

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ВЕТЕРИНАРНОЇ
МЕДИЦИНИ ТА БІОТЕХНОЛОГІЙ ІМЕНІ С. З. ГЖИЦЬКОГО
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ
ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕНЕРГЕТИКИ

К В А Л І Ф І К А Ц І Й Н А Р О Б О Т А

першого (бакалаврського) рівня освіти

на тему:

«ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ
МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 110 КВ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ МЕТОДІВ
ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ»

Виконав: студент 4-го курсу

групи Ен-41 із спеціальності

141 „Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка”

(шифр і назва спеціальності)

Кобрій В. В.

Керівник: _____ к.т.н., доцент Коробка С. В.

Рецензент: _____

ДУБЛЯНИ 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ВЕТЕРИНАРНОЇ
МЕДИЦИНИ ТА БІОТЕХНОЛОГІЙ ІМЕНІ С. З. ГЖИЦЬКОГО
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ
ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕНЕРГЕТИКИ

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Сиротюк С. В.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

" ____ " _____ 2025 р.

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

Кобрію Володимиру Васильовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: "Дослідження режимів роботи районної електричної мережі напругою 110 кВ та обґрунтування методів визначення технологічних втрат електроенергії"

керівник роботи: к.т.н., доцент Коробка С. В.
(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій ім. С. З. Гжицького 123 к-с від 25.02.2025 р.

2. Строк здачі студентом закінченої роботи 17.06.2025 р.

3. Вихідні дані технічна документація, науково-технічна і довідкова література

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

Вступ

4.1 Аналіз функціонування районної електричної мережі напругою 110 кВ

4.2 Обґрунтування методів оцінки технологічних втрат електроенергії в районній електричній мережі напругою 110 кВ

4.3 Дослідження режимів експлуатації районної електричної мережі напругою 110 кВ

4.4 Охорона праці та довкілля

4.5 Техніко-економічний аналіз ефективності використання технологічних втрат електроенергії в районній електричній мережі напругою 110 кВ

Висновки і пропозиції

Перелік джерел посилання

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):
Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
4	<i>Городецький І. М. к.т.н., доцент</i>			

7. Дата видачі завдання: 27.01.2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Аналіз функціонування районної електричної мережі напругою 110 кВ</i>	4.09.2024 – 22.01.2025	
2	<i>Обґрунтування методів оцінки технологічних втрат електроенергії в районній електричній мережі напругою 110 кВ</i>	23.01.2025 – 29.01.2025	
3	<i>Дослідження режимів експлуатації районної електричної мережі напругою 110 кВ</i>	03.02.2025 – 13.02.2025	
4	<i>Охорона праці та довкілля</i>	17.02.2025 – 24.02.2025	
5	<i>Техніко-економічний аналіз ефективності використання технологічних втрат електроенергії в районній електричній мережі напругою 110 кВ</i>	26.02.2025 – 14.03.2025	
6	<i>Завершення оформлення ілюстративної частини роботи</i>	20.03.25 – 15.04.25	
7	<i>Завершення роботи в цілому</i>	01.05.25 – 30.05.25	

Студент _____ Кобрій В. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Коробка С. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Кобрій В. В. «Дослідження режимів роботи районної електричної мережі напругою 110 кВ та обґрунтування методів визначення технологічних втрат електроенергії». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій ім. С. З. Гжицького, 2025 р. 52 с. текстової частини, 12 таблиць, 19 рисунків, 12 джерел посилання.

***Метою** кваліфікаційної роботи є оптимізація режимів роботи районної електричної мережі напругою 110 кВ, що сприятиме підвищенню ефективності зниження технологічних втрат електроенергії шляхом оцінки впливу якості електроенергії та регіональних факторів.*

Для досягнення цієї мети було визначено наступні завдання: здійснити аналіз ефективності режимів роботи електричних мереж і надання рекомендацій щодо їх покращення з урахуванням впливу чинників, що на них впливають; розробити оптимальну методику оцінки технологічних втрат електроенергії в районній електричній мережі напругою 110 кВ; здійснення вимірювань параметрів режимів роботи в електричних мережах напругою 110 кВ; проаналізувати техніко-економічне обґрунтування ефективності використання технологічних втрат електроенергії в районній електричній мережі напругою 110 кВ.

У роботі розглянута оптимізація режимів роботи районної електричної мережі напругою 110 кВ, що допоможе підвищити ефективність зниження технологічних втрат електроенергії шляхом оцінки впливу якості електроенергії та регіональних факторів з врахуванням роботи альтернативних джерел енергії, під'єднаних до кожного з вузлів.

***Ключові слова:** розподільна електрична мережа; схема заміщення мережі; альтернативні джерела енергії; нормальний режим; регулювання напруги; втрати електроенергії; оптимізація режиму за напругою.*

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ФУНКЦІОНУВАННЯ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 110 кВ.....	8
1.1 Оцінка експлуатаційних характеристик районної електричної мережі напругою 110 кВ.....	8
1.2 Дослідження режимів роботи районної електричної мережі напругою 110 кВ.....	9
1.3 Обґрунтування методів визначення технологічних втрат електроенергії в мережі напругою 110 кВ.....	11
1.4 Обґрунтування теми та мети роботи.....	14
РОЗДІЛ 2. ОБҐРУНТУВАННЯ МЕТОДІВ ОЦІНКИ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РАЙОННІЙ ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 110 кВ.....	15
2.1 Аналіз методики оцінки технологічних втрат електроенергії в районній електричній мережі напругою 110 кВ.....	15
2.2 Дослідження усталених режимів електричної мережі 110 кВ та мінімізація втрат активної потужності.....	16
2.3 Оптимізація режиму розподільчої мережі по напрузі в сучасних умовах.....	25
РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 110 кВ.....	34
3.1 Аналіз впливу параметрів системи та режиму роботи на втрати потужності в електромережах напругою 110 кВ.....	34
3.2 Результати дослідження загальних гармонійних спотворень напруги та струму в електромережах напругою 110 кВ.....	37
3.3 Оцінка якості електроенергії в електромережах.....	39
3.4 Аналіз рівня втрат потужності в електромережах.....	42
3.5 Обговорення експериментальних результатів щодо визначення впливу	

підвищеної напруги та гармонік струму на електричні мережі.....	43
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	46
4.1 Організація роботи служби з охорони праці та довкілля.....	46
4.2 Протипожежна безпека і грозовзахист.....	46
РОЗДІЛ 5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИЙ АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РАЙОННІЙ ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 110 кВ.....	48
5.1 Економічний аналіз ефективності використання технологічних втрат електроенергії в районній електричній мережі напругою 110 кВ.....	48
ВИСНОВКИ І ПРОПОЗИЦІЇ.....	50
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ПОСИЛАНЬ.....	52
ДОДАТКИ.....	53

ВСТУП

Найважливішою проблемою для всієї світової економіки є економія енергетичних ресурсів. В галузі електроенергетики ця проблема зводиться до максимально можливого зниження втрат потужності та електроенергії в електричних мережах. Електроенергія є особливим видом продукції, транспортування якої виконується за рахунок втрат деякої частини самої продукції.

Серед факторів, що визначають рівень втрат енергії в мережах, виділяють дві основні групи:

- стан електричної мережі (схема, режими роботи, состав і технічний стан працюючого встаткування);
- недосконалість системи обліку (погрішності приладів, наявність «безоблікових» споживачів, неодночасність, несвоєчасність або відсутність оплати, розкрадання тощо).

Перша група факторів визначає так звані технічні, друга група – комерційні втрати. Перші з них це фактичні втрати потужності, які безпосередньо пов'язані із процесом передачі електричної енергії й обумовлені фізичними явищами, що супроводжують цей процес – втратами потужності через нагрівання струмоведучих частин, коронуванням і недосконалістю ізоляції проводів повітряних ліній електропередавання, гістерезисом і вихровими струмами в сердечниках трансформаторів й електричних машин.

Розрахунки й аналіз цієї складової втрат становлять основу для рішення завдань підвищення ефективності роботи електричних мереж за рахунок зниження втрат потужності й енергії, тому що дозволяють визначити структуру втрат, економічно обґрунтований рівень втрат, намітити заходи щодо їхнього зниження, зменшити комерційні втрати [1, 2].

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ФУНКЦІОНУВАННЯ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 110 кВ

1.1 Оцінка експлуатаційних характеристик районної електричної мережі напругою 110 кВ

Аналіз функціонування районної електричної мережі напругою 110 кВ є важливим завданням для забезпечення надійного та ефективного електропостачання споживачів. Дослідження роботи таких мереж включає оцінку навантажень, режимів роботи, втрат електроенергії, рівнів напруги та стабільності системи.

Основні аспекти аналізу:

1. Структура мережі
 - Схема з'єднання підстанцій та ліній електропередачі.
 - Кількість і параметри трансформаторів, довжина та переріз проводів.
2. Розрахунок навантажень
 - Аналіз добових та сезонних змін навантаження.
 - Визначення максимальних і мінімальних рівнів споживання.
 - Прогнозування змін навантажень у майбутньому.
3. Енергетичні втрати
 - Визначення втрат у проводах та трансформаторах.
 - Заходи для зниження втрат (оптимізація перерізу проводів, застосування компенсуючих пристроїв тощо).
4. Якість електроенергії
 - Контроль рівня напруги на різних вузлах мережі.
 - Аналіз показників якості електроенергії (гармоніки, коливання напруги, частота).
5. Надійність роботи мережі
 - Аналіз аварійних ситуацій та їхніх причин.

- Визначення слабких місць у мережі та шляхів підвищення надійності.
- Оцінка впливу резервних джерел живлення.
- 6. Оптимізація режимів роботи
 - Використання автоматизованих систем диспетчерського управління.
 - Оптимізація розподілу навантаження між джерелами живлення.
 - Впровадження сучасних методів управління реактивною потужністю.

Отже, проведення комплексного аналізу районної мережі 110 кВ дозволяє виявити проблемні ділянки, знизити втрати електроенергії, підвищити надійність та якість електропостачання, а також ефективно планувати модернізацію системи.

1.2 Дослідження режимів роботи районної електричної мережі напругою 110 кВ

Дослідження режимів роботи районної електричної мережі напругою 110 кВ є важливим етапом у забезпеченні її надійності, стабільності та ефективності. Такі мережі виконують функцію розподілу електроенергії між підстанціями, живлення промислових підприємств, комерційних і побутових споживачів, а також взаємодії з магістральними мережами більш високого класу напруги.

Основні аспекти дослідження

1. Аналіз структури та конфігурації мережі
 - Визначення основних елементів мережі, зокрема підстанцій, ліній електропередачі (ЛЕП), трансформаторів.
 - Оцінка топології мережі: радіальна, кільцева або змішана конфігурація.

- Визначення резервних ліній та можливостей переключення в аварійних ситуаціях.

2. Розрахунок електричних режимів

- Визначення поточних навантажень на мережу в різні періоди доби та року.

- Аналіз перетоків потужності між підстанціями та секціями мережі.

- Визначення рівнів напруги на різних вузлах мережі та їх відповідність нормативним значенням.

3. Оцінка втрат електроенергії

- Визначення втрат у ЛЕП та трансформаторах.

- Оцінка впливу реактивної потужності на загальні втрати електроенергії.

- Розгляд методів компенсації реактивної потужності для зменшення втрат.

4. Дослідження якості електроенергії

- Вимірювання рівнів напруги та їх відхилення від номінальних значень.

- Аналіз гармонічних спотворень, флікер-ефектів та коливань частоти.

- Оцінка впливу споживачів з нелінійними навантаженнями на якість електроенергії.

5. Надійність та стабільність роботи мережі

- Визначення критичних вузлів і потенційних місць перевантаження.

- Оцінка ймовірності виникнення аварійних ситуацій та сценаріїв їх ліквідації.

- Аналіз роботи систем релейного захисту та автоматики.

6. Оптимізація режимів роботи мережі

- Визначення ефективних схем переключення для мінімізації втрат та перевантажень.

- Використання автоматизованих систем диспетчерського управління для оперативного регулювання режимів.
- Розробка заходів щодо модернізації мережі для підвищення її ефективності.

Отже, комплексний аналіз режимів роботи районної електричної мережі напругою 110 кВ дозволяє визначити проблемні ділянки, оптимізувати навантаження, покращити якість електроенергії та підвищити загальну надійність системи. Отримані результати можуть бути використані для розробки заходів з модернізації мережі, оптимізації її експлуатації та зниження експлуатаційних витрат.

Згідно з останніми нормативними вимогами, ефективність є основною метою при плануванні розподільчих мереж, що повинно повністю відповідати обмеженням системи. Зростаючий економічний ризик, пов'язаний з інвестиційними потребами, особливо в реструктурованих мережах, спонукає планувальників до використання відповідних підходів до проєктування. У результаті задачі оптимального розміщення електричних пристроїв у енергосистемах привернули значну увагу дослідників. Протягом останніх десятиліть було розроблено широкий спектр рішень і методологій для оптимального розміщення шунтуючих конденсаторів, джерел генерації, перемикачів, трансформаторів та інших електричних пристроїв у мережах передачі та розподілу [1].

1.3 Обґрунтування методів визначення технологічних втрат електроенергії в мережі напругою 110 кВ

Мережі напругою 110 кВ відіграють ключову роль у передачі та розподілі електроенергії на регіональному рівні. Втрати електроенергії в таких мережах є одним із найважливіших показників їхньої ефективності. Зниження технологічних втрат дозволяє підвищити економічність роботи мережі,

зменшити навантаження на електрообладнання та оптимізувати режимні параметри.

Для точного оцінювання втрат необхідно застосовувати відповідні методи розрахунку, що враховують характеристики мережі, режими її роботи, конфігурацію та умови експлуатації.

2. Класифікація технологічних втрат електроенергії в мережах 110 кВ

Технологічні втрати електроенергії у високовольних мережах поділяються на:

Навантажувальні втрати – виникають через проходження струму через активний опір провідників ліній електропередачі та обмоток трансформаторів.

Безнавантажувальні втрати – пов'язані з втратами холостого ходу трансформаторів.

Додаткові втрати – виникають через несиметрію навантаження, перетоки реактивної потужності та змінні експлуатаційні фактори.

3. Основні методи визначення технологічних втрат у мережі 110 кВ

3.1. Розрахункові методи

Розрахункові методи ґрунтуються на використанні математичних моделей електричних мереж та законів електротехніки.

Метод енергетичного балансу

Базується на визначенні різниці між виробленою та спожитою електроенергією.

Втрати визначаються як різниця між сумарною енергією, що подається в мережу, та корисним відпуском електроенергії споживачам.

Метод еквівалентних схем заміщення

Використовується для оцінки втрат у конкретних елементах мережі (лініях, трансформаторах).

Враховує параметри електрообладнання (опір, індуктивність, ємність).

Метод коефіцієнтів втрат

Використовує нормативні або експериментально отримані коефіцієнти для оцінки втрат у різних елементах мережі.

Використовується для попередніх оцінок або при відсутності детальних даних про режимні параметри.

3.2. Експериментальні методи

Експериментальні методи базуються на безпосередніх вимірюваннях параметрів мережі.

Метод натурних випробувань

Передбачає проведення вимірювань струмів, напруг, активної та реактивної потужності на різних вузлах мережі.

Дозволяє визначити втрати з високою точністю, але потребує значних ресурсів та часу.

Метод моніторингу за допомогою сучасних інформаційно-вимірювальних систем (SCADA, SMART GRID)

Дозволяє проводити безперервний моніторинг втрат у реальному часі.

Враховує змінність режимів навантаження та перетікання потужності між вузлами мережі.

3.3. Метод статистичного аналізу

Використовує великі масиви історичних даних для оцінки втрат у мережі.

Включає регресійні та кореляційні моделі для прогнозування втрат залежно від навантаження та режимів роботи мережі.

4. Порівняння методів та вибір оптимального підходу

Кожен із методів має свої переваги та недоліки. Для досягнення максимальної точності рекомендується комбіноване застосування декількох методів:

Розрахункові методи підходять для попередніх оцінок та планування експлуатації мережі.

Експериментальні методи забезпечують найбільш точну оцінку реальних втрат, але потребують сучасного обладнання.

Методи статистичного аналізу дають можливість прогнозувати втрати на основі історичних даних.

5. Висновки

Тому, визначення технологічних втрат електроенергії в мережах напругою 110 кВ є важливим завданням для підвищення ефективності їх роботи. Оптимальний підхід передбачає поєднання аналітичних, експериментальних та статистичних методів для отримання найбільш точних результатів та розробки заходів щодо зниження втрат.

1.4 Обґрунтування теми та мети роботи

Метою цього дослідження є оптимізація режимів роботи районної електричної мережі напругою 110 кВ, що сприятиме підвищенню ефективності зниження технологічних втрат електроенергії шляхом оцінки впливу якості електроенергії та регіональних факторів.

Відповідно до цієї мети було визначено наступні завдання:

- Здійснити аналіз ефективності режимів роботи електричних мереж і надання рекомендацій щодо їх покращення з урахуванням впливу чинників, що на них впливають.
- Розробити оптимальну методику оцінки технологічних втрат електроенергії в районній електричній мережі напругою 110 кВ;
- Здійснити вимірювання параметрів та режимів роботи в електричних мережах напругою 110 кВ;
- Проаналізувати техніко-економічне обґрунтування ефективності використання технологічних втрат електроенергії в районній електричній мережі напругою 110 кВ.

РОЗДІЛ 2. ОБҐРУНТУВАННЯ МЕТОДІВ ОЦІНКИ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РАЙОННІЙ ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 110 кВ

2.1 Аналіз методики оцінки технологічних втрат електроенергії в районній електричній мережі напругою 110 кВ

Технологічні втрати електроенергії є одним із важливих факторів, що впливають на ефективність роботи районних електричних мереж (РЕМ). Визначення цих втрат дозволяє оптимізувати роботу мережі, зменшити нераціональне використання енергії та покращити економічні показники енергопостачальних компаній.

Втрати електроенергії в мережі 110 кВ можна поділити на:

Навантажувальні втрати – виникають у результаті проходження струму через активний опір елементів мережі (ліній електропередачі, трансформаторів).

Ненавантажувальні втрати – зумовлені процесами намагнічування трансформаторів та коронним розрядом у лініях електропередачі.

Втрати через несанкціоноване споживання – пов'язані з крадіжками електроенергії та помилками обліку.

Оцінка технологічних втрат може проводитися різними методами, а саме:

Аналітичний метод базується на розрахунку втрат електроенергії за допомогою математичних моделей, що враховують параметри мережі, конфігурацію та режими роботи. Основні формули:

Втрати в лініях:

$$P_{\text{Впрат}} = I^2 RL. \quad (2.1)$$

де I – струм, R – питомий опір провідника, L – довжина лінії.

Втрати в трансформаторах: визначаються через потужність холостого ходу та короткого замикання.

Експериментальний метод передбачає проведення вимірювань електричних параметрів у мережі за допомогою спеціалізованих приладів (аналізаторів якості електроенергії, лічильників електроенергії тощо). Дозволяє отримати точні результати, але потребує значних ресурсів.

Імітаційне моделювання втрат у програмному середовищі (наприклад, MATLAB, DIgSILENT PowerFactory) дозволяє дослідити різні режими роботи мережі та оцінити вплив різних факторів на втрати електроенергії.

Тому, вибір методу залежить від доступності даних, необхідної точності та наявних ресурсів. Для практичного застосування рекомендується комплексний підхід, що включає аналітичний аналіз для попередніх розрахунків та експериментальні дослідження для уточнення отриманих результатів.

Отже, оцінка технологічних втрат електроенергії у мережах 110 кВ є важливим завданням для підвищення ефективності електропередачі. Використання поєднання аналітичного, експериментального та імітаційного методів дозволяє отримати достовірні результати та розробити заходи щодо їх зменшення.

2.2 Дослідження усталених режимів електричної мережі 110 кВ та мінімізація втрат активної потужності

Об'єктом дослідження є розподільча електрична мережа напругою 110 кВ, схема якої наведена на рис. 2.1. Вона являє собою фрагмент реальної діючої електроенергетичної системи України та є складовою Центральної енергетичної системи.

Приймачами електроенергії є 14 підстанцій, серед яких 9 оснащені три обмотковими трансформаторами 110/35/10, а 5 – дво обмотковими трансформаторами 110/10. На кожній підстанції встановлено два трифазні понижуючі трансформатори, обладнані пристроєм РПН, що забезпечує регулювання режимів роботи електричної мережі.

Загальна споживана потужність складає 51,7 МВт, а балансувальним вузлом у мережі є перший вузол.

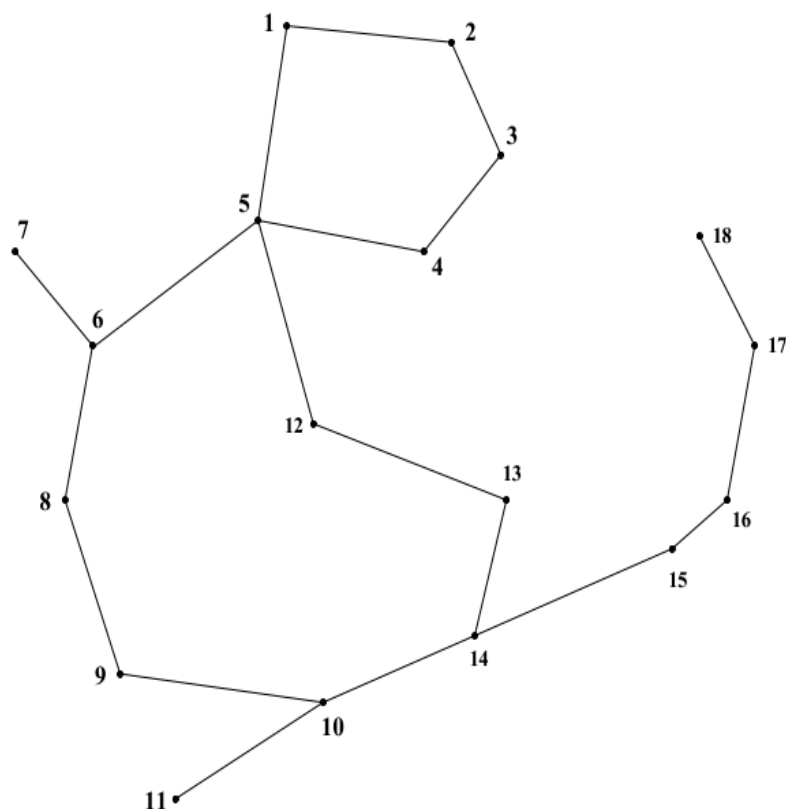


Рисунок 2.1 – Схема електричної мережі 110 кВ.

Характеристики генеруючих вузлів наведені в таблиці 2.1.

Як джерела живлення в мережі представлені 4 вузли:

- підстанція 330/110/35 кВ,
- тягова підстанція 110/27,5/10 кВ,
- дві ТЕЦ з установленими потужностями 210 МВт та 115 МВт.

Таблиця 2.1 – Технічні характеристики моделюючих вузлів

№	Назва об'єкта	Установлена потужність, МВт
1	ТЕЦ «А»	210
11	ТЕЦ «В»	115
18	ПС-330/110/35	250
6	ПС-110/27,5/10	80

Перелік підстанцій і значення навантаження вузлів наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Характеристики вузлів навантаження.

№	Назва вузла	P, МВт	Q, МВАр
2	ПС-110/35/10	3,5	1,68
3	ПС-110/35/10	6	2,88
4	ПС-110/10	0,8	0,38
5	ПС-110/35/10	4,3	2,06
7	ПС-110/10	2,5	1,2
12	ПС-110/35/10	4,2	2,02
9	ПС-110/35/10	3	1,44
10	ПС-110/35/10	3,6	1,63
13	ПС-110/35/10	7	2,02
14	ПС-110/10	4	1,92
15	ПС-110/10	3,2	1,54
16	ПС-110/10	0,1	0,05
17	ПС-110/10«У»	5,5	2
8	ПС-110/10«Р»	4,2	2,02

Параметри проводів наведено в таблиці 2.3.

Сумарна довжина ліній 110 кВ становить приблизно 500 км.

Таблиця 2.3 – Параметри проводів.

Марка проводу	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	$Q_0, 10^{-6}$, См/км
АС-35	0,850	0,411	2,540
АС-50	0,650	0,411	2,610
АС-70	0,460	0,443	2,600
АС-95	0,330	0,432	2,670
АС-120	0,270	0,420	2,715
АС-150	0,210	0,413	2,765
АС-185	0,170	0,406	2,830
АС-240	0,132	0,398	2,870
АСУ-300	0,106	0,389	2,940

Втрати потужності в електричній мережі за відомих параметрів режиму визначаються шляхом підсумовування втрат у всіх її елементах.

Аналіз математичних моделей нормального режиму електроенергетичної системи показав, що найбільш ефективним є використання математичної моделі у формі балансу потужностей у полярних координатах.

Підсумовуючи потужності по всіх гілках, що приєднані до кожного вузла мережі (крім балансуючого), отримуємо систему рівнянь такого вигляду:

$$\sum_{j=1}^{N_i} \dot{S}_{ij} + \dot{S}_{ni} - \dot{S}_{ci} = 0, \quad (i = 1, 2, \dots, N) \quad (2.2)$$

де N_i – кількість гілок, що примикають до вузла i ;

$N = n - 1$, n – кількість вузлів мережі;

S_{ij} – потужність гілки ij ;

S_{ni} – потужність навантаження i -го вузла;

S_{ci} – генеруюча потужність i -го вузла.

Система рівнянь (2.2) називається системою вузлових рівнянь мережі у вигляді балансу потужностей.

Потужності генераторів та навантажень у вузлах мережі є заданими величинами, тоді як потужності, що передаються через елементи мережі, залежать від напруги у вузлах.

При відомих значеннях навантажень, потужностей генераторів у всіх вузлах та вектора напруги U БУ балансуючого вузла, система рівнянь (2.2) містить N рівнянь для N невідомих напруг у вузлах.

Проте, з урахуванням наявності в мережі вузлів трьох типів:

- NPQ (нерегульовані вузли із заданими P і Q),
 - NPU (регульовані вузли із заданою активною потужністю та модулем напруги $|U_i|$),
 - НБУ (балансуючі за активною чи реактивною потужністю),
- у кожному окремому вузлі можуть бути задані лише дві з чотирьох величин (P_i , Q_i , U_i , δ_i), а решта дві залишаються невідомими.

Тому раціонально замінити систему рівнянь (2.2) на еквівалентну систему з $2N$ рівнянь, яка характеризує баланс активної та реактивної потужностей у вузлах мережі.

$$U_i^2 g_{ii} - \sum_{j=1}^{n+1} U_i U_j \left[g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) \right] + P_{ni} - P_{ci} = 0 \quad (2.3)$$

$$-U_i^2 b_{ii} - \sum_{j=1}^{n+1} U_i U_j \left[g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) \right] + Q_{ni} - Q_{ci} = 0 \quad (2.4)$$

де U_i, δ_i – модуль та кут напруги i -го вузла;

U_j, δ_j – модуль та кут напруги j -го вузла;

P_{ni}, Q_{ni} – активна та реактивна потужність навантаження i -го вузла;

P_{gi}, Q_{gi} – активна та реактивна генеруюча потужність i -го вузла.

g_{ii}, b_{ij} – власна активна та реактивна провідності i -го вузла;

g_{ij}, b_{ij} – взаємна активна та реактивна провідності i -го та j -го вузлів.

Для визначення параметрів режиму електричної мережі необхідно виконувати розрахунки її ustalених режимів на всіх етапах графіка навантаження. Це здійснюється на основі відповідної математичної моделі мережі, яка повинна відповідати кільком ключовим вимогам:

- Висока точність – математична модель має враховувати всі основні фактори, що впливають на втрати потужності під час передавання електроенергії.
- Збіжність ітераційного процесу – розрахунок ustalених режимів має швидко збігатися, що забезпечує ефективний контроль і аналіз втрат електроенергії.
- Масштабованість – модель повинна дозволяти моделювання великих електричних мереж із численними вузлами.

Найскладнішою частиною розрахунку є розв’язання вузлових рівнянь балансу потужностей, які визначають модулі та кути векторів напруги у вузлах мережі. Оскільки ці рівняння є нелінійними, їх розв’язують лише чисельними ітераційними методами. Одним із найефективніших і найшвидших методів у цьому випадку є метод Ньютона, який забезпечує швидку збіжність та високу точність обчислень.

Для аналізу електричної мережі використано вихідні дані, наведені в таблиці 4.

У таблиці 2.4 прийнято такі позначення:

- UNOM – номінальне значення напруги в мережі,
- PN, QN – активна та реактивна потужності вузлів навантаження,
- PG, QG – активна та реактивна потужності джерел електроживлення.

Таблиця 2.4 – Інформація про вузли

N	U _{NOM}	P _N	Q _N	P _G	Q _G
1	110	0,00	0,00	31,5	15,12
2	110	3,5	1,68	0,00	0,00
3	110	6,00	2,88	0,00	0,00
4	110	0,8	0,38	0,00	0,00
5	110	4,30	2,06	0,00	0,00
6	110	0,00	0,00	0,00	0,00
7	110	2,50	1,20	0,00	0,00
8	110	4,20	2,02	0,00	0,00
9	110	3,00	1,44	0,00	0,00
10	110	3,40	1,63	0,00	0,00
11	110	0,00	0,00	114,0	3,47
12	110	4,2	2,02	0,00	0,00
13	110	7,0	3,36	0,00	0,00
14	110	4,0	1,92	0,00	0,00
15	110	3,2	1,54	0,00	0,00
16	110	0,1	0,05	0,00	0,00
17	110	5,5	2,64	0,00	0,00
18	110	0,00	0,00	8,80	2,23

Було проведено розрахунок ustalених режимів роботи розподільчої мережі напругою 110 кВ, результати якого представлені в таблиці 2.5.

Проведене моделювання показало, що при підтримці напруги на рівні 110 кВ у першому вузлі напруга в інших точках мережі не відповідає вимогам щодо якості електроенергії, оскільки на деяких підстанціях вона знижується до 106

кВ. Однак підвищення напруги у базисному вузлі до 115 кВ дозволяє досягти стабільних значень у всій мережі без наближення до критичних рівнів.

Дослідження також показало, що збільшення напруги на шинах балансуєчого вузла на 5 кВ сприяє зменшенню загальних втрат активної потужності на 0,0781 МВт – з 0,9086 МВт до 0,8305 МВт.

Вплив реактивної потужності. Підвищений рівень споживання реактивної потужності може спричинити низку негативних явищ, зокрема:

- погіршення коефіцієнта потужності,
- падіння рівня напруги,
- збільшення втрат активної потужності.

Одним із методів покращення режиму роботи мережі є використання засобів компенсації реактивної потужності. Проте ефективність такого підходу безпосередньо залежить від правильного вибору точок встановлення компенсуючих пристроїв. Неправильне їх розміщення може значно знизити ефективність заходу, що призведе до необґрунтованих витрат без суттєвого покращення роботи мережі.

У межах дослідження було розглянуто варіанти підключення батарей статичних конденсаторів (БСК) у різних вузлах системи. У схемі 110 кВ передбачено такі установки:

- у вузлі 13 – БСК потужністю 3 МВАр,
- у вузлі 8 – БСК потужністю 2 МВАр.

Було виконано розрахунки для таких сценаріїв:

- підключення БСК потужністю 3 МВАр у вузлі 13,
- одночасне підключення БСК потужністю 3 МВАр у вузлі 13 та 2 МВАр у вузлі 8.

Підсумкові результати впливу підключення компенсуючих пристроїв на робочі параметри мережі представлені в таблиці 2.5. До моменту підключення БСК загальні втрати активної потужності становили 0,8305 МВт. При підключенні батареї статичних конденсаторів (БСК) на 3 МВАр у вузлі 13

загальні втрати активної потужності склали 0,7989 МВт, що на 0,0316 МВт менше порівняно з режимом без компенсації.

Таблиця 2.5 – Підсумкові дані моделювання усталеного режиму мережі

№ вузла	Напруга у вузлі 1 рівна 110 кВ	Напруга у вузлі 1 рівна 115 кВ
1	110	115
2	109,5	114,6
3	108,4	113,6
4	107,9	113,2
5	107,65	113
6	107,1	112,6
7	107,07	112,54
8	107,06	112,539
9	107,1	112,75
10	107,9	113,47
11	109,6	115,1
12	106,7	112,23
13	106,4	1120
14	106,9	112,5
15	107	112,7
16	107,2	112,9
17	107,6	113,3
18	108,2	113,7

Додавання БСК на 2 МВАр у вузлі 8 при збереженні роботи конденсатора у вузлі 13 дозволило знизити втрати активної потужності до 0,7890 МВт, що на 0,0415 МВт нижче, ніж у вихідному режимі без компенсації, та на 0,0099 МВт менше, ніж при роботі лише одного конденсатора у вузлі 13.

Одним із методів зменшення втрат електроенергії є примусова зміна поточкорозподілу шляхом розмикання замкнутої живильної або розподільної мережі. Важливо визначити оптимальне місце розриву для досягнення мінімальних втрат активної потужності.

У розподільних мережах напругою 110 кВ і вище перемикання можуть проводитися через сезонні зміни навантаження або під час ремонтних робіт на лініях, генераторах та іншому обладнанні. Оптимальний варіант визначається шляхом порівняння втрат електроенергії за різних схем живлення споживачів.

У таблиці 6 наведені результати моделювання примусового регулювання потокорозподілу шляхом розриву замкнутої розподільної мережі у вузлах 13 та 9.

Розмикання контуру з переведенням живлення вузла 13 на односторонню подачу від вузла 12 призвело до сумарних втрат активної потужності 0,8074 МВт, що на 0,0184 МВт більше, ніж у режимі замкнутого контуру.

Таблиця 2.6 – Результати розрахунку

№	Режим електричної мережі	Рівні напруги, кВ	Величин втрат, МВт	Різниця втрат, %
1	Напруга у вузлі 1 рівна 115 кВ	112,2-115	0,8305	—
2	Напруга у вузлі і рівна 110 кВ	104,1-110	0,9086	-9,4
3	Включення БСК на 3 МВАр у вузлі 13	113,2-115	0,7989	3,8
4	Вкл. БСК на 5 МВАр у вузлах 13 та 8	113,6-115	0,7890	5
5	Розмикання контуру при живлення вузла 13 тупіком від вузла 12	111,8-115	0,8074	2,8
6	Розмикання контуру при живлення вузла 9 тупіком від вузла 8	112,5-115	0,8255	0,6

При розмиканні контуру з переведенням живлення вузла 9 на односторонню подачу від вузла 8 загальні втрати активної потужності зросли до 0,8255 МВт, що на 0,0365 МВт більше, ніж у замкнутому режимі.

Таким чином, у дослідженій розподільчій мережі 110 кВ розмикання контурів не сприяє зниженню загальних втрат активної потужності. Це пояснюється тим, що мережа є практично однорідною, а її топологія не створює значних переваг для оптимізації потоків енергії через відключення окремих ділянок.

Отже, проведено детальний аналіз режимів роботи розподільної електричної мережі та рівня втрат активної потужності.

Встановлено, що вихідний режим мережі, прийнятий для розрахунків, є незадовільним: напруга у вузлах знижується до 106 кВ, а втрати активної потужності досягають 0,9086 МВт.

Розрахунок потоків потужності показав, що в окремих ділянках мережі відбувається значний, але не виправданий перетік реактивної потужності, що свідчить про неефективність роботи мережі.

Для приведення режиму роботи електромережі у відповідність до нормативних вимог, зокрема для забезпечення припустимих рівнів напруги та струмових навантажень у всіх вузлах, було застосовано заходи зі зниження втрат потужності та електроенергії.

Оптимальними рішеннями для підвищення ефективності роботи мережі виявилися:

- Перерозподіл потужності між генераторами.
- Регулювання реактивної потужності генеруючих вузлів.
- Встановлення додаткових джерел реактивної потужності у найбільш навантажених вузлах.
-

2.3 Оптимізація режиму розподільчої мережі по напрузі в сучасних умовах

Дослідження питань регулювання напруги в електричних мережах є важливим аспектом їхньої стабільної роботи. На рис. 2.2 представлено фрагмент реальної енергосистеми класу напруги 110 – 35 кВ. Високовольтна мережа 110 кВ є замкненою, тоді як мережа 35 кВ залишається розімкненою. На схемі також наведені типи трансформаторів, що використовуються на підстанціях, а також характеристики повітряних і кабельних ліній електропередавання, включаючи їх довжину та конструктивні особливості.

У даній системі вузол 1 виконує роль опорного за напругою та одночасно є балансуєчим елементом щодо потужності. Усі вузли навантаження отримують живлення не лише від традиційних джерел енергії, а й від альтернативних, серед яких домінують сонячні електростанції та вітрові

генератори. Вплив цих джерел енергії враховується під час розрахунків загального навантаження. Зокрема, через особливості їхньої роботи вузли 2 і 12 набувають генераторних властивостей, що змінює характер режимів роботи мережі.

Зважаючи на те, що проєктування даної електричної мережі відбувалося понад три десятиліття тому, на сучасному етапі особливо актуальним є проведення аналізу її функціонування з урахуванням змінених умов експлуатації. Важливо визначити потенційні способи оптимізації режимів передачі електроенергії, зокрема механізми регулювання напруги.

Керування напругою може здійснюватися за допомогою різних технічних засобів, таких як:

- Пристрої регулювання під навантаженням (РПН), які дозволяють змінювати коефіцієнт трансформації трансформаторів без їхнього відключення.
- Синхронні компенсатори, що забезпечують додаткове регулювання реактивної потужності.
- Батареї статичних компенсаторів, які допомагають підтримувати необхідний рівень напруги в мережі.

Вибір оптимального методу регулювання напруги є багатофакторним завданням і залежить від комплексного аналізу режимів роботи системи. Рішення щодо застосування певних регулюючих засобів ухвалюються відповідними структурами, що відповідають за диспетчеризацію та експлуатацію розподільчої мережі.

Аналізуючи вплив рівнів напруги у базовому та балансуєчому вузлі 110 кВ на режими функціонування електромережі, слід враховувати особливості їхнього взаємозв'язку з іншими елементами системи. Оптимізаційні розрахунки виконуються на основі моделювання усталених нормальних режимів роботи електричної мережі, що дозволяє оцінити її ефективність та стабільність.

Процес підготовки вхідних даних для аналізу нормального режиму роботи електромережі включає кілька етапів:

- Формування схеми заміщення, що відображає реальну електричну мережу в нормальному режимі, з визначенням її основних параметрів та присвоєнням нумерації вузлам системи.
- Розрахунок електричних характеристик елементів мережі, зокрема параметрів ліній електропередачі та трансформаторів, що враховуються у розрахунках.

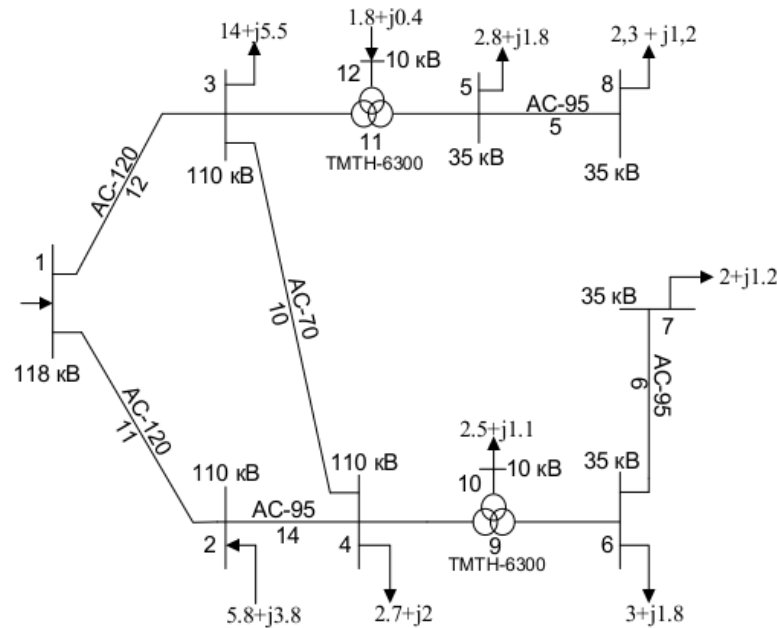


Рисунок 2.2 – Схема мережі 110 кВ

- Створення вихідних файлів з необхідними вхідними даними для проведення моделювання та розрахунків.

На рис. 2.3 представлено схему заміщення електромережі, яка відповідає прийнятій розрахунковій моделі. Для підвищення точності розрахунків усі елементи мережі враховані у вигляді повних схем заміщення, що включають як поздовжні параметри (активний опір R та індуктивність L), так і поперечні параметри (провідність G та ємність C).

Для виконання розрахунків використовувалася спеціалізована програма «Режим», яка дозволяє аналізувати електричні характеристики мережі та визначати оптимальні параметри її функціонування. Нумерація вузлів, прийнята у схемі (рис. 2.2), є основою для подальших розрахунків і аналізу робочих режимів системи.

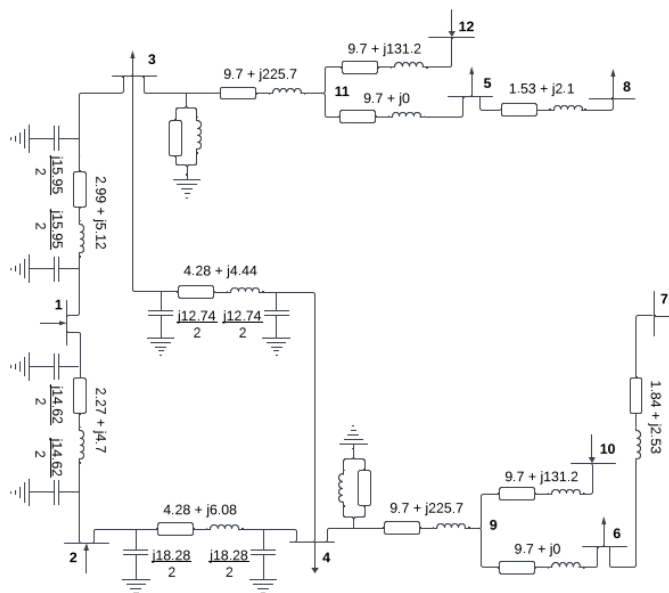


Рисунок 2.3 – Еквівалентна схема електричної мережі 110 кВ

Вузлові навантаження електричної мережі. У табл. 2.7 представлено значення вузлових навантажень для кожного з аналізованих вузлів електричної мережі. Вона містить дані щодо величини активної потужності (P , МВт) та реактивної потужності (Q , МВАр), які характеризують енергетичні параметри розподільчої системи в різних її точках.

Проаналізовані показники свідчать про нерівномірний розподіл навантаження між вузлами, що є важливим фактором під час виконання розрахунків режимів роботи мережі. Таке нерівномірне навантаження впливає на розподіл струмів у лініях електропередачі, що, у свою чергу, визначає рівень втрат активної потужності та загальну ефективність електропостачання.

Отримані дані є ключовими для подальшого моделювання роботи мережі, оскільки вони дозволяють оцінити навантажувальні характеристики окремих вузлів, виявити потенційно перевантажені ділянки та розробити заходи для оптимізації електричних режимів із мінімізацією втрат енергії.

Таблиця 2.7 – Вузлові навантаження 110 кВ

Вузол	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P , МВт	5,8	14,0	2,7	2,8	3	2	2,3	0	2,5	0	1,8
Q , МВ Ар	3,8	5,5	2	1,8	1,8	1,2	1,2	0	U	0	0,4

Характеристики проводів і трансформаторів у мережі. У таблицях 2.8 і 2.9 наведено технічні параметри проводів і трансформаторів, що формують основні ділянки досліджуваної електричної мережі. Ці характеристики є ключовими для аналізу електромагнітних процесів у мережі та визначення її ефективності.

Зокрема, для кожної лінії електропередачі представлено такі параметри:

- Марка проводу, що визначає його матеріал і конструктивні особливості.
- Довжина лінії, яка впливає на величину втрат потужності та рівень напруги в мережі.
- Поздовжні параметри: активний опір (r) і індуктивний опір (x), які характеризують втрати енергії на нагрівання та вплив на реактивну потужність.
- Поперечний параметр (b), що відображає ємнісний вплив лінії на електричну мережу.

Таблиця 2.8 – Параметри мережі 110 кВ

Ділянка	Марка дроту	l , км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , мкСм/км	R , Ом	X , Ом	B , мкСм
1-2	АС-120	11	0,249	0,427	2,658	2,74	4,7	29,24
1-3	АС-120	12	0,249	0,427	2,658	2,99	5,12	31,90
2-4	АС-95	14	0,306	0,421	2,611	4,28	6,08	36,55
3-4	АС-70	10	0,428	0,432	2,547	4,28	4,44	25,47
5-8	АС-95	5	0,306	0,421	–	1,53	2,10	–
6-7	АС-95	6	0,306	0,421	–	1,84	2,53	–
Ділянка	Тип трансформатора			U_H обмоток, кВ		R , Ом	X , Ом	
3-11	ТМТН-6300/110			ВН	115	9,70	225,7	
11-5				СН	38,5	9,70	0	
11-12				НН	11	9,70	131,2	
4-9	ТМТН-6300/110			ВН	115	9,70	225,7	
9-6				СН	38,5	9,70	0	
9-10				НН	11	9,70	131,2	

Для силових трансформаторів у таблиці 3 зазначені:

- Тип трансформатора, що визначає його конструкцію та область застосування.
- Номінальна напруга обмоток, яка впливає на узгодженість з рівнями напруги в мережі.
- Активний опір (R) та індуктивний опір (X), які визначають рівень втрат електроенергії та вплив на стабільність напруги.

Отримані параметри проводів і трансформаторів стали основою для створення схем заміщення мережі, що дозволило виконати детальний розрахунок втрат потужності та оцінити їхній вплив на загальну ефективність роботи системи. Аналіз цих характеристик показав, що електричні параметри ліній і трансформаторів мають значний вплив на енергетичні показники мережі, зокрема на рівень втрат активної та реактивної потужності, стабільність напруги та загальну надійність електропостачання.

Таблиця 2.9 – Активні та реактивні втрати в електричній мережі при дослідженні зміни напруги

U, кВ	ΔP , МВт			ΔQ , МВАр		
	110	35	загальні	110	35	загальні
114	0,136	0,158	0,294	0,221	0,018	0,239
115	0,135	0,161	0,296	0,217	0,017	0,234
116	0,132	0,159	0,291	0,213	0,017	0,230
117	0,130	0,156	0,286	0,209	0,017	0,226
118	0,127	0,154	0,281	0,204	0,017	0,221
119	0,125	0,151	0,276	0,202	0,017	0,219
120	0,124	0,148	0,272	0,198	0,017	0,215

Підвищення ефективності роботи електричної мережі через коригування рівня напруги. Одним із заходів, спрямованих на покращення ефективності

функціонування електричної мережі, є збільшення рівня напруги у базовому та балансуєчому вузлі напругою 110 кВ. Даний підхід дозволяє зменшити струмові навантаження в мережі, що своєю чергою сприяє зниженню технологічних втрат електроенергії та покращенню стабільності напруги в системі.

Матеріали та методика дослідження. Для аналізу впливу підвищення напруги на енергетичні параметри мережі застосовано математичне моделювання, яке базується на детальному врахуванні характеристик її складових. Кожен елемент електричної мережі, зокрема:

- Лінії електропередачі,
- Силові трансформатори,
- Автотрансформатори характеризується своїми позовжніми параметрами – активним (R) та реактивним (X) опорами. Ці параметри визначають основні втрати електроенергії під час передачі та розподілу потужності в мережі.

Фізичні процеси у мережі. Передача електроенергії супроводжується перетіками активної та реактивної потужності між вузлами, які залежать від електричних параметрів елементів системи. У процесі експлуатації ці перетоки зумовлюють виникнення технологічних втрат, які пропорційні величині струмів у лініях і трансформаторах.

Таким чином, підвищення рівня напруги в базовому та балансуєчому вузлі дозволяє зменшити струмове навантаження, що веде до зниження втрат у лініях електропередачі та підвищення загальної ефективності роботи мережі:

$$\Delta P_{ij} + j\Delta Q_{ij} = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_i^2} (R_{ij} + jX_{ij}) \quad (2.5)$$

де P_{ij} , Q_{ij} , U_i – відповідно активна та реактивна потужність перетікання початку ділянки i–j і модуль напруги вузла початку ділянки.

Відповідно, втрати активної потужності, що виникають на певній ділянці електричної мережі між вузлами i та j, визначаються за відповідною формулою. Ці технологічні втрати залежать від параметрів лінії електропередачі, зокрема її активного опору та величини струму, що протікає через неї.

Розрахунок втрат активної потужності ґрунтується на аналізі електромагнітних процесів у мережі та враховує такі фактори:

- Поздовжній активний опір (R_{ij}) ділянки між вузлами i та j , який визначає рівень втрат потужності через нагрівання провідників.
- Струм, що протікає через лінію (I_{ij}), оскільки втрати енергії прямо пропорційні квадрату сили струму.
- Напруга в мережі, яка впливає на розподіл навантаження та рівень струмових навантажень у лініях.

Таким чином, оцінка технологічних втрат активної потужності є важливим етапом аналізу ефективності роботи електромережі. Вона дозволяє ідентифікувати ділянки з підвищеними втратами та визначити заходи для їх мінімізації, зокрема шляхом оптимізації рівнів напруги, вибору ефективних схем електропостачання та вдосконалення характеристик провідників:

$$\Delta P_{ij} = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_i^2} R_{ij} \quad (2.6)$$

Для електричної мережі, що складається з n окремих ділянок, сумарні технологічні втрати активної потужності визначаються за відповідною розрахунковою формулою. Ця формула враховує параметри кожної ділянки мережі та дозволяє оцінити загальні втрати електроенергії в процесі її передачі:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_1^n \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_i^2} R_{ij} \quad (2.7)$$

Оптимізація режимів розподільчих електричних мереж шляхом регулювання напруги

Розглянемо вплив зміни рівня напруги на оптимізацію режимів роботи розподільчих електричних мереж. Для цього проведено серію розрахунків, результати яких наведено в таблиці 2.9.

Дослідження показало, що активні втрати електроенергії прямо залежать від величини струму в лініях, у зв'язку з чим у мережах 35 кВ вони мають тенденцію до збільшення. Водночас реактивні втрати залежать від рівня напруги: у мережах 35 кВ вони суттєво знижуються при підвищенні напруги.

При збільшенні напруги в мережі на 5 % було зафіксовано такі зміни втрат:

- Активні втрати в мережі 110 кВ зменшуються приблизно на 9 %, а в мережі 35 кВ – на 6 %.
- Реактивні втрати у мережі 110 кВ скорочуються на 10 %, а в мережі 35 кВ – на 5 %.

Таким чином, підвищення рівня напруги дозволяє суттєво зменшити як активні, так і реактивні втрати електроенергії, причому в мережі 110 кВ цей ефект більш виражений. Це вказує на значний потенціал підвищення ефективності роботи системи шляхом оптимального керування рівнями напруги.

Отримані результати свідчать, що регулювання напруги може бути ефективним засобом зниження втрат електроенергії. Зокрема, у мережах 35 – 110 кВ підвищення рівня напруги може значно покращити ефективність використання пристроїв компенсації реактивної потужності, що сприятиме зменшенню навантаження на мережу та підвищенню її стабільності.

У даній роботі досліджено питання оптимізації режиму роботи електричної мережі шляхом регулювання напруги. Проаналізовано фрагмент розподільчої електричної мережі 35 – 110 кВ та складено її розрахункову схему заміщення, яка враховує вплив альтернативних джерел енергії.

Розрахунки проведено з використанням спеціалізованої програмної моделі, що дозволило проаналізувати нормальні режими роботи мережі та оцінити вплив регулювання напруги на активну та реактивну складові потужності. Встановлено, що підвищення рівня напруги має найбільш помітний ефект у мережах 110 кВ, сприяючи суттєвому зниженню втрат електроенергії.

Отримані результати можуть бути використані при розробці заходів з підвищення ефективності роботи електричних мереж, зокрема для оптимального впровадження пристроїв компенсації реактивної потужності у системах 35–110 кВ.

РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 110 кВ

3.1 Аналіз впливу параметрів системи та режиму роботи на втрати потужності в електромережах напругою 110 кВ

Об'єктом дослідження є електромережі напругою 110 кВ у трьох регіонах України: м. Львів, Львівської області, Рівненської області та Волинської області.

Основна гіпотеза дослідження полягає у взаємозв'язку між системними та режимними характеристиками в електричних мережах 110 кВ і їх впливі на не синусоїдальність напруги та струмів. Дослідження спрямоване на вивчення того, як певні системні та експлуатаційні параметри пов'язані з відхиленнями від синусоїдальної форми сигналів в електромережах напругою 110 кВ.

Вимірювання в електричних мережах проводилися за допомогою трифазних аналізаторів якості електроенергії, зокрема моделей С.А.8335 і С.А.8336 компаній KATRU та Energy On Track, а також пристроїв Fluke 437-ii та Fluke 434-ii, що належать компаніям ПаРТ «Рівнеобленерго» і UkrStandard.

Застосовані аналізатори якості електроенергії попередньо калібрувалися в UkrStandard з використанням еталонного трифазного джерела, яке складається з калібрувальної системи Fluke 6135A, 6105A (6106A) з класом точності 0.007 та компаратора Zera COM 3003 [DC] з класом точності 0.01. Ці пристрої зображені на рис. 3.1.

Вимірювання робочих параметрів проводилося на підстанціях 110/35/10 кВ, зокрема в вимірювальних колах ліній електропередачі напругою 110 кВ. Вимірювання здійснювалися безперервно протягом 24 годин із інтервалом в 1 хвилину (Рис. 3.2).

Прийняті в роботі припущення щодо частотних характеристик повітряної лінії дозволяють визначити залежність вхідних провідностей фаз лінії від частоти прикладеної напруги. Це дає змогу оцінити вплив частотних

характеристик лінії на гармонійний склад струму, тобто отримати математичне сподівання коефіцієнтів гармонійних складових для кожної фази та, за отриманими результатами, побудувати спектральний склад вхідних напруг і струмів.



Рисунок 3.1 – Процес калібрування аналізатора якості електроенергії в Лабораторії електроенергетики та енергетики Інституту стандартизації та метрології України.



Рисунок 3.2 – Вимірювання робочих параметрів підключення трифазних аналізаторів якості електроенергії до «L-124».

Для вирішення поставлених завдань використовувалися теорія матричного числення, методи і техніки математичного моделювання, методи фізичних та обчислювальних експериментів, а також порівняння результатів вимірювань із результатами моделювання.

Дані параметрів повітряної лінії є початковими для розрахунку параметрів системи телеграфних рівнянь, що дозволяють визначити зміну напруги та струму вздовж довжини лінії [2].

Обробка експериментальних даних базується на поняттях теорії ймовірностей та математичної статистики, включаючи поняття генеральної сукупності, вибірки, емпіричної функції розподілу [2].

У ході дослідження було виміряно різні робочі параметри, але в даній роботі розглядаються лише загальні гармонійні спотворення напруги та струму, оскільки вони стисло відображають рівні вищих гармонік [11, 12].

Місця проведення вимірювань обиралися з урахуванням таких організаційних і технічних факторів, як можливість отримання дозволу на доступ до підстанції, що досліджується, а також технічна можливість підключення до вимірювальних кіл підстанції.

Питання забезпечення належної якості та ефективності електропостачання й функціонування електромережі обговорювалися з інженерно-технічним персоналом енергетичних компаній.

Дані про довжину ліній електропередачі та рівні втрат електроенергії були отримані безпосередньо від адміністрації енергомережових компаній.

Розуміння характеру та рівнів навантажень стало результатом багаторічного практичного досвіду проведення енергоаудитів різних підприємств по всій території України.

Інформація про територію досліджуваних регіонів та щільність населення в них була взята з відкритих джерел в Інтернеті.

Обробка результатів вимірювань здійснювалася за допомогою табличного процесора MS Excel. Шляхом узагальнення та візуалізації результатів вимірювань режимних параметрів було проведено прямий аналіз коефіцієнтів

спотворення синусоїдальності напруг і струмів, а також їхнього взаємозв'язку з вищезазначеними факторами.

3.2 Результати дослідження загальних гармонійних спотворень напруги та струму в електромережах напругою 110 кВ

Аналіз втрат електроенергії на основі інструментальних вимірювань.
Результати дослідження можуть бути представлені у вигляді діаграм, що відображають мінімальні, середні та максимальні значення коефіцієнтів спотворення синусоїдальності напруги та струму на досліджуваних лініях протягом доби. Вони наочно та стисло ілюструють рівні спотворень, які можуть бути присутні в електромережах.

Як приклад, на рис. 3.3 представлено добовий графік загальних гармонійних спотворень струму у фазах однієї з досліджених ліній електропередачі напругою 110 кВ.

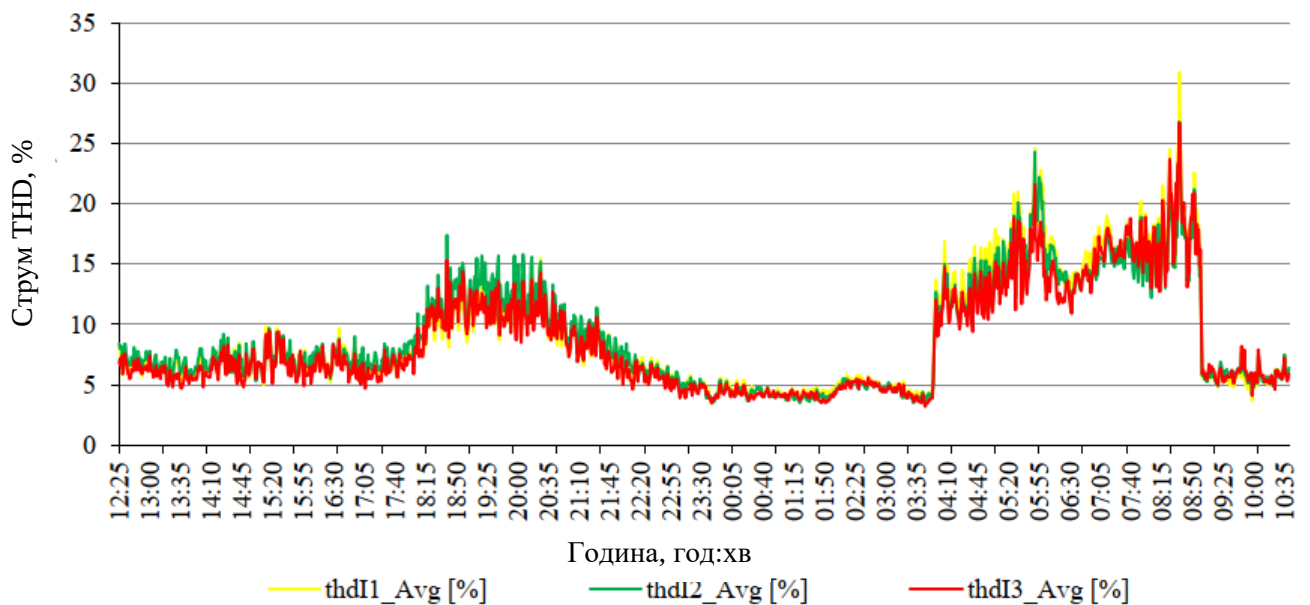


Рисунок 3.3 – Добовий графік загальних гармонійних спотворень струму в одній із досліджених ліній 110 кВ

Оскільки рівні гармонійних спотворень струму не регламентуються жодними стандартами в Україні, метод представлення їх рівнів у

досліджуваних лініях 110 кВ був розроблений відповідно до мети цієї роботи – оцінити реальну ситуацію з вищими гармоніками струму в електромережах 110 кВ в Україні. Гармонійні спотворення напруги представлені аналогічним чином, оскільки цей підхід виявився найбільш інформативним.

У таблиці 3.1 та на рис. 3.3 наведені значення цих показників для графіка на рис. 3.3, а також середнє добове значення струму.

На рис. 3.4 середнє значення коефіцієнта спотворення k_{iavg} використовується, як орієнтир до якого наближається більшість значень протягом доби. Максимальне значення $k_{imax}=30,3\%$ у цьому випадку вказує на значне відхилення від $k_{iavg}=8,75$, що свідчить про аномальне зростання.

На практиці часто спостерігається, що основною причиною аномально високих рівнів коефіцієнтів спотворення струму є низьке завантаження мережі. Таким чином, середнє значення струму $I_{avg}=23,13$ А дає уявлення про завантаженість лінії електромережі.

Таблиця 3.1 – Представлення даних для побудови діаграми

Номер лінії	I_{avg} , А	k_{imax} , %	k_{iavg} , %	k_{imin} , %
L-124	23,13	30,3	8,75	3,2

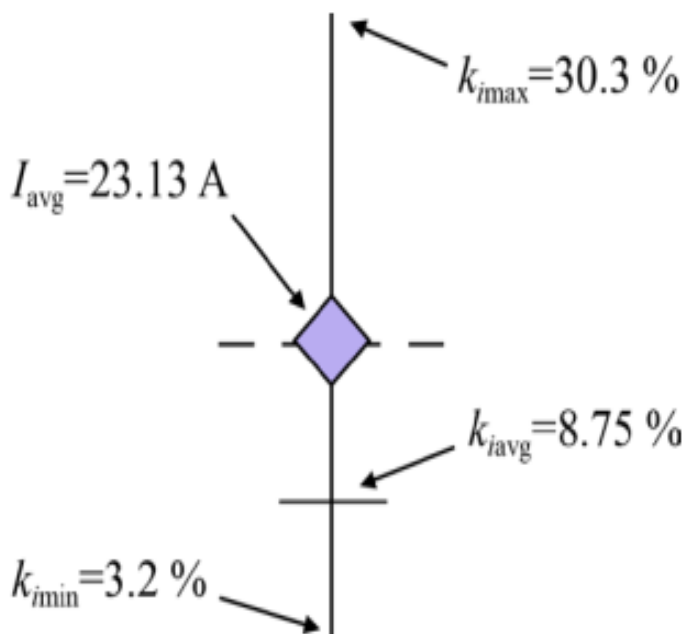


Рисунок 3.4 – Графічна ілюстрація таблиці 3.1.

3.3 Оцінка якості електроенергії в електромережах

Значення робочих параметрів в електромережах залежать від багатьох взаємопов'язаних системних факторів. Тому доцільно описати досліджувану електромережу та характер навантаження споживачів.

м. Львів має постійно розвиваючу електромережу, оснащену сучасним та енергоефективним електрообладнанням [13]. До складу мережі входять 28 повітряних і кабельних ліній 110 кВ загальною протяжністю 295 км. Лінії зазнають значного струмового навантаження. У місті розташовано численні комерційні та розважальні центри з сучасними кліматичними системами на основі перетворювачів частоти, а також спеціальна економічна зона, де працюють сучасні виробничі підприємства. У цьому дослідженні розглянуто 15 ліній 110 кВ у межах міста (рис. 3.5, 3.6).

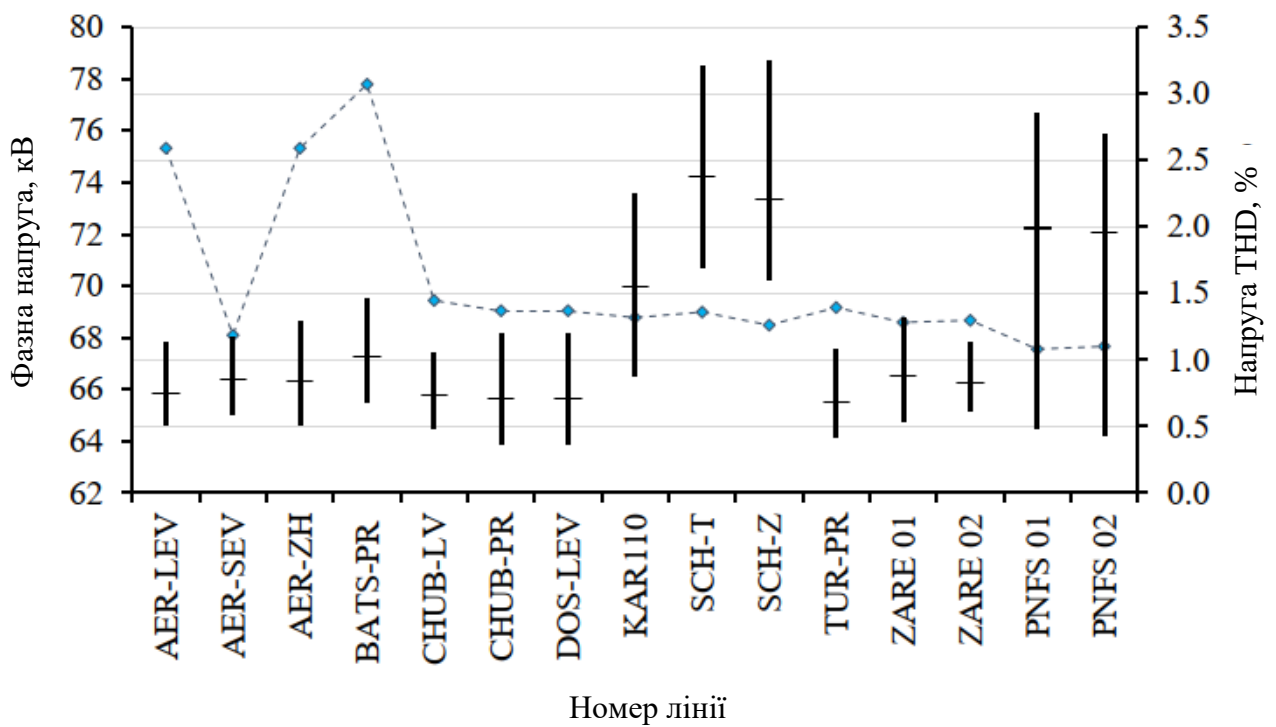


Рисунок 3.5 – Рівні гармонійних спотворень напруги в електромережі 110 кВ м. Львів.

У стовпці можна спостерігати, що висока щільність населення, обсяги передачі електроенергії та нелінійні навантаження сприяють значному рівню спотворень форми струму в міській мережі.

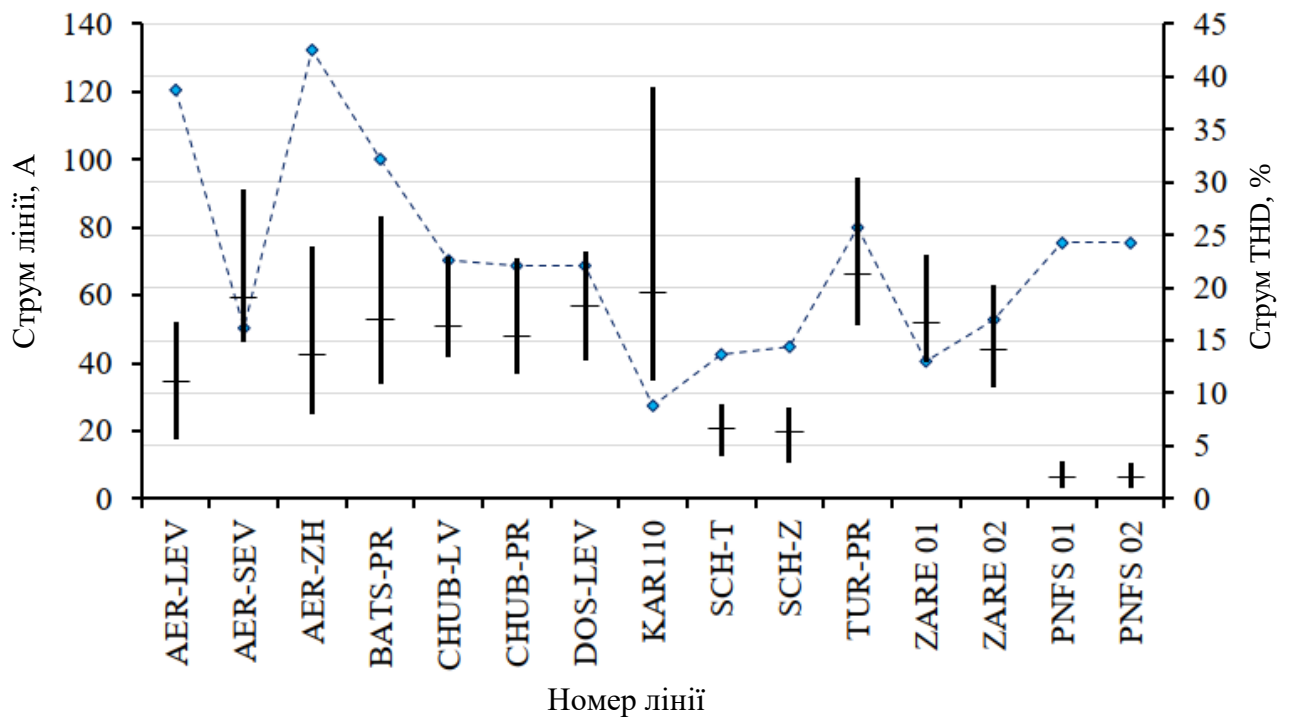


Рисунок 3.6 – Рівні гармонійних спотворень струму в електромережі 110 кВ м. Львів

Рівненська область. Електромережа Західного регіону України охоплює площу 116 280 км², а електропостачання віддалених районів здійснюється через 70 повітряних ліній 110 кВ загальною протяжністю 1568 км. Цей регіон характеризується високою динамікою розвитку та зростанням населення, що створює труднощі у підтримці належного рівня напруги в віддалених районах. Варто зазначити, що обсяг переданої електроенергії через ці мережі зріс майже на 25 % у період з 2017 по 2025 рік. Основну частку навантаження становлять житлові споживачі, але є також промислові підприємства. У цьому дослідженні розглянуто 13 ліній 110 кВ (рис. 3.7, 3.8).

Західний регіон стикається з проблемами просідань напруги та значними втратами електроенергії через відносно високу щільність населення та великі відстані між центрами навантаження і генерацією електроенергії.

Львівська область. Електромережа цього регіону охоплює 151 339 км², де електропостачання здійснюється 67 повітряними лініями 110 кВ загальною протяжністю 2216 км. Через низьку щільність населення мережа регіону має

низьке завантаження, а частина ліній 110 кВ експлуатується при напрузі 35 кВ. Профіль навантаження включає, як промислових, так і житлових споживачів. В Україні електромережі постійно стикаються з дефіцитом фінансування для модернізації. У ході цього дослідження вимірювання проводилися на 13 лініях 110 кВ (рис. 3.9, 3.10).

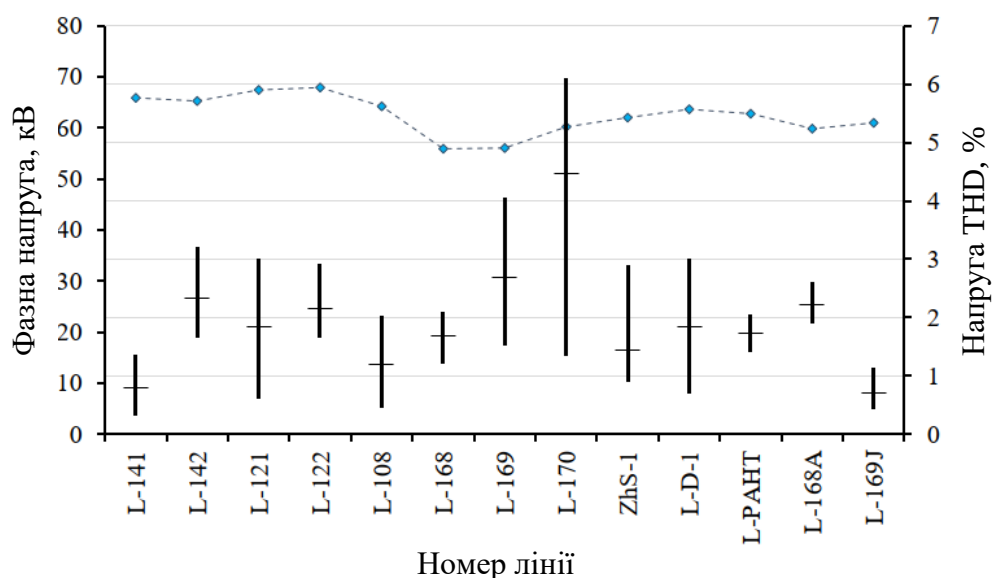


Рисунок 3.7 – Рівні гармонійних спотворень напруги в електромережі 110 кВ Західного регіону України.

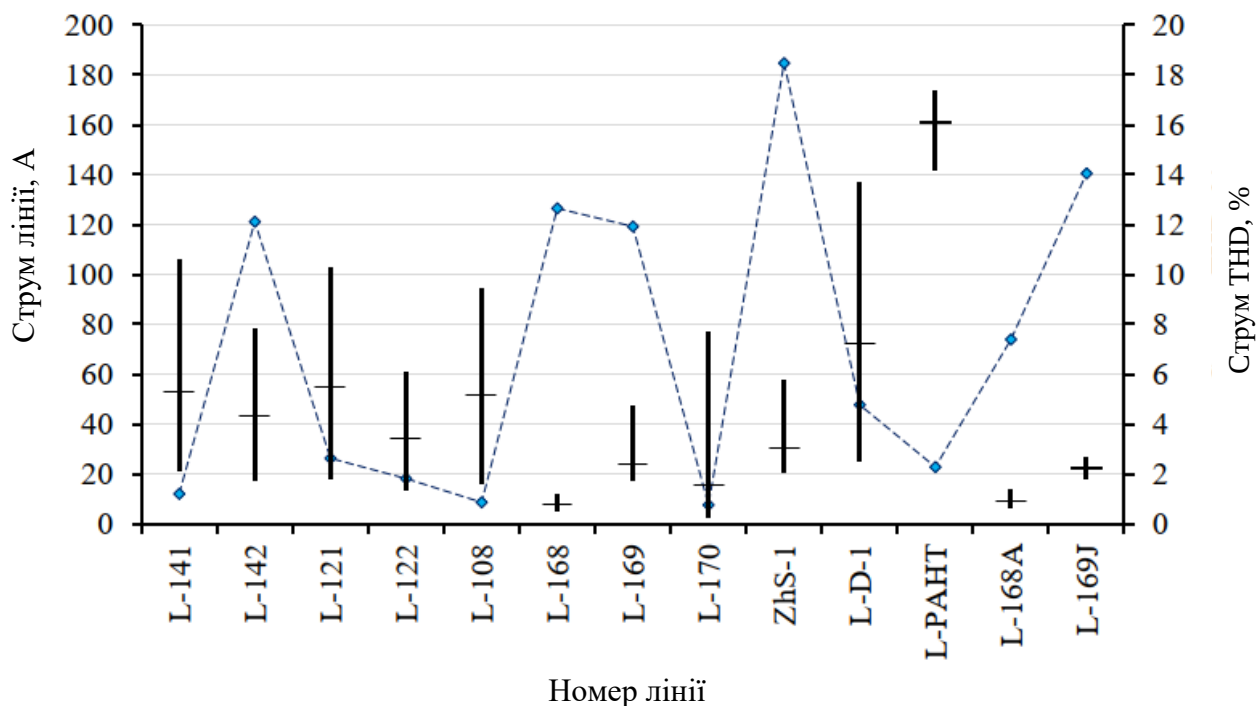


Рисунок 3.8 – Рівні гармонійних спотворень струму в електромережі 110 кВ Західного регіону України.

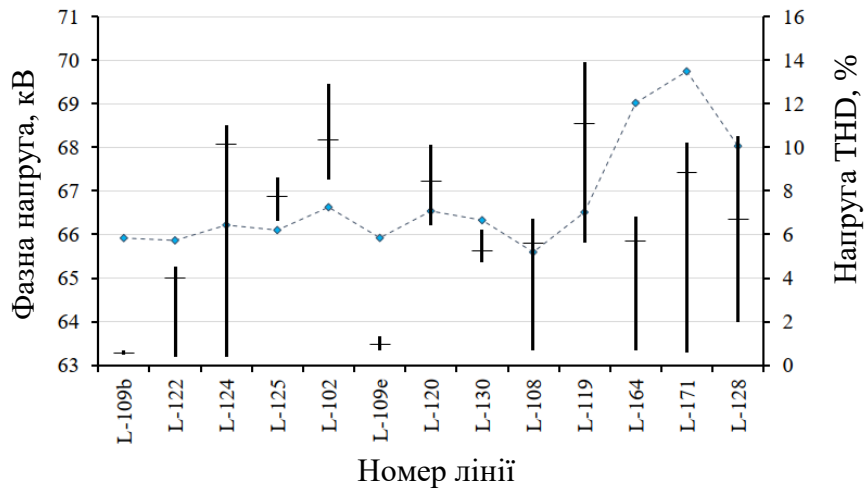


Рисунок 3.9 – Рівні гармонійних спотворень напруги в електромережі 110 кВ Львівської області.

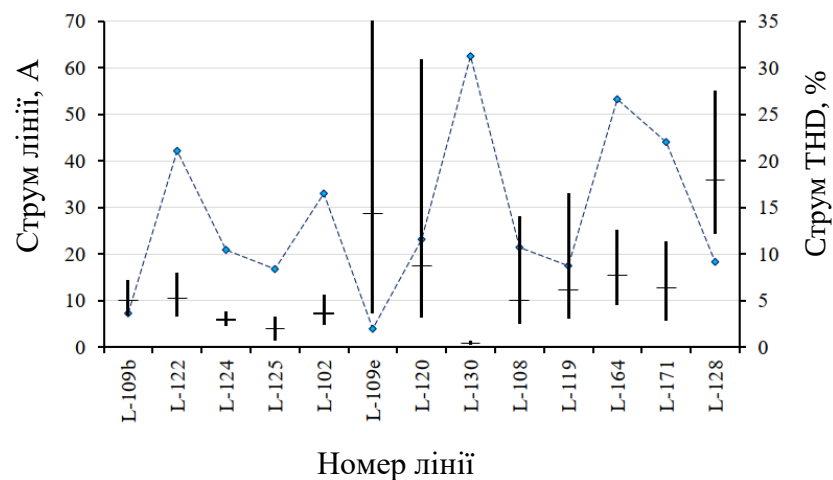


Рисунок 3.10 – Рівні гармонійних спотворень струму в електромережі 110 кВ Львівської області.

Західний регіон характеризується дуже низькою щільністю населення та великими відстанями передачі електроенергії, що призводить до слабкого завантаження мережі, як наслідок до відносно високих рівнів спотворень форми напруги і струму.

3.4 Аналіз рівня втрат потужності в електромережах

Таблиця 3.2 містить найбільш значущі характеристики досліджених електричних мереж. Дані з рис. 3.5 – 3.10 були усереднені та також включені до таблиці 3.2 для довідки. Як показано в таблиці 3.2, досліджені електромережі

суттєво відрізняються одна від одної як за топологією та системними параметрами, так і за характером навантажень і режимами роботи.

Таблиця 3.2 – Характеристики досліджених електричних мереж і регіонів

Параметр	Місто Львів	Рівненська область	Львівська область
Рік	2019	2021	2022
Площа регіону, км ²	797	116 280	151339
Щільність населення, осіб/км ²	1485,54	17,00	4,36
Загальна довжина ліній 110 кВ, км	281,61	1568,74	2216,00
Обсяг переданої електроенергії за рік, млн кВт·год	3813,61	3796,15	1220,38
Характер навантажень	нелінійні	житлові	промислові та житлові
Втрати електроенергії в мережі, %	9,88	16,02	14,27
U_{avg} , кВ	70,13	62,47	66,80
I_{avg} , А	69,99	69,92	28,02
k_{vavg} , %	1,21	1,93	6,57
k_{iavg} , %	13,30	4,46	6,58

Вимірювання проводилися взимку, коли споживання електроенергії є максимальним, з урахуванням впливу погодних умов. Тривалість вимірювань становила 24 години (повний день). Додатково враховувалися площа регіону та щільність населення, що дозволило отримати більш повне уявлення про загальну картину. Високі рівні гармонік можуть призводити до перегріву обладнання, скорочення терміну його експлуатації, а також збоїв у роботі чутливих електронних пристроїв, що використовуються споживачами.

3.5 Обговорення експериментальних результатів щодо визначення впливу підвищеної напруги та гармонік струму на електричні мережі

На рис. 3.3 показано, що коефіцієнт спотворення синусоїдальності може змінюватися у широкому діапазоні, наприклад, від 3,2 % до 30,3 %, із середнім значенням 8,75 %. Таким чином, добові вимірювання коефіцієнтів спотворення синусоїдальності можуть бути представлені графічно за допомогою цих трьох значень (рис. 3.4), що дуже корисно при ілюстрації даних для кількох ліній в електричній мережі (рис. 3.5 – 3.9). Щоб знайти зв'язок між рівнем напруги та несинусоїдальністю напруги, а також між рівнем завантаження лінії та

несинусоїдальністю струму, середні значення напруг та струмів включені в графіки на рис. 3.4 – 3.9. Згідно з рис. 3.5, можна побачити, що несинусоїдальність напруги в електричній мережі 110 кВ у м. Львів перебуває на допустимому рівні, але варто звернути увагу на лінії SCH-T і SCH-T, а також на лінії PNFS01 і PNFS02. Якщо звернутися до рис. 3.6, можна побачити, що ці лінії характеризуються значним завантаженням і низьким рівнем спотворення синусоїдальності струму.

Відповідно до даних, отриманих у ході енергоаудиту електричних мереж м. Львів, можна сказати, що ці лінії є найдовшими, а місце вимірювань знаходиться далеко від нелінійних навантажень. Посилаючись на таблицю 3.2, можна зазначити, що якість напруги та втрати електроенергії в Астані знаходяться на відносно задовільному рівні. Однак привертає увагу високий рівень коефіцієнтів спотворення синусоїдальності струмів, середній рівень яких становить 13,3 %. Як видно з рис. 3.7, рівень спотворення синусоїдальності напруги є прийнятним, за винятком лінії L-170. За даними енергоаудиту електричних мереж Західного регіону, лінія L-170 є частиною кільцевої електромережі та характеризується низьким навантаженням (рис. 3.8). На рис. 3.8 показано, що чим вище завантаження лінії, тим нижче спотворення синусоїдальності, проте через високе завантаження електричних мереж Півдня напруги в них нижчі, ніж в електромережах м. Львова (рис. 3.5) та Заходу (рис. 3.8). Отримані результати в електричних мережах 110 кВ м. Львова свідчать про високу якість напруги, особливо з урахуванням низького значення коефіцієнта спотворення синусоїдальності k_{vavg} , який становить лише 1,21 % (таблиця 3.2). Проте слід зазначити, що коефіцієнти спотворення струмів k_{iavg} мають відносно високий рівень – 13,30 %.

Згідно з даними таблиці 3.2, можна зробити висновок, що через високу щільність населення, великі обсяги передачі електроенергії та наявність нелінійних навантажень у міській мережі відбувається значне спотворення форми струму. За експериментальними даними, рівень втрат електроенергії в мережі становить 9,88 % (таблиця 3.2), що вище за 6 %, зазначених у звіті

енергетичного сектору [4]. Це вказує на вищі втрати електроенергії, ніж очікувалося, що, можливо, свідчить про неефективне використання ресурсів.

У Рівненській області спостерігаються низькі рівні напруги у вузлах та високі навантаження на лінії електромереж (таблиця 3.2), при цьому втрати становлять 16,02 %. Вимірювання показали, що коефіцієнти спотворення синусоїдальності напруги та струму в електромережі Півдня відносно низькі, $k_{\text{vavg}} = 1,93 \%$ і $k_{\text{iavg}} = 4,46 \%$, і не викликають занепокоєння.

У Західному регіоні втрати електроенергії становлять 14,27 % (таблиця 3.2). Рівні напруги в електромережі низькі, а рівні завантаження транзитних ліній також низькі. Найгірші характеристики мають коефіцієнти спотворення напруги та струму, $k_{\text{vavg}} = 6,57 \%$ і $k_{\text{iavg}} = 6,58 \%$. Ця ситуація, ймовірно, пов'язана з 110 кВ лініями з низьким навантаженням, які генерують реактивні потоки потужності та викликають резонансні процеси в електричних мережах 110 кВ. При експлуатації енергосистеми адміністративно-інженерний персонал компаній може не знати про рівень вищих гармонік напруги та струму, що може спричинити помилкову роботу релейного захисту, зниження пропускної спроможності, похибки в обліку, перегрів обладнання та скорочення терміну служби електроустаткування.

1. Були проведені інструментальні вимірювання параметрів роботи електромереж у трьох регіонах України, що дозволило отримати необхідні дані для дослідження властивостей режимів і несинусоїдальності електромереж.

2. Графічне зображення результатів вимірювань є важливим, оскільки дозволяє проаналізувати особливості електромереж у різних регіонах.

3. Було визначено фактори, що впливають на втрати електроенергії, і запропоновано рекомендації щодо їх зменшення: у м. Львів рекомендується застосовувати IEEE STD 519-2014 для зниження впливу нелінійних навантажень. Для Західного регіону України необхідно модернізувати електромережі та збільшити потужність сонячних електростанцій і пропонується використовувати шунтові реактори для контролю реактивної потужності.

РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Організація роботи служби з охорони праці та довкілля

Служба охорони праці створюється на підприємствах з кількістю працівників 50 і більше. На підприємстві з кількістю працівників менше 50 осіб функції служби охорони праці можуть виконувати в порядку сумісництва особи, які мають відповідну підготовку.

На підприємстві з кількістю працівників менше 20 осіб для виконання функцій служби охорони праці можуть залучатися сторонні спеціалісти на договірних засадах, які мають відповідну підготовку.

Зазвичай виокремлення служби охорони праці як такої в структурі підприємства не практикується. Її функції покладаються на традиційні структурні підрозділи – відділи охорони праці (відділи охорони праці та промислової безпеки, охорони праці та пожежної безпеки).

Підпорядковується служба охорони праці згідно із законодавством безпосередньо роботодавцеві. Проте роботодавець може доручити функціональне управління (кураторство) діяльністю служби іншій посадовій особі, скажімо, головному інженерові, заступникові директора з охорони праці тощо.

Покладення таких обов'язків потрібно закріпити наказом або відобразити в посадовій інструкції уповноваженої особи. Робота служби охорони праці підприємства має здійснюватись відповідно до плану роботи та графіків обстежень, затверджених роботодавцем.

4.2 Протипожежна безпека і грозозахист

Блискавко захист – це комплекс захисних захистів від блискавки, які гарантують безпеку людей, збереження людей і споруд, обладнання та

матеріалів від вибухів, загоряння й руйнування. Найпростішими і надійними засобами від блискавки є створення блискавковідводів. Схема блискавкозахисту будівлі показана на рис. 4.1.

Струмопровід виконується сталлю стрічкою перерізом 25...30 мм або дротом не менше 6 мм. Заземлення виконується кутовою сталлю, трубами на відстані від установки не менше 4,5 м. Опір розтікання не повинен перевищувати 15...20 Ом.

Приймаємо початкову висоту блискавковідводу 8 метрів. Визначаємо радіус конуса, в якому ймовірність попадання 95%, через висоту конуса h за формулою (4.1):

$$R_0 = 1.5 \cdot h, \text{ м. } R_0 = 1,5 \cdot 8 = 12 \text{ м.}$$

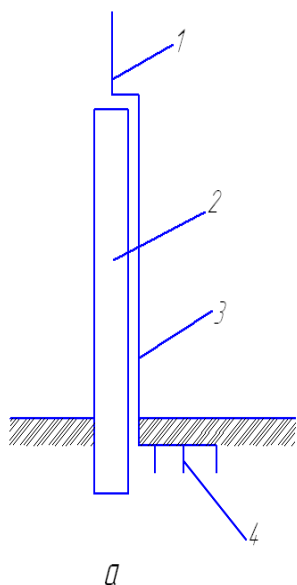


Рисунок 4.1 – Схема блискавко захисту конструкції; 1 – блискавко приймач,

2 – блискавко провідник; 3 – опора, 4 – заземлювач.

Для будинку довжиною L кількість одиночних блискавковідводів визначаємо через радіус конуса R_0 в якому ймовірність попадання 95% за формулою:

$$Nb = \frac{L}{2R_0}, \text{ шт,} \quad Nb = \frac{86}{2 \cdot 4} = 11 \text{ шт.}$$

Усі з'єднання в процесі монтажу системи блискавко захисту (Блискавко приймач – струмовідвід, струмовід – заземлювач) виконують за допомогою зварювання. Болтові з'єднання застосовують лише для тимчасових блискавко захисних пристроїв.

РОЗДІЛ 5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИЙ АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РАЙОННІЙ ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 110 кВ

5.1 Економічний аналіз ефективності використання технологічних втрат електроенергії в районній електричній мережі напругою 110 кВ

Основною метою створення ДП «Енергоринок» є підвищення ефективності функціонування ОРЕ, удосконалення механізмів його організації, а також оптимізація розрахунків між учасниками ринку за поставлену та придбану електроенергію.

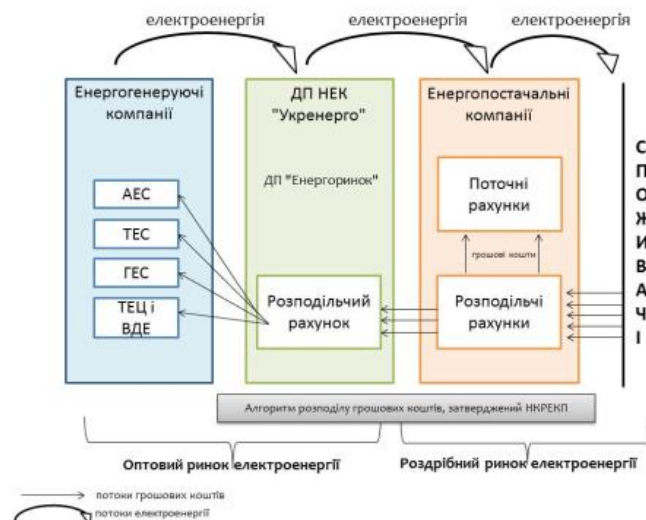


Рисунок 5.1 - Схема руху електроенергії та грошових коштів в системі електричної енергії

Крім основних функцій, Державне підприємство «Енергоринок» здійснює низку важливих завдань, спрямованих на вдосконалення роботи Оптового ринку електроенергії. Зокрема, воно займається розробленням пропозицій щодо поліпшення нормативно-правової бази, що регулює діяльність ОРЕ, а також забезпечує ефективні договірні відносини з його учасниками у сфері купівлі-продажу електроенергії.

Важливим напрямом діяльності підприємства є також міжнародне співробітництво, зокрема укладення угод для забезпечення паралельної роботи Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України з енергосистемами сусідніх країн та сприяння зовнішньоекономічним відносинам у цій сфері.

Крім того, «Енергоринок» виконує функції, пов'язані з експортно-імпортними операціями електроенергії, забезпечуючи їх відповідність вимогам митного законодавства. Юридичний супровід діяльності оптового постачальника електроенергії також є важливим аспектом його роботи.

Учасники Оптового ринку електроенергії України (ОРЕ)

До ключових учасників Оптового ринку електроенергії (ОРЕ) належать такі суб'єкти:

- Генеруючі компанії (виробники електроенергії) – підприємства, що займаються виробництвом електроенергії на основі різних джерел, зокрема теплових (ТЕС), атомних (АЕС), гідроелектростанцій (ГЕС) та альтернативних джерел енергії (сонячні, вітрові електростанції тощо).
- Оператори системи розподілу електроенергії – компанії, відповідальні за розподіл електроенергії через локальні мережі до кінцевих споживачів.
- Постачальники електроенергії – суб'єкти ринку, які закупають електроенергію на ОРЕ та реалізують її споживачам (промисловим, комерційним і побутовим).
- Державне підприємство «Енергоринок» – організація, що здійснює управління оптовим ринком електроенергії, забезпечує координацію його учасників та виконує функцію єдиного покупця в межах існуючої моделі ринку.
- Державне підприємство «НЕК Укренерго» – відповідає за централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління Об'єднаною енергетичною системою (ОЕС) України, а також за транспортування електроенергії магістральними та міждержавними електромережами (див. Додаток А).

ВИСНОВКИ І ПРОПОЗИЦІЇ

Під час визначення показників якості електричної енергії були проведені інструментальні вимірювання параметрів режиму, які включали 24-годинні вимірювання на 41 лінії електропередачі з номінальною напругою 110 кВ і різною довжиною від 5 до 120 км у трьох регіонах України: м. Луцьк, Волинська область, м. Рівне Рівненська область та м. Львів Львівська область. Вимірювання дозволили отримати необхідні дані для дослідження властивостей режимів і не синусоїдальності в електричних мережах регіонів з різними навантаженнями, географічними та демографічними характеристиками.

Ілюстрація результатів вимірювань є важливим завданням, особливо коли необхідно обробляти дані про велику кількість ліній. Наприклад, графіки показують основні проблеми регіональних енергомереж: в м. Рівне сильне спотворення синусоїдальності струмів при нормальних інших характеристиках режиму; на півдні – значне падіння напруги, пов'язане з високим навантаженням ліній, але спотворення синусоїдальності прийнятне; на заході – неоднорідність режимів викликає високий рівень спотворення синусоїдальності напруг і струмів. Варто зазначити, що відповідно до Закону про енергозбереження та підвищення енергоефективності, кожні п'ять років необхідно проводити енергетичні аудити енергомереж, що дозволяє відстежувати динаміку змін їх ефективності, зокрема у разі впровадження рекомендацій щодо покращення режимів.

На основі аналізу рівня втрат електричної енергії в електричних мережах в Україні були визначені фактори, що впливають на ці втрати, і надано рекомендації щодо їх зменшення: – для м. Рівне постійно рекомендується впровадження та застосування IEEE STD 519-2014 для зниження їх негативного впливу на надійність і ефективність електричної мережі, зважаючи на високу концентрацію нелінійних навантажень споживачів в електричних мережах із коефіцієнтом спотворення синусоїдальності $k_{\text{avg}} = 1,21 \%$, коефіцієнтом спотворення струмів $k_{\text{avg}} = 13,30 \%$; – для Волинської області рішення щодо зниження втрат напруги на рівні 16,02 % і збільшення потужності електричної

мережі передбачають щорічні модернізаційні роботи, тим більше що цей регіон має велику кількість сонячних днів протягом року. Крім того, рекомендується збільшити потужність сонячних електростанцій для розвантаження основної мережі; – втрати в енергомережах Західного регіону досягають 14,27 %.

Найгірші характеристики коефіцієнтів спотворення напруги і струмів спостерігаються в енергомережах цього регіону: $k_{vavg} = 6,57 \%$ та $k_{iavg} = 6,58 \%$. Західний регіон характеризується низькою щільністю населення та значними відстанями між лініями передачі, що призводить до низької завантаженості мережі і, відповідно, до відносно високих рівнів спотворення форми напруги і струмів. Для покращення ситуації в енергомережах Рівненської області запропоновано використовувати реактори шунту для регулювання потоків реактивної потужності, що генеруються високовольтними лініями з низьким навантаженням.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ПОСИЛАНЬ

1. Гловацький В. Г., Пономарьов І. В. Релейний захист та автоматика розподільчих мереж. – 2003. 254 с.
2. Чернобровов Н. В. Семенов В. А. Релейний захист енергетичних систем. – Энергоатоміздат, 1998. 224 с.
3. Правила улаштування електроустановок, вид. 3-тє, перероб. і дод. – Мінпаливенерго України, 2010. 274 с.
4. Беркович М. А., Комаров А. М., Семенов В. А. Основи автоматики енергосистем. М., «Енерговидав». 1985. 354 с.
5. Куликов Ю. А. Перехідні процеси в електричних системах НГТУ, 2006. 223 с.
6. Файбісович Д. Л. Довідник із проектування електричних мереж – НЦ ЄНАС, 2005. 254 с.
7. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі: навчальний посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 272 с.
8. Рішення АББ для розподільчих мереж [Електронний ресурс] / URL: https://voltline.ua/files/voltline/reg_files/abb_seti_final.pdf.
9. Бардик Є.І., Безбереж'єв Ю.В. Перехідні електромагнітні процеси в електроенергетичних системах: Методичні вказівки. Київ НТУУ «КПІ» ФЕА, 2013 – 33 с.
10. Khalyasmaa A.I., Senyuk M.D., & Eroshenko S.A. (2021). Analysis of the State of High-Voltage Current Transformers Based on Gradient Boosting on Decision Trees. IEEE Transactions on Power Delivery.36(4). pp.2154-2163
11. Kuzhekov S.L., Degtyarev A.A., Doni N.A., et al. Analysis of the non-selective actions of differential collecting busbar protection during external single-phase short circuits with saturation of the current transformer in an fault-free phase. Rel. Zashch. Avtomat. 2019. № 1. 28 – 36.
12. Naseri F., Kazemi Z., Arefi M.M, et al. Fast discrimination of transformer magnetizing current from internal faults: An extended Kalman filter-based approach. IEEE Trans. Power Del. 2018.V. 33. № 1. pp. 110-118.

ДОДАТКИ

Додаток А

1. Оцінка ефективності використання технологічних втрат електроенергії в районній електричній мережі напругою 110 кВ

Ліцензування діяльності учасників ринку. Усі види діяльності, пов'язані з виробництвом, передачею, розподілом і постачанням електроенергії, підлягають обов'язковому ліцензуванню. Відповідні ліцензії надаються та регулюються Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП).

Необхідність реформування ринку електроенергії. Зміни в електроенергетичній галузі та накопичені проблеми у функціонуванні існуючої моделі ОРЕ зумовили необхідність переходу від системи «єдиного покупця» до більш гнучкої та конкурентної структури ринку. Сучасний етап розвитку передбачає запровадження нової моделі ринку електроенергії, яка буде більш ефективною та орієнтованою на потреби споживачів. Очікується, що впровадження цієї моделі сприятиме підвищенню конкуренції, покращенню якості послуг та забезпеченню прозорих механізмів ціноутворення.

Державне підприємство «Енергоринок» було створене за рішенням держави в особі Кабінету Міністрів України та виступає Стороною Договору між членами Оптового ринку електроенергії України (ДЧОРЕ). Це підприємство виконує функції єдиного оптового покупця всієї електроенергії, виробленої на території України, а також її реалізатора для енергопостачальних компаній.

Усі генеруючі компанії зобов'язані продавати вироблену електроенергію ДП «Енергоринок», яке виступає в ролі оптового покупця.

Державне підприємство здійснює перепродаж електроенергії постачальникам, зокрема енергопостачальним компаніям (обленерго), за розрахованою середньозваженою ціною.

Основною причиною створення підприємства стало оптимізування та вдосконалення механізмів функціонування Оптового ринку електроенергії

України (ОРЕ). Головні завдання підприємства: ефективна організація роботи ОРЕ, покращення фінансових розрахунків між учасниками ринку, забезпечення стабільності та прозорості купівлі-продажу електроенергії.

Функції та обов'язки ДП «Енергоринок» визначені низкою нормативно-правових актів, серед яких:

Закон України «Про заходи, спрямовані на забезпечення сталого функціонування підприємств паливно-енергетичного комплексу»,

Ліцензійні умови, затверджені Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП),

Статут підприємства та Договір між членами Оптового ринку електроенергії України (ДЧОРЕ).

На основі цих нормативних документів «Енергоринок» виконує покладені на нього функції та забезпечує стабільне функціонування ОРЕ.

Державне підприємство «Енергоринок» виконує низку ключових функцій у рамках організації та управління Оптовим ринком електроенергії України (ОРЕ). Його діяльність охоплює такі напрями:

Оптове постачання електроенергії – здійснює закупівлю всієї електроенергії, виробленої в Україні, та її подальший продаж енергопостачальним компаніям.

Управління системою розрахунків – координує та забезпечує ефективне проведення розрахунків між учасниками ринку.

Розпорядження коштами ОРЕ – контролює фінансові потоки, що проходять через систему ОРЕ, забезпечуючи стабільність розрахунків.

Функціонування Секретаріату Ради ОРЕ – сприяє координації роботи Ради Оптового ринку електроенергії, яка є представницьким органом його учасників.

Головне управління системою комерційного обліку електроенергії – відповідає за точність, надійність та прозорість обліку обсягів виробленої, переданої та спожитої електроенергії.

Підтримка системи функціонування ОРЕ – виконує роль сторони ДЧОРЕ (Договору між членами ОРЕ), яка відповідає за забезпечення стабільності та ефективності функціонування ринку.

Окрім основних функцій, ДП «Енергоринок» також займається:

Розробкою пропозицій щодо вдосконалення нормативно-правової бази з метою покращення регулювання та функціонування ОРЕ.

Налагодженням, підтримкою та розвитком договірних відносин між учасниками ринку для ефективної купівлі-продажу електроенергії.

Укладанням міжнародних угод для забезпечення паралельної роботи Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України з енергосистемами сусідніх країн.

Розвитком зовнішньоекономічної співпраці з енергосистемами інших держав для інтеграції України в міжнародний ринок електроенергії.

Здійсненням експортно-імпортних операцій з електроенергією відповідно до вимог митного законодавства та міжнародних договорів.

Юридичним супроводом діяльності оптового постачальника електроенергії, зокрема забезпеченням правового регулювання всіх угод та контрактів.

Організаційні принципи ОРЕ

Діюча модель Оптового ринку електроенергії України ґрунтується на двох ключових принципах:

Самоврядування – управління ринком здійснюється через представницький орган його учасників – Раду ОРЕ.

Прозорість – усі операції, які проводить оптовий постачальник електроенергії, є відкритими та підзвітними, що забезпечує чесність і контрольованість процесів (відповідно до додатка 4 до протоколу засідання Ради ОРЕ від 17.11.2006 № 17).

Таким чином, ДП «Енергоринок» є центральною ланкою ОРЕ, яка не лише забезпечує купівлю-продаж електроенергії, а й відіграє важливу роль у

фінансовій, правовій та операційній стабільності всієї енергетичної системи України.

Відповідно до договору між Членами Оптового ринку електроенергії України (ОРЕ), що регламентує Правила функціонування Оптового ринку електроенергії України та затверджений постановою НКРЕ України від 09.08.2012 № 1028, розробкою добового графіка навантаження займається ДП «Енергоринок». Після підготовки, цей графік проходить затвердження у Головного диспетчера ДП «НЕК Укренерго» та керівництва ДП «Енергоринок».

Оскільки рівень споживання електроенергії протягом доби змінюється нерівномірно, ДП «Енергоринок» здійснює прогнозування добового навантаження на підставі розрахункових даних.

Щоб забезпечити стабільність електропостачання, використовується група електростанцій, які не можуть змінювати своє навантаження протягом доби. До них належать:

Об'єкти генерації за «зеленим тарифом», що працюють на відновлюваних джерелах енергії.

Теплоелектроцентралі (ТЕЦ).

Окремі гідроелектростанції (ГЕС).

Енергоблоки, які підтримують мінімально необхідний склад обладнання для забезпечення стабільності енергосистеми.

Атомні електростанції (АЕС), що працюють у базовому режимі.

Генерація для змінного навантаження

Змінні (пікові) коливання споживання електроенергії протягом доби компенсуються за рахунок:

Крупних гідроелектростанцій (ГЕС).

Генераторів, що подають цінові заявки на ринок та працюють на конкурентних умовах.

Під час розробки графіка навантаження Розпорядник системи розрахунків зобов'язаний забезпечити пріоритетне включення до роботи:

Генеруючих потужностей виробників, що використовують альтернативні джерела енергії.

Гідроакumuлюючих електростанцій (ГАЕС).

Крупних гідроелектростанцій, з урахуванням особливостей експлуатації Дніпровського та Дністровського каскадів.

Атомні електростанції включаються до диспетчерського графіка навантаження за умови загальної збалансованості системи та наявності необхідних резервів потужності.

Потужності теплоелектроцентралей (ТЕЦ), що не працюють за ціновими заявками, включаються в графік відповідно до поданих заявок на робочу потужність. При цьому їхня робота повинна узгоджуватися з планами, затвердженими центральним органом виконавчої влади, що здійснює управління у сфері електроенергетики.

Рішення про включення газомазутних блоків приймається на рівні центрального органу виконавчої влади, що здійснює управління електроенергетикою, після відповідного звернення диспетчерського центру.

Розпорядник системи розрахунків закладає в добовий диспетчерський графік енергоблоки, які:

Забезпечують мінімально допустимий склад обладнання.

Виконують мережеві вимоги до станцій, що працюють за ціновими заявками.

Решта генеруючих енергоблоків, що подають цінові заявки, включаються до графіка відповідно до конкурентного механізму відбору, згідно з поданими пропозиціями.

Запровадження нового ринку електроенергії від 13 квітня 2017 року Верховна Рада України ухвалила Закон України «Про ринок електричної енергії», який передбачає впровадження конкурентних механізмів у функціонуванні електроенергетичної галузі.

Головна мета нового ринку – створення умов для вільного вибору постачальника електроенергії споживачами та впровадження прозорих ринкових механізмів купівлі-продажу електроенергії.

Новий ринок передбачає використання різних сегментів торгівлі електроенергією:

Двосторонні договори – укладення угод безпосередньо між виробниками та постачальниками.

Ринок «на добу наперед» – механізм прогнозованої торгівлі електроенергією на наступну добу.

Внутрішньодобовий ринок – можливість здійснення короткострокових угод протягом поточної доби.

Крім того, для забезпечення балансування обсягів виробництва, споживання, імпорту та експорту електроенергії, а також врегулювання системних обмежень передбачено функціонування:

Балансуючого ринку – для коригування небалансів у режимі реального часу.

Ринку допоміжних послуг – для підтримки стабільності енергосистеми.

Запровадження нової моделі ринку є необхідною умовою для структурних реформ в електроенергетичній галузі України. Вона створює основу для модернізації сектору та інтеграції національного енергоринку до європейського енергетичного простору.

Розподіл електроенергії та діяльність операторів систем розподілу

Функції оператора системи розподілу електроенергії здійснюється оператором системи розподілу, діяльність якого підлягає обов'язковому ліцензуванню відповідно до вимог законодавства.

Принципи надання послуг з розподілу Оператор системи розподілу зобов'язаний надавати послуги на недискримінаційних засадах, відповідно до:

Закону України «Про ринок електричної енергії».

Кодексу систем розподілу.

Інших нормативно-правових актів, що регулюють роботу ринку електроенергії.

Підхід до розбудови системи розподілу Система розподілу електроенергії повинна будуватися та розвиватися з урахуванням:

Економічної ефективності та планів розвитку населених пунктів і територій.

Підвищення рівня енергоефективності та раціонального використання ресурсів.

Виконання технічних норм безпеки відповідно до нормативних документів.

Таким чином, новий ринок електроенергії покликаний зробити електроенергетичну систему більш ефективною, конкурентною та інтегрованою до європейського енергетичного простору.