допустимого небалансу електроенергії в електричній

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

мережі за вирахуванням ефекту від впровадження техніко-економічних обґрунтованих заходів зі зниження обсягів втрат електроенергії.

В умовах недостатності оперативної інформації, відсутності безперервного моніторингу втрат в елементах електричної мережі, неможливо оцінити і вибрати ефективний захід для зниження втрат електроенергії.

Архітектура побудови вимірювальних систем обліку електричної енергії, що традиційно склалася, на об'єктах електроенергетики України реалізує принцип розподілу обладнання за видами певних функцій, що виконуються. Тобто, на даний час, облік електроенергії, моніторинг умов довкілля, реєстрація аварійних процесів виконуються у вигляді автономних окремих підсистем [6]-[9].

При такому підході кожне спеціалізоване обладнання відповідає за виконання тільки своїх функцій. Це призводить до необхідності встановлювати додаткові автономні системи (підсистеми), організовувати окремі канали передачі даних для отримання нових видів інформації на об'єктах. Відповідно при цьому на кожному об'єкті необхідно встановлювати і обслуговувати велику кількість давачів, перетворювачів, обладнання обробки інформації, ліній зв'язку тощо. Така технологія є дуже складною і не надійною.

Недоліками розрізної автономної архітектури організації вимірювальних систем є [6]-[9]:

- складність монтажу, експлуатації, ремонту;
- висока вартість на впровадження та експлуатацію;
- завищені вимоги до точності, оскільки кожна ланка перетворення даних вносить додаткову погрішність;
- низька функціональна надійність.

Певною мірою мінімізувати вплив цих недоліків дозволяє архітектура, що ґрунтується на принципі розподілу комплексного обладнання на відповідних приєднаннях.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При такому підході комплекти обладнання, що встановлені на приєднанні, виконує усі базові функції, необхідні для контролю і управління цим типом устаткування. Така архітектура дозволяє виключити велику кількість застарілих аналогових приладів, що призводить до значного поліпшення усіх показників якості обліку і надійності роботи обладнання, спрощення експлуатації і обслуговування обладнання, до істотного скорочення вартості систем обліку.

Реалізація такої архітектури на даний час обумовлена значним розвитком вимірювальної техніки і появою спеціалізованих багатофункціональних вимірювальних приладів, призначених для застосування в електроенергетиці [6]-[9].

Таким чином, вибираючи сучасний підхід до створення вимірювальних систем на базі спеціалізованих багатофункціональних вимірювальних приладів, з'являється можливість отримати надійну систему збору інформації з об'єкта, що відповідає усім вимогам, що пред'являються до функціонування таких систем на сучасному ринку електроенергії [6]-[9].

Одночасно із впровадженням таких вимірювальних систем обліку з'являються нові вимоги до окремих вимірювальних засобів, що входять до їх складу. Необхідно мати вимірювальні засоби, що підтримують усі функції, що необхідні для моніторингу, контролю і управління приєднанням, мають широкі комунікаційні можливості, що відповідають різним стандартам в області вимірів, що підтримують стандартизовані протоколи передачі [20].

Аналіз обладнання та систем показує, що функціональність сучасних вимірювальних приладів має бути достатньою як для збору оптимального обсягу інформації про передавання та споживання електричної енергії, так і для якісного моніторингу і управління самим приєднанням [6]-[9].

Як відмічалось раніше, конкретні вимоги до функціональності приладів та цілих систем формуються виходячи з необхідності рішення певних завдань, реалізації певних додатків [6, 7]:

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- технічний облік електричної енергії;
- автоматизація підстанцій та мереж;
- управління електроенергетичним обладнанням;
- комерційні вимірювання (облік) електричної енергії;
- автоматизована система контролю і обліку електроенергії (АСКОЕ);
- моніторинг якості електричної енергії, що транспортується.

Таким чином, відповідність вимірювальних приладів викладеним вимогам разом з реалізацією в найбільш складних сучасних приладах таких можливостей як модульна конфігурація, використання Ethernet і шлюзів передачі даних, підтримка Internet технологій, реалізація алгоритмів підвищення точності вимірів та поєднання цих якостей дозволяє створювати найбільш сучасні і ефективні рішення по управлінню потоками електроенергетичних ресурсів .

На даний час ринок України пропонує велику кількість спеціалізованих багатофункціональних пристроїв, які дозволяють враховувати активну, реактивну та повну електричну енергію, втрати електричної енергії в окремих розподільних лініях і трансформаторах, а також виконувати ряд додаткових функцій різного призначення [24]-[27].

Світові лідери в області виробництва багатофункціональних вимірювальних приладів для енергетики також пропонують модульну систему конфігурації своїх приладів. Такий підхід дозволяє гнучко конфігурувати вимірювальний прилад в залежності від технічних рішень, що приймаються, тобто підвищувати ефективність їх роботи [24]-[27].

Більшість із представлених на ринку багатофункціональних пристроїв представляють собою прилади обліку електричної енергії з широким набором додаткових функцій. Основними представниками таких пристроїв є [25, 26]:

- двонаправлені лічильники, призначені для обліку активної і реактивної електричної енергії прямого і зворотного напрямку (чотири канали обліку) на лініях з потоком енергії в двох напрямках;

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

– однонаправлені лічильники, призначені для обліку тільки активної електричної енергії незалежно від напрямку струму в кожній фазі мережі (один канал обліку по модулю) на лініях з потоком енергії в одному напрямі;

– комбіновані лічильники, призначені для обліку активної енергії незалежно від напрямку в кожній фазі мережі (облік за модулем) і реактивної енергії прямого і зворотного напрямку(три канали обліку) на лініях з потоком енергії в одному напрямку [25, 26].

Також слід відмітити, що вказані пристрої обліку можуть експлуатуватися як автономно так і у складі певних систем. Вони можуть входити до складу наступних систем [25]-[27]:

- автоматизованої системи контролю і обліку електроенергії (АСКОЕ);
- автоматизованої системи диспетчерського управління(АСДУ).

Багатофункціональні пристрої мають наступні функціональні можливості:

а) багатотарифний облік електричної енергії (мають декілька окремих тарифних зон);

б) ведуть архіви врахованої енергії і енергії активних втрат в лінії електропередачі з можливістю перегляду на індикаторі і зчитування даних через інтерфейси зв'язку;

в) двонаправлені і комбіновані лічильники можуть конфігуруватися для роботи в однонаправленому режимі (три канали обліку) і враховувати:

- активну енергію прямого і зворотного напрямку, як активну енергію прямого напрямку (облік по модулю);
- реактивну енергію першого і третього квадранта, як реактивну енергію прямого напрямку (індуктивне навантаження);
- реактивну енергію четвертого і другого квадранта, як реактивну енергію зворотного напрямку (ємкісне навантаження);

г) лічильники можуть використовуватися як чотириквadrантні вимірювальні пристрої або давачі (з врахуванням напрямку і кута зсуву фази

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

між струмом і напругою в кожній фазі електричної мережі) миттєвих значень фізичних величин, що характеризують трифазну мережу:

- активної, реактивної і повної потужності (по кожній фазі і сумі фаз);
- фазної напруги мережі;
- струмів в розподільних лініях;
- коефіцієнта потужності (по кожній фазі);
- частоти мережі живлення;

д) лічильники можуть використовуватися як вимірники показників якості електричної енергії згідно із ДСТУ EN 50160:2014 (ДСТУ 13109-97) за параметрами усталеного відхилення частоти мережі і з гіршою погрішністю по параметру усталеного відхилення фазної напруги [26, 27];

е) лічильники ведуть журнали подій, журнали показників якості електрики, журнали перевищення порогу потужності і статусний журнал;

є) лічильники забезпечують можливість програмування - перепрограмування, управління і зчитування параметрів і даних через інтерфейси зв'язки RS-485, оптичний порт і можуть мати GSM-модем та інші додаткові пристрої [26]-[29].

Розглянуті вище типи лічильників, не дивлячись на свої широкі функціональні можливості, мають один істотний недолік – вони не враховують вплив температури довкілля і величини струму, що протікає через них, на опір елементів мережі в реальному часі, що веде до отримання не точної і не повної інформації про обсяги електричної енергії, що транспортується.

У зв'язку із сказаним вище, доцільно для моніторингу втрат електричної енергії розробити такий спеціалізований багатофункціональний мікропроцесорний пристрій, який окрім перелічених вище функцій, що уже використовуються, мав би можливість визначати більш точні обсяги втрат електричної енергії з врахуванням впливу довкілля (температури) в якому розміщені розподільні електричні мережі.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.2 Дослідження впливу параметрів оточуючого середовища на рівень втрат електричної енергії

Відомі закони, що визначають теплову рівновагу між провідником, по якому протікає струм, і параметрами довкілля [2, 13].

За законом Джоуля-Ленца кількість теплоти, що виділяється в провіднику Q , Дж (Вт с), визначається за виразом [2, 13]:

$$Q = I^2 \cdot r \cdot \tau, \quad (2.1)$$

де I – сила струму, що протікає по провіднику, А;

r – активний опір проводу, Ом;

τ – тривалість проходження струму (час), год.

Провід нагрівається струмом, що протікає по ньому, до температури, при якій кількість теплоти, яку отримує провід дорівнює кількості теплоти, яка віддається його поверхнею у навколишнє середовище.

Втрати теплоти (охолодження) голими або ізольованими проводами та кабелями, що прокладені на повітрі відбуваються за рахунок таких фізичних явищ:

- а) променевого теплообміну (випромінювання);
- б) теплопровідністю повітря (землі);
- в) конвекцією (теплого руху повітря навколо проводу) [2].

В цей же час, із поверхні проводу (кабелю) в середовище, що його оточує виділяється (розсіюється) теплота Q' , Дж, яка визначається за виразом:

$$Q' = c S (t - t_0) \tau, \quad (2.2)$$

де c – коефіцієнт теплової віддачі поверхні проводу, Вт/(м² · °С);

S – площа поверхні проводу, м²;

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

t_0 – температура середовища, що оточує провід, $^{\circ}\text{C}$;

t – температура поверхні проводу, $^{\circ}\text{C}$

τ – час протікання струму, години.

У випадку, коли температура проводу встановилася, кількість теплоти, яка виділяється в проводі, дорівнює кількості теплоти, що віддається у середовище, що його оточує, тобто [2, 13]

$$Q = Q', \quad (2.3)$$

або

$$I^2 \cdot r \cdot \tau = c \cdot S (t - t_0) \cdot \tau. \quad (2.4)$$

Під час експлуатації розподільних мереж на провідники окрім електричного струму, що протікає, впливають параметри оточуючого середовища: температура повітря, швидкість вітру, вологість повітря, опади, сонячна радіація та ін.

Рівняння теплового балансу для сталого теплового режиму провідника, що знаходиться в реальному оточуючому середовищі, записується таким чином:

$$I^2 r_{20} (1 + \alpha(t_{np}^0 - 20)) + W_{con.} = \pi d_{np} (\beta_{кон} + \beta_{вип}) (t_{np}^0 - t_{o.c}^0), \quad (2.5)$$

де I – струм в лінії, А;

r_{20} – опір проводу при температурі оточуючого середовища 20°C , Ом;

α – температурний коефіцієнт опору проводу, $1/^{\circ}\text{C}$;

t_{np}^0 – температура проводу (поверхні проводу), $^{\circ}\text{C}$;

$t_{o.c}^0$ – температура оточуючого середовища, $^{\circ}\text{C}$;

$\beta_{кон.}$ – коефіцієнт тепловіддачі проводу при конвекційному теплообміні, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot ^{\circ}\text{C})$;

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$\beta_{\text{вип.}}$ – коефіцієнт тепловіддачі провoda при променевому теплообміні (випромінюванні), Вт/(м·°C);

$W_{\text{сон.}}$ – теплота сонячного випромінювання, що поглинається поверхнею одного метра провoda в одиницю часу, Вт;

d_{np} – діаметр провoda, м.

Далі оцінимо вплив сонячної радіації на процеси нагрівання провoda. Для визначення теплоти сонячного випромінювання, що поглинається провodom, існує декілька моделей. Теплота сонячного випромінювання визначається рівнянням [28]:

$$W_{\text{сон.}} = \varepsilon_n k_n d_{\text{np}} W_p \sin \Psi_c, \quad (2.6)$$

де ε_n – коефіцієнт поглинання, $\varepsilon_n = 0,6$;

k_n – коефіцієнт, що враховує висоту провoda над рівнем моря;

d_{np} – діаметр провoda, м;

W_p – інтенсивність сумарної радіації (прямої і відбитої), Вт/м²;

Ψ_c – активний кут нахилу сонячних променів.

При випромінюванні кількість тепла, що передається з поверхні провoda, пропорційна різниці абсолютних температур в четвертому ступені. Оскільки згідно вимог провodi повітряних ліній не повинні нагріватися вище за температуру 70 °C [1, 13], то роль випромінювання в такому випадку є незначною.

Коефіцієнт тепловіддачі випромінюванням з поверхні провodu визначається по формулі Стефана-Больцмана [30]:

$$\beta_{\text{вип.}} = \frac{5,6\varepsilon}{t_{\text{np.}}^0 - t_{\text{o.c.}}^0} \left[\left(\frac{273 + t_{\text{np.}}^0}{100} \right)^4 - \left(\frac{273 + t_{\text{o.c.}}^0}{100} \right)^4 \right], \quad (2.7)$$

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де ε – постійна випромінювання (міра чорноти провода);

t_{np}^0 – температура провода (поверхні провода), $^{\circ}\text{C}$;

$t_{o.c.}^0$ – температура оточуючого середовища, $^{\circ}\text{C}$.

Постійна випромінювання ε залежить від матеріалу і стану поверхні провода (ізолюваний, не ізолюваний тощо).

За різними літературними даними [13, 30] вона може змінюватися від 0,11 для чистої поверхні алюмінієвого проводу до 0,8 для окисленого і забрудненого. Також необхідно відмітити, що виміряти цей параметр в умовах експлуатації провода дуже важко.

Теплопровідність теж відіграє не дуже значну роль при охолодженні провідників, що розташовані в повітрі. Це пояснюється тим, що повітря, що оточує провали ліній електропередавання, має низьку теплопровідність.

Із врахуванням сказаного вище можна стверджувати, що головну роль при охолодженні провідників ліній електропередавання відіграє конвекція – перенесення тепла потоком повітря.

Коефіцієнт тепловіддачі з поверхні провода конвекцією в загальному вигляді визначається виходячи із критерійних рівнянь конвективного теплообміну. Критерій Нуссельта, що визначає коефіцієнт тепловіддачі [30]:

$$N_u = f(R_e, P_r), \quad (2.8)$$

де R_e – критерій Рейнольдса, що визначає вплив швидкості охолоджуючого середовища на конвекційний теплообмін;

P_r – критерій Прандтля, що визначає властивості охолоджуючого середовища.

Слід відмітити, що для повітря критерій Прандтля Прандтля Прандтля можна вважати постійним в діапазоні температур від -50 до $+40$ $^{\circ}\text{C}$.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Критерій Рейнольдса визначає вплив руху повітряних мас (вітру) на інтенсивність конвекційного теплообміну. При різних значеннях критерію Рейнольдса функція (2.8) може мати різний вигляд.

При деякому умовному критичному значенні (зазвичай $R_e = 5$) вважається, що конвекція перестає бути вимушеною і стає вільною. Як наслідок цього, відповідно, замість критерію Рейнольдса використовується критерій Грасгофа (G_r), що характеризує протікання саме вільної конвекції.

В реальних же умовах завжди навколо провода є деякий рух повітря. Згідно з літературними джерелами при антициклонному характері погоди мінімальну швидкість вітру можна прийняти рівною 0,6 м/с, при циклонному характері погоди – 2 м/с. Рекомендується приймати мінімальну швидкість вітру 0,6 м/с [31]- [33].

При малих швидкостях вітру (менше 5 м/с) ($R_e < 1000$) вита структура провода практично не впливає на тепловіддачу і його можна розглядати як гладкий циліндр в повітряному потоці, при цьому коефіцієнт тепловіддачі з поверхні провода конвекцією наближено розраховується за виразом [33]:

$$\beta_{кон.} = 3,5k_{\psi} \sqrt{\frac{v}{d_{np}}}, \quad (2.9)$$

де k_{ψ} – коефіцієнт залежності тепловіддачі при конвективному теплообміні від кута атаки вітру;

v – швидкість вітру, м/с;

d_{np} – діаметр провода, м.

Відомі дослідження показали, що коефіцієнт тепловіддачі конвекцією є найбільш невизначеним параметром рівняння (2.5), проте, що істотно впливає на значення допустимого електричного навантаження [32].

Головним чинником, що впливає на процес тепловіддачі конвекцією в розподільних мережах напругою 10 (6) кВ, є температура провода, оскільки

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

середньорічна швидкість вітру по Україні не перевищує 4 м/с, тобто швидкість вітру практично не впливає на процеси охолодження проводу.

У джерелах показано, що для проводів малих перерізів вплив швидкості вітру і вологості не настільки істотні, як вплив температури оточуючого середовища на величину втрат електричної енергії, облік якої дає можливість точніше розраховувати технічні втрати в мережі [6, 7, 32].

Контроль температури проводу в реальному часі дозволяє уточнити середньорічні втрати електричної енергії до 8%. При цьому, як відмічається, контроль впливу швидкості вітру дозволяє уточнити середньорічні втрати всього до 0,4% максимум, що лежить в межах похибки приладів і систем обліку [33,34].

Оскільки тепловіддача з поверхні проводу випромінюванням і теплопровідністю незначні, а швидкістю вітру, у зв'язку із складною топологічною схемою мережі і неможливістю визначити його в реальному часі, можна нехтувати, тоді рівняння теплового балансу в загальному вигляді можна представити, наступним чином:

$$I^2 r = c F (t_{np}^0 - t_{o.c}^0), \quad (2.10)$$

де I – струм, що протікає проводом, А;

r – опір проводу, Ом;

c – коефіцієнт тепловіддачі, що дорівнює кількості тепла, що відводиться за 1 с із 1 м² поверхні проводу при різниці температур проводу та оточуючого середовища в 1⁰, Вт/м²·⁰С;

F – площа поверхні проводу, м²;

t_{np}^0 – температура проводу (поверхні проводу), ⁰С;

$t_{o.c}^0$ – температура оточуючого середовища, ⁰С.

Ліва частина виразу (2.10) є кількістю тепла, що виділилося в проводі, в кожену секунду часу, а права – кількість тепла, що віддається в довкілля.

Оскільки передача тепла здійснюється переважно через конвекцію [34, 35],

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

тоді і опір проводу змінюватиметься в залежності від температури довкілля, в якому він знаходиться:

$$r = r_{20}(1 + \alpha(t_{np}^0 - 20)). \quad (2.11)$$

Із виразів (2.10) і (2.11) видно, що опір проводу r суттєво залежить від температури оточуючого середовища, а втрати електричної енергії ще додатково залежать і від значення струму, що протікає по провідникові.

У деяких джерелах наголошується важливість наявності інструменту безперервного моніторингу температури проводу з метою більш повного використання здатності допустимого навантаження повітряних ліній і підкреслюється, що зараз не представляється можливим обладнати всі лінії давачами температури [26, 27].

Пропонується розраховувати температуру проводу на підставі рівняння теплового балансу для усталеного теплового режиму з врахуванням впливу на нагрів проводу як температури довкілля, так і величини струму, що протікає по проводу в певний період часу [26, 27].

Одним із напрямів підвищення точності розрахунку змінних втрат електроенергії в проводах повітряних ліній електропередачі є визначення активних опорів проводів з врахуванням робочого струму, що протікає по лініях, температури довкілля і швидкості вітру. Перспективним напрямом підвищення точності розрахунку питомих опорів може стати автоматична реєстрація в умовах експлуатації температури проводу за допомогою спеціалізованих засобів контролю температури проводу з подальшим обліком цієї температури при розрахунку опору проводу [26, 27, 33].

2.3 Аналіз шляхів зниження втрат електроенергії

Втрати електроенергії в розподільній мережі – найважливіший показник економічності роботи мережі, наочний індикатор стану системи обліку

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

електроенергії, ефективності енергозбутової діяльності енергопостачальних організацій. Динаміка втрат електричної енергії в мережах України наведена в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Динаміка втрат електроенергії в Україні

Рік	Відпущено електроенергії, млрд. кВт год/рік	Спожито електроенергії, млрд. кВт год/рік	Втрати, млрд. кВт год/рік	Втрати, %
1990	268,3	227,2	41,1	15,3
1991	262,4	221,6	40,8	15,5
1992	246,3	206,1	40,2	16,3
1993	227,2	187,9	39,3	17,3
1994	200,6	163,5	37,1	18,5
1995	189,4	151,3	38,1	20,1
1996	179,4	138,9	40,5	22,6
1997	176,6	134,4	42,2	23,9
1998	171,2	128,1	43,1	25,2
1999	167,8	124,8	43,0	25,6
2000	166,6	122,9	43,7	26,2
2001	168,9	122,5	46,4	27,5
2002	173,7	126,8	46,9	27,0
2003	180,4	129,9	50,5	28,0
2004	182,2	131,2	51,0	28,0
2005	186,1	133,1	53,0	28,5
2006	193,4	141,2	52,2	27,0
2007	196,3	145,3	51,0	26,0
2008	192,6	144,5	48,1	25,0
2009	173,6	129,3	44,3	25,5
2010	188,8	143,3	45,5	24,1
2011	194,9	147,1	47,8	24,5
2012	198,8	151,1	47,7	24,0
2013	194,4	147,2	47,2	24,3
2014	182,8	138,9	43,9	24,0
2015	163,7	125,2	38,5	23,5
2016	154,8	118,4	36,4	23,5
2017	155,4	118,1	37,3	24,0
2018	159,4	122,7	36,7	23,0
2019	153,9	120,0	33,9	22,0
2020	148,8	115,3	33,5	22,5
2021	156,6	122,1	34,5	22,0

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

Аналіз динаміки втрат свідчить про проблеми, що накопичуються, які вимагають невідкладних рішень в області розвитку, реконструкції і технічного переозброєння розподільних електричних мереж, вдосконалення методів і засобів їх експлуатації і управління, підвищення точності обліку електроенергії, ефективності збору грошових коштів за поставлену споживачам електроенергію.

Відносні втрати електроенергії при її передачі і розподілі в розподільних мережах в більшості країн можна вважати задовільними, якщо вони не перевищують 4 – 5%. Втрати електроенергії на рівні 10% можна вважати максимально допустимими з точки зору фізики передачі електроенергії по мережах. Це підтверджується і до кризовим рівнем втрат електроенергії у більшості енергосистем СНД до 1990 року, який не перевищував, як правило, 10-12% [32].

Сьогодні цей рівень виріс в 1,5-3 рази, очевидно, що на тлі змін господарського механізму в енергетиці, кризи економіки, що відбуваються, в країні проблема зниження втрат електроенергії в розподільних мережах не лише не втратила свою актуальність, а навпаки – висунулася в одне із основних і невідкладних завдань забезпечення фінансової стабільності енергопостачальних організацій.

Основний ефект в зниженні технічних втрат електроенергії можна отримати за рахунок технічного переозброєння, реконструкції, підвищення пропускної спроможності і надійності роботи розподільних електричних мереж, збалансованості режимів їх роботи, тобто за рахунок впровадження капіталоемних технічних заходів. Ці заходи знайшли відображення в концепціях розвитку та переозброєння електричних мереж. На найближчу перспективу залишаються актуальними наступні заходи [32]-[34]:

- виявлення й оцінка резервів електроенергетичної системи і її підприємств із зниження втрат електроенергії;
- оптимізація режимів роботи розподільних електричних мереж за активною і реактивною потужністю;

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- більш точне регулювання напруги в мережах;
- оптимізація завантаження силових трансформаторів підстанцій;
- виконання робіт в електричних мережах під напругою.

На даний час до пріоритетних заходів по зниженню технічних (технологічних) втрат електроенергії в розподільних мережах напругою 6(10) кВ відносяться [32]-[34]:

- використання напруги 10 кВ в якості основної напруги розподільних мереж;
- переведення мереж напругою 6 кВ на напругу 10 кВ;
- скорочення радіусу дії повітряних ліній;
- застосування ізолюваних і захищених проводів ПЛ напругою 0,38-10 кВ;
- використання максимального допустимого перерізу проводів в електричних мережах напругою 0,38-10 кВ з метою адаптації їх пропускної спроможності до зростання навантажень впродовж усього терміну служби;
- розробка і впровадження технологічно нового електрообладнання, зокрема, силових трансформаторів зі зменшеними активними і реактивними втратами холостого ходу (втратами в магнітопроводі);
- застосування як окремих так і вбудованих в комплектні трансформаторні підстанції конденсаторних батарей;
- значно ширше використання обладнання автоматичного регулювання напруги під навантаженням, вольтододаткових трансформаторів, засобів місцевого регулювання напруги для підвищення якості електроенергії і зниження її втрат;
- комплексна автоматизація і телемеханізація розподільних мереж;
- застосування комутаційних апаратів нового покоління;
- підвищення достовірності вимірів в розподільних мережах на основі використання нових інформаційних технологій, автоматизації обробки телеметричної інформації.

Постає актуальне завдання сформулювати нові підходи до вибору заходів зі зниження технічних втрат і оцінці їх порівняльної ефективності в

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

умовах акціонування енергетики, коли рішення по вкладенню коштів приймаються вже не з метою досягнення максимуму «народногосподарського ефекту», а з метою отримання максимуму прибутку енергопостачальної організації (обленерго), досягнення запланованих рівнів рентабельності виробництва [34].

На даний час, в умовах загального спаду навантаження і відсутності засобів на розвиток, реконструкцію і технічне переоснащення розподільних електричних мереж стає усе більш очевидним, що кожна вкладена гривня в удосконалення системи обліку сьогодні окупається значно швидше ніж витрати на підвищення пропускної спроможності мереж і навіть на компенсацію реактивної потужності.

Вдосконалення обліку електроенергії в сучасних умовах дозволяє отримати прямий і досить швидкий економічний ефект. А саме, за оцінками фахівців, тільки заміна старих, переважно «малоамперних» однофазних лічильників класу 2,5 на нові класу 2,0 підвищує збирання коштів за передану споживачам електроенергію на 10-20% [33].

При виборі заходів із удосконалення обліку і місць їх проведення вирішальне значення мають розрахунки і аналіз допустимого і фактичного небалансу електроенергії на електростанціях, підстанціях і в електричних мережах відповідно до типової інструкції. Тому постає необхідність розробити математичну модель оптимального вибору заходу, який задовольняв би ряду основних критеріїв, як зі зниження втрат, так і за показниками якості електричної енергії [2,13].

За результатами проведеного аналізу визначено основні напрямки підвищення точності та ефективності моніторингу втрат електроенергії в розподільних мережах, одним з яких є розробка методу розрахунку втрат електричної енергії з урахуванням впливу температури навколишнього середовища (температури повітря, швидкості вітру) і величини струму на опір елементів мережі та розробка програмних і технічних засобів їх вимірювання.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Можна передбачити, що завдяки додатковому врахуванню впливу температури навколишнього середовища і величини струму на опір елементів мережі (проводів) з'являється можливість більш точно нормувати технічні втрати [34, 35].

Фактором, що стримує розробку і впровадження механізму впливу на втрати електричної енергії і подальше вдосконалення його ефективності, є те, що впровадження інформаційних технологій в розподільних електричних мережах відстає від рівнів можливостей сучасних технічних засобів оперативного контролю, збору, обробки, зберігання, передачі інформації і, що саме головне, швидкості прийняття оптимальних рішень в управлінні режимами розподільних електричних мереж.

Аналіз методів, програмних та технічних засобів розрахунку втрат електричної енергії в розподільних мережах показав, що більшість методів розрахунку втрат електричної енергії будуються залежно від доступності вихідної інформації та очікуваної точності. Незважаючи на широкі можливості програмних та технічних засобів визначення втрат електричної енергії, а також точність методів розрахунку втрат електричної енергії, всі вони мають істотний недолік – жоден з них не враховує вплив температури навколишнього середовища і величини фактичного струму на опір елементів мережі в реальному часі [33, 34].

З метою досягнення необхідного рівня ефективності системи оперативного визначення втрат електроенергії необхідні розробка нових програмно-технічних комплексів та технічних засобів збору і передавання інформації, розробка математичної моделі і адаптованого спеціально до бази даних методу визначення втрат потужності і електроенергії в розподільних електричних мережах з урахуванням впливу температури навколишнього середовища і величини струму на опір елементів мережі (проводів).

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Висновки до розділу 2

Типи лічильників електроенергії, що існують на ринку, не враховують вплив температури навколишнього середовища і величини струму навантаження, що протікає через них, на опір елементів мережі в реальному часі, що веде до отримання не точної і не повної інформації про обсяги передавання і втрат електричної енергії.

Для моніторингу втрат електричної енергії доцільно розробити такий спеціалізований багатофункціональний пристрій, який окрім перелічених вище функцій, що уже використовуються, мав би можливість визначати більш точні обсяги втрат електричної енергії з врахуванням впливу довкілля (температури) в якому розміщені розподільні електричні мережі.

Для зниження втрат електричної енергії в розподільній мережі необхідно розробити математичну модель оптимального вибору засобів зі зниження втрат електричної енергії, яка б задовольняла ряду критеріїв як зі зниження втрат, так і за показниками якості електричної енергії.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

3 УДОСКОНАЛЕННЯ ТА РОЗРОБКА МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

3.1 Аналіз методів розрахунку втрат електричної енергії

Роль і значення втрат електроенергії у тарифоутворенні і в розвитку оптового ринку електроенергії видно з того, що у вартості передачі електроенергії складова вартості втрат має велику питому вагу.

У «Правилах технічної експлуатації електричних станцій і мереж» основною нормованою величиною в мережі встановлена технологічна витрата електроенергії на її передачу і розподіл – втрати електроенергії в мережах.

Розрахунки втрат електроенергії підрозділяють на три види: ретроспективні, оперативні і перспективні.

Ретроспективні розрахунки (визначення втрат електроенергії за минулі інтервали часу) виконують для [14, 34]:

- визначення структури втрат електроенергії по групах елементів електричної мережі;
- оцінки комерційних втрат електроенергії;
- виявлення елементів (груп елементів) з підвищеними втратами електроенергії і розробки заходів щодо їхнього зниження;
- визначення фактичної ефективності впроваджених заходів щодо зниження втрат електроенергії;
- складання балансів електроенергії для енергосистеми в цілому, її структурних підрозділів і підстанцій і розробки заходів щодо зниження не балансів до припустимих значень;
- визначення техніко-економічних показників функціонування електроенергосистеми;
- проведення фінансових розрахунків зі споживачами й іншими

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

енергосистемами за втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, які не враховані лічильниками електроенергії.

Оперативні розрахунки (визначення втрат електроенергії за поточні інтервали часу) виконують для [14, 34]:

- контролю за поточними значеннями втрат електроенергії і їхньою зміною в часі;
- оперативного корегування режимів і схеми електричної мережі з метою мінімізації втрат електроенергії;
- складання балансів потужності по енергосистемі в цілому, її структурних підрозділах і підстанціях з метою контролю за дотриманням лімітів за потужністю;
- визначення очікуваних втрат електроенергії на кінець місяця, кварталу, року;
- формування бази даних, використовуваних при прогнозуванні втрат електроенергії.

Перспективні розрахунки (визначення очікуваних втрат електроенергії для розрахункових інтервалів часу в майбутньому) виконують для:

- визначення очікуваних втрат електроенергії на наступний і подальші звітні періоди;
- оцінки очікуваної ефективності планованих заходів щодо зниження втрат електроенергії;
- порівняння варіантів реконструкції електричних мереж.

Відповідно до особливостей схем і режимів електричних мереж, а також інформаційної забезпеченості розрахунків виділяють п'ять груп мереж, розрахунок втрат електроенергії в якій здійснюють різними методами:

- 1) транзитні електричні мережі 220 кВ і вище (міжсистемного зв'язку), через які здійснюється обмін потужністю між енергосистемами;
- 2) замкнуті електричні мережі 110 кВ і вище, що практично не беруть участі в обміні потужністю між енергосистемами;

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- 3) розімкнуті (радіальні) електричні мережі напругою 35-150 кВ;
- 4) електричні мережі напругою 6-20 кВ;
- 5) електричні мережі напругою 0.4 кВ.

На підставі результатів розрахунків і звітних даних проводять аналіз втрат електроенергії з метою розв'язання таких основних задач [14, 34]:

- виявлення й оцінки резервів енергосистеми і її підприємств із зниження втрат електроенергії;
- виявлення і ранжування основних факторів, що визначають рівень втрат електроенергії;
- оцінки ефективності конкретних заходів щодо зниження втрат електроенергії і визначення черговості їх впровадження; – визначення місць комерційних втрат електроенергії;
- оцінки результатів роботи за показником «втрати електроенергії» енергосистеми в цілому, а також окремих її елементів (підрозділів);
- підготовки й обґрунтування рішень із розвитку електричних мереж і впровадженню заходів щодо зниження втрат, які вимагають значних капітальних вкладень.

Основними формами аналізу втрат електроенергії є [14, 36]:

- складання балансів електроенергії по кожній підстанції, електростанції, підприємству електричних мереж і енергосистемі в цілому;
- порівняння розрахункових, планових і звітних втрат електроенергії за різні часові інтервали й аналіз зміни втрат по енергосистемі й окремих її підприємствах;
- аналіз зміни окремих складових втрат електроенергії з урахуванням зміни схем, режимів електричних мереж і структури відпуску електроенергії;
- порівняння звітних і планових нормованих і лімітованих складових балансу електроенергії (власні потреби, господарські і виробничі потреби);
- оцінка фактичної ефективності окремих заходів щодо зниження втрат електроенергії, а також плану заходів у цілому;

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

– виявлення залежності втрат електроенергії від основних факторів, що характеризують схему мережі і режими її роботи.

Під час проведення аналізу втрат електроенергії доцільно використовувати таку інформацію [14, 34]:

– результати розрахунків режимів електричних мереж і їхньої технологічної схеми;

– результати розрахунків втрат електроенергії і їхню структуру;

– звітні дані про втрати електроенергії в енергосистемі і її підприємствах за ряд останніх років;

– дані про потоки (перетікання) електроенергії по міжсистемних лініях за ряд років;

– підсумки виконання планів заходів щодо зниження втрат електроенергії;

– проектні рішення з перспективного розвитку електричних мереж;

– матеріали, що характеризують стан і використання засобів компенсації реактивної потужності і регулювання режиму електричних мереж;

– дані про оснащеність мереж споживачів електроенергії пристроями компенсації за ряд останніх років;

– дані про стан розрахункового і технічного обліку електроенергії;

– дані про середньомісячну оплату електроенергії в розрахунку на одного побутового абонента і результати боротьби з розкраданнями електроенергії;

– дані про матеріальне стимулювання персоналу енергосистеми за зниження втрат електроенергії.

На сьогоднішній день залежно від повноти інформації про параметри режиму мережі для визначення втрат електроенергії рекомендується використовувати такі основні методи розрахунків, що наведені в таблиці 3.1 [14, 20, 22].

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1– Методи розрахунку втрат електроенергії в мережах 0,38-10 кВ

Назва метода	Формула	Складові, що водять у формулу
Метод по-елементних розрахунків	$\Delta W_i = 3\Delta t \sum_{j=1}^k R_j \sum_{i=1}^n I_{ij}^2$	k – кількість елементів мережі; Δt – інтервал часу між послідовними замірами навантаження елементів; $n = T/\Delta t$ – кількість інтервалів; T – звітний період часу; I_{ij} – середнє значення струму j -го елемента із опором R_j на i -му інтервалі часу.
Метод характерних режимів	$\Delta W_i = \sum_{j=1}^l \Delta P_j t_j$	ΔP_j – навантажувальні втрати потужності в мережі у j -му режимі тривалістю t_j годин; l – кількість режимів.
Метод характерних діб	$\Delta W_i = \sum_{i=1}^m \Delta W_i^0 D_{екв}$	m – число характерних діб, втрати електроенергії протягом яких, розраховані втрати за відомими графіками у вузлах мережі, що становлять ΔW_i^c ; $D_{екв}$ – еквівалентна тривалість протягом року i -го характерного графіка (кількість діб).
Метод числа годин максимальних витрат	$\Delta W_i = \Delta P_{max} \tau$	ΔP_{max} – втрати потужності в режимі максимального навантаження мережі; τ – число годин максимальних витрат
Метод середніх навантажень	$\Delta W_i = \Delta P_{сер} \cdot k_{\phi}^2 T$	$\Delta P_{сер}$ – втрати потужності в мережі при середніх навантаженнях вузлів (або мережі в цілому) за час T ; k_{ϕ} – коефіцієнт форми графіка потужності або струму.

Метод по-елементних розрахунків.

Метод рекомендується як основний для окремих ліній і трансформаторів, втрати електроенергії в яких істотно залежать від транзитних перетікань.

Метод характерних режимів.

Метод рекомендується для розрахунку втрат електроенергії в транзитній електричній мережі за наявності телеінформації про навантаження вузлів, що періодично передається суб'єктові енергетики.

Метод характерної доби.

Метод рекомендується як основний для розрахунку втрат електроенергії в замкнених електричних мережах 110 кВ і вище, не беруть участь в обміні потужністю. Допускається вживання методу числа годинника максимальних втрат електроенергії.

Метод середніх навантажень.

Метод рекомендується як основний для розімкнених електричних мереж 6-150 кВ за наявності даних про електроенергію на головній ділянці електричної мережі за даний період. Допускається застосування методу числа годин максимальних втрат електроенергії.

Ймовірісно-статистичні методи.

Ці методи рекомендуються для визначення втрат електроенергії в електричних мережах 0,38 кВ і виявлення залежностей втрат електроенергії від основних чинників, що впливають, в електричних мережах всіх класів напруги [14].

Методи розрахунку втрат електроенергії, що розглянуті вище, призначені для визначення електричних втрат для відповідного часу і стану, як обчислювальних засобів, так і можливостей оперативно-інформаційного забезпечення тривалий проміжок часу були виправдані і дозволяли в певній мірі виконувати оцінку втрат електроенергії в електричній мережі.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Але слід відмітити, що погрішності, що виникають при використанні цих методів, не дозволяють використовувати їх ефективно в даний час технічного і технологічного розвитку.

Враховуючи проведений аналіз і недоліки існуючих методів і технічних засобів розрахунку втрат необхідно застосовувати більш точні і більш сучасні методи розрахунку.

Застосування таких методів вимагає розробки нових підходів і моделей розрахунку, що враховують температуру проводу та величину струму, що протікає в проводі в реальному часі.

3.2 Модель розрахунку технічних втрат електроенергії в розподільних мережах

3.2.1 Моделювання нормальних режимів роботи розподільних електричних мереж

На даний час, при існуючому рівні технологічного розвитку, спостерігається тенденція до підвищення рівня автоматизації усіх технологічних процесів в розподільних електричних мережах, в тому числі і в розподільних мережах напругою 6-10 кВ. Подальша автоматизація розподільних мереж забезпечує вирішення основних завдань управління – досягнення економічності, якості електроенергії, надійності електропостачання споживачів. Даний процес вимагає своєчасного і надійного інформаційного забезпечення, складовою частиною якого є визначення параметрів усталених режимів мережі з допомогою спеціалізованих програмних засобів. Такий підхід вимагає створення спеціалізованого оперативно-інформаційного комплексу (ОІК) [33, 34].

Структурна схема автоматизованого аналізу усталених режимів розподільної електричної мережі наведена на рисунку 3.1.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

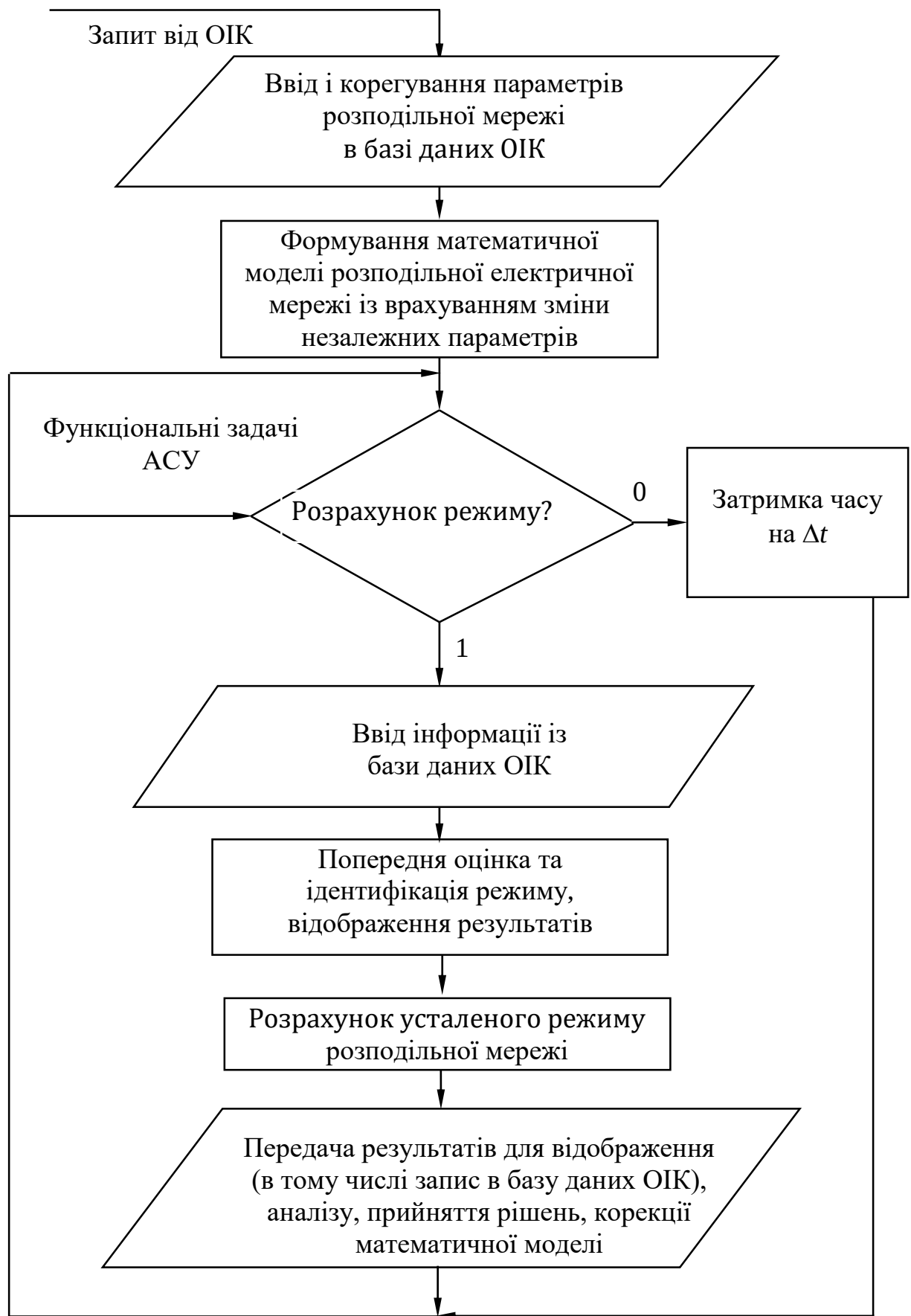


Рисунок 3.1 – Структурна схема автоматизованого визначення усталених режимів розподільних електричних мереж

Структурна схема (рисунк 3.1) передбачає проведення спеціалізованих розрахунків в наступних випадках:

- за викликом інших програм, зокрема оцінювання втрат електроенергії, і розробка заходів щодо їх зниження;
- автоматично з періодом, який задається таймером, або при зміні незалежних параметрів режиму – навантажень споживачів, температури довкілля і тому подібне – вище за порогові значення;
- за ініціативою диспетчера, як інформаційний засіб, або як засіб адаптації енергозберігаючих заходів шляхом імітації їх впровадження в розподільні мережі.

Збільшення частоти розрахунків та зміна джерел і форм вхідних даних потребує нової організації розрахунку нормальних режимів мереж і адаптації відомих методів розв'язання рівнянь станів до нових умов.

Точність моделювання режимів залежить від достовірності та повноти вихідної інформації. В електричних мережах добре відома задача оцінювання стану усталеного режиму енергосистеми за даними телевимірювань чи контрольного вимірювання. Із теорії оцінювання відомо, що режим системи може бути розрахований за достатнього обсягу вимірювань та правильного розміщення пристроїв обліку в мережі [34].

За наявності інформації в момент часу t від встановленого в точці « i » пристрою обліку (значення напруги U_i , струму I_i , $\cos\varphi_i$), псевдовимірюанні значення цих параметрів для точки « j », де не встановлений пристрій обліку, задаються, виходячи з досвіду експлуатації, а також на основі інформації про параметри елементів даної ділянки мережі.

Виконавши розрахунок послідовно для усіх ділянок мережі, з метою уточнення розрахунку за наявності псевдовимірювань параметрів режиму для ділянок, прилади обліку на яких відсутні, виконується «зворотній хід» розрахунку. Причому на цьому етапі розрахунку значення опору ділянки лінії $r_{\text{л}}$ уже враховує нагрівання проводів струмом I , що протікає на ділянці, та

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

температуру навколишнього середовища t_{np}^0 , і таким чином уточнюються значення струмів та втрат потужності на ділянках лінії, отримані на «прямому ході».

З метою підвищення ефективності аналізу усталених режимів розподільної електричної мережі і пристосування до умов отримання вхідної інформації, процес отримання інформації розбитий на два етапи. Спочатку вводиться інформація, що має відносно довгий період оновлення – технологічна схема розподільної мережі, параметри повітряних ліній і силових трансформаторів, що відповідає умовам експлуатації, дані про пристрої регулювання напруги в мережі, статичні характеристики електричних навантажень і т.д.

Інформація, яка циклічно оновлюється в ОІК, вводиться з бази даних ОІК після запуску програми розрахунку. Ініціювати роботу програми може диспетчер або керуюча програма (згідно з відхиленням характерних параметрів або за таймером).

Для вирішення задачі розрахунку параметрів режиму розподільних електричних мереж з урахуванням часових обмежень, яка може бути описана системою нелінійних рівнянь використано метод Ньютона.

Перевагою цього метода є те, що рішення отримують з меншою кількістю ітерацій. Але під час розрахунків розподільних електричних мереж великих розмірів з навантаженням, що динамічно змінюється, та змінними пасивними параметрами виникають труднощі, пов'язані з необхідністю постійного коригування матриці чутливості (матриці Якобі).

Для проведення розрахунків використовується математична модель розрахунку усталених режимів розподільної мережі методом вузлових напруг [33, 37]:

$$\sqrt{3}\dot{U}_o \dot{I} = \dot{S}; \quad (3.1)$$

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

де $\dot{S}$ – вектор потужностей джерел або споживачів, що приєднані до вузлів розподільних електричних мереж;

$\dot{U}_o$ – діагональна матриця напруг у вузлах мережі;

$\dot{I}$ – вектор струмів, що задаються у вузлах.

Тоді математична модель матиме наступний вигляд:

$$F(\dot{U}) = \dot{Y}\dot{U} - \sqrt{3}\dot{I} + \dot{Y}_o\dot{U}_o = 0, \quad (3.2)$$

де $\dot{Y}$ – матриця вузлових провідностей розподільних електричних мереж без базисного вузла;

$\dot{Y}_o$ – вектор взаємних провідностей базисного вузла розподільної мережі;

$\dot{U}$ – вектор напруги у вузлах розподільної мережі;

$\dot{U}_o$ – напруга в базисному вузлі розподільної мережі;

Кожен елемент провідностей базисного вузла дорівнює:

$$\dot{Y}_{oi} = - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n+1} \dot{Y}_{i,j}, \quad (3.3)$$

де n – кількість вузлів розподільних мереж без базисного.

Матриця $\dot{Y}$ визначається параметрами пасивних елементів мережі, які залежать від температури навколишнього середовища та режиму розподільної мережі, та входить складовою частиною в матрицю чутливості Якобі у випадку використання для аналізу режиму розподільної мережі методу Ньютона. Тому логічно виникає задача оцінки впливу вказаних факторів на

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

характер проходження ітераційних процесів розрахунку усталених режимів розподільних мереж [33, 37].

Оскільки вектор-функція $\sqrt{3}\dot{I} = U_{\bar{\phi}}^{-1}\dot{S}$ неаналітична, і не можна визначити матрицю Якобі в комплексних координатах, її перетворюють в дійсну площину. З урахуванням того, що $Y = G - jB$, модель (3.2) прийме наступний вигляд:

$$F(U', U'') = \begin{bmatrix} B & G \\ G & -B \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \|U''\| \\ \|U'\| \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \|J'\| \\ \|J''\| \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} G_{\bar{\phi}} & U_{\bar{\phi}} \\ -B_{\bar{\phi}} & U_{\bar{\phi}} \end{bmatrix} = 0, \quad (3.4)$$

$$J' + jJ'' = \bar{U}_{\bar{\phi}}^{-1} \bar{S}, \quad (3.5)$$

$$U' + jU'' = \dot{U}, \quad (3.6)$$

де $G_{\bar{\phi}}, B_{\bar{\phi}}$ – складові вектора $\dot{Y}_{\bar{\phi}}$.

Математична модель розрахунку усталених режимів розподільних мереж методом вузлових напруг на k -ій ітерації методу Ньютона має вигляд:

$$\frac{\partial F}{\partial U}(U'^{(k)}, U''^{(k)}) \cdot \begin{bmatrix} \Delta U'^{(k)} \\ \Delta U''^{(k)} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} F'(U'^{(k)}, U''^{(k)}) \\ F''(U'^{(k)}, U''^{(k)}) \end{bmatrix}, \quad (3.7)$$

де $\frac{\partial F}{\partial U}(U'^{(k)}, U''^{(k)})$ – матриця чутливості (Якобі);

$\Delta U'^{(k)}, \Delta U''^{(k)}$ – вектор зміни дійсної та уявної складових напруг;

$F'(U'^{(k)}, U''^{(k)}), F''(U'^{(k)}, U''^{(k)})$ – небаланси дійсних та уявних складових струмів.

Матриця Якобі формується з урахуванням форми запису вхідної моделі (3.4) у відповідності з виразом:

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\frac{\partial F}{\partial U} = \begin{vmatrix} \frac{\partial F'}{\partial U''} & \frac{\partial F'}{\partial U'} \\ \frac{\partial F''}{\partial U''} & \frac{\partial F''}{\partial U'} \end{vmatrix}, \quad (3.8)$$

Елементи матриці Якобі визначаються за виразами:

$$\frac{\partial F_i'}{\partial U_i''} = B_{ii} + \Delta B_{ii} - D_i; \quad \frac{\partial F_i'}{\partial U_i'} = G_{ii} + \Delta G_{ii} + A_i; \quad (3.9)$$

$$\frac{\partial F_i'}{\partial U_j''} = -B_{ij} - \Delta B_{ij}; \quad \frac{\partial F_i'}{\partial U_j'} = G_{ij} + \Delta G_{ij}; \quad (3.10)$$

$$\frac{\partial F_i''}{\partial U_i''} = G_{ii} + \Delta G_{ii} - A_i; \quad \frac{\partial F_i''}{\partial U_i'} = -B_{ii} - \Delta B_{ii} - D_i; \quad (3.11)$$

$$\frac{\partial F_i''}{\partial U_j''} = G_{ij} + \Delta G_{ij}; \quad \frac{\partial F_i''}{\partial U_j'} = B_{ij} + \Delta B_{ij}; \quad (3.12)$$

$$A_i = \frac{P_i(U_i'^2 - U_i''^2) + 2 \cdot Q_i \cdot U_i' \cdot U_i''}{U_i^4}; \quad (3.13)$$

$$D_i = \frac{Q_i(U_i'^2 - U_i''^2) - 2 \cdot P_i \cdot U_i' \cdot U_i''}{U_i^4}, \quad (3.14)$$

де ΔG_{ij} , ΔB_{ij} – поправки до елементів i - j матриць, відповідно, активних і реактивних вузлових провідностей мережі, що обумовлені зміною активного опору гілки i - j схеми заміщення електричної мережі ΔR_{ij} під впливом температури оточуючого середовища і протікання робочого струму:

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta G_{ij} = \frac{K1_{ij} \Delta r_{ij}^2 + K2_{ij} \Delta r_{ij}}{K5_{ij} \Delta r_{ij}^2 + K6_{ij} \Delta r_{ij} + K7_{ij}}; \Delta B_{ij} = \frac{K3_{ij} \Delta r_{ij}^2 + K4_{ij} \Delta r_{ij}}{K5_{ij} \Delta r_{ij}^2 + K6_{ij} \Delta r_{ij} + K7_{ij}}; \quad (3.15)$$

$$K1_{ij} = -r_{ij}; K2_{ij} = -r_{ij}^2 + x_{ij}^2; \quad (3.16)$$

$$K3_{ij} = -x_{ij}; K4_{ij} = -2r_{ij}x_{ij}; \quad (3.17)$$

$$K5_{ij} = r_{ij}^2 + x_{ij}^2; K6_{ij} = 2r_{ij}(r_{ij}^2 + x_{ij}^2); K7_{ij} = (r_{ij}^2 + x_{ij}^2)^2, \quad (3.18)$$

де ΔG_{ij} , ΔB_{ij} – поправки до власних провідностей i -го вузла схеми заміщення електричної мережі, відповідно, активної і реактивної, які обумовлені зміною активних опорів сукупності приєднаних віток через вказані вище фактори.

Поправки до власних провідностей i -го вузла схеми заміщення мережі:

$$\Delta G_{ii} = \sum_{j \in M_i} \Delta G_{ij}; \quad (3.19)$$

$$\Delta B_{ii} = \sum_{j \in M_i} \Delta B_{ij}, \quad (3.20)$$

де M_i – множина віток схеми заміщення електричної мережі, що приєднані до i -го вузла мережі.

Врахуванням введених позначень вираз для матриці Якобі (3.4) можна записати наступним чином [37]:

$$\frac{\partial F}{\partial U} = \begin{vmatrix} B + B_{\Delta} - D & G + G_{\Delta} + A \\ G + G_{\Delta} - A & -B - B_{\Delta} - D \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} B & G \\ G & -B \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} B_{\Delta} & G_{\Delta} \\ G_{\Delta} & -B_{\Delta} \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} -D & A \\ -A & -D \end{vmatrix}, \quad (3.21)$$

де B_{Δ} , G_{Δ} – матриці, що подібні за структурою до складових матриці вузлових провідностей B , G , елементами яких є, відповідно, ΔB_{ij} и ΔG_{ij} із (3.10);

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

A і D – діагональні матриці, елементами яких є, відповідно, A_i і D_i , які визначаються із (3.13) та (3.14).

Таким чином, матриця Якобі має три складові

$$\frac{\partial F}{\partial U} = Y + Y_{\Delta}(r_{\Delta}) + V(P, Q, U), \quad (3.22)$$

де R_{Δ} – вектор-стовбець поправок активних опорів гілок схеми заміщення розподільної мережі, що обумовлені впливом зміни температури навколишнього середовища та режиму роботи розподільної мережі.

Перша складова – матриця вузлових провідностей – постійна величина. Вона не залежить від параметрів режиму розподільної мережі і визначається тільки довідниковими параметрами системи [37].

Друга складова – змінна величина. Вона залежить від зміни температурних умов роботи основного обладнання розподільної мережі і, відповідно, активних опорів схем заміщення.

Третя складова – також змінна величина і залежить від потужностей навантаження та генерації у вузлах і вузлових напруг, які змінюються з часом. Розділення матриці Якобі на три складових дає можливість спростити алгоритм її формування і коригування в процесі автоматизованого розрахунку і аналізу усталених режимів розподільної мережі, коли дані телевимірювання використовуються як початкові дані.

Матриця Якобі може застосовуватися для прискореного розрахунку потоків реактивної і активної потужності та струмів в окремих точках (елементах), лінії (мережі), що досліджується.

Таким чином, урахування температури навколишнього середовища в математичній моделі усталеного режиму розподільної мережі є додатковим фактором, який за певних умов (зменшення активних опорів елементів схеми заміщення мережі) забезпечує удосконалення структури матриці Якобі, що в свою чергу призводить до зменшення дисперсії власних значень матриці та покращення обумовленості системи.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Проведений аналіз у певних джерелах показав [37, 38], що в основу алгоритму розрахунку втрат доцільно покласти метод по-елементного розрахунку (таблиця 3.1), який є найбільш точним і дозволяє враховувати втрати в кожному елементі електричної розподільної мережі.

На сьогоднішній день метод по-елементного розрахунку втрат має цілий ряд істотних недоліків:

- відсутність методичного і програмного забезпечення оперативного розрахунку втрат електричної енергії залежно від впливу температури довкілля і величини струму, що протікає, на опір окремих елементів мережі;
- відсутність технічних засобів і автоматизованого контролю температури довкілля з подальшою передачею інформації, що бере участь в розрахунковій математичній моделі.

Відомо, що в розрахункових математичних моделях до теперішнього часу використовувалися довідкові дані параметрів мереж (ліній електропередавання, силових трансформаторів і т.д.) у фіксованому вигляді, приведені до нормальної температури навколишнього повітря 20⁰C [37, 38].

На даний час встановлено, що насправді значення температури навколишнього середовища, так як і температура проводу, значно змінюються протягом року і навіть доби. Тому розрахункові математичні моделі втрат повинні в алгоритмічній частині враховувати ці зміни в режимі розрахунку в реальному часі [33, 37, 38].

В таблиці 3.2 наведені розрахунки залежності $r = f(t)$ та $\Delta W = f(t)$ (без навантаження) із використанням запропонованого математичного моделювання [39].

В таблиці 3.3 наведені розрахунки залежності $r = f(I, t)$ та $\Delta W = f(I, t)$ (із навантаженням 100А) із використанням запропонованого математичного моделювання [39]. Розрахунки виконані для проводу АС 50.

Графік залежності опору проводу АС 50 повітряної лінії електропередавання від температури довкілля приведений на рисунку 3.2, а залежність втрат електроенергії – на рисунку 3.3. Табличне значення 1 км опору проводу АС 50 при температурі 20⁰C становить 0,592 Ом [13].

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						82
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.2 – Параметри мережі розраховані із врахуванням зміни температури оточуючого середовища

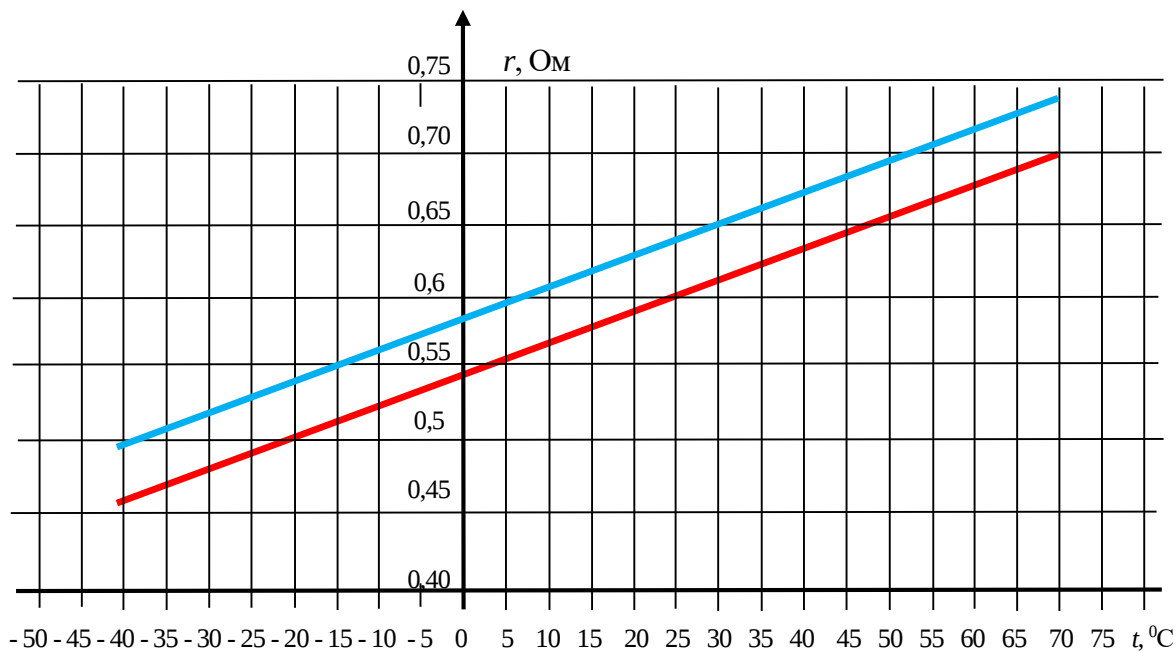
$t_{o.c.}, ^\circ\text{C}$	$r_{o.c.}, \text{Ом}$	$\Delta W_{o.c.}, \text{Вт год}$	$t_{o.c.}, ^\circ\text{C}$	$r_{o.c.}, \text{Ом}$	$\Delta W_{o.c.}, \text{Вт год}$
- 40	0,4606	4605,8	20	0,592	5920,0
- 35	0,4715	4715,3	25	0,6030	6029,5
- 30	0,4825	4824,8	30	0,6139	6139,0
- 25	0,4934	4934,3	35	0,6249	6248,6
- 20	0,5044	5043,8	40	0,6358	6358,1
- 15	0,5153	5153,4	45	0,6468	6467,6
- 10	0,5263	5262,9	50	0,6577	6577,1
- 5	0,5372	5262,9	55	0,6687	6686,6
0	0,5482	5372,4	60	0,6796	6796,2
5	0,5591	5481,9	65	0,6906	6905,7
10	0,5701	5701,0	70	0,7015	7015,2
15	0,5810	5810,58			

Таблиця 3.3 – Параметри мережі розраховані із врахуванням зміни температури оточуючого середовища і струму навантаження 100 А

$t_{o.c.}, ^\circ\text{C}$	$r_{o.c.}, \text{Ом}$	$\Delta W_{o.c.}, \text{Вт год}$	$t_{o.c.}, ^\circ\text{C}$	$r_{o.c.}, \text{Ом}$	$\Delta W_{o.c.}, \text{Вт год}$
-22,80	0,498	4982,4	42,10	0,640	6404,1
-17,39	0,510	5100,9	47,51	0,652	6522,6
-11,98	0,522	5219,4	52,92	0,664	6641,1
-6,58	0,534	5337,9	58,33	0,676	6759,6
-1,17	0,546	5456,3	63,74	0,688	6878,0
9,65	0,557	5574,8	69,15	0,700	6996,5
4,24	0,569	5693,3	74,56	0,712	7115,0
15,30	0,581	5811,8	80,0	0,723	7233,5
20,70	0,593	5930,2	85,37	0,735	7352,0
25,88	0,605	6048,7	90,78	0,747	7470,4
31,29	0,617	6167,2	96,19	0,759	7588,9
36,70	0,629	6285,7			

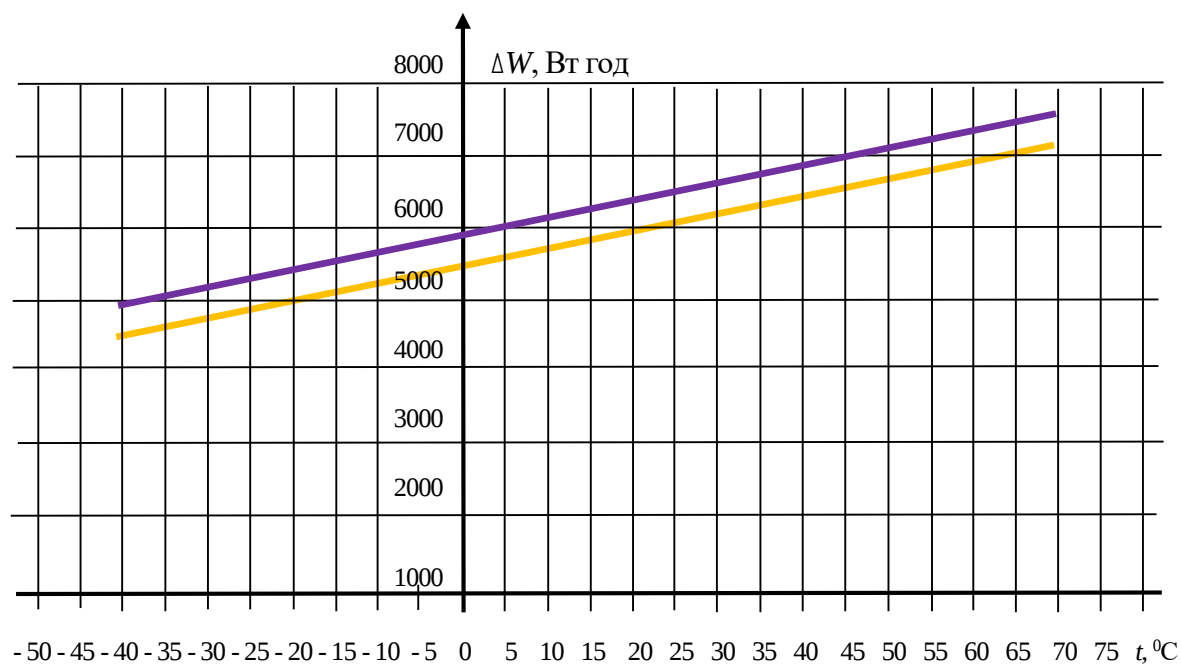
Із графіка видно, що при зміні температури на 1°C опір провoda змінюється наближено на 0,1 Ом (0,7-1,0 %). А якщо узяти повний діапазон зміни температури від -20°C до $+40^\circ\text{C}$, то можна побачити, що опір змінюється від 0,5 Ом до 0,63 Ом, тобто на 25%. Такий стан речей вказує на те, що температура довкілля суттєво впливає на втрати електроенергії (значення, що фіксуються приладами) [39].

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83



— $r = f(t)$; — $r = f(I, t)$

Рисунок 3.2 – Залежність опору провoda марки АС 50 довжиною 1 км від температури оточуючого середовища та струму навантаження



— $\Delta W = f(t)$; — $\Delta W = f(I, t)$

Рисунок 3.3 – Залежність втрат електричної енергії в провіді марки АС 50 довжиною 1 км від температури оточуючого середовища та струму навантаження

Алгоритмічна частина розрахунку повинна враховувати втрати в кожному елементі мережі. У зв'язку з цим пропонується вдосконалений метод по-елементного розрахунку втрат електричної енергії в реальному часі. При розрахунку температури проводу необхідно враховувати, що його температура залежить не тільки від температури навколишнього середовища, але і від струму навантаження, що протікає проводом і також впливає на нагрів проводу.

Як відомо із теоретичних основ електротехніки [13]

$$\Delta W_n = 3\Delta t \sum_{j=1}^k r_j \sum_{i=1}^n I_{ij}^2. \quad (3.23)$$

де Δt – дискретність одержання часових зрізів параметрів мережі;
 I_{ij} – струм навантаження, що протікає по проводу;
 r_j – опір проводу.

Алгоритм розрахунку опорів елементів розподільної мережі повинен бути побудованим наступним чином [40]:

$$r_j = r_{20j} \left(1 + \alpha (t_{np}^0 - 20) \right), \quad (3.24)$$

де r_{20j} – питомий опір проводу при температурі довкілля 20°C ;
 α – температурний коефіцієнт питомого опору;
 t_{np}^0 – температура проводу.

Температура проводу залежить від температури довкілля і від струму навантаження [1, 13]:

$$t_{np}^0 = t_{o.c}^0 + t^0(I), \quad (3.25)$$

де $t_{o.c}^0$ – температура оточуючого повітря;
 $t^0(I)$ – температура нагрівання проводу від проходження струму навантаження.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						85
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$t_{np}^0 = t_{н.с.}^0 + t^0(I) = t_{н.с.}^0 + \frac{1 + \alpha(t_{н.с.}^0 - 20)}{\frac{2c\sqrt{\pi F}}{I_j^2 r_{20j}}}, \quad (3.26)$$

де $t_{н.с.}^0$ – температура навколишнього середовища (повітря);

$t^0(I)$ – температура проводу обумовлена нагріванням струмом навантаження;

α – температурний коефіцієнт опору;

c – коефіцієнт тепловіддачі проводу, що враховує всі види тепловіддачі;

F – площа перерізу проводу;

I_j – струм навантаження, що протікає по проводу;

r_{20j} – опір проводу при температурі 20°C.

Вираз для визначення втрат електричної енергії на j -тій ділянці розподільної мережі із врахуванням виразу (3.26) запишеться наступним чином [33]:

$$\Delta W = I_j^2 r_{20j} \left(1 + \alpha \left(t_{н.с.}^0 + \frac{1 + \alpha(t_{н.с.}^0 - 20)}{\frac{2c\sqrt{\pi F}}{I_j^2 r_{20j}}} - \alpha \right) \right) \Delta t. \quad (3.27)$$

При розрахунку втрат електричної енергії в мережах напругою 6-10 кВ потрібно враховувати струми навантажень в кожній із трьох фаз мережі, а також вплив температури навколишнього середовища на величину опору елементів мережі

$$\Delta W = \sum_{y=1}^3 \left(\sum_{i=1}^k \left(\sum_{j=1}^n I_{yij}^2 r_{20ij} (1 + \alpha(t_{np}^0 - 20)) \right) \right) \Delta t, \quad (3.28)$$

де y – фази А, В, С;

I_{yij} – струмове навантаження j -ї ділянки лінії фази y опором r_{20ij} для i -го часового зрізу;

t_{np}^0 – температура проводу;

k, n – кількість, відповідно, часових зрізів за звітний період та ділянок розподільної мережі.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перевагою даного підходу є можливість отримання детальної інформації про режим роботи і про втрати потужності та електроенергії з урахуванням впливу температури довкілля і величини струму на опір елементів мережі в кожному елементі розподільної мережі, що є необхідною умовою структурування технічних втрат з метою розробки енергозберігаючих заходів [37].

3.2.2 Розробка розрахункової моделі та формування бази даних для розрахунку втрат

Для забезпечення максимальної адекватності розрахункової моделі розподільної мережі її формування повинне виконуватися з використанням всіх наявних джерел інформації, і в першу чергу, оперативно-інформаційного комплексу програмно-технічного комплексу (ПТК), як єдиного джерела даних про поточний стан (або зміні стану впродовж звітного періоду) об'єкту управління [28, 37]. Запропонована структура інформаційного забезпечення для реалізації такого підходу представлена на рисунку 3.4.

Для забезпечення максимальної адекватності розрахункової моделі мережі її формування повинне виконуватися. Формування розрахункової моделі мережі здійснюється в такій послідовності (рисунок 3.4). На етапі підготовки і впровадження ПТК необхідний всебічний аналіз складу і стану устаткування об'єкту управління і формування на його основі бази даних з параметрами [41, 44]:

- ліній електропередачі, спираючись на каталожні дані і результати діагностування стану ПЛ;
- трансформаторів, виходячи з паспортних даних, результатів перевірок і післяремонтних випробувань;
- пристроїв компенсації реактивної потужності, на основі паспортних даних з врахуванням тривалості експлуатації;
- комутаційної апаратури з виділенням пристроїв, які можуть використовуватися для корекції схеми мережі.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

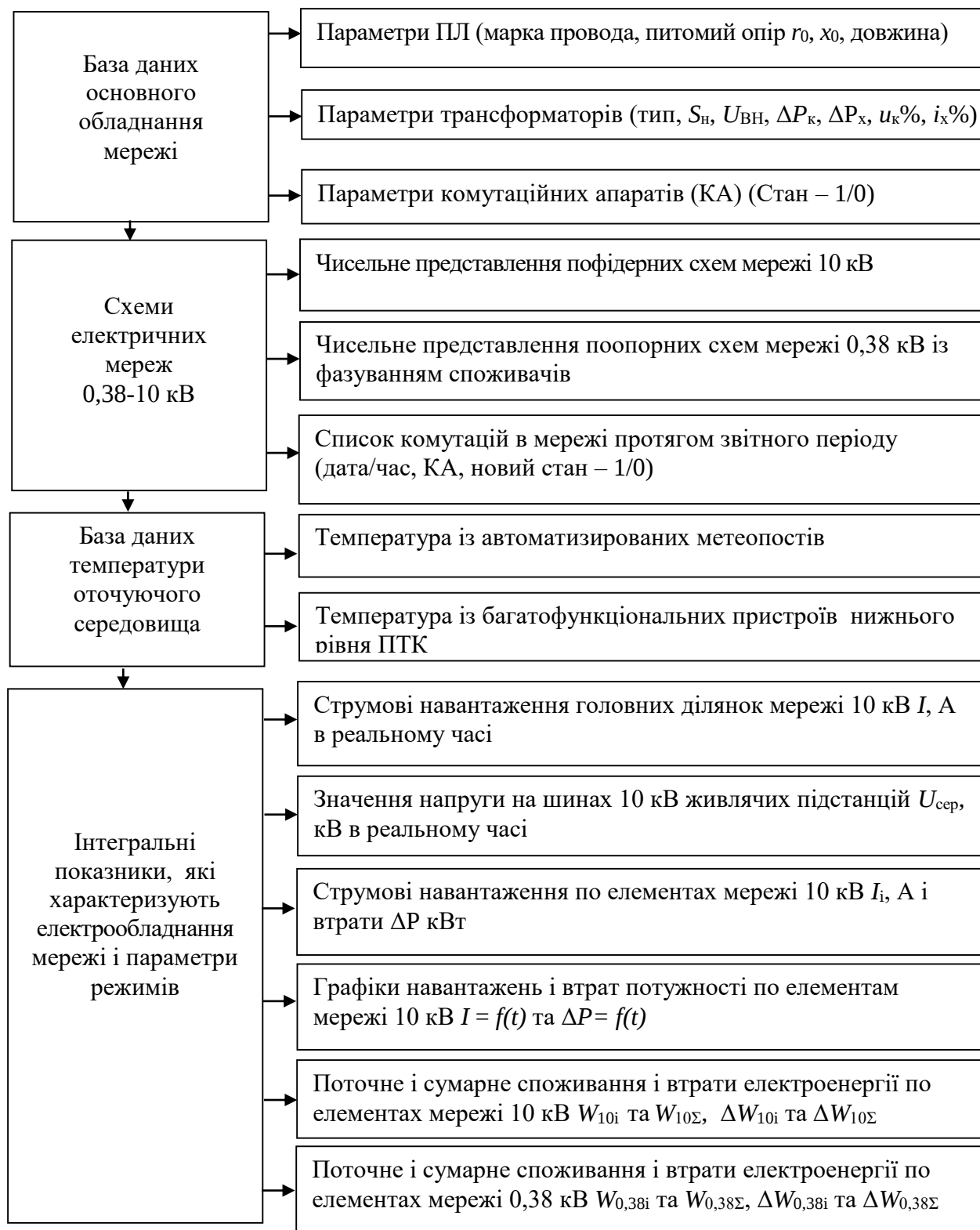


Рисунок 3.4 – Структура інформаційного забезпечення задачі розрахунку усталених режимів і моніторингу втрат електроенергії із врахуванням температури оточуючого середовища в мережі 10-0,38 кВ

Разом з тим адекватність отриманих результатів значною мірою залежить від якості розрахункової моделі розподільної мережі. Формування розрахункової моделі розподільної електричної мережі відбувається в послідовності, що представлена на рисунку 3.5 [33, 44].

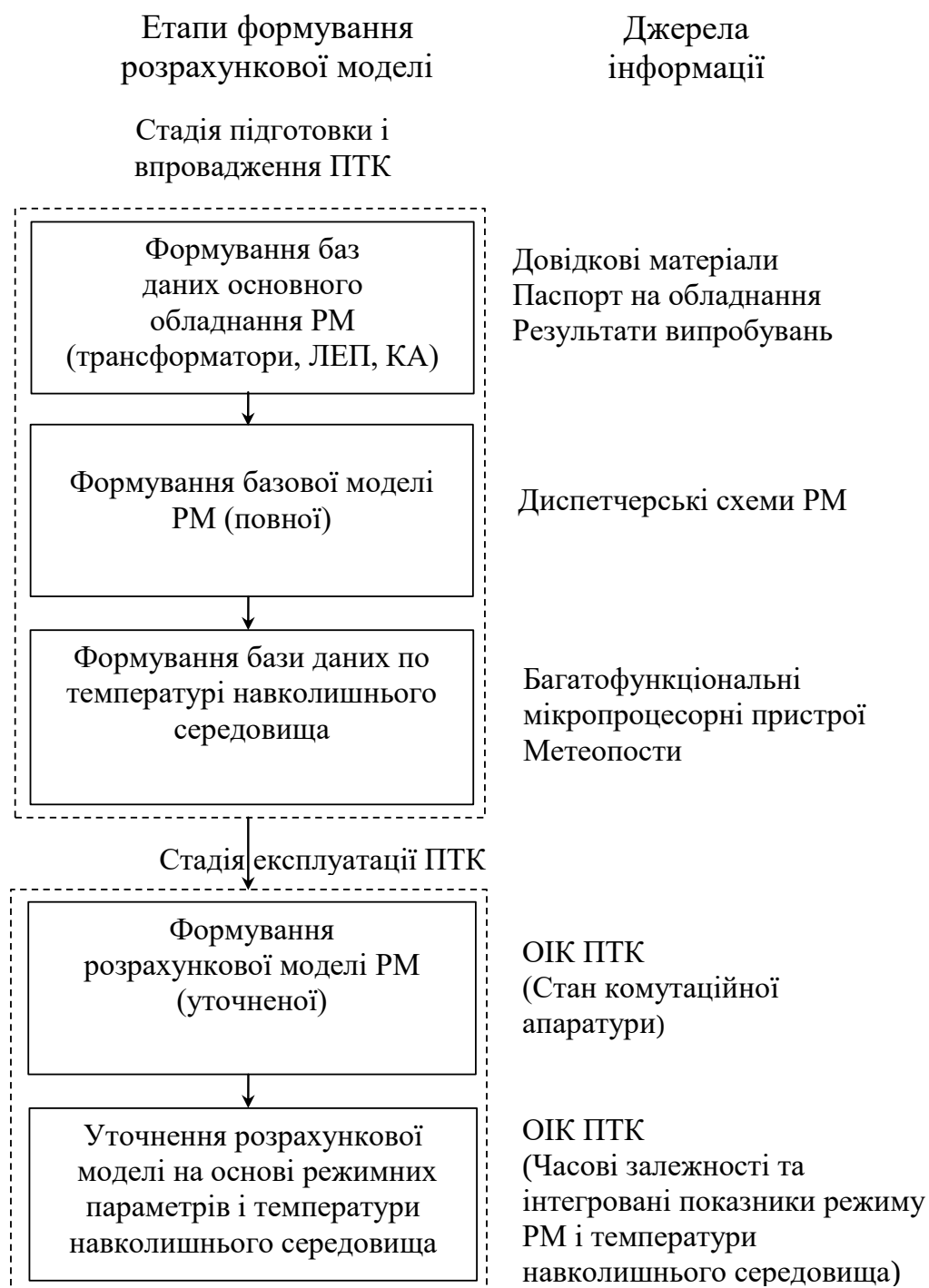


Рисунок 3.5 – Послідовність формування розрахункової моделі
розподільної мережі

На основі розрахункової моделі пропонується створення програмно-технічного комплексу (ПТК) з моніторингу параметрів режиму розподільної електричної мережі та втрат електричної енергії з урахуванням впливу температури навколишнього середовища і величини струму навантаження на опір (втрати електричної енергії) елементів мережі.

Пропонується удосконалення програмно-технічного комплексу (ПТК) за рахунок використання на нижньому рівні багатофункціональних мікропроцесорних пристроїв (БМП), які можуть здійснювати контроль параметрів режиму мережі та температури навколишнього середовища з подальшою передачею інформації по GSM або GPRS-каналу та реалізацією додаткових функцій з моніторингу втрат електроенергії в реальному часі [43].

Підготовка вказаних баз даних має бути виконана особливо ретельно, оскільки вони є джерелом інформації для формування розрахункової моделі розподільної мережі в процесі функціонування ПТК і, таким чином, можуть вносити систематичну погрішність в результати визначення, аналізу і структуризації втрат електричної енергії.

Базова модель розподільної електричної мережі є підготовленою відповідно до певних вимог ПТК інформацією про повну схему розподільної електричної мережі, що включає наступне [42, 43]:

- інформація про схему з'єднань мережі (лінії, комутаційні апарати, за рахунок яких схема може бути змінена);
- інформація про окремі частини мережі (відключені), що можуть використовуватися у разі потреби;
- інформація про зв'язки з розподільними іншими електричними мережами свого ієрархічного рівня або інших рівнів.

Під час підготовки і формування базової моделі виконується ідентифікація устаткування і встановлюються зв'язки між базовою моделлю розподільної електричної мережі і базами даних.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перехід від статичної базової моделі до динамічної розрахункової вимагає наявності стандартизованих потоків інформації про характер зміни стану об'єкту управління. Інформація забезпечується за рахунок ПТК (рисунок 3.6) [9, 44-46].

Редактор схеми фідера - Підстанція: ПС-110/35/10 кВ "Бережани" Фідер: Ф-2

< Закінчити редагування > Редактор схеми 0,4 кВ > ☐ Автоматично додавати номери вузлів до інформації про вузли

Інформація про вузли								Інформація про вітки					
	N вузла	Тип тр-ра	К тр.	К зав.	Рг,кВт	Qr,кВАр	Re,Ом		Nпочат.	Nкінця	Тип	Марка/Назва	L,км/Стан
1	10000							1	10000	2001	КА	МВ-10 Ф-2	Вкл.
2	2001							2	2001	2002	ЛЕП	АС-70	0.30
3	2002							3	2002	2003	ЛЕП	АС-50	0.50
4	2003							4	2003	2004	ЛЕП	АС-50	0.20
5	2004							5	2004	58011	КА	Р-0203	Відкл.
6	58011							6	2003	2005	ЛЕП	АС-50	0.20
7	2005							7	2005	2006	КА	РТП КТПС-381	Вкл.
8	2006	ТМ-25/10	25.000				0.149	8	2005	2007	ЛЕП	АС-50	1.20
9	2007							9	2007	2008	ЛЕП	АС-35	2.50
10	2008							10	2008	2009	ЛЕП	АС-35	1.40
11	2009							11	2009	2010	КА	РТП ТП-21	Вкл.
12	2010	ТМ-100/10	25.000				0.113	12	2008	2011	ЛЕП	АС-35	0.30
13	2011							13	2011	2012	ЛЕП	АС-35	0.30
14	2012							14	2012	2013	КА	РТП ТП-250	Вкл.
15	2013	ТМ-60/10	25.000				0.192	15	2011	2014	ЛЕП	АС-35	0.70
16	2014							16	2014	2015	КА	Р-0202	Вкл.
17	2015							17	2015	2016	ЛЕП	АС-35	3.80

Рисунок 3.6 – Інтерфейс бази даних стану комутаційної апаратури

В процесі функціонування ПТК здійснюється телеконтроль комутаційної апаратури розподільної мережі. Отримана інформація накопичується у вигляді архівів станів системи. У них фіксуються зміни, які мали місце в певні моменти

часу, а також поточний стан вимикачів і роз'єднувачів (рисунок 3.5). Вказана інформація використовується для формування пасивної частини розрахункової моделі і забезпечення її максимальної відповідності стану реальних розподільних мереж в певний інтервал часу [9, 43, 44].

Пасивна частина розрахункової моделі створюється після ініціації процесу розрахунку втрат електроенергії, а коригується у разі виконання відповідних перемикань в розподільній мережі (введення резервних ліній, відключення груп споживачів, перемикання споживачів на інші лінії мережі і т.д.). Побудова і корекція розрахункової моделі виконується в такій послідовності (рисунок 3.7).

Формування поточної схеми розподільної мережі

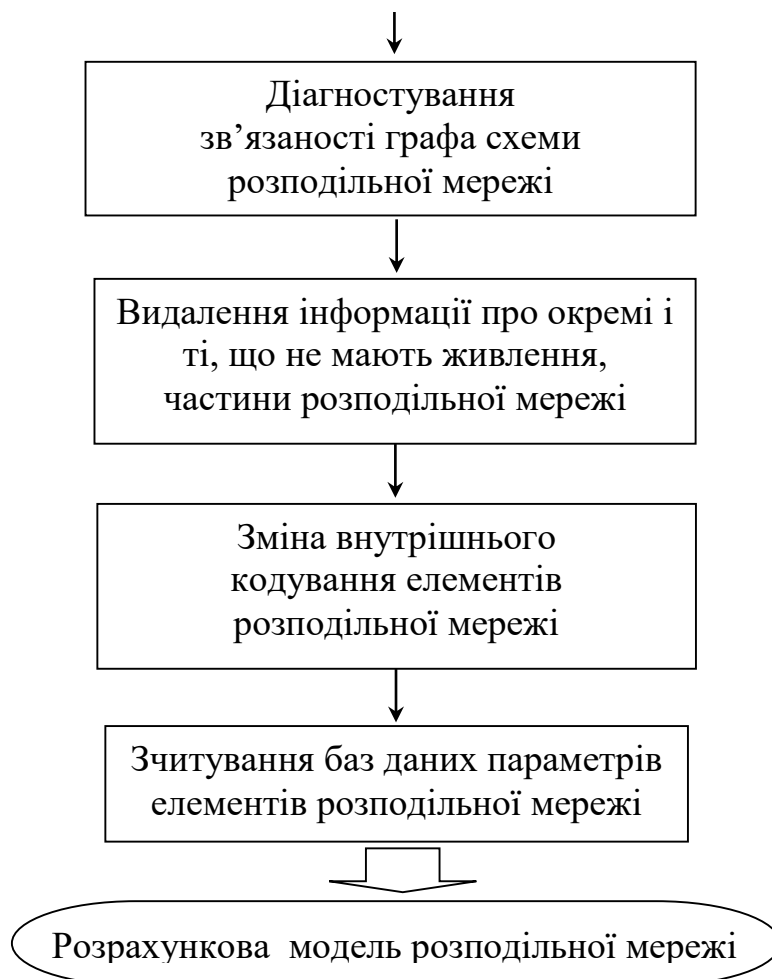


Рисунок 3.7 – Алгоритм корегування розрахункової моделі розподільної електричної мережі із використанням інформації від ПТК

Після формування пасивної частини моделі за даними архівів ОІК ПТК виконується корекція інформації про стан комутаційних апаратів. Створюється граф оновленої схеми розподільної мережі, за рахунок чого визначаються частини розподільної мережі на які не подано живлення, які, очевидно, не впливають на втрати потужності і електроенергії. Процес супроводжується формуванням протоколу змін в схемі розподільної мережі, куди заноситься інформація про виведені з роботи лінії, трансформатори та відключені групи споживачів.

Значення вказаних параметрів обладнання розподільної мережі вибираються з бази ПТК, що забезпечує спрощення корекції моделі при зміні складу або характеристик наявного обладнання в розподільній мережі [42, 43].

3.3 Пристрій для моніторингу втрат електричної енергії

3.3.1 Технічні вимоги до пристрою

Побудова програмно-технічного комплексу (ПТК) є складним завданням. При створенні ПТК особлива увага приділяється його нижньому рівню, який відповідає за збір і передачу інформації. Тому саме до нижнього рівня висуваються найвищі вимоги, такі як надійність, функціональність, якість і ціна. Виходячи з цього, було проаналізовано структури ПТК і існуючі способи організації нижнього рівня.

У випадку розподільної мережі напругою 10 кВ нижній рівень має бути представлений сучасними багатфункціональними мікропроцесорними пристроями (БП), які повинні комплексно виконувати облік спожитої електричної енергії і облік втрат електроенергії, а також ряд додаткових функцій, що дозволить значно збільшити рентабельність застосування таких пристроїв.

Лічильники електроенергії, що представлені на ринку України, мають свої особливості. Часто передові принципи побудови і схемотехнічні рішення, що застосовані в лічильнику, перекреслюються його високою вартістю або відсталою технологією виробництва.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У Харківському державному технічному університеті сільського господарства імені Петра Василенка (нині Державний біотехнологічний університет) запропоновано і розроблено багатофункціональний мікропроцесорний пристрій для обліку електричної енергії. Багатофункціональний пристрій (БП) із врахуванням досвіду інших виробників має [39]:

- високу надійність роботи;
- сучасну елементну базу;
- низьку собівартість;
- розвинену функціональність.

У свій час цей БП не мав в Україні аналогів за простотою виконання схемотехніки, і, в той же час він володіє необхідною функціональною насиченістю для виконання поставлених вище в роботі завдань [24, 41-45].

Основною перевагою даного БП є те що він на відміну від існуючого аналогічного обладнання може отримувати і обробляти інформацію про температуру оточуючого середовища і величину струму навантаження, що протікає, він може оцінювати вплив цих параметрів на опір елементів мережі і на втрати електроенергії відповідно.

За основу розробки було взято трифазний багатофункціональний лічильник Меркурій 230 фірм «Інкотекс», який є нижнім рівнем ПТК. На його основі було зроблено БП, що забезпечує облік споживання електроенергії, розрахунок втрат електричної енергії в трифазних мережах змінного струму 0,38 і (6) 10 кВ з урахуванням впливу температури оточуючого середовища і величини струму навантаження на опір елементів мережі і подальшу передачу інформації на верхній рівень ПТК [24, 39].

Такий БП може експлуатуватися автономно або в автоматизованих системах контролю і обліку електроенергії (АСКОЕ) для передачі вимірних або вичислених параметрів на диспетчерський пункт для контролю, обліку і розподілу втрат електричної енергії.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для побудови ПТК на базі БП можуть використовуватися різні інтерфейси: імпульсні виходи, GSM-модем, RS - 232, RS – 485 тощо.

Результати вимірів отримуються шляхом обробки та розрахунку вхідних сигналів струму, напруги і температури мікропроцесорною давачами та схемою плати БП. Виміряні дані і інша інформація відображаються на рідкокристалічному індикаторі (PKI) і можуть бути передані по наявному інтерфейсу на інші пристрої.

Багатофункціональний мікропроцесорний пристрій, окрім своєї основної функції - облік електроенергії та її втрат володіє значною кількістю додаткових функцій, які дозволяють контролювати різні параметри, як електричної розподільної мережі, так і режими, і стан самого БП. Зчитування даних з БП може виконуватися на місці його встановлення або дистанційно, через відповідний інтерфейс.

Низьке енергоспоживання усіх частин БП дозволило використати простий і надійний блок живлення, що не містить високовольтних елементів, що працюють в імпульсних режимах, характерних для блоків живлення лічильників інших виробників. Окрім надійності, це дає і істотне зниження вартості даного БП.

БП має у своєму складі усього один мікроконтролер (МК), який вирішує необхідні завдання: облік спожитої енергії і втрат енергії, управління блоком індикації, управління обміном по інтерфейсам тощо.

Нарощування функціональних властивостей БП в подальшому буде відбуватися за рахунок використання програмних ресурсів без нарощування апаратної частини. Це дозволить значною мірою уніфікувати модельний ряд БП.

Пристрій не містить жодної регульовальної позиції. Калібрування і налаштування БП виконується програмним способом через інтерфейс, шляхом запису в його пам'ять необхідної інформації.

Зважаючи на функціональну насиченість БП, особливі вимоги були пред'явлені до інтерфейсів. БП може мати у своєму складі будь-який тип інтерфейсу: провідні CAN або RS-485, оптичний IrDA-інтерфейс, обмін, що

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

забезпечує, по системах стільникового зв'язку (за технологією GSM) або по силовій мережі [43].

Залежно від призначення і використання БП, перелік інтерфейсів може варіюватися, але у складі будь-якого БП завжди є провідний інтерфейс, який дозволяє у будь-який час включити експлуатоване БП до складу АСКОВЕ [27, 43].

За допомогою переносного комп'ютера і IrDA у складі БП, прямо на об'єкті в реальному часі можна побачити по-фазну векторну діаграму напруги, струмів, потужностей і втрат потужності з урахуванням поточної температури оточуючого середовища.

3.3.2 Архітектура і функціональні можливості пристрою

Багатофункціональний мікропроцесорний пристрій (рисунк 3.8) дозволяє визначати втрати електроенергії з урахуванням впливу температури довкілля і величини струму на опір елементів мережі в реальному часі та передавати інформацію по GSM або GPRS-каналі на верхній рівень ПТК. Основою для створення такого БМП став однокристальний мікроконтролер, який дозволив підвищити функціональність, надійність та точність приладу в цілому [33, 43].

При проектуванні програмного забезпечення для БП виникає необхідність вирішення задачі про оптимальний (за рядом критеріїв) розподіл функцій між апаратними та програмними засобами мікропроцесорної техніки. При цьому необхідно виходити з того, що апаратна реалізація функцій спрощує розробку та забезпечує високу швидкодію приладу в цілому, але це призводить до збільшення габаритних розмірів, маси, споживання енергії, а також зниження надійності, що обумовлюється збільшенням кількості елементів та зв'язків між ними. Перераховані недоліки відсутні при програмній реалізації функції, яка, однак, ускладнює розробку приладу та знижує його швидкодію, але суттєво збільшує час його функціонування, так як забезпечує можливість перенастроювання приладу на нові умови, задачі, об'єкти шляхом зміни програмного забезпечення.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						96
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

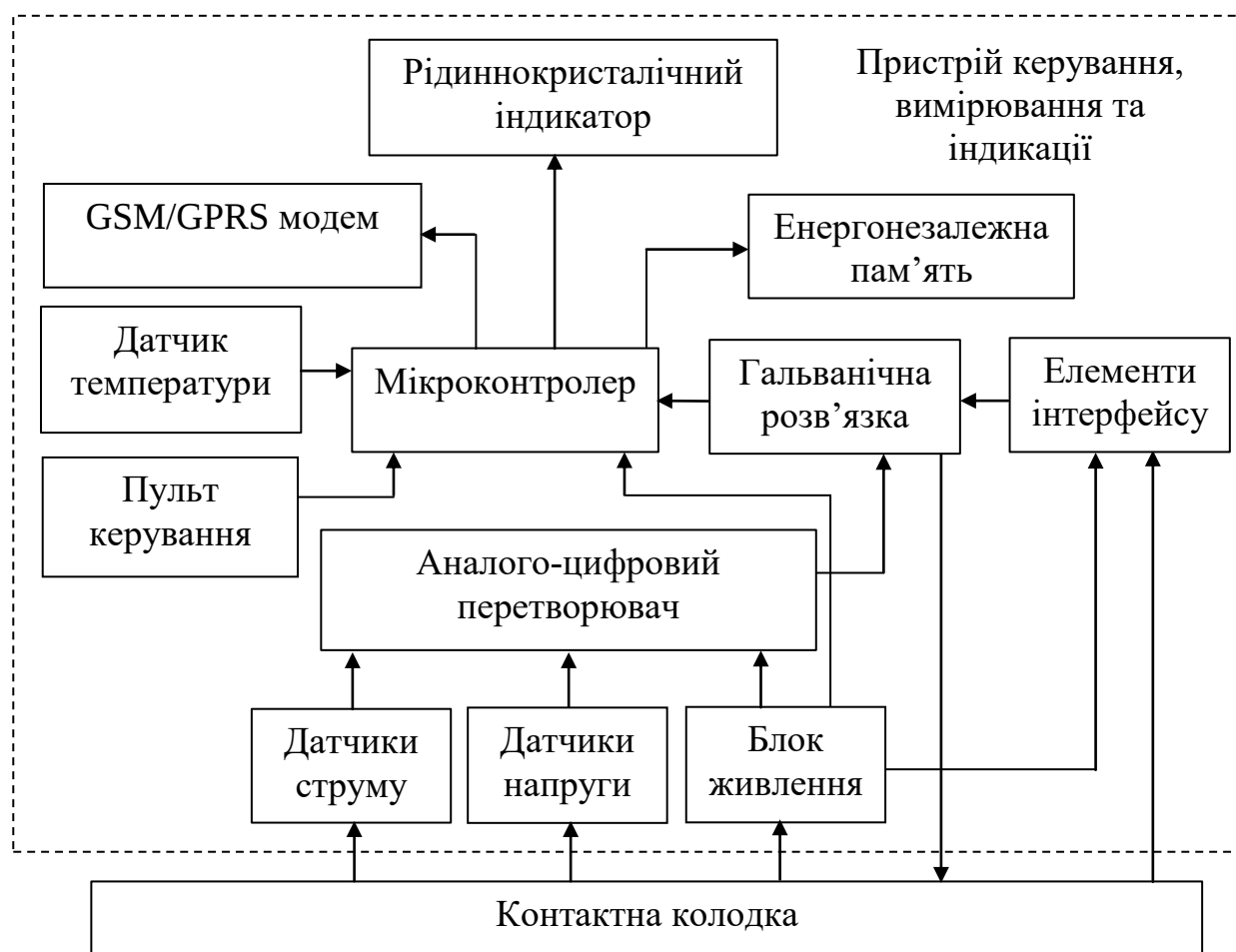


Рисунок 3.8 – Структурна схема багатфункціонального мікропроцесорного пристрою

Показано, що БП може мати у своєму складі будь-який тип інтерфейсу: провідні CAN або RS-485, оптичний інтерфейс IrDA, інтерфейс, що забезпечує обмін по системам стільникового зв'язку (по технології GSM/GPRS) або по силовій мережі. Незважаючи на різноманітність, що властива різним типам інтерфейсів, для всіх їх типів є можливість використання однієї і тієї ж системи команд [43].

В залежності від призначення БП, перелік інтерфейсів може бути різним, але у складі будь-якого із них завжди повинен бути провідний інтерфейс, який дозволяє включити БП до складу (автоматизованої системи контролю та обліку електроспоживання) АСКОЕ.

Показана доцільність використання послуг пакетної передачі даних по радіоканалу GPRS, що створює нові можливості для побудови ПТК. Технологія GPRS забезпечує пакетну комутацію на всій ділянці каналу зв'язку

від мобільного терміналу абонента і вище. При цьому суттєво оптимізуються послуги передачі даних в мережах стандарту GSM, особливо з урахуванням переривчастого характеру трафіку в мережах Інтернет. Зв'язок встановлюється практично миттєво. Користувач сплачує за фактичні об'єми переданих даних, а не час з'єднання, оскільки використовує ресурси мережі та займає часові інтервали радіоканалів тільки в моменти обміну даними. Це забезпечує ефективне використання доступної полоси частот і дозволяє ділити один радіоканал між декількома користувачами.

3.4 Заходи зі зниження втрат електричної енергії в розподільній електричній мережі

3.4.1 Застосування багатофункціонального пристрою для визначення втрат електроенергії

Проведене комп'ютерне моделювання визначення втрат електричної енергії в проводі АС – 50 довжиною 1 км, при протіканні по ньому струму 100 А протягом однієї години при температурі довкілля 20 °С. Електричний опір провoda при 20 °С дорівнює 0,5921 Ом/км [13]. В цьому випадку втрати електричної енергії складуть:

$$\Delta W_1 = I^2 \cdot r_{20} \cdot l \cdot t .$$

$$\Delta W_1 = 100^2 \cdot 0,5921 \cdot 1 \cdot 1 = 5921,0 \text{ Вт год.}$$

При температурі довкілля –20 °С. Візьмемо той же провід марки АС – 50 довжиною 1 км і протягом однієї години пропускати мемо по ньому струм 100 А, враховуючи, що температурний коефіцієнт для алюмінію складає 0,0037 1/°С [40].

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						98
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Електричний опір проводу при 20 °С дорівнює 0,592 Ом/км [13]. В цьому випадку втрати електричної енергії складуть:

$$\Delta W_2 = I^2 \cdot r_{20} (1 + \alpha(t^0 - 20^0)) \cdot l \cdot t ;$$

$$\Delta W_2 = 100^2 \cdot 0,5921(1 + 0,0037(-20 - 20)) \cdot 1 \cdot 1 = 5043,9 \text{ Вт год.}$$

Похибка результатів дослідів склала:

$$\delta = \frac{\Delta W_1 - \Delta W_2}{\Delta W_1} \cdot 100\% . \quad (3.29)$$

$$\delta = \frac{5921 - 5043,9}{5921} \cdot 100\% = 15,1\% .$$

Це означає, що в порівнянні із першим виразом, розрахунок втрат електричної енергії в проводі ΔW_2 уточнюється на 15,1%.

Тепер проведемо розрахунки із врахуванням величини струму навантаження, що протікає проводом, і температури довкілля також виконаємо розрахунки.

Для проводу марки АС – 50 довжиною 1 км по якому протягом години пропускати струм навантаження 100 А, при температурі довкілля –20 °С. Температурний коефіцієнт для алюмінію складає 0,0037 1/°С. Електричний опір проводу при 20 °С дорівнює 0,5921 Ом/км., а коефіцієнт теплопровідності с рівний 11,562 Вт/(м²·°С) [40]. В цьому випадку втрати електричної енергії в проводі згідно (3.27) складуть:

$$\Delta W_2 = I^2 r_{20} \left(1 + \alpha \left(t_{н.с.}^0 + \frac{1 + \alpha(t_{н.с.}^0 - 20)}{\frac{2c\sqrt{\pi F}}{I^2 r_{20}} - \alpha} - 20 \right) \right) \Delta t ;$$

$$\Delta W_2 = 5456,4 \text{ Вт·год.}$$

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						99
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Похибка для різних умов визначення втрат:

$$\delta_2 = \frac{5921 - 5456,4}{5921} \cdot 100\% = 8\%.$$

Далі проведемо дослідження при температурі оточуючого середовища 20 °С. Також враховуватимемо температуру довкілля і величину струму, що протікає по проводу.

Електричний опір проводу при 20 °С дорівнює 0,5921 Ом/км, а коефіцієнт теплопровідності c рівний 11,562 Дж/(мм·год·°С). В цьому випадку втрати електричної енергії в проводі згідно (3.27) складуть:

$$\Delta W = 6404,2 \text{ Вт} \cdot \text{год}.$$

Похибка для різних умов визначення втрат:

$$\delta = \frac{5921 - 6404,2}{5921} \cdot 100\% = 8,2\%.$$

Якщо взяти діапазон зміни температур від -20 до +40 для проводу марки АС-50 довжиною 1 км, тоді розходження значень опорів складе:

$$\delta = \frac{r_{40} - r_{-20}}{r_{40}},$$

$$\delta = \frac{0,6358 - 0,50438}{0,6358} \cdot 100\% = 20,7\%.$$

Наведені розрахунки підтверджують, втрати електричної енергії в проводах ліній електропередавання значно залежать від температури оточуючого середовища і величини струму навантаження, що протікає проводом в даний момент.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						100
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.4.2 Обґрунтування заходів зі зниження втрат електричної енергії в розподільній мережі

Як показали проведені дослідження, ефективність розрахунків, аналізу, планування та зниження втрат електричної енергії в розподільних мережах, як і вирішення інших задач оптимізації режимів роботи та параметрів електричних розподільних мереж, залежить від: інформаційного забезпечення, методичного забезпечення, математичного забезпечення, матеріально-технічного забезпечення. Відставання в розвитку будь-якої з перелічених складових істотно зменшує ефективність зусиль, направлених на вирішення даної задачі.

Заходи зі зниження втрат електроенергії можуть бути двох типів:

- заходи з оперативного керування режимами з метою мінімізації втрат потужності та напруги в мережі;
- технічні заходи зі зниження втрат, що вибираються на основі даних за звітний період.

Усі заходи зі зниження втрат електроенергії, у яких є можливість врахування параметрів мережі з врахуванням температури оточуючого середовища можуть бути методично та алгоритмічно змінені з метою зниження рівня втрат електроенергії. Одним із таких дієвих заходів є оптимізація робочих напруг в центрах живлення (на районних підстанціях) розподільних електричних мереж.

Заходи зі зниження втрат електроенергії першого типу пропонується реалізувати на основі моделі регулювання напруги в центрах живлення, метою якої є підтримання напруги у споживача в допустимих межах при мінімізації втрат електроенергії в мережі. Оперативний моніторинг зміни відхилення напруги на шинах споживчих підстанціях ТП 10(6)/0,4 кВ дає можливість оптимізувати режим роботи пристроїв РПН трансформатора в центрі живлення, забезпечуючи тим самим допустимі відхилення напруги як у найближчих споживачів електроенергії, так і у віддалених споживачів на стороні 0,4 кВ [30].

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						101
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Проведений аналіз показує, що завчасно оцінити величину зміни струму навантаження і втрат електричної енергії в розподільній мережі за результатами перемикання відгалужень РПН силового трансформатора на районній підстанції (центр живлення). І лише за результатами отриманої оперативної інформації від засобів ПТК про зміну рівня втрат електроенергії в розподільній мережі в результаті переключення відгалужень РПН трансформатора, можна забезпечити підтримання допустимих відхилень напруги у споживачів при мінімально можливих втратах електричної енергії в мережі.

Цільова функція зниження втрат електроенергії в розподільних мережах в результаті переключення регулювальних відгалужень силового трансформатора за оперативною інформацією ПТК про рівні напруг на ТП має вигляд [33]:

$$\begin{aligned} \delta W &= (\Delta W_{N_1} - \Delta W_{N_k}) \rightarrow \max, \\ U_{ТП_i} &\leq +5\% \\ U_{Л_j} &\geq -5\% \\ U_N &= \pm 10\% \\ E_{cm} &= 1\% \end{aligned} \quad , \quad (3.30)$$

де $\delta W = f(I, R, t^0)$ – втрати електроенергії за звітний період, що визначаються за показами обладнання ПТК з урахуванням впливу температури навколишнього середовища і величини струму на опір елементів розподільної електричної мережі;

$\Delta W_{N_1}, \Delta W_{N_k}$ – втрати електроенергії в мережі при початковому N_1 та установленому N_k положеннях перемикача відгалужень (за однаковий проміжок часу);

$U_{ТП_i}$ – рівень напруги на шинах 0,4 кВ i -ї споживчої трансформаторної підстанції 10(6)/0,4 кВ (відхилення від номінальної), %;

$U_{Л_j}$ – відхилення напруги у найвіддаленішого споживача електричної мережі 0,4 кВ, %;

U_N – границі регулювання напруги трансформатора з РПН, %;

E_{cm} – крок регулювання напруги, %.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						102
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Другий тип заходів зі зниження втрат електричної енергії (ЗЗВЕЕ) в роботі опирається на умови багатокритеріальності та вихідної інформації, яка отримана за допомогою імітаційної моделі зміни втрат електричної енергії за звітний період.

Із множини методів, що розглянуто, найбільш прийнятним для вибору оптимального ЗЗВЕЕ було обрано аксіоматичний метод. На основі нього запропонована методика пошуку ефективних альтернатив з використанням Парето-метода.

Вихідними даними для розрахунку є схема електричної розподільної мережі та паспортні дані елементів мережі, параметри струмів і напруг мережі. За допомогою розрахункової моделі та розробленої програми визначаються втрати потужності, електроенергії та втрат напруги на кожній ділянці мережі. Проблемною ділянкою вважається та, на якій втрати максимальні. Для неї і вибираються заходи зі зниження втрат.

Задача пошуку оптимальної альтернативи із можливих x заходів формулюється наступним чином [33]:

$$\begin{aligned} \Delta W(x) &\rightarrow \min; & K(x) &\rightarrow \min; \\ \varphi_{\Delta W}(x) &\leq 0; & \varphi_K(x) &\leq 0; \\ x &\in X; & \Delta W, K, \varphi: X &\rightarrow R^1, \end{aligned} \quad (3.31)$$

де φ – функції обмежень, що входять в модель розрахунку ΔW і K ;

K – капітальні вкладення.

За даних умов задача зводиться до пошуку ефективних альтернатив, що задовольняють умовам:

$$\begin{aligned} \Delta W(x_0) &\leq \Delta W(x); & K(x_0) &< K(x) \\ \text{або } \Delta W(x_0) &< \Delta W(x); & K(x_0) &\leq K(x), \\ x, x_0 &\in X. \end{aligned} \quad (3.32)$$

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						103
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Дані альтернативи утворюють множину $X_0 \subset X$, яка являється множиною Парето.

Для оптимального вибору ЗЗВЕЕ необхідно виконувати імітацію розрахунку зміни втрат електричної енергії при впровадженні різних ЗЗВЕ. Це дозволяє на кожному етапі розрахунку втрат електроенергії виділити найбільш «проблемні» місця.

В роботі наведено результати розрахунків втрат в розподільних мережах за допомогою розробленого програмного продукту. Конфігурація обраної для аналізу розподільної мережі (фідер 68) наведена на рисунку 3.9.

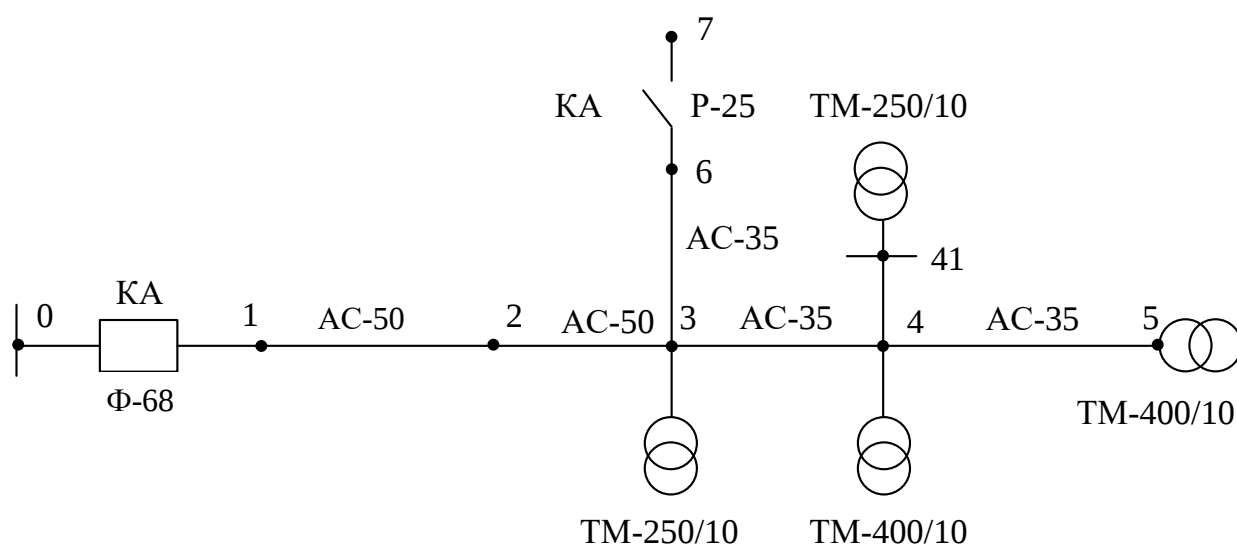


Рисунок 3.9 – Схема мережі для розрахунку втрат електричної енергії

Множина альтернатив та область зміни цільових функцій показані на рисунку 3.10. Множину Парето складають заходи 1, 2 (таблиці 3.5).

Для пошуку оптимального рішення пропонується вибрати додатковий критерій і сформулювати задачу математичного програмування

$$\begin{aligned} \Delta U_{10}(x) &\rightarrow \min; \\ 0,95U_{10}^i &\leq \delta U_{10}(x) \leq 1,05U_{10}^i; \\ x &\in x_0; \Delta U_{10}(x); x_0 \rightarrow R^1, \end{aligned} \quad (3.33)$$

де ΔU_{10} – втрати напруги в мережі 10 кВ.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		104

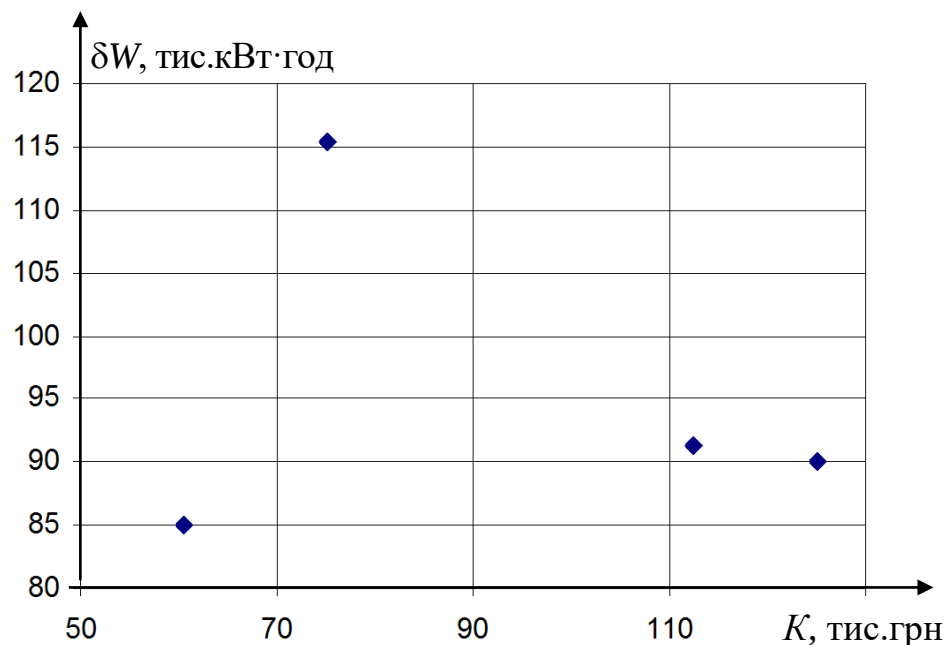


Рисунок 3.10 – Множина альтернатив та область зміни цільових функцій

Таблиця 3.5 – Результати розрахунків щодо впровадження заходів із зниження втрат електричної енергії

№ з/п	Заходи по зниженню втрат	Сумарні річні втрати ΔW , тис. кВт·год	Зниження втрат δW , тис.кВт·год	Зниження втрат δW , %	Капітальні вкладення K , тис. грн	Напруга U , кВ
1	Заміна проводу на СП-3-70	633,749	85,051	11,8	60,67	10,24
2	Заміна проводу на СП-3-95	603,383	115,417	16,1	75,00	10,29
3	Встановлення пристрою КРМ УКЛ 57М-10,5-225	627,417	91,383	12,7	112,50	10,25
4	Встановлення пристрою КРМ УКЛ 57М-10,5-250	628,688	90,112	12,5	125,00	10,27

В результаті вирішення цієї задачі вибрано оптимальний варіант заходів по зниженню втрат електричної енергії на проблемній ділянці – це заміна проводу АС-50 на головних ділянках повітряних ліній 10 кВ на провід СП-3-95. В результаті чого втрати знизяться на 16% по відношенню до базового варіанту, а капіталовкладення будуть мінімальними в порівнянні із іншими варіантами, що розглядалися.

Окрім того до встановлення пропонується застосувати самоутримні ізолювані проводи, що дасть змогу ще в деякій мірі знизити втрати електроенергії і в значній мірі підвищити надійність електропостачання споживачів.

У повітряних лініях (ПЛ) електропередачі розподільних мереж 10 кВ в Україні вже довгий час традиційно застосовують неізолювані («голі») проводи, що мають безліч відомих недоліків. Однак і для цього класу напруги на даний час створені захищені (ізолювані) проводи [38-40].

Самоутримний ізолюваний провід (СП-3) застосовують для повітряних ліній електропередачі напругою 6...35 кВ. За короткий час захищені проводи зарекомендували себе як якісні, що підвищують надійність електропостачання електричні провідники.

Технічні характеристики проводів СП-3 наведені в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Технічні характеристики проводів СП-3 [47, 48]

Переріз струмопро- відної жили, мм	Зовнішній діаметр жили, мм	Зовнішній діаметр проводу, мм	Маса 1 км, кг	Розривне зусилля, кН	Опір постійному струму на 1 км, Ом	Допусти- мий струм, А	Односе- кундний струм к.з., кА
35	6,9	11,5	196,3	10,3	0,720	200	3,2
50	8,1	12,6	250,9	14,2	0,493	245	4,3
70	9,7	14,3	336,8	20,6	0,363	310	6,4
95	11,3	16,0	444,4	27,9	0,288	370	8,6
120	12,8	17,4	523,9	35,2	0,181	430	11,0
150	14,2	18,8	616,3	43,4	0,123	485	13,5

Повітряні ізолювані проводи середніх напруг використовуються для будівництва повітряних ліній електропередачі на змінну напругу до 20 (35) кВ, номінальною частотою 50 Гц. Вибір проводів для фідерів напругою 10 кВ №63 та №66, що мають найбільші втрати електроенергії, наведено в таблиці 3.7.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		106

Таблиця 3.7 – Вибір ізольованих проводів для розподільної мережі
напругою 10 кВ [49]

Розрахункова ділянка	Розрахункова активна потужність, кВт	Робочий струм на ділянці, А	Розрахунковий тривало допустимий струм, А	Характеристика СП			
				Марка та переріз жил	Тривало допустимий струм, А	Питомий опір, Ом/км	
						Активний	Індуктивний
Фідер 63							
63/181-8	60,7	3,6	4,7	СПІ-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
8-7	140,8	8,1	10,5	СПІ-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
7-6	374,9	21,1	27,4	СПІ-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
63/192-6	43,8	2,4	3,1	СПІ-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
6-5	462,6	26,7	34,6	СПІ-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
63/147-5	221,9	12,5	16,2	СПІ-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
5-4	633,4	36,3	47,2	СПІ-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
4-3	779,8	45,0	58,4	СПІ-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
3-2	884,5	51,0	66,2	СПІ-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
63/64-1	189,9	10,9	14,2	СПІ-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
1-2	322,9	18,5	24,1	СПІ-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
2-ТП	1145,2	65,5	85,1	СПІ-3 - 3×95	430,0	0,29	0,1
Фідер 66							
66/144-7	261,0	15,0	19,4	СПІ-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
66/410-7	303,2	17,5	22,7	СПІ-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
7-6	507,7	29,2	37,9	СПІ-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
66/346-6	127,9	7,2	9,4	СПІ-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
6-5	729,6	42,0	54,5	СПІ-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
66/598-5	144,5	8,2	10,6	СПІ-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
5-4	836,8	48,2	62,6	СПІ-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
4-3	1039,9	59,9	77,8	СПІ-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
66/141-3	128,8	7,1	9,3	СПІ-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
3-2	1094,7	62,9	81,7	СПІ-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
66/372-1	45,5	2,0	2,7	СПІ-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
1-2	113,2	5,9	7,7	СПІ-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
2-ТП	1185,7	67,3	87,4	СПІ-3 - 3×95	430,0	0,29	0,1

Висновки до розділу 3

Одним із напрямів підвищення точності розрахунку навантажувальних втрат електроенергії в розподільній електричній мережі є оперативне визначення активних опорів проводів ПЛ з врахуванням струму навантаження, що протікає по лініях і температури оточуючого середовища.

Зміна температури повітря оточуючого середовища від -20 до $+40$ для провода АС-50 довжиною 1 км, призводить до розходження значень опорів на 20,7%. Застосовування вдосконаленого методу по-елементного розрахунку втрат електроенергії, що враховує залежність опору проводів від температури довкілля і від температури, що спричиняється струм навантаження дозволить підвищити точність вимірювань.

Запропоновано застосовувати програмно-технічний комплекс з моніторингу параметрів розподільної мережі та втрат електроенергії з урахуванням впливу температури довкілля і струму на опір елементів мережі.

На магістральних ділянках фідерів напругою 10 кВ розподільної мережі Ф-63 та Ф-66, що мають найбільші втрати за рахунок значної протяжності, замінити проводи на ізольовані самоутримні марки СП-3 перерізом 95 та 50 мм². Такий захід дозволить значно знизити втрати електроенергії у вказаних фідерах мережі.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						108
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАХОДІВ ЗІ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ РАЙОНУ

У кваліфікаційній роботі техніко-економічні розрахунки виконується для оцінки доцільності та рівня ефективності впровадження комплексу енергозберігаючих заходів в розподільних мережах району з метою економії енергетичних ресурсів (зниження втрат електроенергії) підприємства (РЕМ).

Техніко-економічне обґрунтування готується на підставі даних про обсяги втрат електроенергії на підприємстві (енергоаудит) і базується на технічному звіті і рекомендаціях щодо використання певного набору енергозберігаючих заходів чи обладнання.

Техніко-економічні розрахунки, що пропонуються до виконання в кваліфікаційній роботі, дають наступні можливості [49]-[52]:

- оцінити інвестиційну привабливість запропонованих заходів з енергозбереження;
- розрахувати економічну ефективність від впровадження енергозберігаючого обладнання (на основі оцінки економії витрат на втрати електроенергії);
- обчислити терміни окупності заходів з енергозбереження (зниження втрат електроенергії), внутрішню норму прибутковості, чисту поточну вартість заходів, прибутковість вкладень;
- визначити рівень необхідних інвестицій у запропоновані заходи.

У складі інвестиційних витрат можна виділити первинні і вторинні капіталовкладення. Початкові капіталовкладення здійснюються до початку отримання доходу, вторинні інвестиції здійснюються після введення в експлуатацію. Джерелом вторинних капіталовкладень є дохід, тобто власні кошти, що одержуються при впровадженні запропонованих заходів.

Прибуток (чистий дохід), що отриманий від впровадження запропонованих заходів, визначається на основі підсумовування прибутку та амортизаційних

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						109
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

відрахувань. Прибуток, що отримується в результаті впровадження запропонованих заходів, як правило, дорівнює зниженню поточних витрат за рахунок зниження втрат електричної енергії (енергозбереження).

Оцінка техніко-економічної ефективності (витрат і прибутків) здійснюється в межах розрахункового періоду, тривалість якого приймається з урахуванням середньозваженого нормативного терміну служби устаткування, що пропонується до встановлення.

Ефективність заходів з впровадження засобів зменшення втрат електричної енергії (ЗЗВЕЕ) визначаються з врахуванням обсягу капіталовкладень в проект і доходу від його впровадження.

Показники техніко-економічної ефективності представлені наступними показниками: чистий дисконтований дохід, термін окупності капітальних вкладень, індекс дохідності проекту тощо.

При розрахунку ефективності інвестицій вторинні капіталовкладення враховуються шляхом зменшення доходу на відповідну величину [49]-[52].

Термін окупності – період, за який інвестиції покриваються одержуваними від проекту доходами (зниженням втрат).

4.1 Техніко-економічне обґрунтування застосування програмно-технічного комплексу моніторингу втрат електроенергії

Статичний термін окупності показує, за який термін інвестор повертає початкові капіталовкладення. При постійному річному доході

$$T_{ок} = \frac{K}{D_t}, \quad (4.1)$$

де K – капітальні вкладення, грн.;

D_t – дохід (прибуток) від впроваджених заходів, грн.

Термін окупності динамічний відповідає часу, за який інвестор (при наявності) поверне витрачені кошти і отримає нормативний прибуток (дохід)

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						110
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

на рівні прийнятої ставки. Капіталовкладення доцільні за умови, що термін окупності не перевищує задану величину [51].

Якщо доходи запропонованого проекту по роках не постійні (перемінні), величина T_0 визначається за кумулятивним доходом, що забезпечує рівність

Капіталовкладення на застосування програмно-технічного комплексу (ПТК) моніторингу втрат електроенергії в мережах частини району Ізмаїльського РЕМ, який дозволяє в автоматичному режимі моніторити і визначати втрати електричної енергії в розподільній мережі із врахуванням температури довкілля та сили струму навантаження, що протікає в лінії напругою 10 кВ:

$$K_{4.1} = K_{ПТК} + K_{монтаж} + K_{дод.}, \quad (4.2)$$

де $K_{ПТК}$ – вартість програмно-технічного комплексу, грн.;

$K_{монтаж}$ – монтажні роботи ПТК, грн.;

$K_{дод.}$ – додаткові витрати (допоміжне обладнання), грн.

$$K_{дод.} = 102000 \text{ грн.}$$

За даними проведеного енергоаудиту в мережах району електропостачання (частини Ізмаїльського району) сумарні втрати електроенергії по фідерам напругою 10 кВ (61, 62, 63, 64, 66 та 68) за січень 2021 року (характерний місяць зимового періоду) становлять 108609,9 кВт·год (розділ 1, таблиця 1.18).

Тоді втрати за 6 місяців «зимового» періоду складуть:

$$\Delta W_{зим.} = 108609,9 \cdot 6 = 651659,4 \text{ кВт·год.}$$

За даними проведеного енергоаудиту в мережах району електропостачання сумарні втрати електроенергії по фідерам напругою 10 кВ (61, 62, 63, 64, 66 та 68) за липень 2021 року (характерний місяць літнього періоду) становлять 56385,6 кВт·год (розділ 1, таблиця 1.19).

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						111
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тоді втрати за 6 місяців «літнього» періоду складуть:

$$\Delta W_{\text{літ.}} = 56385,6 \cdot 6 = 338313,6 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Сумарні втрати електроенергії в розподільній електричній мережі за рік:

$$\Delta W_{\text{рік}} = \Delta W_{\text{зим.}} + \Delta W_{\text{літ.}} \quad (4.3)$$

$$\Delta W_{\text{рік}} = 651659,4 + 338313,6 = 989973,0 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Застосування програмно-технічного комплексу на базі багатофункціонального мікропроцесорного пристрою дозволяє підвищити точність обліку втрат в середньому на 8 % (розділ 3).

Зменшення реальних втрат електроенергії в розподільній електричній мережі напругою 10 кВ:

$$\delta W_{\text{зм.}} = 989973,0 \cdot 0,08 = 79197,8 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Економічний ефект (економія підприємства РЕМ) у грошовому еквіваленті від зменшення реальних втрат електроенергії:

$$E_{4.1} = \Delta W_{\text{зм.}} \cdot B_{\text{ел.ен.}} \quad (4.4)$$

де $B_{\text{ел.ен.}}$ – середня вартість електроенергії, грн/кВт год,

$B_{\text{ел.ен.}} = 4,32 \text{ грн/кВт год};$

$$E_{4.1} = 79197,8 \cdot 4,32 = 342134,7 \text{ грн.}$$

Термін окупності додаткових капіталовкладень складе:

$$T_{\text{ок}4.1} = \frac{102000}{342134,7} = 0,3 \text{ року.}$$

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						112
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.2 Техніко-економічне обґрунтування заміни проводів повітряних ліній напругою 10 кВ

Додаткові капітальні вкладення в модернізацію розподільних електричних мереж напругою 10 кВ складаються із вартості самоутримних ізольованих проводів СІП-3-3×95, монтажної арматури та робіт з їх монтажу.

Вартість 1 км провода СІП-3-3×95 становить 313,0 тис. грн. (3×0,104×1000) [48], а вартість 1 км провода СІП-3-3×50 становить 180,0 тис. грн. (3×0,06×1000) [48].

Капітальні вкладення $K_{4,2}$, тис.грн, на модернізацію магістральних ділянок фідера №63 (2,1 + 5,5 км) та фідера №66 (0,8 + 1,2 км) становлять :

$$K_{4,2} = 2114 \text{ тис. грн.}$$

Щорічні витрати на втрати електроенергії в елементах мережі визначаємо за відомими виразами. Втрати електричної енергії в лініях 10 кВ (фідер №63 та №66) після заміни проводів визначаємо за виразами [49, 52]:

$$\Delta W_{\text{л}} = 3r_{\text{л}} \cdot I_{\text{макс л}}^2 \cdot \tau, \quad (4.5)$$

$$\Delta W_{\text{л}} = \left(\frac{P_{\text{макс л}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi} \right)^2 3r_{\text{л}} \cdot \tau = \frac{P_{\text{макс л}}^2}{U_{\text{н}}^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot r_{\text{л}} \cdot \tau, \quad (4.6)$$

де $I_{\text{макс л}}$ – максимальне значення струму в лінії, А;

$U_{\text{н}}$ – номінальна напруга мережі, В;

$P_{\text{макс л}}$ – максимальне навантаження (потужність) лінії, Вт;

$r_{\text{л}}$ – активний опір проводу однієї фази лінії, Ом;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності навантаження;

τ – час максимальних втрат, год.

Опір однієї фази лінії електропередачі $r_{\text{л}}$, Ом, визначається за виразом:

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						113
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$r_l = r_0 \cdot l, \quad (4.7)$$

де r_0 – питомий опір проводу [2, 13], Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Розрахунок втрат електроенергії на фідерах Ф-63 та Ф-66 виконуємо в таблиці 4.1.

За даними таблиці 4.1 сумарна економія електричної енергії за рахунок зменшення втрат в проводах фідера Ф-63 та Ф-66 становить 23548,2 кВт·год.

Таблиця 4.1 – Визначення втрат електричної енергії за фідерами

№ лінії	Марка проводу	L , км	r_0 , Ом/км	τ , год/рік	$P_{\max l}$, кВт	ΔW_l , кВт·год
Ф-63	СПП-3-3×95	7,1	0,29	300	1134,0	110106,0
	СПП-3-3×50	0,6	0,29	300	320,7	1832,6
	СПП-3-3×50	1,0	0,49	300	882,4	9826,5
	СПП-3-3×50	2,3	0,49	300	461,4	9077,2
	СПП-3-3×50	2,2	0,49	300	62,6	9211,2
Разом, після реконструкції						140248,3
Втрати, що існують,						152443,8
Зниження втрат електроенергії, $\delta W_{ел.ен \cdot 63}$						12195,5
Ф- 66	СПП-3-3×95	0,8	0,29	300	1164,6	172165,0
	СПП-3-3×50	0,3	0,49	300	202,0	19010,4
	СПП-3-3×50	0,7	0,49	300	1088,6	19545,5
	СПП-3-3×50	0,2	0,49	300	106,5	19457,8
Разом, після реконструкції						230180,3
Втрати, що існують						250195,8
Зниження втрат електроенергії, $\delta W_{ел.ен \cdot 66}$						20015,6
Разом зниження втрат електроенергії в розподільній мережі, $\delta W_{ел.ен}$						32211,1

Тоді, при існуючих на даний час в Україні тарифах на електроенергію (середня вартість) річна економія в грошовому вираженні:

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		114

$$E_{ел.ен.} = B_{ел.ен.} \cdot \delta W_{ел.ен.} \quad (4.8)$$

де $B_{ел.ен.}$ – середня вартість електроенергії, грн/кВт год;

$\delta W_{ел.ен.}$ – економія електроенергії за рік (зменшення втрат), тис. кВт год.

$$E_{ел.ен.} = 4,32 \cdot 32211,1 = 139152,0 \text{ тис.грн.}$$

Крім економії електроенергії до додаткових позитивних факторів застосування ізолюваних проводів в ПЛ 10 кВ є підвищення надійності електропостачання і зменшення перерв в електропостачанні.

Норма витрат на експлуатацію (обслуговування) мереж зазвичай складає 6,4%. Враховуючи їх зниження на $k_3 = 40\%$, отримуємо норму витрат на обслуговування розподільних мереж [49]:

$$H_{експл.} = 6,4 \cdot (1 - 40/100) = 3,84\%.$$

$$B_{експл.} = \frac{H_{експл.}}{100} \cdot K. \quad (4.9)$$

$$B_{експл1.} = \frac{6,4}{100} \cdot 15,3 = 0,98 \text{ млн. грн.}$$

$$B_{експл2.} = \frac{3,84}{100} \cdot (15,3 + 2,1) = 0,67 \text{ млн. грн.}$$

Таким чином, зниження річних експлуатаційних витрат на обслуговування мереж становить:

$$\Delta B_{експл.} = 0,98 - 0,67 = 0,31 \text{ тис. грн.}$$

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						115
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Економічний ефект від впровадження в розподільну мережу 10 кВ СП:

$$E_{4,2} = 0,139 + 0,31 = 0,449 \text{ млн. грн.}$$

Термін окупності даного енергозберігаючого заходу складе:

$$T_{ок4,2} = \frac{2,114}{0,449} = 4,7 \text{ роки.}$$

Сумарний економічний ефект від запропонованих заходів складе:

$$E_{\Sigma} = 0,342 + 0,449 = 0,791 \text{ млн. грн.}$$

Термін окупності капіталовкладень на запропоновані в роботі заходи зі зменшення втрат електроенергії складе:

$$T_{ок\Sigma} = \frac{0,102 + 2,14}{0,342 + 0,449} = 2,9 \text{ роки.}$$

Отриманий за розрахунками термін окупності капіталовкладень на протязі 2,9 роки є прийнятним для систем енергопостачання, так як нормативний термін окупності становить 8,3 роки [49].

Результати розрахунків техніко-економічної ефективності від впровадження заходів зі зменшення втрат електричної енергії в розподільній електричній мережі напругою 10 кВ частини Ізмаїльського РЕМ наведені в таблиці 4.1.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						116
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.1 – Техніко-економічні показники роботи

Показники	Застосування ПТК	Модернізація розподільних мереж 10 кВ
Капітальні вкладення на обладнання, тис. грн.	102,0	2114,0
Зменшення втрат електроенергії, тис. кВт год	79,2	32,21
Економічний ефект від зменшення втрат електричної енергії, тис. грн.	342,13	139,15
Зниження експлуатаційних витрат, тис. грн.	-	310,0
Економічний ефект, тис. грн	342,13	449,15
Термін окупності капітальних вкладень, рік	0,3	4,7
Сумарний економічний ефект, тис. грн	791,28	
Термін окупності капітальних вкладень, рік	2,9	

Висновок до розділу 4

Розрахунки техніко-економічної ефективності показали, що запропоновані в роботі заходи зі зменшення втрат електричної енергії в розподільних мережах 10 кВ є ефективними.

Втрати електроенергії в розподільній електричній мережі 10 кВ району електропостачання від впровадження ПТК зменшено на 342,13 тис кВт·год, а від модернізації розподільних мереж 10 кВ – на 139,15 тис кВт·год. Окрім того модернізація мереж 10 кВ шляхом застосування проводів СП-3 дозволить зменшити експлуатаційні витрати.

Економічний ефект від впровадження запропонованих заходів становить 791,28 тис. грн. Термін окупності додаткових капітальних вкладень на впровадження заходів становить 3 роки.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		117

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі проведено теоретичні дослідження та запропоновано шляхи вирішення науково-технічної проблеми щодо зменшення втрат електричної енергії в розподільних мережах району електропостачання. На основі отриманих в роботі результатів можна зробити наступні висновки.

1. На основі аналізу ефективності транспортування електричної енергії розподільними електричними мережами напругою 10 кВ Ізмаїльського РЕМ виявлено небаланс між обсягом електричної енергії, що надійшла на підстанцію «Багате» і обсягом енергії, що реалізована споживачам. Основними причинами небалансу електроенергії є її втрати в розподільній мережі напругою 10 кВ.

2. Втрати електричної енергії в розподільних мережах складаються із технологічних (технічних, витрат на власні потреби та втрат від недообліку енергії) та комерційних. Технічні втрати в значній мірі залежать від температури оточуючого середовища і сили струму навантаження, що протікає проводами розподільних мереж. Вказані фактори на даний час не враховуються на підприємстві (РЕМ), що веде до суттєвого зменшення точності обрахування втрат електричної енергії.

3. Одним із перспективних напрямів є підвищення точності розрахунку та обліку технічних (навантажувальних) втрат електричної енергії в розподільних мережах шляхом оперативного визначення активних опорів проводів ліній електропередавання з врахуванням струму навантаження, що протікає в струмопровідних елементах мережі і температури навколишнього середовища в реальному часі. Встановлено, що зміна температури повітря навколишнього середовища в межах від -20°C до $+40^{\circ}\text{C}$ для провода АС-50, призводить до розходження значень опорів на 21%.

4. Для розрахунку втрат електричної енергії запропоновано застосувати метод по-елементного розрахунку втрат електричної енергії із додатковим

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						118
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

врахуванням залежностей опору проводів від температури навколишнього середовища і від температури, що спричиняється струмом навантаження. Це дозволить підвищити точність вимірювання і обліку втрат електричної енергії.

5. Для реалізації запропонованої методики обрахунку втрат електроенергії запропоновано застосовувати програмно-технічний комплекс на базі спеціалізованого багатофункціонального мікропроцесорного пристрою, що дозволяє виконувати в реальному часі моніторинг параметрів розподільної мережі району та втрат електричної енергії в ній з урахуванням впливу температури навколишнього середовища і струму навантаження на опір елементів мережі.

6. За допомогою методики пошуку ефективних альтернатив запропоновано заходи зі зменшення втрат електричної енергії в розподільній мережі. Ефективним є модернізація магістральних ділянок фідерів напругою 10 кВ, що мають найбільші втрати електроенергії – це фідер 63 та фідер 66. Модернізація мереж передбачає заміну проводів ПЛ, що експлуатуються, на ізольовані самоутримні проводи марки СП-3 перерізом 95 мм² та 50 мм². Модернізація мереж дозволить значно знизити втрати електричної енергії та витрати на їх експлуатацію.

7. Розрахунки техніко-економічної ефективності показали, що запропоновані в роботі заходи зі зменшення втрат електричної енергії в розподільних мережах 10 кВ району електропостачання є ефективними.

Втрати електричної енергії в розподільній мережі 10 кВ від впровадження програмно-технічного комплексу зменшено на 342,13 тис кВт·год, а від модернізації розподільних мереж 10 кВ – на 139,15 тис кВт·год. Модернізація мереж 10 кВ шляхом застосування проводів СП-3 дозволить зменшити експлуатаційні витрати.

Економічний ефект від впровадження запропонованих заходів становить 791,28 тис. грн. Термін окупності додаткових капітальних вкладень на впровадження заходів становить 3 роки.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		119

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Енергетична стратегія України 2035 URL : <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80#n2> (дата звернення : 12.11.2024).
2. Коваленко О. І. Основи електропостачання : навчальний посібник. Запоріжжя : ТДАТУ, 2024. 237 с.
3. СОУ МЕВ ЕЕ 40.1-00100227-01:2016 Стандарт операційної безпеки функціонування Об'єднаної енергетичної системи України. Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика. Частина 2. Технічна політика у сфері побудови та експлуатації розподільних електричних мереж. URL : <https://www.scribd.com/document/699493097/%D0%A1%D0%9E%D0%A3-%D0%9C%D0%95%D0%92-%D0%95%D0%95-40-1-00100227-01-2016> (дата звернення : 15.11.2024).
4. Бурбело М. Й., Мельничук Л. М. Стимулювання зменшення втрат в електричних мережах : Монографія. Вінниця : УНІВЕРСУМ, 2008. 110 с.
5. Приведенний С. А. Зниження втрат електроенергії в сільських розподільчих мережах. *Научно-технический сборник ХНУГХ*. №88. С.232-237. URL : https://eprints.kname.edu.ua/13703/1/232-236_%D0%9F%D1%80%D0%B8%D0%B2%D0%B5%D0%B4%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D0%B8%D0%B9_%D0%A1%D0%90.pdf (дата звернення : 19.11.2024).
6. Напрямки підвищення ефективності електропостачання споживачів в умовах ринкової економіки / М. М. Черемісін та ін. *Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України»*. Харків : ХНТУСГ, 2006. Вип. 43, Т. 1. С. 3-9.
7. Мірошник О. О. Моніторинг втрат електричної енергії в розподільчих електричних мережах 10(6)-0,4 кВ. *Електрифікація та автоматизація сільського господарства*. 2007. №2(21). С. 14-20.
8. Стребков Д. С. Зниження втрат електроенергії та втрат потужності в розподільчих мережах. *Енергозбереження*. 2000 р. №6. URL : http://tgv.khstu.ru/lib/artic/energy/2000/6/5/6_5.html. (дата звернення : 25.11.2024).
9. Кулик В.В. Писклярова А. В., Пискляров Д. С. Технологічні втрати електроенергії в розподільних мережах 10-0,38 кВ. Вінниця : ВНТУ, 2011 180 с.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		120

10. ГНД 34.09.104-2003 Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38-150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії. URL : https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=61081 (дата звернення : 25.11.2024).

11. Ізмаїльський район. Вікіпедія. URL : https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%86%D0%B7%D0%BC%D0%B0%D1%97%D0%BB%D1%8C%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%B8%D0%B9_%D1%80%D0%B0%D0%B9%D0%BE%D0%BD (дата звернення : 25.11.2024).

12. ДТЕК Одеські електричні мережі. URL : <https://www.dtekoem.com.ua/ua> (дата звернення : 25.11.2024).

13. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р., Мунтян В. О., Радько І. П. Основи електропостачання сільського господарства : Навчальний посібник Мелітополь : ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. 462 с.

14. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Кравцов К. І. Визначення та аналіз втрат електроенергії в розподільних мережах. Навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2006. 89 с.

15. Маляренко В. А. Енергоефективність та енергоаудит : навч. посібник / за ред. В. А. Маляренко. Центр енергозберігаючих технологій. Харків : САГА, 2009. 330 с.

16. Енергозбереження в сучасній Україні / укл. В. І. Алексєєва; відповід. ред. Ж. І. Коробка. Краматорськ : ДДМА, 2015. 35 с.

17. Мамалига В. М. Розроблення алгоритму проведення аудиту енергетичної складової тарифів. *Формування ринкових відносин в Україні*. 2009. № 11. С. 64-69.

18. Енергозбереження : посібник з раціонального використання ресурсів та енергії / О. В. Мельникова та ін. Київ : «КВІЦ», 2004. 104 с.

19. Р 50-072-98 Методика розрахунку технологічних витрат електроенергії в мережах електропостачання напругою від 0,38 до 110 кВ включно. Київ : Держстандарт України, 1999. 66 с.

20. Кулик В. В., Пискляров Д. С. Оцінка вірогідності результатів аналізу втрат електроенергії в розподільчих електричних мережах засобами АСКОЕ *Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України»*. Харків: ХНТУСГ, 2006. Вип. 43, Т.1. С. 40-49.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						121
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

21. Лежнюк П. Д., Добровольська Л. Н., Кулик В. В. Електроощадні технології в електричних мережах енергосистем. Луцьк : ІВВ Луцького НТУ, 2018. 328 с.
22. Р 50-072-98 Методика розрахунку технологічних втрат електроенергії в мережах електропостачання напругою від 0,38 до 110 кВ включно. Київ : Держстандарт України, 1999. 66 с.
23. Про Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. URL : <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0399732-13#Text> (дата звернення : 29.11.2024).
24. Волянський Р. С. Системи вимірювання, обліку та керування енерговикористанням : конспект лекцій. Дніпродзержинськ : ДДТУ, 2016. 124 с. URL : <https://www.dstu.dp.ua/Portal/Data/6/30/6-30-kl52.pdf> (дата звернення : 29.11.2024).
25. Коцар О. В. Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням : навч. посіб. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017. 44 с.
26. Рожков П. П., Рожкова С. Е. Контроль та облік електричної енергії : конспект лекцій. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. 107 с.
27. Кухарчук В. В., Заславський О. М. Комп'ютеризована система обліку електричної енергії : монографія. Вінниця : ВНТУ, 2012. 52 с.
28. Охріменко В. М. Автоматизовані системи диспетчерського управління : конспект лекцій. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2022. 140 с.
29. Нестерчук Д. М., Квітка С. О., Галько С. В. Методи і засоби вимірювань електричних та неелектричних величин : навчальний посібник. Мелітополь : «Люкс», 2017. 206 с.
30. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зменшення : ГНД 34.09.204. 2004. Київ : ГРІФРЕ, 2004. 159 с.
31. Шкрабець Ф. П., Красовський П. Ю. Експлуатаційна динаміка втрат електроенергії в системах електропостачання : монографія. Дніпро : НГУ, 2015. 152 с.
32. Лежнюк П. Д., Килимчук А. В., Рубаненко О. Є. Зменшення додаткових втрат електроенергії в неоднорідних електричних мережах. *Вісник Хмельницького національного університету. Технічні науки*. 2013. 5. С. 194-200. URL : http://nbuv.gov.ua/UJRN/Vchnu_tekh_2013_5_38 (дата звернення : 30.11.2024).

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						122
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

33. Мірошник О. О. Підвищення ефективності моніторингу втрат електроенергії в розподільчих мережах : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.14.02. Харків, 2009. 20 с.

34. Мірошник О. О. Структура к втрат електричної енергії та методика їх розрахунку. *Вісник ХДТУСГ ім. П. Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України»*. Харків : ХДТУСГ, 2004. Вип. 27. Т. 1. С. 25-31.

35. Бакулевський В. Л. Дослідження впливу кліматичних факторів на втрати електроенергії в повітряних лініях електропередачі. *Східно Європейський журнал передових технологій*. 2016. №5/8 (83) С. 9-19. URL : <https://journals.urau.ua/eejet/article/view/80072/77171> (дата звернення : 25.12.2024).

36. Лежнюк П. Д., Лук'яненко Ю. В., Кулик В. В. Розв'язання задач оптимального керування усталеними режимами електричних систем з використанням об'єктно-орієнтованого аналізу. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 1999. №1. С. 30-35.

37. Черемісін М. М., Мірошник О. О. Удосконалення к розрахункових моделей технічних втрат в електричних мережах 10(6)-0,4 кВ в умовах неповноти вихідної інформації. *Праці ТДАТА «Наукове фахове видання»*. Мелітополь : ТДАТА, 2006. Вип. 45. С. 97-102.

38. Черемісін М. М., Мірошник О. О., Алдашев О. Ю. Вимоги до системи автоматизованого моделювання та розрахунку втрат з урахуванням метеопараметрів в системах електропостачання. *Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України»*. Харків : ХНТУСГ, 2006. Вип. 43, Т. 2. С. 167-171.

39. Мірошник О. О. Підвищення ефективності моніторингу втрат електроенергії в розподільчих мережах : дис. ... канд. техн. наук : 05.14.02. Харків, 2009. 257 с.

40. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р., Мунтян В. О., Радько І. П. Електротехнічні матеріали: Навчальний посібник. Мелітополь : «Люкс», 2008 246 с.

41. Мірошник О. О. Методи та підходи до розрахунку втрат електричної енергії в к розподільчих електричних мережах. *Праці ТДАТА «Наукове фахове видання»*. Мелітополь : ТДАТА, 2007. Вип. 7, Т. 3. С. 162-172.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						123
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

42. Черемісін М. М., С. О. Тимчук, Мірошник О. О. Методика пошуку оптимальних заходів по зниженню втрат електричної енергії в розподільчих мережах на базі імітаційної моделі та Парето-метода. *Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України»*. Харків : ХНТУСГ, 2007. Вип. 47, Том 2. С. 11-16.

43. Мірошник О. О., Черемісін М. М. Підвищення ефективності керування та експлуатації розподільних електричних мереж на базі моніторингу. *Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України»*. Харків : ХНТУСГ, 2008. Вип. 73, Т. 1. С. 3-5.

44. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Пашенко А. В. Розрахунок втрат електроенергії в електричних мережах 0,38 кВ з використанням АСКОЕ. *Вісник Приазовського державного технічного університету*. 2005. С. 3-16.

45. Малогулко Ю. В., Поліщук А. Л., Томашевський Ю. В. Методи та засоби аналізу втрат електроенергії в розподільних електричних мережах з використанням пристроїв Smart Metering : монографія. Вінниця : ВНТУ, 2023. 140 с.

46. Кулик В. В., Бурикін О. Б. Програмний комплекс по-фідерного аналізу втрат електроенергії у розподільних електромережах 10(6)-0,4 кВ. URL : <https://drive.google.com/file/d/1HJEawAUf7qlZFCZ1WYuNkTKSYIyCLVGV/view> (дата звернення : 25.12.2024).

47. Проводи самонесучі ізольовані. Одесакабель. URL : <https://odeskabel.com/ua/products/kabeli-silovye/provoda-samonesushchieizolirovannye/provod-samonesushchij-izolirovannyj-sip-4.html>. (дата звернення : 05.01.2025).

48. Провід самоутримний ізольований. URL : <https://luxkabel.od.ua/product/39956/> (дата звернення : 05.01.2025).

49. Проектування систем електропостачання в АПК : навч. посіб. / С. О. Єрмолаєв та ін. Мелітополь : Люкс, 2009. 568с.

50. Стахурський В.О. Економіка енергетики та організація виробництва : Конспект лекцій. Київ : НУХТ, 2012. 153 с.

51. Федішин Б. П. Економіка енергетики : навч. посіб. для студентів енергетичних спеціальностей вищих навчальних закладів. Тернопіль : ТНТУ, 2003. 182 с.

52. Ткаченко Н. М., Кулініченко В. Р. Економіка підприємств енергетичного комплексу : підручник. Київ : Алерта, 2017. 336 с.

					21ЕЕД.11260368.02.25.000000ПЗ	Арк.
						124
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		