

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

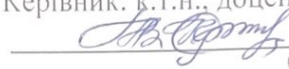
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
**«Розвиток електричних мереж 110 кВ з аналізом особливостей
застосування систем накопичення енергії»**

Виконав: студент 2 курсу, групи 2ЕСМ-22м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи
і мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)


 Романюк Д.А.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

 Остра Н. В.
(прізвище та ініціали)

« 11 » грудня 2023 р.


Опонент: к.т.н., доцент каф. ЕССЕМ

 Войтович Ю. П.
(прізвище та ініціали)

« 11 » грудня 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

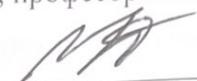
 д.т.н., проф. Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

« 04 » грудня 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні системи і мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.


18 вересня 2023 року

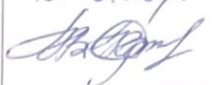
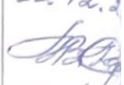

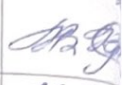
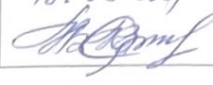
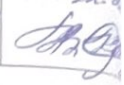
ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Романюку Дмитру Андрійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

- Тема роботи. «Розвиток електричних мереж 110 кВ з аналізом особливостей застосування систем накопичення енергії»
керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Остра Н. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247
- Строк подання студентом роботи 04 грудня 2023 року
- Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за темою магістерської кваліфікаційної роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: фрагмент електричної мережі 110 кВ АК «Вінницяобленерго» та вихідні параметри для вузлів існуючої мережі, 4 нових споживачі: $P(701) = 12,3 \text{ МВт}$, $\cos\varphi = 0,89$; $P(702) = 6,1 \text{ МВт}$, $\cos\varphi = 0,88$; $P(703) = 17,0 \text{ МВт}$, $\cos\varphi = 1,0$; $P(504) = 3,1 \text{ МВт}$, $\cos\varphi = 0,9$.
- Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування. 2. Електротехнічна частина. 3. Аналіз особливостей застосування систем накопичення енергії. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
- Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Схема існуючої електричної мережі з новими споживачами. 2. Варіанти розвитку електричної мережі. 3. Оптимальний варіант розвитку електричної мережі. 4. Фрагмент схеми електричних з'єднань оптимального варіанту розвитку мережі. 5. Класифікація та конструктивні особливості систем накопичення енергії. 6. Будова та особливості застосування літій-іонних батарей. 7. Особливості будови термоаккумуляторів. 8. Система накопичення енергії компанії Tesla. 9. Система накопичення енергії на базі літій-іонних батарей. 10. Система накопичення енергії на базі сірчано-натрієвих батарей. 11. Система накопичення енергії на базі акумуляторів великої ємності з рідким електролітом. 12. Основні техніко-економічні показники електричної мережі.

6. Консультанти розділів роботи


Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	18.09.23р 	11.12.23 
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.пед.н., професор, завідувач каф. БЖДПБ 1-й підп. кафедр. ОВ Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	18.09.23р 	11.12.23 
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	18.09.23р 	11.12.23 

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

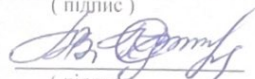
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23
2	Техніко-економічне обґрунтування	21.09.23	27.09.23
3	Електротехнічна частина	28.09.23	29.10.23
4	Аналіз особливостей застосування систем накопичення енергії	30.10.23	10.11.23
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	11.11.23	17.11.23
6	Економічна частина	18.11.23	25.11.23
7	Оформлення пояснювальної записки	26.11.23	04.12.23
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	05.12.23	07.12.23
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	08.12.23	09.12.23
	Рецензування МКР	10.12.23	12.12.23
	Захист МКР	18.12.23	-

Студент


(підпис)

Д. А. Романюк

Керівник роботи


(підпис)

Н. В. Остра

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.4

Романюк Дмитро Андрійович «Розвиток електричних мереж 110 кВ з аналізом особливостей застосування систем накопичення енергії». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2023. 104 с.

На українській мові. Бібліогр.: 39 назв; рис.: 26; табл. 30.

В магістерській кваліфікаційній роботі сформовано оптимальну схему розвитку електричних мереж напругою 110 кВ з аналізом особливостей застосування систем накопичення енергії.

В роботі визначено оптимальну схему розвитку електричної мережі. Оптимальний варіант забезпечує надійне та безперервне постачання споживачів електричною енергією.

В роботі розглянуто та проаналізовано особливості застосування систем накопичення енергії.

У розділі охорони праці проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів обслуговуючого персоналу ЕМ, розроблено заходи безпеки життєдіяльності персоналу в надзвичайних ситуаціях.

В економічній частині роботи розглянуто показники та критерії економічної ефективності, визначено основні техніко-економічні показники електричної мережі.

Ключові слова: електрична мережа, оптимальний граф розвитку електричної мережі, система накопичення енергії, регулювання напруги, заземлення.

ANNOTATION

Dmytro Romaniuk " The development of 110 kV electrical networks with an analysis of the features of the use of energy storage systems". Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 104 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 39 titles; Fig.: 26; table 30.

In the master's qualification work, an optimal scheme for the development of electrical networks with a voltage of 110 kV was formed with an analysis of the features of the use of energy storage systems.

The work defines the optimal scheme for the development of the electrical network. The optimal option ensures a reliable and uninterrupted supply of electrical energy to consumers.

The paper considers and analyzes the features of the use of energy storage systems.

In the occupational health and safety section, an analysis of potentially dangerous and harmful production factors of EM service personnel was carried out, measures for the safety of personnel's vital activities in emergency situations were developed.

In the economic part of the work, indicators and criteria of economic efficiency are considered, the main technical and economic indicators of the electric network are determined.

Key words: electric network, optimal graph of electric network development, energy storage system, voltage regulation, grounding.

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ	5
ВСТУП	6
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ	10
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	13
2.1 Розрахунок прогнозування електричних навантажень мережі	13
2.1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі.....	15
2.1.2 Формування максимального графа електричної мережі	16
2.2 Аналіз етапів визначення оптимальної схеми розвитку електричної мережі	18
2.2.1 Аналіз етапів алгоритму лінеаризації цільової функції.....	18
2.2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	22
2.3 Методика вибору оптимальної схеми розвитку ЕМ з використанням методу динамічного програмування	26
2.3.1 Аналіз і визначення оптимальної послідовності спорудження ЕМ.....	27
2.3.2 Визначення остаточного (кінцевого) варіанту розвитку ЕМ (оптимальна послідовність)	32
2.3.3 Визначення конструктивних параметрів ліній електропередачі ..	28
2.4 Розрахунок та вибір потужностей трансформаторів на споживальних підстанціях	37
2.5 Аналіз вибору схем розподільчих пристроїв підстанцій	38
2.5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	39
2.5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції	40
2.5.3 Оцінювання надійності схем підстанції.....	41
2.6 Алгоритм оцінки балансу потужностей	44
2.7 Алгоритм розрахунку та аналіз усталеного режиму роботи ЕМ	46
2.8 Аналіз регулювання напруги в електричній мережі	46

3 АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ СИСТЕМ НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ	51
3.1 Класифікація систем накопичення енергії та їх конструктивні особливості	52
3.1.1 Аналіз особливостей будови маховика та його застосування	54
3.1.2 Особливості застосування свинцево-кислотних акумуляторів та їх переваги і недоліки.....	56
3.1.3 Аналіз будови та особливостей застосування літій-іонних батарей.....	57
3.1.4 Переваги та недоліки застосування насосних гідроелектростанцій.....	59
3.1.5 Особливості застосування акумуляторів стисненого повітря.....	60
3.1.6 Аналіз будови та особливостей застосування термоакумуляторів	61
3.2 Аналіз промислових зразків систем накопичення енергії	62
3.2.1 Особливості системи накопичення енергії компанії Tesla	62
3.2.2 Особливості системи накопичення енергії на базі літій-іонних батарей.....	64
3.2.3 Особливості системи накопичення енергії на базі сірчано-натрієвих батарей	66
3.2.4 Особливості системи накопичення енергії на базі акумуляторів великої ємності з рідким електролітом	67
3.2.5 Особливості системи накопичення енергії на базі батарей змінного струму.....	68
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	70
4.1 Задачі розділу	71
4.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з експлуатацією електричних мереж	73
4.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час проведення робіт по обслуговуванню електричних мереж та підстанцій ..	74

4.3.1	Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України з енергетики	74
4.3.2	Розрахунок штучного заземлювального пристрою комплектної трансформаторної підстанції при відсутності природних заземлювачів	76
4.4	Протипожежний захист електроустановок на підстанції	80
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА		82
ВИСНОВКИ		98
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ		100
ДОДАТКИ		104
	Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень	105
	Додаток Б. Технічне завдання МКР	106
	Додаток В. Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	113
	В.1 Дослідження безпеки роботи електричної мережі 110 кВ в умовах дії іонізуючих випромінювань	114
	В.2 Дослідження безпеки роботи електричної мережі 110 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу	
	В.3 Розробка превентивних заходів по підвищенню безпеки роботи електричної мережі 110 кВ в умовах надзвичайних ситуацій	117
	Додаток Г Ілюстративна частина.....	119

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

- АТ – автотрансформатор
БК – батарейний конденсатор
ВН – висока напруга
ВРП – відкритий розподільний пристрій
ВП – вузлова підстанція
ВПС – власні потреби станції
ГРП – генераторний розподільний пристрій
ДП – дугогасильний пристрій
ЕЕС – електроенергетична система
ЕМ – електрична мережа
КЗ – коротке замикання
КРУ – комплектна розподільна установка
КУ – конденсаторна установка
ЛЕП – лінія електропередачі
НН – низька напруга
РДЕ – розосереджені джерела енергії
РП – розподільний пристрій
РПН – регулювання напруги під навантаженням
РПЧ – резерв підтримки частоти
СНЕ – система накопичення енергії
СТАТКОМ – статичний компенсатор
СП – система електропостачання
ТН – трансформатор напруги
ТНСЕ – теорія надійності систем електропостачання
ТС – трансформатор струму
ТП – трансформаторна підстанція
ОЕС – об'єднана енергетична система

ВСТУП

Актуальність теми. З листопада 2022 року до березня 2023 року в Україні постала проблема - дефіцит електропостачання на рівні 20-30%, що призвело до введення надзвичайних заходів, таких як поступові відключення та обмеження споживання електроенергії для промислових підприємств і домогосподарств. Навіть при зусиллях енергетиків забезпечити доступ до електроенергії не менше 10 годин на добу для українських споживачів, плановані відключення не завжди вдавалося виконати через цілеспрямовані атаки на українську енергосистему з боку ворожих військ.

Фотоелектричний сектор мав найвищі темпи зростання серед інших відновлюваних джерел енергії в Україні протягом 2019-2021 років. На початок 2022 року загальна встановлена потужність ФЕ (без урахування 0,4 ГВт, розташованих на територіях, тимчасово окупованих Росією до 24 лютого 2022 року) сягнула 7,6 ГВт або 80% від загальної встановленої потужності ВДЕ в Україні (включаючи 45 000 установок для споживачів з загальною потужністю 1,2 ГВт). У 2021 році Україна посіла 7 місце в Європі за розвитком сонячної генерації (IRENA, 2022).

Зараз близько 13% українських фотоелектричних потужностей зайняті. Близько 8% загальної встановленої сонячної потужності було знищено або пошкоджено, включаючи сотні установок просьюмерів.

Після звільнення тимчасово окупованих РФ територій об'єкти ВДЕ поступово вводилися в експлуатацію. Наприклад, результати попередньої перевірки свідчили, що на звільненій Трифонівській СЕС було пошкоджено близько 20% сонячних панелей. Станом на 31 січня 2023 року звільнена СЕС поступово відновила виробництво електроенергії та сприяла забезпеченню енергетичних потреб Херсонської області.



Рисунок В.1 – Фрагмент процесу відновлення Трифонівської СЕС

Повномасштабна військова агресія з боку Росії призвела до значних збитків завданих українському енергетичному сектору. На початок 2023 року збитки, завдані українському енергетичному сектору, включаючи комунальні підприємства та сектор теплопостачання, оцінювались щонайменше в 9,1 мільярда доларів. На жаль, ця цифра може бути ще вищою, оскільки немає остаточних досліджень та детальної інформації про збитки на об'єктах енергетичної інфраструктури країни. Також, відсутня повна інформація про українські об'єкти, що розташовані на тимчасово окупованих територіях.

З урахуванням усіх цих подій стає очевидним, що відновлення та реконструкція енергетичних об'єктів після завершення війни нашою Перемогою стане ще більше **важливою та актуальною науково-прикладною задачею.**

Мета і задачі дослідження. Основною метою магістерської кваліфікаційної роботи є дослідження методів оптимізації розвитку електричних мереж та вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі

напругою 110 кВ, а також аналіз особливостей застосування систем накопичення енергії.

У відповідності з вказаною метою в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:

- дослідження відомих методів, які використовуються для проектування та розвитку електричних мереж;
- формування оптимального розвитку існуючої мережі 110 кВ;
- вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі;
- аналіз будови та особливостей застосування систем накопичення енергії;
- аналіз питання забезпечення охорони праці обслуговуючого персоналу ЕМ;
- визначення основних техніко-економічних показників розвитку електричної мережі;
- дослідження стійкості роботи електричних мереж 110 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

Об'єктом дослідження є електричні мережі 110 кВ ПАТ «Вінницяобленерго».

Предметом дослідження є методи оптимізації розвитку електричних мереж.

Методи дослідження. Для розв'язання поставленої задачі використано два методи оптимізації розвитку ЕМ, а саме: симплекс метод, а також метод динамічного програмування для вибору схеми ЕМ. Для оцінки надійності схем вузлових підстанцій було застосовано метод Тарівердієва. Для виконання розрахунків в даній роботі було застосовано програмні комплекси, зокрема програмний комплекс «ВТРАТИ-110».

Наукова новизна отриманих результатів полягає у аналізі та дослідженні ефективності використання методів оптимізації для розв'язку задач оптимального розвитку електричних мереж. Це дало можливість

отримати оптимальну схему розвитку ЕМ з найкращими техніко-економічними показниками.

Особистий внесок здобувача. Всі отримані результати роботи, які складають основний зміст магістерської кваліфікаційної роботи, були отримані автором самостійно.

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

Повномасштабна військова агресія з боку Росії призвела до значних збитків завданих українському енергетичному сектору. На початок 2023 року збитки, завдані українському енергетичному сектору, включаючи комунальні підприємства та сектор теплопостачання, оцінювались щонайменше в 9,1 мільярда доларів. На жаль, ця цифра може бути ще вищою, оскільки немає остаточних досліджень та детальної інформації про збитки на об'єктах енергетичної інфраструктури країни. Також, відсутня повна інформація про українські об'єкти, що розташовані на тимчасово окупованих територіях [1].

У 2021 році на Запорізькій ТЕС було збудовано перший пілотний накопичувач енергії встановленою потужністю 1 МВт, на різних стадіях розробки перебувало щонайменше 212 МВт накопичувачів.

Нині єдине в Україні сховище електроенергії знаходиться в окупації, а реалізація всіх запланованих проектів тимчасово призупинена через повномасштабне вторгнення ворогів [1].

Застосування ринку допоміжних послуг щодо використання систем накопичення енергії (СНЕ), дозволяє:

- регулювати потужність в енергосистемі в режимі реального часу;
- забезпечувати надійність режиму роботи ЕМ;
- забезпечувати необхідні показники якості електричної енергії;
- відновлювати роботу енергосистеми після виникнення аварій.

Також виробники електроенергії з відновлювальних джерел енергії можуть використовувати системи накопичення енергії для зберігання електроенергії під час пікового виробництва, зокрема сонячними електростанціями, коли виникає надлишкова енергія, тобто мережа не може прийняти відповідний обсяг енергії.

Внаслідок зміни навантажень споживачів, а також появи нових споживачів електрична мережа знаходиться в стані розвитку, модернізації та реконструкції. Добудовуються, замінюються, реконструюються лінії та

підстанції, встановлюються нові системи керування. Необхідно таким чином спроектувати електричну мережу, щоб вона давала можливість подальшого розширення і розвитку.

Разом з тим, ефективність експлуатації електричної мережі визначається її техніко-економічними показниками, тому саме вони є визначальними для вибору напрямків розвитку та реконструкції існуючих мереж. Необхідно також врахувати, що ряд повітряних ліній побудовані 30 – 40 років тому і мають об'єктивну фізичну зношеність та високий відсоток амортизаційного зносу. Це ж стосується і окремого обладнання підстанцій. Крім того, на сьогодні спостерігається тенденція до суттєвого зростання споживання окремими споживачами електричної енергії. Забезпечення надійності відбувається шляхом створення економічно надійних систем електропостачання, систем з меншими затратами на проектування та будівництво, тобто приведення до мінімуму використання ресурсів, матеріалів.

Однією з важливих проблем при проектуванні розвитку ЕС є технічне та техніко-економічне порівняння можливих варіантів розвитку. При проведенні таких розрахунків необхідно одночасно враховувати великий перелік несумісних критеріїв, які загалом визначають ефективність того чи іншого варіанту.

Оскільки є 4 нових вузли споживання електричної енергії - Нова 1 (701), Нова 2 (702), СЕС 3 (703), Нова 4 (704), тому з'явилась необхідність розвитку електричних мереж напругою 110-35 кВ. На рисунку 1.1 показано схему електричної мережі з новими споживачами електричної енергії.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок прогнозування електричних навантажень мережі

Використовуючи метод найменших квадратів, ми можемо отримати аналітичний вираз для залежності максимальної потужності від часу з найменшою похибкою. Таким чином, ми можемо замінити таблично-задану функцію $P_{\max}(T)$ на аналітичний вираз $P'_{\max}(T)$ [6, 13]:

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (2.1)$$

де a' , b' – числові коефіцієнти; T – період прогнозу.

Визначення відповідних числових коефіцієнтів a' та b' здійснюється за рахунок мінімізації виразу записаного у відповідності з методом найменших квадратів:

$$\text{Ц} = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min \quad (2.2)$$

Після проведення диференціювання вхідної функції кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' має вигляд:

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (2.3)$$

Після підстановки вхідних даних з табл. 1 завдання в систему (2.3) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20165 \cdot b' = 939, \\ 20165 \cdot a' + 40662805 \cdot b' = 1893628. \end{cases}$$

звідки $a' = -3192,995$, $b' = 1,63$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,63T - 3192,995$$

Використовуючи табличний редактор Excel було отримано апроксимаційну характеристику та її коефіцієнти (рис 2.1).

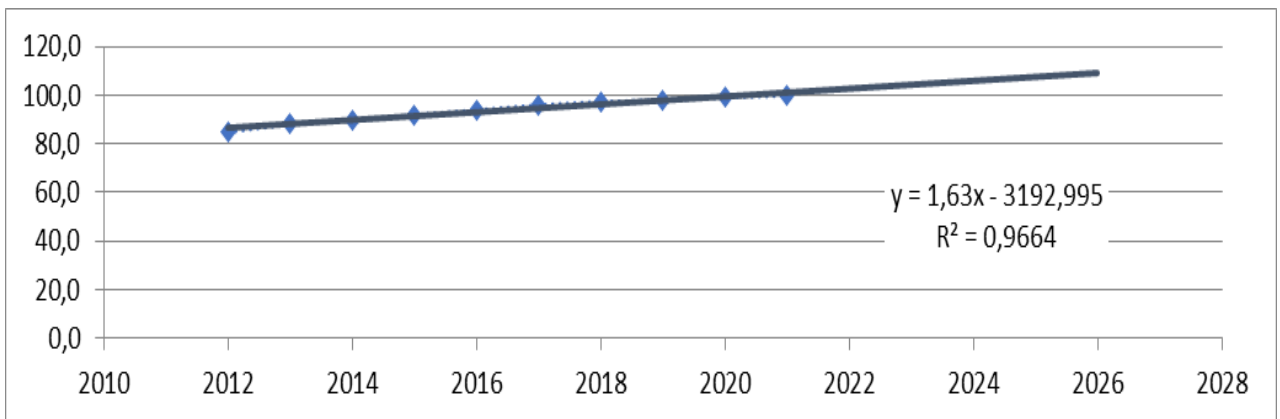


Рисунок 2.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 2.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 109,4 %, що на 9,4 % більше проектної потужності електромереж. Отже, необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

2.1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають обмеженням, або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулювальних пристроїв [13].

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають обмеженням, або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулювальних пристроїв.

Перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів вказує на те, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них.

Втрати в електроенергії в електричній мережі відносно не великі. А саме:

- в лініях електропередач – 1,65 МВт;
- в трансформаторах – 1,27 МВт з них холостого ходу 0,65 МВт та навантажувальні 0,62 МВт.

Була проведена перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів яка вказує на те, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них табл. 2.1.

Таблиця 2.1– Порівняння струмів проводів

	12-107	7-103	108-12	104-7
Марка проводу	АС-150	АС-120	АС-150	АС-120
Допустимий струм, А	450	390	450	390
Розрах. струм, А	96	31	117	18

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній

здатності для транспортування електроенергії новим споживачам та відповідні рівні напруг у вузлах табл. 2.2

Таблиця 2.2– Значення напруг потенційних вузлів нових приєднань

Номери вузлів	110	109	7	104
Значення напруг вузла, кВ	114,79	113,48	111,76	111,69

Аналіз результатів обчислень для режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження на ЛЕП 110 кВ (див. табл. 2.1) є невеликим у порівнянні з тривало допустимим струмом. Це вказує на можливість перенесення додаткової електроенергії до нових споживачів без необхідності внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

З огляду на розрахункові рівні напруги на шинах підстанцій, розташованих у зоні нового будівництва (табл. 2.2), можна визначити, що всі вони дозволяють приєднання додаткового навантаження на стороні високої напруги. Таким чином, визначення потенційних вузлів для приєднання нових ЛЕП може бути здійснене з економічних міркувань, включаючи використання симплекс-методу.

2.1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах для приєднання знаходяться в оптимальних межах. В області, де передбачається розвиток електричних мереж, існуючі лінії електропередач мають достатню пропускну здатність для передачі електроенергії новим споживачам. Таким чином, на підставі розрахункових даних ми перевіряємо потенційні вузли для можливого приєднання нових підстанцій.

Такими підстанціями згідно варіанта завдання являються: вузол №12 Чернятин з рівнем напруги 113,46 кВ; вузол № 7 з рівнем напруги 111,76 кВ.

Оцінивши місце розташування нових ПС та наближеність їх до дійсної

мережі було сформовано максимальний граф, який показано на рисунку 2.2, на якому зображено усі можливі варіанти приєднання нових ПС.

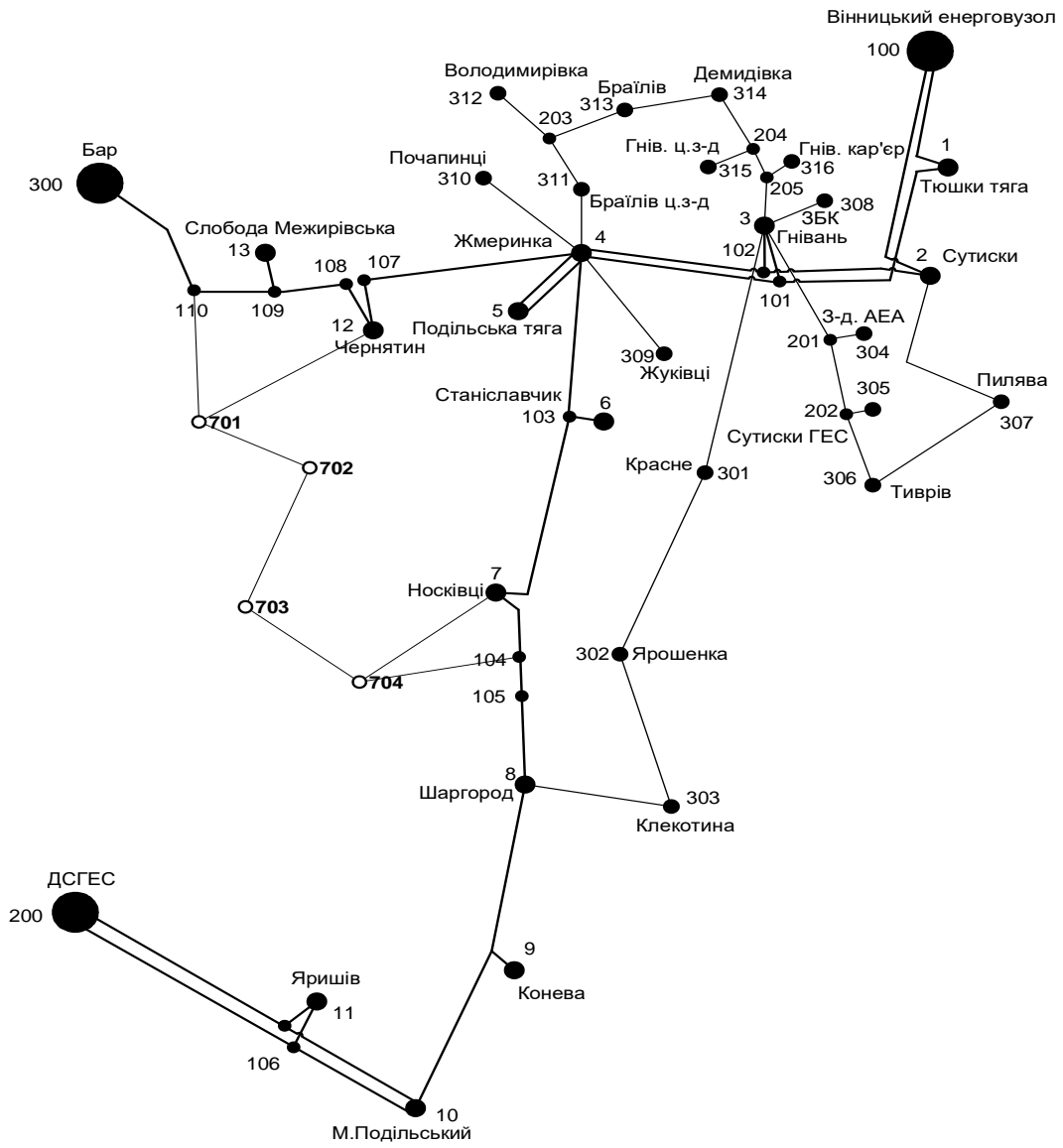


Рисунок 2.2 – Схематичне зображення максимального графа електричної мережі

2.2 Аналіз етапів визначення оптимальної схеми розвитку електричної мережі

Для вирішення завдань розвитку електричних мереж необхідно здійснювати пошук оптимального проекту з урахуванням капіталовкладень та експлуатаційних витрат. При цьому слід враховувати різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Таким чином, техніко-економічне обґрунтування проекту включає в себе не лише вибір конфігурації та напруги мереж, але й параметрів всіх їх елементів з метою забезпечення необхідної якості електроенергії, запасу стійкості та координації процесу керування [13].

Однак вирішення всіх цих питань в рамках однієї математичної моделі є неможливим. Тому процес проектування розбивається на етапи, а оптимальні рішення на кожному етапі приймаються за допомогою комплексу математичних моделей. Для пошуку оптимальних схем з економічних показників ефективно використовуються методи лінійного програмування, зокрема симплекс-метод. Проте, важливо враховувати, що його використання обмежується певними умовами, зокрема формулюванням цільової функції та обмежень.

2.2.1 Аналіз етапів алгоритму лінеаризації цільової функції

Для створення математичної моделі необхідно визначити критерій оптимальності. У цьому випадку найбільш відповідним критерієм є дисконтовані витрати на розвиток електричної мережі. Оптимізованими змінними у цьому контексті слід обрати потужності P_i , які протікають лініями.

У загальному випадку залежності $V_i = f(P_i)$ є нелінійними. Таким чином, функція, яка відображає процес розвитку електричної мережі, може бути представлена у вигляді нелінійної функції з лінійними та нелінійними обмеженнями для змінних P_i . З метою застосування симплекс-методу цю цільову функцію можна лінеаризувати стосовно обраних змінних. У

загальному випадку для кожної i -тої ЛЕП дисконтовані витрати V_i можна записати:

$$V_i = (a_i + b_i \cdot P_i^2) \cdot l_i, \quad (2.4)$$

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$; K_{0i} - питомі капіталовкладення на спорудження 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом провoda на i -тій ЛЕП; E - коефіцієнт дисконту ($E=0,2$); α - коефіцієнт нормативних відрахувань; b_i - питомі витрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від P_i^2 ; l_i - довжина i -ї ЛЕП в км; P_i - потужність i -ї ЛЕП.

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

$$V_i = (a_i' + b_i' \cdot P_i) \cdot l_i, \quad (2.5)$$

де a_i' - сталий коефіцієнт лінійної функції (отримується в процесі лінеаризації); b_i' - питомі затрати, які залежать від потоку потужності P_i в ЛЕП.

Для лінеаризації функції використовувався метод найменших квадратів. Для використання цього методу потрібно отримати n значень вихідної функції для різних потужностей P_i , що утворює систему рівнянь, аналогічну (2.3). Розв'язання цієї системи дозволяє визначити коефіцієнти цільової функції у лінійному вигляді.

Згідно з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) [11], на ділянках ЛЕП було обрано марку провoda АС-240. Згідно з нормативним документом СОУ-Н МEB 45.2-37471933-44.2016, питомі капіталовкладення відповідно дорівнюватимуть 1573,68 тис. грн/км.

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою.:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau C_0}{U_n^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (2.6)$$

де U_n - номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності (прийнято

0,9); τ – час максимальних втрат (3862 год/рік для $T_{нб} = 5400$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 2,65 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Величини вартісних коефіцієнтів для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a + b \cdot P^2$

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, кВ	Питомі капіталовкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. б, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
110	701	1,5	9	110	1573,680	0,131	4532,2	1,231	4655,3
12	701	2	12	110	1573,680	0,131	6042,9	1,642	6207,1
7	704	1,7	10,2	110	1573,680	0,131	5136,5	1,395	5276,0
104	704	1,6	9,6	110	1573,680	0,131	4834,3	1,313	4965,7
701	702	1,2	7,2	110	1573,680	0,131	3625,8	0,985	3724,3
702	703	1,8	10,8	110	1573,680	0,131	5438,6	1,477	5586,4
703	704	1,5	9	110	1573,680	0,131	4532,2	1,231	4655,3

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i зросли (табл. 2.4).

Для перевірки адекватності перетворення було визначено витрати за вихідною (2.1) та лінеаризованою (2.2) функціями (табл. 2.4). Результати показали високу адекватність перетворення.

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на спорудження ЛЕП під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат

було подано у вигляду лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати подано у табл. 2.5.

Таблиця 2.4 – Величини вартісних коефіцієнтів для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a' + b' \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	витрати для ЛЕП (квадратичн. функція), тис. грн	витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн	Коефіцієнт a1, тис. грн	Коефіцієнт b1, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн
110-701	1,5	10,8	4674,5	4623,3	4737,1	4532,2	13,235	4674,5	4646,0
12-701	2	10,8	6232,6	6164,3	6316,1	6042,9	17,647	6232,6	6194,7
7-704	1,7	10,8	5297,7	5239,7	5368,7	5136,5	15,000	5297,7	5265,5
104-704	1,6	10,8	4986,1	4931,5	5052,9	4834,3	14,118	4986,1	4955,8
701-702	1,2	10,8	3739,6	3698,6	3789,7	3625,8	10,588	3739,6	3716,8
702-703	1,8	10,8	5609,4	5547,9	5684,5	5438,6	15,883	5609,4	5575,2
703-704	0,9	2772,5	2753,3	2795,9	2719,3	4,945	2772,5	2761,8	2783,1

Таблиця 2.5 – Величини вартісних коефіцієнтів для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = c \cdot P$ після уточнення

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот. P, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн	Коеф. c, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн
110-701	1,5	10,8	4674,5	4647,4	4704,4	434,8	4674,5	4207,0	5141,9
12-701	2	10,8	6232,6	6196,6	6272,5	579,8	6232,6	5609,4	6855,9
7-704	1,7	10,8	5297,7	5267,1	5331,6	492,8	5297,7	4768,0	5827,5
104-704	1,6	10,8	4986,1	4957,3	5018,0	463,8	4986,1	4487,5	5484,7
701-702	1,2	10,8	3739,6	3718,0	3763,5	347,9	3739,6	3365,6	4113,5
702-703	1,8	10,8	5609,4	5576,9	5645,2	521,8	5609,4	5048,4	6170,3
703-704	1,5	10,8	4674,5	4647,4	4704,4	434,8	4674,5	4207,0	5141,9

напрянків потужності в схемі максимального графу, то частина змінних може в кінцевому рахунку приймати від'ємне значення. Останнє протиріччя усувається введенням додаткових змінних.

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. 2.4.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	110-701	12-701	7-704	104-704	701-702	702-701	702-703	703-702	703-704	704-703	0-0	0-0	0-0	0-0				
701	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,30	12,30	
702	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	6,10	6,10	
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	-17,00	-17,00	
704	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	3,10	3,10	
Коефіцієнти цільової функції	4030,006	5373,342	4567,340	4298,673	3224,005	3224,005	4836,008	4836,008	4030,006	4030,006	0,000	0,000	0,000	0,000			0,000	
Потужності ЛЕП																		
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000	
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000	
Дисконтовані витрати, тис. грн																		0,000

Рисунок 2.3– Необхідні вихідні дані для розв'язку задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця)

Скориставшись у МО Excel надбудовою «Пошук рішень» отримаємо розв'язок симплекс таблиці показаної на рис. 2.4.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	110-701	12-701	7-704	104-704	701-702	702-701	702-703	703-702	703-704	704-703	0-0	0-0	0-0	0-0				
701	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,30	0,00	
702	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	6,10	0,00	
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	-17,00	0,00	
704	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	3,10	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	4030,006	5373,342	4567,340	4298,673	3224,005	3224,005	4836,008	4836,008	4030,006	4030,006	0,000	0,000	0,000	0,000		122995,795		
Потужності ЛЕП	4,500	0,000	0,000	0,000	0,000	7,800	0,000	13,900	3,100	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
Постійні складові витрат	4532,199	0,000	0,000	0,000	0,000	3625,759	0,000	5438,639	4532,199	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		18128,795		
Змінні складові витрат	24,932	0,000	0,000	0,000	0,000	59,925	0,000	285,457	11,832	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		382,146		
Дисконтовані витрати, тис. грн																		18510,941

Рисунок 2.4 – Отримані результати пошуку рішення за допомогою Excel

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв'язку зі зміною перетоків то лініям, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок (рис. 2.5).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	110-701	12-701	7-704	104-704	701-702	702-701	702-703	703-702	703-704	704-703	0-0	0-0	0-0	0-0				
701	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,30	0,00	
702	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	6,10	0,00	
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	-17,00	0,00	
704	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	3,10	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	1012,696	5373,342	4567,340	4298,673	3224,005	472,524	4836,008	411,805	1465,816	4030,006	0,000	0,000	0,000	0,000			18510,941	
Потужності ЛЕП	4,500	0,000	0,000	0,000	0,000	7,800	0,000	13,900	3,100	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
Постійні складові витрат	4532,199	0,000	0,000	0,000	0,000	3625,759	0,000	5438,639	4532,199	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			18128,795	
Змінні складові витрат	24,932	0,000	0,000	0,000	0,000	59,925	0,000	285,457	11,832	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			382,146	
Дисконтровані витрати, тис. грн																		18510,941

Рисунок 2.5 – Отримані результати після коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетоків потужності по лініях

Після кінцевого уточнення отримуємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	110-701	12-701	7-704	104-704	701-702	702-701	702-703	703-702	703-704	704-703	0-0	0-0	0-0	0-0				
701	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,30	0,00	
702	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	6,10	0,00	
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	-17,00	0,00	
704	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	3,10	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	1012,696	5373,342	4567,340	4298,673	3224,005	472,524	4836,008	411,805	1465,816	4030,006	0,000	0,000	0,000	0,000			18510,941	
Потужності ЛЕП	4,500	0,000	0,000	0,000	0,000	7,800	0,000	13,900	3,100	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
Постійні складові витрат	4532,199	0,000	0,000	0,000	0,000	3625,759	0,000	5438,639	4532,199	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			18128,795	
Змінні складові витрат	24,932	0,000	0,000	0,000	0,000	59,925	0,000	285,457	11,832	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			382,146	
Дисконтровані витрати, тис. грн																		18510,941

Рисунок 2.6 – Отримані результати після коригування вартісних коефіцієнтів

Потоки не змінилися і вартість проекту також. Значить процес розрахунку завершено. Отримали найкращу сукупність ЛЕП для передачі енергії від СЕС та до споживачів.

У таблиці на рис. 2.6 наведено схему ЕМ, для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.7.

Проте дана схема не забезпечує для нових споживачів задану категорію надійності тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові ЛЕП або будувати додаткові лінії для утворення замкнутих контурів.

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 704-104 довжиною 9,6 км тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП (рис. 2.7).

2.3.1 Аналіз і визначення оптимальної послідовності спорудження ЕМ

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 701, 702, 703, 704).

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (2.9)$$

де B_t – витрати на t період спорудження об'єкту; $E_{н.п}$ – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрати до 1 року ($E_{н.п} = 0,16 \div 0,20$); T – тривалість будівництва (в роках).

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_d + E. \quad (2.10)$$

Для розв'язування необхідних задач (2.10) можна використовувати метод нелінійного програмування, одним з яких є метод динамічного програмування.

Метод динамічного програмування складається з двох етапів: прямого та зворотного ходу.

На першому етапі рухаючись від першого року до останнього визначають умовно оптимальну схему електричної мережі. Кожен крок вибирають так, щоб сумарні витрати на i -му та $(i+1)$ році були мінімальні:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (2.11)$$

Отже, витрати на першому році обчислюються на основі всіх можливих варіантів реалізації. Отриманий варіант на цьому етапі має оптимальні дисконтовані витрати. Однак, оскільки на попередніх роках не відомо, якими будуть варіанти наступного року, отриманий розв'язок є наближеним і потребує уточнення.

На другому етапі рухаючись від останнього року до першого, параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва уточнюються за критерієм (2.11).

У постановці задачі динамічного програмування використовується цільова функція (2.9), при цьому функція витрат може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

- 1) Баланс потужностей: $\sum_{i \in M_j} P_{li} = P_{Hj}$;
- 2) Стосовно ресурсів: $l_{\Sigma t} = l_{\max}$;
- 3) Обмеження на параметри: $P_{li} \leq P_{\max}$;

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (2.12)$$

Коефіцієнти a_i та b_i беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року: $L_{\max} \leq 35$ км а також обмеження балансу потужностей.

Перший етап. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 701, 702, 703, 704. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 35 км ліній, тому підключення нових споживачів буде відбуватися поступово.

Варіант №3

1-ий рік – будуємо одноланцюгову лінію до пунктів 110-701. Таким чином, сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{110-701} = 9 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (2.12) розраховуються V_t , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл. 2.6.

Другий крок. Для другого року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому кроці. І так само для кожного варіанту другого року враховується обмеження по введеній довжині лінії.

Для варіанту 3 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 701-702 та 104-704. Результати розрахунків подано в табл. 2.7.

Третій крок. Для третього року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому та другому кроці. І так само для кожного варіанту третього року враховується обмеження по введеній довжині лінії.

Для варіанту 3 на третьому році розвитку будуємо одноланцюгові лінії 703-704 та 702-703. Результати розрахунків подано в табл. 2.8.

Таблиця 2.6 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Bt	Вартість
1	1	110-701	9	20,12684	16,2	16447,12	29371,17	24475,98	24475,98
		701-702	7,2	6,672485		12924,05			
	2	104-704	9,6	15,20452	18,6	17393,34	33792,43	28160,36	28160,36
		704-703	9	18,59545		16399,09			
	3	110-701	9	13,45436	9	16265,63	16265,63	13554,69	13554,69
	4	104-704	9,6	3,390935	9,6	17203,53	17203,53	14336,28	14336,28
	5	110-701	9	1,53139	27	16120,9	48787,13	40655,94	40655,94
		701-702	7,2	11,92297		12987,32			
		702-703	10,8	18,59545		19678,91			
	6	104-704	9,6	8,53203	29,4	17256,5	52876,72	44063,93	44063,93
		704-703	9	11,92297		16234,15			
		703-702	10,8	6,672485		19386,08			

Таблиця 2.7 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Bt	Вартість
2	11	702-703	8,4	15,20452	22,4	15219,17	40307,66	27991,43	52467,41
		703-704	14	3,390935		25088,49			
	12	104-704	8,4	15,20452	20,3	15219,17	36902,41	25626,67	50102,65
		704-703	11,9	18,59545		21683,24			
	13	702-703	11,9	18,59545	25,9	21683,24	46771,73	32480,37	56956,35
		104-704	14	3,390935		25088,49			
	14	702-703	10,8	2,72	29,4	19349,99	52999,83	36805,44	61281,42
		703-704	9	15,86		16322,75			
		104-704	9,6	12,43		17327,09			
	21	702-703	10,8	6,672485	18	19386,08	32398,58	22499,01	50659,37
		701-702	7,2	13,45436		13012,5			
	22	110-701	9	20,12684	16,2	16447,12	29371,17	20396,65	48557
		701-702	7,2	6,672485		12924,05			
	23	702-703	10,8	6,672485	19,8	19386,08	35651,7	24758,13	52918,48
		110-701	9	13,45436		16265,63			
	24	703-702	10,8	2,72	27	19349,99	48622,13	33765,37	61925,73
		702-701	7,2	3,96		12905,36			
		110-701	9	17,49		16366,78			
	31	701-702	7,2	11,92297	18	12987,32	32666,23	22684,88	36239,57
		702-703	10,8	18,59545		19678,91			
32	104-704	9,6	15,20452	18,6	17393,34	33792,43	23466,96	37021,65	
	704-703	9	18,59545		16399,09				

Продовження таблиці 2.7 - Можливі варіанти розвитку мережі для
другого року

	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	Лсум	Ві	Ві,сум	Вт	Вартість
2	33	701-702	7,2	6,672485	16,8	12924,05	30127,58	20921,93	34476,62
		104-704	9,6	3,390935		17203,53			
	34	701-702	7,2	8,53203	27	12942,37	48638,19	33776,52	47331,21
		702-703	10,8	15,20452		19567,5			
		703-704	9	3,390935		16128,31			
	35	104-704	9,6	8,53203	29,4	17256,5	52876,72	36719,94	50274,63
		704-703	9	11,92297		16234,15			
		703-702	10,8	6,672485		19386,08			
	36	701-702	7,2	11,92297	27,6	12987,32	49869,76	34631,78	48186,47
		702-703	10,8	18,59545		19678,91			
		104-704	9,6	3,390935		17203,53			
	37	104-704	9,6	15,20452	25,8	17393,34	46716,48	32442	45996,69
		704-703	9	18,59545		16399,09			
		701-702	7,2	6,672485		12924,05			
	41	703-704	9	11,92297	19,8	16234,15	35620,22	24736,27	39072,54
		703-702	10,8	6,672485		19386,08			
	42	110-701	9	20,12684	16,2	16447,12	29371,17	20396,65	34732,93
		701-702	7,2	6,672485		12924,05			
	43	703-704	9	18,59545	18	16399,09	32664,72	22683,83	37020,11
		110-701	9	13,45436		16265,63			
44	703-704	9	1,53139	27	16120,9	48869,95	33937,46	48273,74	
	703-702	10,8	20,12684		19736,55				
	701-702	7,2	13,45436		13012,5				
45	703-704	9	11,92297	28,8	16234,15	51885,85	36031,84	50368,12	
	703-702	10,8	6,672485		19386,08				
	110-701	9	13,45436		16265,63				
46	110-701	9	1,53139	27	16120,9	48787,13	33879,95	48216,23	
	701-702	7,2	11,92297		12987,32				
	702-703	10,8	18,59545		19678,91				
47	110-701	9	20,12684	25,2	16447,12	45770,26	31784,91	46121,18	
	701-702	7,2	6,672485		12924,05				
	703-704	9	18,59545		16399,09				
51	703-704	9	15,86	18,6	16322,75	33649,84	23367,94	64023,88	
	704-104	9,6	12,43		17327,09				
61	110-701	9	17,49	16,2	16366,78	29272,14	20327,88	64391,81	
	701-702	7,2	3,96		12905,36				

Таблиця 2.8 - Можливі варіанти розвитку для третього року

Варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Bt	Вартість
111	704-104	9,6	12,43	9,6	17327,09	17327,09	10027,25	62494,66
121	702-703	10,8	2,72	10,8	19349,99	19349,99	11197,91	61300,56
131	703-704	9	15,86	9	16322,75	16322,75	9446,034	66402,38
211	110-701	9	17,76	9	16374,49	16374,49	9475,977	60135,34
221	702-703	10,8	2,72	10,8	19349,99	19349,99	11197,91	59754,92
231	701-702	7,2	3,96	7,2	12905,36	12905,36	7468,381	60386,86
311	703-704	9	15,86	18,6	16322,75	33649,84	19473,29	55712,85
	704-104	9,6	12,43		17327,09			
321	701-702	7,2	3,96	18	12905,36	32255,35	18666,29	55687,94
	702-703	10,8	2,72		19349,99			
331	703-704	9	15,86	19,8	16322,75	35672,74	20643,95	55120,57
	702-703	10,8	2,72		19349,99			
341	704-104	9,6	12,43	9,6	17327,09	17327,09	10027,25	57358,46
351	701-702	7,2	3,96	7,2	12905,36	12905,36	7468,381	57743,01
361	703-704	9	15,86	9	16322,75	16322,75	9446,034	57632,5
371	702-703	10,8	2,72	10,8	19349,99	19349,99	11197,91	57194,6
411	110-701	9	17,49	16,2	16366,78	29272,14	16939,9	56012,44
	701-702	7,2	3,96		12905,36			
421	702-703	10,8	2,72	19,8	19349,99	35672,74	20643,95	55376,87
	703-704	9	15,86		16322,75			
431	701-702	7,2	3,96	18	12905,36	32255,35	18666,29	55686,4
	702-703	10,8	2,72		19349,99			
441	110-701	9	17,49	9	16366,78	16366,78	9471,516	57745,26
451	701-702	7,2	3,96	7,2	12905,36	12905,36	7468,381	57836,5
461	703-704	9	15,86	9	16322,75	16322,75	9446,034	57662,26
471	702-703	10,8	2,72	10,8	19349,99	19349,99	11197,91	57319,1

2.3.2 Визначення остаточного (кінцевого) варіанту розвитку ЕМ (оптимальна послідовність)

По V_{Σ} з табл. 2.8 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 331 приєднання підстанцій 701, 702, 703, 704 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому, другому

та третьому роках. Отже, необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Отримані результати після уточнення перетоків потужності для оптимальної схеми згідно динамічного програмування (зворотній хід)

варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві,сум	Вt	Вартість
331	703-704	9	15,86	19,8	16322,75	35672,74	20643,95	55277,69
	702-703	10,8	2,72		19349,99			
33	701-702	7,2	3,96	16,8	12905,36	30232,45	20994,76	34633,74
	104-704	9,6	12,43		17327,09			
3	110-701	9	17,49	9	16366,78	16366,78	13638,98	13638,98

Використання схеми, визначеної симплекс-методом, разом із розрахунковими потужностями у лініях, може значно зменшити кількість необхідних обчислень, оскільки використання зворотного ходу виявляється зайвим.

Наведена схема відповідає вимогам надійності для споживачів, а потужності, які через неї перетікають, відповідають економічній експлуатації ЛЕП.

2.3.3 Визначення конструктивних параметрів ліній електропередачі

Використовуючи значення максимальних навантажень нових споживачів розраховуємо імовірне навантаження на головних ділянках ЛЕП за допомогою ПК «ВТРАТИ».

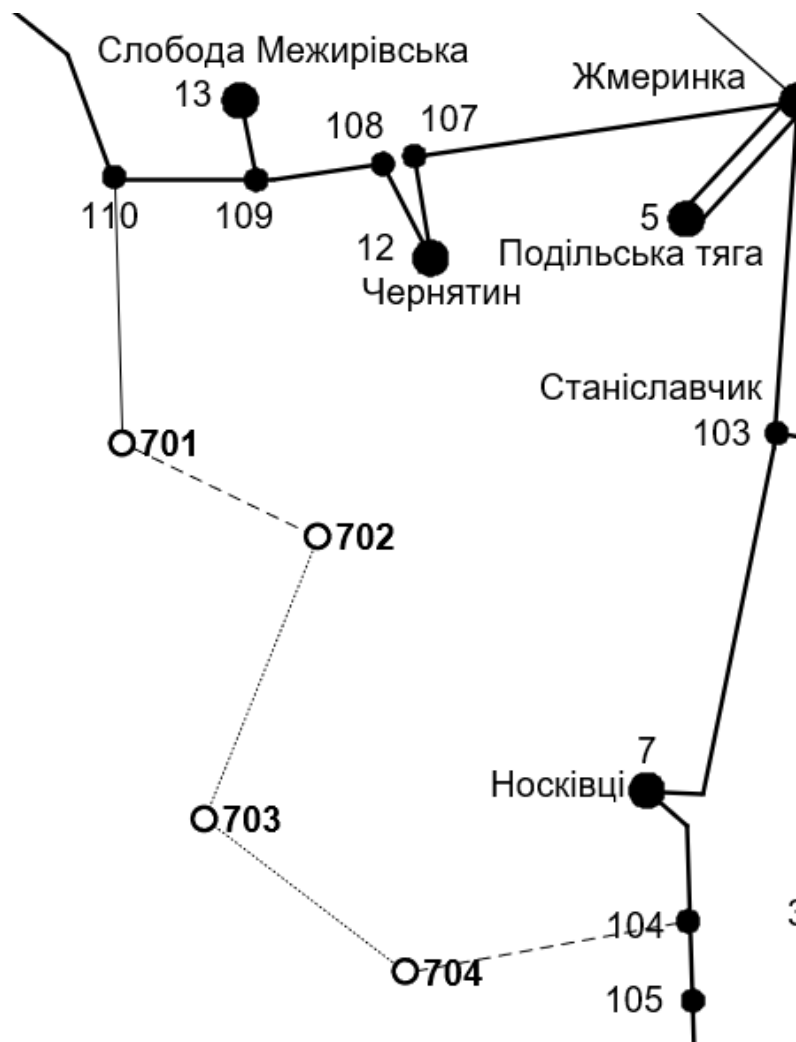


Рисунок 2.9 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

На першому році:

————— будівництво лінії електропередач: 110-701;

На другому році:

----- будівництво ліній електропередач: 701-702, 104-704;

На третьому році:

----- будівництво ліній електропередач: 703-704 та 702-703.

Згідно отриманих даних та використовуючи таблицю 2.5.16 ПУЕ обираємо рекомендований переріз проводу майбутніх ліній – алюміній 120 мм² для ЛЕП 110 кВ, 1 провід у фазі.

Після вибору оптимальної схеми ЕМ розраховуємо режими максимальних навантажень та визначають струми у окремих ЛЕП I_{\max} та з

урахуванням середніх темпів зростання навантаження та співпадіння максимумів за формулою 2.13:

$$I_{\Sigma(5)} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} ; \quad (2.13)$$

Час найбільших навантажень $T_{нб} = 5400$ (год). Отже $\alpha_T = 1,05$, оскільки $T_{нб} < 6000$ годин, район ожеледі – III, тому $\alpha_1 = 1$.

$$I_{розр110-701} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{л}} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{22,3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 116,9 \text{ (A)};$$

$$I_{розр701-702} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{8,01}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 42,44 \text{ (A)};$$

$$I_{розр702-703} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{4,63}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 24,3 \text{ (A)};$$

$$I_{розр703-704} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{16,4}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 85,9 \text{ (A)};$$

$$I_{розр704-104} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{12,7}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 66,7 \text{ (A)};$$

За табл. 1.3.50 ПУЕ [11] визначимо щільність струму для заданого часу використання максимуму навантаження $T_{нб}$ (5400 год), та розрахуємо економічний переріз проводу для окремих ЛЕП за формулою 2.14:

$$F_{розр} = \frac{I_{розр}}{J_{ек}} ; \quad (2.14)$$

$J_{ек}$ для алюмінієвих проводів з часом максимуму навантаження понад 5000 годин становить – 0,8 – 0,6 А/мм².

$$F_{розр110-701} = \frac{I_{розр}}{J_{ек}} = \frac{116,9}{0,7} = 167 \text{ (мм}^2\text{)} ;$$

$$F_{розр701-702} = \frac{42,44}{0,7} = 60,63 \text{ (мм}^2\text{)} ;$$

$$F_{\text{розр } 702-703} = \frac{24,3}{0,7} = 34,73(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр } 703-704} = \frac{85,9}{0,7} = 118,8(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр } 704-104} = \frac{66,8}{0,7} = 95,4(\text{мм}^2);$$

Згідно ПУЕ мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19, отже приймаємо АС-120/19 для усіх ділянок мережі, окрім 110-701, дану ділянку прокладаємо проводом маркою АС – 240/39.

Далі проведемо перевірку проводів на ПА режим, тобто 6 варіантів аварії в мережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

1й – розрив лінії 110-701;

2й – розрив лінії 110-701 та відсутня генерація на СЕС (703);

3й – розрив лінії 704-104;

4й – розрив лінії 704-104 та відсутня генерація на СЕС (703);

5й – розрив лінії 703-704;

6й – розрив лінії 703-702.

Отримані результати представлені у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Значення конструктивних перерізів ліній електропередач

ЛЕП	Іпа1, А	Іпа2, А	Іпа3, А	Іпа4, А	Іпа5, А	Іпа6, А	Іпа,А max	Іпа Доп.	Марка проводу
110-701	0	0	64,13	137,46	52,46	118,9	137,46	605	АС-240/39
701-702	79,3	79,3	50,4	57,85	64,31	39,5	79,3	390	АС-120/19
702-703	119,4	119,5	79,8	18,8	97,2	0	119,5		АС-120/19
703-704	53,4	119,7	19,4	19,44	0	97,2	119,7		АС-120/19
704-104	65,7	139,9	0	0	19,41	79,5	139,9		АС-120/19

2.4 Розрахунок та вибір потужностей трансформаторів на споживальних підстанціях

Алгоритм вибору трансформаторів проводиться з врахуванням наступних критеріїв, а саме [6, 13]:

1. Якщо в складі навантаження підстанції існують споживачі 1-ої категорії, то число встановлюваних трансформаторів повинно бути не менше двох.

2. На підстанціях, які здійснюють електрозабезпечення споживачів 2-ої і 3-ої категорії, допускається встановлення 1-го трансформатора, при існуванні в мережевому районі централізованого пересувного трансформаторного резерву і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше 1-єї доби, що на сьогодні достатньо мало можливо.

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (2.15)$$

де n_T - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанції;

Для 701 вузла згідно (2.15) маємо:

$$S_1 \geq \frac{13,45}{1,4 \cdot (2 - 1) \cdot 0,9} = 10,8 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 10,0МВ А.

У вузлах 702, 703 та 704 також встановлюємо два трансформатори.

Перевірка допустимості режиму максимальних навантажень здійснюється згідно формули 2.16

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{n_m \cdot S_H} \leq 0,7 - 0,8 \quad (2.16)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{15,11}{2 \cdot 10} = 0,76 \leq 0,7 - 0,8 \quad K_{з3.па} = \frac{18,6}{2 \cdot 16} = 0,7 \leq 0,7 - 0,8$$

$$K_{з2.па} = \frac{7,58}{2 \cdot 6,3} = 0,7 \leq 0,7 - 0,8 \quad K_{з4.па} = \frac{3,77}{2 \cdot 2,5} = 0,75 \leq 0,7 - 0,8$$

Перевірка на перевантаження вибраного трансформатора при максимальних навантаженнях вузлів показала, що коефіцієнт перевантаження становить $\leq 0,7-0,8$, що відповідає технічним умовам експлуатації. Розрахунки свідчать про те, що трансформатори прийнятої потужності не лише забезпечують надійне електропостачання споживачів, але й передбачають можливість росту споживання електроенергії. Вибір трансформаторів для інших підстанцій проводився аналогічно, результати представлені в табл. 2.11.

Таблиця 2.11 – Основні параметри трансформаторів у нових вузлах

Номер вузла	Тип	Sном МВА	Границі регулювання	Уном обмоток, кВ		u _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВАр
				ВН	НН							
701	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
702	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
703	ТДН – 16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,68	86,7	112
704	ТМН-2500/110	2,5	±10×1,5%	110	11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5

2.5 Аналіз вибору схем розподільчих пристроїв підстанцій

При виборі конфігурації електричної підстанції необхідно враховувати кількість приєднань, враховуючи призначення, роль та положення підстанції в електричній мережі енергосистеми, включаючи лінії та трансформатори [13].

З огляду на функції електричної підстанції в електричній мережі, її схема повинна:

- забезпечувати надійне електропостачання приєднаних споживачів у нормальних, ремонтних і післяаварійних режимах, враховуючи категорії надійності електропостачання для електроприймачів та наявність незалежних резервних джерел живлення;

- гарантувати надійність транзиту електроенергії через підстанцію в нормальних, ремонтних і післяаварійних умовах відповідно до її значення для конкретного ділянки мережі;

- враховувати поетапний розвиток підстанції, динаміку змін навантаження в мережі та інші аспекти. Розвиток підстанції та її основної схеми повинен відбуватися, виходячи з принципу етапного розвитку, забезпечуючи найбільш простий та економічний розвиток без суттєвих реконструкцій із збереженням електропостачання споживачів;

- враховувати вимоги до протиаварійної автоматики.

2.5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 701, 702, 703 та 704 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів було обрано схему «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рис 2.10).

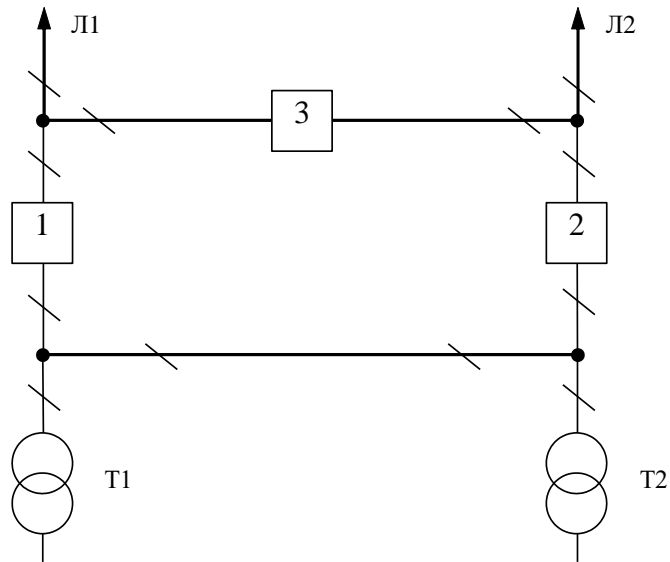


Рисунок 2.10 – Запропонована схема РП нових вузлів 701, 702, 703 та 704

Така схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі відмови, або виведення в ремонт одного з елементів РП на стороні вищої напруги підстанції.

2.5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Оскільки відгалужувальними ПС в даному варіанті слугують вузли 110 та 104, а тому для них виконуємо відгалуження з роз'єднувачем та ОПН.

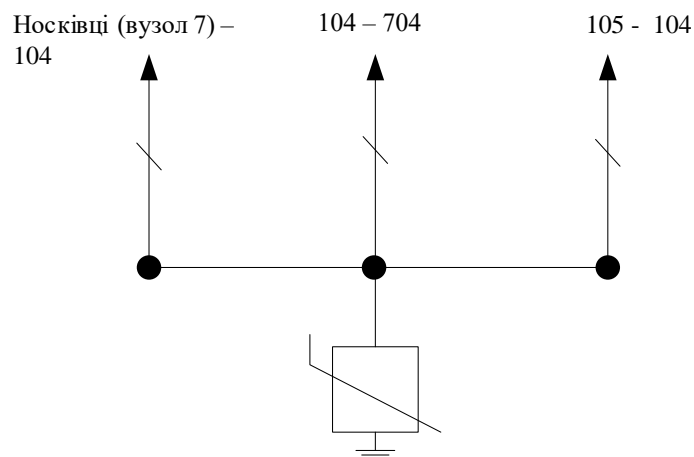


Рисунок 2.11 – Схема РП у вузлі 104

2.5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми підстанції з найбільшим навантаженням – ПС 502.

Показники надійності визначаються формалізованим методом, що має назву табличного методу В.Д. Тарівердієва. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутуються в РП, ω_i (1/рік), час поновлення вимикачів T_B (год.), періодичність m (1/рік), та тривалість планових ремонтів T_{Π} (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_P (год.).

Розрахунок ведеться по формі табл.5.1, де в лівому стовпці виписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j .

Нормальному режиму роботи РП приписується номер 0; коефіцієнт нормального режиму дорівнює:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (2.17)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (5.4) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^I = 1 - 3 \cdot 0,0003 = 0,9991$$

Для кожного сполучення i, j оцінюється наслідки відмов i -го елементу у j -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються. Далі

розраховується математичне сподівання такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$.

Наприклад:

$$\omega_{1,2} = 0,03 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 9 \cdot 10^{-9} \text{ 1/рік.}$$

Час планового простою вимикача, що відмовив, та вимикача, який знаходиться в плановому ремонті визначається за формулою:

$$T_{B2;П1} = T_{B2} - ((T_{B2})^2 / 2 \cdot T_{П1}),$$

де $T_{П1} = 45$ год;

Тоді:

$$T_{B2П1} = 20 - ((20)^2 / 2 \cdot 45) = 15,5 \text{ год.}$$

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 2.12).

Після оцінювання наслідків відмов елементів схеми розподільчого пристрою можна сформулювати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки було внесено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 2.12).

Імовірність відключення окремого приєднання можна визначити як суму імовірностей розрахованих для різних подій, що призводять до нього.

Для обрахунку збитку від недовідпуску електроенергії (5.5), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (5.6) та недовідпуск електроенергії (5.7).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 645$ грн./кВт·год.);

$$M_{зб} = y_0 \cdot \sum_j K \sum_{i=1}^n w_i \cdot P_i \cdot T_i \quad (2.18)$$

$$W_{РІК} = P_{НБ} \cdot T_{НБ}$$

$$\Delta W_{\text{нд}} = \sum_j K \sum_{i=1}^n w_i \cdot P_i \cdot T_i \quad (2.19)$$

Таблиця 2.12 – Аналіз наслідків відмов та ремонтів елементів схеми РП (вузол 703)

Вимикач що відмовив	Параметр потіку відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті		
		$K_p=0,0001$		
		Q1	Q2	Q3
Q1	0,0317		G1, W1, D (W2, G2) – T_0	G1, W1, G2, W2 – T_0
			G1, W1, D (W2, G2) – T_B	G1, G2 D (W2, W1) – T_B
Q2	0,0317	G2, G1, W2, W1 – T_0		G1, W1, G2, W2 – T_0
		G1, W1, D (W2, G2) – T_B		G2, W2 D (W1, G1) – T_B
Q3	0,0317	G2, G1, W2, W1 – T_0	G2, W2, D (W1, G1) – T_0	
		G1, G2, D (W2, W1) – T_B	G2, W2, D (W1, G1) – T_B	

Таблиця 2.13 – Аналіз вибірки характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
G2, G1, W2, W1	4	1	0,0317	0,1268
G2, G1, D (W1, W2)	2	15,5	0,03	0,06

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Збитки від недовідпуску електроенергії

$W_{\text{рік}}$, МВт·год	$\Delta W_{\text{нд}}$, МВт·год	$M_{\text{зб}}$, тис. грн.
100 440	0,593	382,546

За результатами розрахунків можна зазначити, що обрана схема має відносно невеликий рівень втрат та забезпечує надійне генерування

електроенергії. Важливо відмітити, що ця схема не вимагає дороговартісної реконструкції, що дозволяє знизити вартість бажаного проекту.

2.6 Алгоритм оцінки балансу потужностей

Джерела централізованого електропостачання повинні постачати в мережу стільки електроенергії, скільки у даний момент споживають всі споживачі, враховуючи втрати на передачу [6, 13]. Враховуючи це, баланс активних потужностей для вузлів 701,702,703,704 при незмінній частоті $f=f_{ном}$ записується наступним чином:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{ні} + \Delta P_M; \quad (2.20)$$

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 23,52 + 0.05 \cdot 23,52 = 22,34 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції; $\sum P_{ні}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_M = 0,05 \cdot \sum P_{ні}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{ні}$; $K = 0.9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

Реактивна потужність, що споживається від центрів живлення з урахуванням забезпечення економічного її транспортування:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg} (\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (2.21)$$

$$Q_{\Gamma} = 22,34 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 7,105 \text{ (МВАр)}.$$

де $\varphi_{\Gamma} = 0,95$ – бажаний коефіцієнт потужності на шинах живлячих підстанцій виходячи з економічності експлуатації.

Реактивна потужність, яка споживається по району в цілому визначається по сумі відповідних навантажень в окремих пунктах з

урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень орієнтовно рівного 0,95.

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot I \quad (2.22)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 110-701:

$$Q_{\text{ЛЕП110-701}} = 113,56^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 9) = 0,331 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарна генерація реактивної потужності магістралі становить:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,331 + 0,263 + 0,394 + 0,328 + 0,348 = 1,664 \text{ (МВАр)}.$$

Визначаємо розрахункову потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Hi}} = 0,95 \cdot 12,14 = 11,53 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 11,53 = 1,153 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП } i} = 11,53 + 1,153 - 1,664 - 7,105 = 3,914 \text{ (МВАр)}.$$

Порівнявши сумарне значення потужності споживачів 11,53 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 7,105 МВАр, можна зробити висновок, про те, що доцільно встановлювати КП типу УКРЛ56-10,5-4050-450 УЗ на 4050 КВАр у вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 704.

2.7 Алгоритм розрахунку та аналіз усталеного режиму роботи ЕМ

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі (ЕМ) проводиться за допомогою програмного комплексу Втрати “RVM – High”. Цей програмний комплекс дозволяє на основі заданої інформації про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип) провести розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ.

Основними результатами розрахунків за допомогою даної програми є втрати потужності та електроенергії в заданій електричній мережі. Але одночасно програма рахує і усталений режим електричної мережі – видається інформація про значення напруги у вузлах електричної мережі та струмів у її вітках.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ представлені в додатку В у вигляді трьох таблиць. Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений в додатку В. Отримані результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку, а також результати розрахунку мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку відповідно представлені в додатках.

2.8 Аналіз регулювання напруги в електричній мережі

Ефективна робота споживачів можлива лише при оптимальних значеннях частоти та напруги, які виступають показниками якості електроенергії. Однією з основних задач є підтримка необхідних показників якості енергії шляхом регулювання напруги в живильних мережах. В розподільчих мережах 10 кВ регулювання напруги проводиться за допомогою трансформаторів з регульованим підвищенням напруги (РПН).

Мета регулювання напруги полягає в забезпеченні встановлених нормативних значень напруги на шинах вторинної напруги на підстанціях. Значення напруг в вузлах на високій і низькій сторонах без використання РПН наведено в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ

Вузол за схемою	Напруга вузлів навантаження, кВ		
	В максимальному режимі	В мінімальному режимі	В післяаварійному режимі
701	113,57	108,45	119,69
702	113,26	108,12	119,41
703	113,15	107,99	119,32
704	112,73	107,54	118,93

Таблиця 2.16 – Величини напруги в нових вузлах на стороні 10 кВ

Вузол за схемою	Напруга вузлів навантаження, кВ		
	В максимальному режимі	В мінімальному режимі	В післяаварійному режимі
701	9,73	9,15	10,4
702	9,93	9,38	10,59
703	10,81	10,3	11,4
704	10,2	9,6	10,9

На високовольтних шинах, рівні напруг визначаються параметрами існуючої мережі та результатами розрахунку режиму максимальних навантажень.

Актуальні значення напруги у вузлі:

$$U_{HH} = \frac{U_{BH} - \Delta U'_T}{K_T} = \frac{\Delta U'_T}{K_T} \quad (2.23)$$

де $\Delta U'_T$ – втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН.

$$\Delta U'_T = \frac{P_H \cdot R_T + (Q_H - Q_{KY}) \cdot X_T}{U_{ВН}} \quad (2.24)$$

де $U_{ВН}$ – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі; P_H , Q_H – активна і реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації знаходять з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної підстанції бажаної напруги $U_{ННб}$ (приймаємо $U_{ННб}$ рівним 10,5 кВ, з метою компенсації спаду напруги у мережах 10 кВ).

$$K_{Тб} = \frac{U_{ВН}}{U_{ННб}} \quad (2.25)$$

Далі визначаємо дійсний коефіцієнт трансформації трансформатора та номер відпайки, виходячи з меж регулювання і номінального коефіцієнта трансформації вибраних трансформаторів.

Всі трансформатори, які використовуються в мережі, мають напругу високої сторони 115 кВ, а низької – 10,5 кВ, і межі регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$. Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації виконується за формулою:

$$K_{Тд} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (2.26)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{Тд}$ за формулою (2.26) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (2.24) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах,

приведені до сторони ВН для підстанції 701.

$$\Delta U_{T701} = \frac{(13,45) \cdot (7,95 / 2) + (6,89) \cdot (139 / 2)}{113,57} = 4,68 \text{ кВ}$$

За (2.25) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T7016} = \frac{113,57 + 4,68}{10,5} = 11,263$$

Ближчий за табл. 2.17 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T501д} = 11,239$, що відповідає 4-й відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (2.23).

$$U_{НН701д} = \frac{113,57 + 4,689}{11,239} = 10,52 \text{ кВ.}$$

Таблиця 2.17 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ відп	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K_{T6}	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми і заносимо їх в табл. 2.18.

Таблиця 2.18 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
701	4,689	11,2	10,5	4	11,239	0,0889
702	3,93	11,1	10,42	4	11,239	0,0889
703	0,38	10,8	10,39	6	10,925	0,0915
704	4,34	11,1	10,41	4	11,239	0,0889

Після впровадження заходів щодо регулювання напруги на споживальних підстанціях, проведено розрахунок режиму максимальних навантажень та внесено необхідні зміни до коефіцієнтів трансформації на підстанціях 701, 702, 703, 704. За отриманими результатами можна зазначити, що рівень напруги в вузлах відповідає вимогам $\pm 10\%$ від номінальної напруги, що відповідає стандартам якості електроенергії.

3 АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ СИСТЕМ НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ

У контексті енергетичних систем термін "зберігання енергії" вказує на відкладення використання електроенергії до моменту її виробництва або конвертації в форму, яку можна зберігати (за допомогою фізичних, інерційних, хімічних, водневих та інших технологій). Крім того, це включає процес зберігання та подальше перетворення зібраної енергії, яка може бути використана для генерації електроенергії або як іншого енергоносія. Також, системи накопичення енергії є пристроями, спроектованими для зберігання цієї енергії [2].

Системи накопичення енергії грають важливу роль в сучасній електроенергетиці, допомагаючи вирішувати проблеми, пов'язані з неперервністю подачі енергії та оптимізацією енергетичних мереж. Одними з основних застосувань систем накопичення енергії в електроенергетиці є [2, 4, 27]:

1. Згладжування навантаження: системи накопичення енергії використовуються для згладжування навантаження в електромережах. Вони можуть збирати енергію в періоди низького попиту і віддавати її в періоди пікового навантаження, забезпечуючи стабільну роботу мережі.

2. Резервне живлення: акумулятори та інші системи накопичення енергії використовуються для забезпечення резервного живлення в разі аварій або відключення основного джерела енергії. Це допомагає уникнути перерв у подачі електроенергії та забезпечує надійність систем живлення.

3. Інтеграція відновлювальних джерел енергії: системи накопичення дозволяють ефективніше використовувати енергію, вироблену з відновлювальних джерел, таких як сонячні панелі та вітрогенератори. Вони можуть збирати та зберігати надлишкову енергію для використання в періоди низької генерації енергії.

4. Підтримка часових шкал тарифів: системи накопичення дозволяють

споживачам використовувати енергію в періоди, коли тарифи найнижчі, і уникати використання енергії в періоди пікового навантаження, коли тарифи можуть бути вищими.

5. Підтримка стабільності мережі: системи накопичення енергії можуть бути використані для регулювання напруги та частоти в електромережі, підтримуючи її стабільність під час змін у виробництві та споживанні енергії.

6. Дистанційне живлення: у віддалених або важкодоступних областях системи накопичення можуть служити як резервне живлення або генератори електроенергії для допомоги у подачі енергії в місцях без можливості підключення до централізованої мережі.

Ці застосування визначають важливість систем накопичення енергії в оптимізації функціонування електроенергетичних систем і розвитку більш стійких та сталих енергетичних мереж.

3.1 Класифікація систем накопичення енергії та їх конструктивні особливості

У наш час існує різноманіття технологій для систем накопичення енергії (СНЕ), серед яких можна визначити [2, 30, 31]:

1. Твердотільні акумулятори.
2. Проточні акумулятори.
3. Маховики.
4. Системи зберігання енергії на основі стисненого повітря.
5. Сховища теплової енергії.
6. Насосні гідроакumuлюючі електростанції.
7. Гравітаційні накопичувачі енергії.
8. Системи зберігання енергії, що базуються на перетворенні її в газовий стан (водень, біометан, синтез-газ та інші).

Найпоширенішою у світі є гідроакumuлююча електростанція, яка існує з початку 20 століття, в усьому світі встановлено близько 130 ГВт такої потужності. В Україні такими станціями є Дністровська ГАЕС, Київська

ГАЕС та Канівська ГАЕС, яка ще будується.

Однією з найбільш популярних технологій систем накопичення енергії (СНЕ) в електричних системах є літій-іонні акумулятори, які широко використовуються для регулювання енергетичних систем, зокрема в субсекундних режимах, та для зменшення впливу різких змін потужності, що виникають від сонячних та вітрових електростанцій.

За відомостями Міжнародного енергетичного агентства, ринок відновлюваної енергії зростає настільки швидко, що до 2026 року глобальні потужності відновлюваної енергії планується збільшити більше ніж на 60% у порівнянні з 2020 роком. Відновлювані джерела енергії надають найбільш доступну електроенергію в історії людства, при цьому не викидаючи парникових газів та токсичних речовин, що спричиняють захворювання та підвищують рівень смертності [31].

Однак відновлювана енергетика, в той же час, стикається з ризиком порушення балансу надійності енергетичної системи через нестабільне та непередбачуване виробництво електроенергії.

Починаючи з липня 2019 року, на українському ринку електроенергії з'явилася нова складова - ринок допоміжних послуг. Цей інструмент дозволяє регулювати потужність в енергосистемі в режимі реального часу, забезпечувати підтримку параметрів надійності та якості живлення, а також відновлювати енергосистему у разі аварій. При необхідності відновлення балансу виробництва та споживання електроенергії в системі «Укренерго» використовує маркет-плейси допоміжних послуг, які збільшують або зменшують потужність окремих виробників електроенергії на необхідну величину.

Пік виробництва відновлюваної енергії не збігається з піком споживання електроенергії, різка зміна потужності призводить до погіршення якості електроенергії, зміни частоти та напруги, формування потреби в резерві потужності. СНЕ вирішує цю проблему. Вони діють як буфери, зберігаючи надлишок виробленої енергії, поки не знадобиться. Тобто, система

накопичення та зберігання електроенергії виконує функцію зберігання енергії, аби при необхідності віддати її споживачам [2].

Ще одну проблему, яку можна вирішити за допомогою систем накопичення енергії (СНЕ), становить втрата електроенергії. На сьогоднішній день втрати становлять понад 50% електроенергії в системі розподілу держави. У країнах Європейського союзу цей показник значно нижчий і складає приблизно 30%.

3.1.1 Аналіз особливостей будови маховика та його застосування

Функціональність системи маховика досить проста. Маховик - це диск з певною масою, який обертається, утримуючи кінетичну енергію.

Сучасні високотехнологічні маховики побудовані з диском, прикріпленим до ротора у вертикальному положенні, щоб запобігти впливу сили тяжіння. Вони заряджаються простим електродвигуном, який одночасно виконує роль генератора в процесі розрядки.

Завдання для підвищення цієї ефективності полягає в мінімізації тертя. В основному це досягається двома заходами: перший — дозволити диску крутитися у вакуумі, щоб не було повітря тертя; а другий - нести обертовий ротор на постійний та електромагнітний підшипники, щоб він в основному плавав. Швидкість обертання сучасного одинарного маховика сягає вище до 16 000 об/хв і пропонує потужність до 25 кіловат-годин (кВт-год), яку можна поглинути і вводиться майже миттєво [2]. На рисунку 3.1 показано будову маховика.

Перевагами застосування маховиків є:

- 1) Тривалий термін експлуатації(до 20 років);
- 2) Відсутність токсичних компонентів;
- 3) Мінімальний викид вуглецю;
- 4) Швидкий час спрацювання. Недоліками використання маховиків

є:

- 1) Високий саморозряд (3-20% за годину);

- 2) Низька зберігаюча ємність;
- 3) Висока вартість.

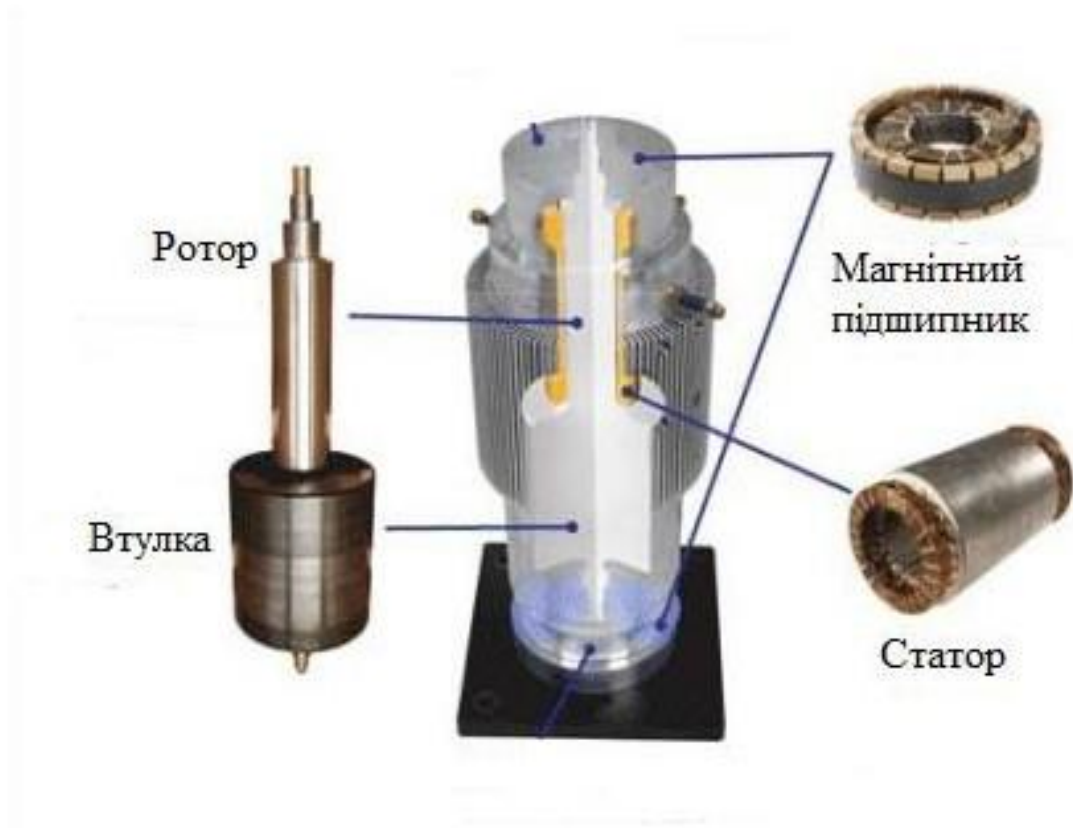


Рисунок 3.1 – Особливості будови маховика

Ця система накопичення має ряд переваг порівняно з іншими, серед яких найбільш помітні низькі витрати на технічне обслуговування, швидкий доступ до накопиченої енергії та те, що не потрібно будь-які токсичні ресурси, а також майже відсутність викидів вуглецю. З мінусів стоїть низька ємність у порівнянні з такими системами, як насосні гідроакумулятори та високий рівень збору даних витрати, хоча компенсовані низьким рівнем обслуговування та тривалістю до 20 років.

На примітку: у нижчих термінах, маховики можна було б використовувати в транспортному секторі для виготовлення транспортних засобів більш ефективно, використовуючи їх кінетичну енергію для їх заряду і, отже, знижувати потреби в енергії через паливо.

Через високу вартість і низьку потужність цілком ймовірно, що технологія маховика залишатиметься цільовим ринком, який потребує швидкого реагування, оскільки вони не можуть задовольнити високі потреби.

3.1.2 Особливості застосування свинцево-кислотних акумуляторів та їх переваги і недоліки

Акумулятор на основі свинцево-кислотної технології є найдавнішим типом акумуляторної батареї. Незважаючи на те, що ця концепція існує вже понад 150 років, свинцево-кислотні акумулятори залишаються відомими своєю економічною ефективністю. Їх широко використовують в автомобілях (як стартерні батареї), інвалідних візках або візках для гольфу.

Зазвичай свинцево-кислотна батарея складається з послідовно з'єднаних елементів, кожен з яких надає 2 вольти (В). Кожен елемент включає кілька губчастих катодів із чистого свинцю, анодів із оксиду свинцю з позитивним зарядом та 20–40% розчину сірчаної кислоти, яка діє як електроліт. Під час розряду як анод, так і катод вступають в хімічну реакцію з електролітом, поступово перетворюючи їх на сульфат свинцю, що видає електричну енергію. Цю реакцію можна майже повністю звороти, подавши електрику на електроди, що дозволяє заряджати свинцево-кислотний акумулятор [29].

Переваги цих акумуляторів включають:

- 1) Простота та вартість;
- 2) Високе відношення напруги до ваги, що дозволяє їм забезпечувати потужний електричний струм за один раз і, таким чином, ідеально підходять для запуску автомобілів;
- 3) Легкість утилізації та переробки.

Однак є деякі *недоліки*:

- 1) Велика вага та габарити;
- 2) Обмежений режим роботи;
- 3) Проблеми з навколишнім середовищем через токсичність свинцю;
- 4) Корозія, викликана хімічними реакціями.

У майбутньому розвиток свинцево-кислотних акумуляторів, ймовірно, відіграє роль економічно доступної перехідної технології.

3.1.3 Аналіз будови та особливостей застосування літій-іонних батарей

Літій є найлегшим металом з найвищим потенціалом через його дуже реактивну поведінку, що теоретично, робить його дуже зручним для використання у вигляді суміші для батарей. Так само, як і свинцева кислота, як більшість інших батарей літій-іонний акумулятор за призначенням використовує хімічні реакції, для відпуску електроенергії. Попри те, що всі дані види називаються літій-іонними батареями, існує багато різновидів з дещо іншими хімічними сполуками.

Конструкції літій-іонних батарей подібні будові конденсатора із використанням трьох різних шарів. Вони об'єднані задля економії простору. Перший шар виконує роль анода і виготовляється з літійової сполуки; другий є катодом і зазвичай виготовляється з графіту. Між анодом і катодом знаходиться третій шар - сепаратор, який, як випливає з назви, розділяє їх, пропускаючи іони літію.

Сепаратор може бути виготовлений з різних сполук, що допускають різні характеристики що мають, різні переваги та недоліки. Крім того, три шари занурені в органіку розчинник – електроліт,

що дозволяє іонам переміщатися між анодом і катодом.

У процесі зарядки іони літію проходять через мікропористий сепаратор проміжки між графітом (хоча і не складені), отримуючи електрон від зовнішнього джерела живлення.

У процесі зарядки іони літію проходять через мікропористий сепаратор проміжки між графітом, отримуючи електрон від зовнішнього джерела живлення. На рисунках 3.2 та 3.3 продемонстровано механізм заряду та розряду літій-іонних батарей.

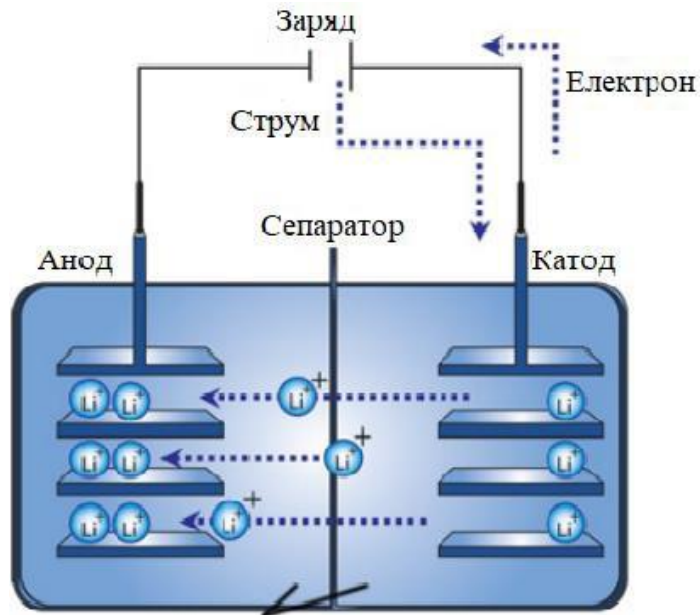


Рисунок 3.2 – Аналіз процесу заряду літій-іонної батареї

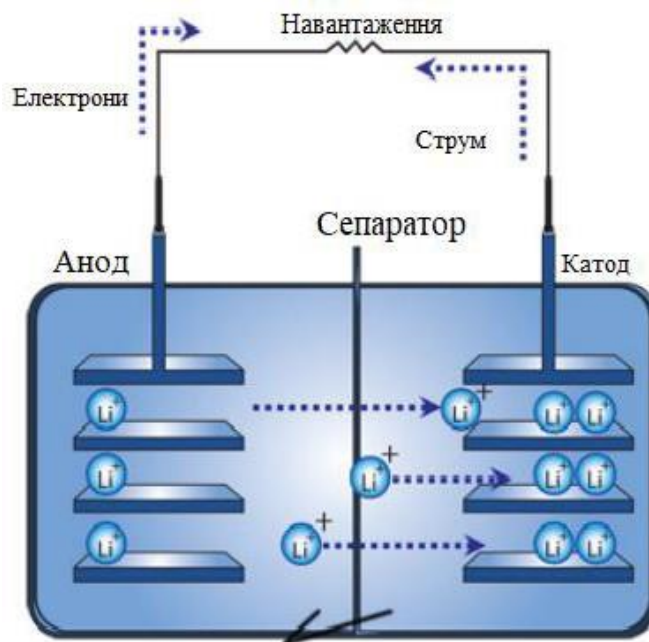


Рисунок 3.3 – Аналіз процесу розряду літій-іонної батареї

Переваги та недоліки літій-іонних батарей. Перевагами застосування даних акумуляторів є:

1. Низькі втрати енергії: лише близько 5 відсотків на місяць;
2. Висока щільність енергії в комерційно доступних батареях з величезним потенціалом;
3. Літій і графіт як ресурси доступні у великих кількостях;
4. Забезпечує більш високу напругу на елемент (3,7 В порівняно з 2,0 В для свинцевої кислоти).

Недоліками застосування даних акумуляторів є:

- 1) Повний розряд викликає руйнацію батареї;
- 2) Літій горючий при контакті з вологою;
- 3) Псується, навіть якщо не використовується (життєвий цикл близько 5 років);
- 4) Висока вартість.

Літій-іонні батареї підходять для зберігання великої кількості енергії. Досить дорога обробка та заходи безпеки роблять їх занадто дорогими для комерційного використання, крім невеликих електронних пристроїв, таких як смартфони та ноутбуки. Навіть для невеликих децентралізованих систем такі конкуренти, як свинцево-кислотні акумулятори, зараз є більш економічно ефективними, хоча це зміниться, коли вони стануть дешевшими [29].

3.1.4 Переваги та недоліки застосування насосних гідроелектростанцій

Насосні гідроелектростанції на даний момент вважаються єдиною доступною технологією для зберігання енергії за допомогою води. На рисунку 3.4 показана ілюстрація насосної гідроелектростанції.

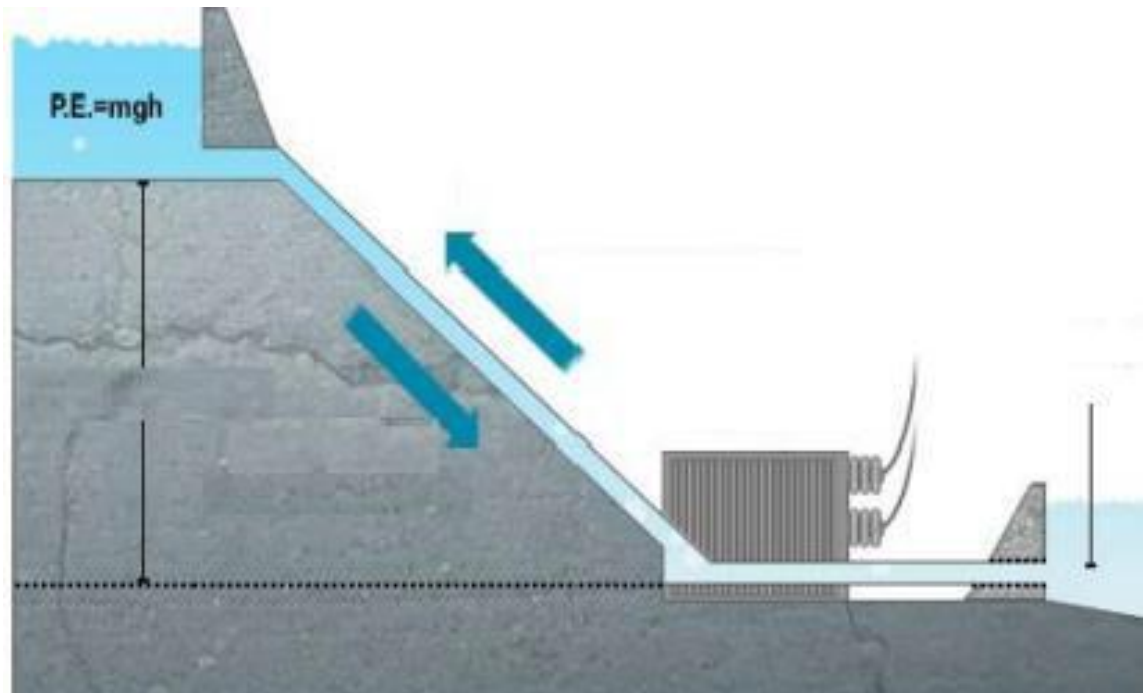


Рисунок 3.4 – Схематичне зображення насосної гідроелектростанції

Перевагами використання даних гідроелектростанцій є:

- 1) висока загальна ефективність (близько 70-80 відсотків);
- 2) недорогий спосіб зберігання енергії;
- 3) зріла технологія, здатна зберігати величезну кількість енергії.

Недоліками даних гідроелектростанцій є:

- 1) потребує значного величезного джерела води;
- 2) вплив на навколишнє середовище.

3.1.5 Особливості застосування акумуляторів стисненого повітря

Основна концепція використання акумуляторів стисненого повітря полягає у використанні електричного компресора для стиснення повітря до тиску приблизно 60 бар та його зберігання в об'ємних підземних просторах, таких як колишні соляні шахти, водоносні шари або гірські порожнини. Ці місця служать як резервуари, де повітря може бути збережено до моменту потреби. Під час потреби це стиснене повітря може бути використане для живлення турбін з метою вироблення електроенергії [29].

Проте в технологічній концепції існують дві проблеми:

1. На етапі стиснення повітря виникає значне теплоутворення, що призводить до втрат потужності.

2. Виникає проблема замерзання силової турбіни під час розкомпресії.

Переваги використання даного типу систем накопичення енергії включають:

1. Здатність зберігати величезні обсяги енергії.

2. Економічно вигідний метод зберігання енергії.

Недоліки застосування акумуляторів стисненого повітря включають:

1. Потребу в герметичних приміщеннях для зберігання.

2. Конкуренцію з іншими потребами в сховищах (наприклад, природний газ, водень).

3. Ще не повністю розвинені технології.

3.1.6 Аналіз будови та особливостей застосування термоакумуляторів

Термоакумулятор - це концепція зберігання енергії у вигляді тепла. Існують різні підходи щодо накопичення великої кількості тепла. Одним з найбільш перспективних є концепція фазових матеріалів (КФМ). Ці матеріали здатні утримувати велику кількість енергії при переході з однієї фази в іншу. Кількість енергії, яка витрачається на розтоплення кубика льоду, еквівалентна кількості, необхідної для нагрівання води до 80°C . Такий же ефект, але з вищою щільністю енергії, містить концепція зберігання розплавленої солі, яка містить комбінацію натрію та калію, яка наразі є першим вибором у кількох сонячних проектах. Проте проводяться дослідження, щоб знайти інші концепції зберігання тепла з використанням матеріалів, які є дешевшими та простішими в обробці [2, 29].

Оскільки тепло є найнижчим видом енергії, його насправді не розглядали для зберігання енергії, оскільки найпоширенішим способом виробництва електроенергії є живлення парових турбін; було б занадто

неефективно знову перетворювати вже вироблену електроенергію за допомогою пари в тепло, щоб знову привести в дію парову турбіну. Однак концепція актуальна для балансування сонячних теплових електростанцій, оскільки вони використовують тепло сонця вдень для того, щоб одночасно виробляти електроенергію і «заповнювати» теплоаккумулятори, що дозволяє їм виробляти електроенергію вночі. Принцип застосування термоакумуляторів показано на рисунку 3.5.

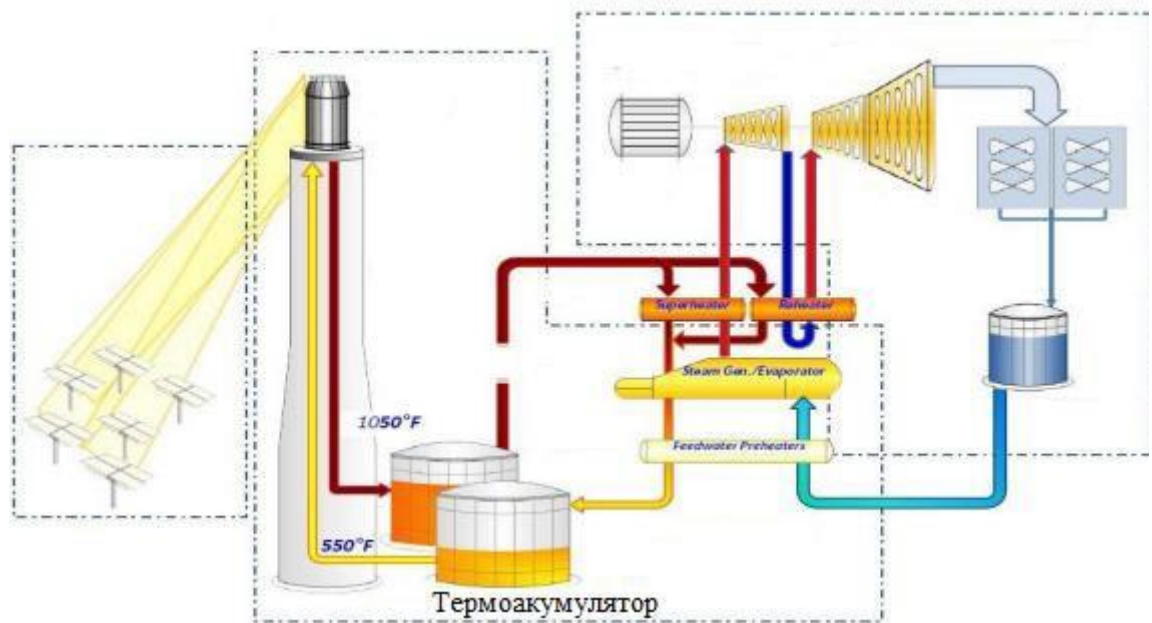


Рисунок 3.5 – Особливості застосування термоакумуляторів на практиці

3.2 Аналіз промислових зразків систем накопичення енергії

3.2.1 Особливості системи накопичення енергії компанії Tesla

Tesla поступово стає одним із світових лідерів систем зберігання енергії. Сьогодні Tesla просуває дві такі системи: Powerwall (рисунок 3.6) і Powerpack (рисунок 3.7). Перший можна використовувати в резиденціях і невеликих офісах, другий - в бізнесі, він здатний працювати у великих обсягах і з великою кількістю споживачів.

Акумулятор можна заряджати від вітряних турбін або сонячних батарей, а також від домашньої мережі. Powerwall можна встановити всередині або зовні будинку з допустимою робочою температурою від -20 до +43 градусів. Гарантія виробника - 10 років.

Промислові блоки живлення Powerpack розраховані на потужність 100 кВт, але вони розроблені, щоб дозволити вам легко об'єднати окремі елементи у великі системи потужністю до 100 МВт, достатньої для живлення великих промислових об'єктів. Орієнтовна вартість 250 доларів за 1 кВт [24].



Рисунок 3.6 – Зображення СНЕ Tesla Powerwall



Рисунок 3.7 – Зображення СНЕ Tesla Powerpack

3.2.2 Особливості системи накопичення енергії на базі літій-іонних батарей

Назва "BESS" в сфері систем накопичення енергії розшифровується як "Battery Energy Storage System". Контейнерна система BESS включає в себе: "Battery" (акумулятор) та "Energy Storage System" (система зберігання енергії). Це вказує на те, що BESS використовує акумулятори для зберігання та вивільнення енергії, допомагаючи регулювати пікові навантаження, зберігати енергію для використання в пікових періодах або надавати резервну потужність.

Запропонована контейнерна система BESS, відповідно до зроблених налаштувань, виконує такі функції:

- контроль частотного регулювання первинної мережі;
- вторинне регулювання та контроль балансу передавальної потужності ВДЕ;
- компенсація піків навантаження в мережі;

- стабільна генерація об'єктів ВДЕ;
- компенсація реактивної потужності;
- Балансування навантаження сцени;
- покращити якість електроенергії;
- резервне аварійне енергопостачання;
- Підвищена потужність електроустановок (падіння напруги під навантаженням і частотна компенсація) [31].

В Україні також є компанії, які займаються даними типами СНЕ (рисунок 3.8 та рисунок 3.9)



Рисунок 3.8 – Система накопичення енергії компанії KNESS



Рисунок 3.9 – Система накопичення енергії компанії DTEK

3.2.3 Особливості системи накопичення енергії на базі сірчано-натрієвих батарей

Компанія NGK Insulators з Японії виступила першими на світовому ринку систем зберігання електроенергії, використовуючи рідкі натрієво-сірчані батареї з технологією рідкого електроліту. На даний момент обсяг ємності їхніх акумуляторів у всьому світі становить близько 3 ГВт (див. рисунок 3.10), і Японія стала домінантом у світі з найбільшою мережею акумуляторів на основі цих батарей. У період з 2007 по 2010 рік компанія утримувала 66% ринку довгострокових акумуляторів. Завдяки унікальним характеристикам цієї технології сульфідні натрієві батареї відзначаються довгим терміном служби, але вони можуть загорятися через високі робочі температури [26].



Рисунок 3.10 – Система NAS BATTERY компанії NGK Insulators

3.2.4 Особливості системи накопичення енергії на базі акумуляторів великої ємності з рідким електролітом

Сучасні батареї, що виробляють електроенергію за допомогою хімічної реакції між залізом та цинком, існують у різних конфігураціях. Вони використовуються як додаткові джерела живлення для домашніх систем, систем зберігання електроенергії та її перерозподілу, а також для створення автономних електромереж, зокрема, для віддалених родовищ у гірничодобувній промисловості. Факт, що компанія недавно виграла тендер на будівництво регульованої системи потужністю 2 МВт / 6 МВт в Онтаріо, Канада, свідчить про перспективи цієї технології.

За рахунок значно нижчих виробничих витрат цей вид батарей може здобути значну частку ринку серед довгострокових (3+ години) акумуляторів. Крім того, некислотні залізо-цинкові батареї володіють кращим терміном служби та продуктивністю, порівняно з іншими акумуляторами із рідким

електролітом [25].



Рисунок 3.11 – Система накопичення енергії Z2O Battery компанії ViZn

3.2.5 Особливості системи накопичення енергії на базі батареї змінного струму

Компанію Enphase часто розглядають як конкурента Tesla, оскільки вони пропагують альтернативний принцип зберігання енергії - акумулятори змінного струму. У кінці 2015 року компанія випустила свою власну модульну батарею для домашніх систем накопичення енергії з ємністю 1,2 кВт/год за ціною приблизно 838 доларів за 1 кВт/год. Цей акумулятор може інтегруватися з існуючими сонячними електростанціями і встановлюватися клієнтами всього за 1,5 години. Компанія гарантує якість літій-залізо-фосфатних батарей протягом 10 років. Наразі Enphase приймає замовлення на встановлення систем в Австралії та Новій Зеландії, і планує вийти на американський ринок до кінця цього року, з планованим запуском у Європі в 2017 році.



Рисунок 3.12 – Система накоплення енергії AC BATTERY компанії Enphase

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України кожний громадян України має право на належні безпечні і здорові умови праці. Відповідно до Закону України «Про охорону праці» реалізація конституційного права працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, належні безпечні і здорові умови праці повинна бути забезпечена на кожному робочому місці це стосується і працівників які здійснюють оперативне та технічне обслуговування вакуумних комутаційних апаратів [31].

Серйозні аварії на підстанціях, явище досить рідкісне, але якщо вони все ж таки трапляються, то їх наслідки можуть бути надзвичайно значними. Від відключення цілих мікрорайонів міста, до зупинки великих промислових підприємств.

Оскільки трансформаторна підстанція це складний технологічний об'єкт, тому вона повинна експлуатуватися за певними правилами та інструкціями, а також електротехнічним персоналом високого рівня. Розглянемо, причини аварій і пожеж на підстанціях, які найбільш часто поширені.

Помилкові дії електротехнічного персоналу досить часте явище. Виникають вони через низьку кваліфікацію, неуважності, порушення оперативної дисципліни при виконанні обов'язків. Найчастіше, це такі порушення як подача напруги шляхом включення комутаційних апаратів, на заземлення струмопровідні частини. Подача напруги на несправне або обладнання яке знаходиться в ремонті. Відключення або включення навантаження, комутаційними апаратами не призначеними для цього. Помилкові дії оперативного персоналу при перемиканні в ланцюгах оперативного струму і ланцюгах РЗіА.

Неякісний електромонтаж або ремонт. До цих причин можна віднести такі недоліки як погане регулювання приводів комутаційних апаратів, погано протягнуті контакти, неправильно налаштована система РЗіА, заводські дефекти електрообладнання. Не затягнуті контакти під навантаженням починають грітися і горіти, виникає електрична дуга і якщо захисти налаштовані погано виникає пожежа на підстанції. Через погане регулювання вкатування комірок можуть відбуватися короткі замикання. При викочуванні комірок на ПС через неякісний і несвоєчасний ремонт нерідко відривалися захисні шторки і падали на струмопровідні частини, що теж призводило до короткого замикання.

Електробезпека. Безпека експлуатації електрообладнання досягається системою організаційних і технічних засобів і заходів, що забезпечують безпеку при нормальному режимі роботи електроустановок, а також в аварійному стані.

Пожежна безпека. Необхідно вказати всі вибухо та пожежонебезпечні речовини і матеріали, що знаходяться на даному робочому місці і в приміщенні загалом, навести їх вибухо та пожежонебезпечні характеристики. Проводиться короткий аналіз можливих місць і причин загорань і вибухів у приміщенні.

Під час експлуатації ліній електропередачі, розподільних вузлів та підстанцій високої та надвисокої напруги, особливо з приладами регулювання напруги, стає очевидним захист цих пристроїв та обслуговуючого персоналу. Заземлення є одним з основних видів захисту установок і працівників.

Заземлення - електричне з'єднання якоїсь частини електроустановки або обладнання до заземлення.

Захисне заземлення - заземлення, це виконується для електричної безпеки.

Метою розрахунку захисного заземлення є визначення кількості, розмірів і розташування електродів заземлювачів і заземлювачів, у яких опір

заземлювача витоку струму або напрузі дотику не перевищує допустимого значення.

Розрахунки зазвичай проводять за умов однорідності ґрунту.

Пристрій заземлення складається із заземлювача і з'єднувальної частини. Є підстави штучні, які використовуються тільки для заземлення, а є природні (комунікації для металевих конструкцій та інших цілей, в землі) [17].

Використовують сталеві труби та кути діаметром 35-50 дюймів (40 × 40... 60 × 60 мм, товщина стінки не менше 3,5 мм, довжина 2,5-3 м) як штучні заземлювачі; арматура діаметром не менше 10 мм; поперечні сталеві шини з перетин 100 мм². Вертикальний заземлювальний провідник з'єднують з ланцюгом зварюванням сталевую смугою перетином не менше 6 мм.

При розрахунку заземлення враховується задане допустиме значення опору R_d заземлювального пристрою, допустима напруга дотику та розмір кроку.

Щоб мінімізувати ризик професійного захворювання та травматизм працівників при виконанні робіт пов'язаних з експлуатацією та обслуговуванням електричних мереж постає питання у вирішенні цілого комплексу питань з охорони праці. Отже, основними задачами щодо охорони праці за темою даної роботи є:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з експлуатацією електричних мереж та обслуговуванням заземлювальних пристроїв.

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при здійсненні технічного обслуговування електричних мереж та підстанцій. Розрахувати параметри захисного заземлення.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту підстанцій.

4.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з експлуатацією електричних мереж

На основі аналізу літературних джерел та викладеного матеріалу у підрозділі 4.1 при оперативному та технічному обслуговуванні заземлювальних пристроїв повинні бути враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ДСТУ 12.0.003-74.

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- підвищена та знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря у робочій зоні;
- недостатність природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори [31]:

- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
- підвищений рівень вібрації;
- психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори;
- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

4.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час проведення робіт по обслуговуванню електричних мереж та підстанцій

4.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України з енергетики

Відповідно до завдання роботи розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці проводиться для заземлювального пристрою комплектної трансформаторної підстанції при відсутності природних заземлювачів.

Для розробки рішень з охорони праці при технічному обслуговуванні та ремонті заземлювального пристрою заданих технологічних параметрів за темою роботи були проаналізовані Державні стандарти України табл. 4.1. та Галузеві керівні документи:

ГКД 20.302: 2009 Норми випробування електрообладнання.

ГКД 34.20.503-97. Методичні вказівки по організації системи експлуатаційного обслуговування повітряних ліній.

Підготовчі роботи включають в себе визначення кліматичних умов на місці проведення робіт, підготовку робочої площадки, перевірку справності інструментів та пристосувань, системи монтажу оснащення, перевірку ізоляції системи, підйомних механізмів що використовується, та окремих елементів, інструктаж та перевірку знань з безпеки праці персоналу.

Таблиця 4.1 – Державні стандарти України

№ п\п	Норм. док.	Назва	Примітки
1	ДСТУ2848-94	Апарати електричні комутаційні. Основні поняття. Терміни та визначення	чинний
2	ДСТУ687-78	Вимикачі змінного струму на напругу понад 1000 В. Загальні технічні умови	чинний

Кліматичні умови визначаються шляхом вимірювання температури, відносної вологості та швидкості руху повітря. Ці показники не повинні

виходити за межі установлених допустимих значень:

- температура повітря в теплу пору року не більше плюс 28 °С;
- швидкість вітру 0,2- 0,6 м/с;
- відносна вологість не більше 75 %.

Забороняється проведення робіт при опадах у вигляді дощу та снігу, тумані та інеї, обледенінні на опорах і проводах, наближенні грози.

Конструктивними складовими заземлювального пристрою є: заземлювачі (металеві провідники, що знаходяться в землі) і заземлювальні провідники (з'єднують із заземлювачем обладнання, що заземлюється). В Україні вимоги до захисного заземлення і його забезпечення регламентуються Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ).

Метою розрахунку захисного заземлення є визначення кількості електродів заземлювача і заземлювальних провідників, їхніх розмірів і схеми розміщення в землі, при яких опір заземлювального пристрою розтіканню струму або напруга дотику при замиканні фази на заземлені частини електроустановок не перевищують допустимих значень [31]. Розрахунок, як правило, виконується за умов однорідності ґрунту. Заземлювальний пристрій складається із заземлювача і з'єднувальної смуги. Розрізняють заземлювачі штучні, які призначені тільки для цілей заземлення, і природні (металеві конструкції і комунікації іншого призначення, які знаходяться у землі). Як штучні заземлювачі використовують сталеві труби діаметром 35–50 мм і кутову сталь (40×40....60×60 мм з товщиною стінок не менше 3,5 мм і довжиною 2,5–3 м); пруткову сталь діаметром не менше 10 мм; сталеві шини перерізом 100 мм². Вертикальні заземлювачі з'єднують у контур смугою зі сталі перерізу не менше 6 мм за допомогою зварювання. Розрахунок заземлення робиться з урахуванням заданих допустимих значень опору R_d заземлювального пристрою, допустимої напруги дотику та кроку. Загальні вимоги щодо значень R_d захисного заземлення електроустановок викладені у міждержавному стандарті ГОСТ 12.1.030-81 «Захисне заземлення. Занулення» та ПУЕ [29].

В процесі технічного огляду заземлювального пристрою для мінімізації ризику травматизму необхідно дотримуватися наступних організаційно-технічних вимог техніки безпеки та виробничої санітарії:

- виконання електромонтажних робіт доручається особам, що пройшли медичний огляд і спеціальне навчання для роботи на електроустановках;
- при неможливості облаштування обгороджувальних монтажні роботи повинні виконуватися із застосуванням запобіжного поясу і страхувального каната;
- протягом встановлення вітряка акумуляторні батареї повинні бути від'єднані;
- не слід поєднувати при контактних електричних з'єднаннях разом різні метали (наприклад, мідь і алюміній);
- всі електричні кабелі електроживлення повинні мати надійну ізоляцію та відповідати технологічним вимогам;
- для захисту людей від ураження електричним струмом повинно бути виконано заземлення.

4.3.2 Розрахунок штучного заземлювального пристрою комплектної трансформаторної підстанції при відсутності природних заземлювачів

Будь-яке обладнання яке перебуває в комплектній трансформаторній підстанції (далі КТПБ-інверторна) повинне бути заземлене для того щоб обслуговуючий персонал при виконанні будь яких робіт по обслуговуванню та ремонту не потрапив під високу напругу.

Міждержавний стандарт ГОСТ 12.1.030-81 «Заземлення захисне» визначає загальні вимоги до значення захисного заземлення R_d електроустановок «Занулення» і ПУЕ [11]. Виконаємо розрахунок заземлення системи накопичення енергії з наступними параметрами за методикою, яка представлена в [33]:

1. Виконання мережі – з ізольованою нейтралю. Напруга мережі – 380/220 В.

3. Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталеві труби з розмірами:

$lB = 3$ м; $dB=0,025$ м; товщина стінки $\delta= 3,5$ мм; відстань між вертикальними заземлювачами $a = 3$ м, тобто $a/lB = 1$. Глибина закладання заземлювачів $H_0 = 0,5$ м, $B_c=40$ мм.

4. Ґрунт – глина; склад – однорідний; вологість – нормальна. Кліматична зона – III.

Виконуємо розрахунок згідно методичних вказівок [33].

1. Розрахуємо допустиме (нормативне) значення опору розтікання струму в заземлювальному пристрої:

2. Визначимо розрахунковий питомий опір ґрунту з врахуванням коефіцієнта сезонності для відповідної кліматичної зони:

$$R_{роз} = 40 \cdot 1,352 = 52(\text{Ом} \cdot \text{м}),$$

де $r_{\text{табл}} = 40$ Ом·м– приблизне табличне значення питомого опору ґрунту, яке рекомендується для розрахунку, табл. 3.9 [33];

$K_c = 1,3$ – коефіцієнт сезонності, табл. 3.10.

3. Визначаємо H – відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача який показано на рисунку 4.1.

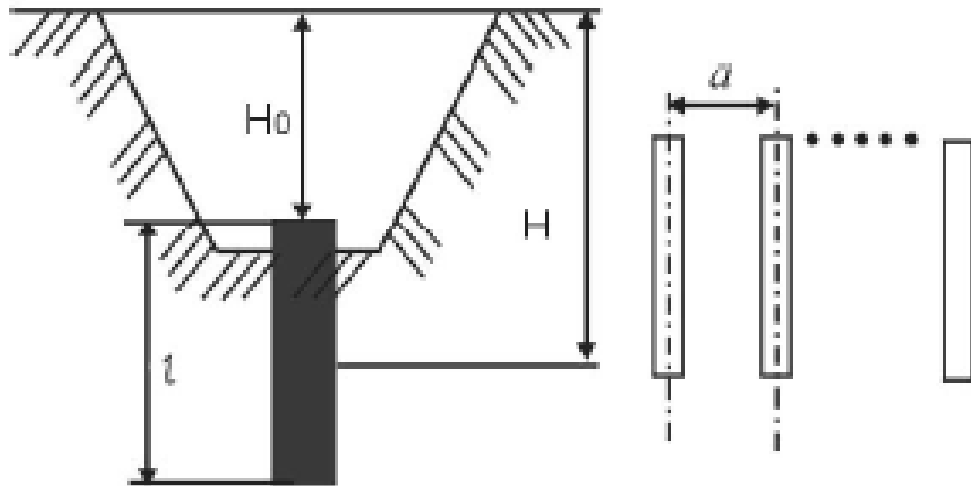


Рисунок 4.1 - Схема розміщення заземлювача в ґрунті

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2} = 0,5 + \frac{3}{2} = 2(\text{м})$$

4. Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{52}{3} \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,025} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2 + 3}{4 \cdot 2 - 3} \right) = 37,2(\text{Ом})$$

5. Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при $\eta_B = 1$:

$$n_{op} = \frac{R_B}{n_e \cdot \eta_e} = \frac{37,2}{4 \cdot 1} = 9,3 \text{ шт.}$$

Приймаємо за орієнтовну кількість 9 шт.

6. Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів η_B з табл. 3.12 [33], заземлювачі розташовані в ряд, $a/l_B = 1$, $n=9$. Приймаємо $\eta_B = 0,6$.

7. Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з урахуванням коефіцієнта використання:

$$n_{\epsilon} = \frac{n_{op}}{\eta_{\epsilon}} = \frac{9}{0,6} = 15 \text{ шт.}$$

Приймаємо $n_B = 15$ шт.

8. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при $n_B = 15$ без урахування з'єднувальної смуги:

$$R_{розв.в} = \frac{R_{\epsilon}}{n_{\epsilon} \cdot \eta_{\epsilon}} = \frac{37,2}{15 \cdot 0,6} = 4,1(Ом) .$$

9. Визначаємо довжину з'єднувальної смуги:

$$L_C = 1,05 \cdot a(n - 1) = 1,05 \cdot 3 \cdot 14 = 44,1(м)$$

10. Для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струм:

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{52}{44,1} \ln \frac{2(44,1)^2}{0,6 \cdot 0,04} = 5,17(Ом)$$

11. Визначаємо за табл. 3.13 [33] коефіцієнт використання горизонтального заземлювача при $a / l = 1$, $n = 15$. Приймаємо $\eta_{\Gamma} = 0,55$.

12. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з урахуванням η_{Γ} :

$$R_{роз.Г} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} = \frac{5,17}{0,55} = 9,4(Ом)$$

13. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

$$R_{PO3} = \frac{R_{PO3.G} \cdot R_{PO3.B}}{R_{PO3.G} + R_{PO3.B}} = \frac{4,1 \cdot 9,4}{4,1 + 9,4} = 2,9(Ом)$$

Отриманий розрахунковий опір розтікання струму відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ.

14. Вибираємо матеріал та поперечний переріз з'єднувальних проводів і магістральної шини за табл. 1.7.5, 1.7.6 [33].

Вибираємо сталеву шину товщиною $\delta = 4$ мм і перерізом 100 мм².

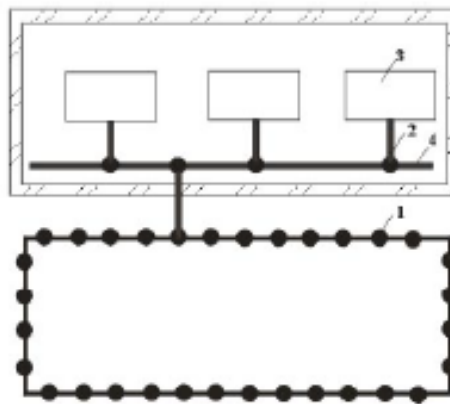


Рисунок 4.2 – Схема захисного заземлення:

1 – заземлювальний пристрій; 2 – заземлювальні провідники;
3 – заземлюване обладнання; 4 – внутрішня магістраль заземлення

4.4 Протипожежний захист електроустановок на підстанції

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують ССБТ «Пожежна безпека. Загальні вимоги». Типові правила пожежної безпеки для промислових підприємств і інструкції на окремих об'єктах [33, 34]. Приміщення підстанції, де здійснюється діагностика вводів, за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д - негорючі речовини і матеріали в холодному стані с зонами II-III.

Найбільшу відстань до евакуаційного виходу визначаємо за об'ємом

приміщення та ступені вогнестійкості будівлі.

В проектуваному приміщенні, відстань при щільності людського потоку в загальному проході, чол/м² наступна: до 1 - 100 м².

Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів показана в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Мінімальні межі вогнестійкості та мінімальні межі розповсюдження полум'я по будівельних конструкціях

	Стіни				Колони	Сходові клітини, балки, марші	Плити, настили та інші несучі конструкції, перекриття	Елементи перекриття	
	Несучі	Самонесучі	Зовнішні несучі	Внутрішні несучі				Плити настили і прогони	Балки, ферми
II	2/0	1/0	0,25/0	0,25/0	2/0	1/0	0,75/0	0,25/0	0,25/ 0

Таблиця 4.3 – Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів

Об'єм приміщення, тис. м ³	Категорія приміщення	Ступінь вогнестійкості будівлі	Кількість людей на 1 м ширини Евакуаційного виходу(дверей)
1440	Д	II	100

На території підстанції встановлено 1 пожежний щит. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

У попередніх розділах було виконано розрахунки з вибору оптимального варіанту розвитку електричної мережі 110 кВ, вибору головних схем вузлової та споживальних підстанцій, вибору основного обладнання підстанцій та електричних мереж, аналізу режиму максимальних навантажень та розробки заходів щодо забезпечення якості напруги в ЕМ. За рахунок вказаних дій було накопичено достатньо інформації для аналізу економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі в цілому.

На сьогодні для оцінки економічної ефективності проекту в енергетичній галузі застосовують показник рентабельності капіталовкладень, який з урахуванням того, що проект передбачає будівництво енергооб'єктів протягом трьох років набуває вигляду:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1+E)^3}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2 + K_3 / (1+E)^3}, \quad (5.1)$$

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тис.грн; $E = E_{ан} = 0,2$ – банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях); $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$ – зміна прибутку в наступному $t+1$ році порівняно з роком t , тис.грн.

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

$$\Pi_t = C_T \gamma W_t - B_t, \quad (5.2)$$

де: C_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $C_T = 1,65$ грн/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0.12$ [2]); W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт×год; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання

електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

$$B_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (5.3)$$

де K_t – капітальні вкладення, тис.грн.; c – вартість 1 кВт·год. втраченої потужності; ΔW_t – втрати електроенергії в мережі, кВт·год:

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (5.4)$$

де P_i – активна потужність, що передається по i -ій лінії, МВт; U_H – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньої існуючої мережі, тобто $U_H = 110$ кВ); r_{0i} – питомий опір проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – час максимальних втрат (3633 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

Даний розрахунок можна замінити за допомогою використання ПЗ «ВТРАТИ», а саме, використовуючи схему до та на кожному етапі (році) її розвитку. Порівнюючи отримані дані, за кожним кроком зміни, знайдемо ΔW_t .

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}, \quad (5.5)$$

де $K_{П/СТ}$ – одночасні капітальні вкладення на спорудження підстанцій, тис.грн.;

$K_{ЛЕП}$ – одноразові капітальні витрати на спорудження ліній електропередач, тис.грн..

Збільшення навантаження, що було визначено в результаті проведення розрахунку по прогнозу навантаження на наступний період не призвів до необхідності збільшення потужності трансформаторів.

У відповідності з остаточним варіантом розвитку електричної мережі планується будівництво наступних енергетичних об'єктів.

На першому році:

- будівництво лінії електропередач: 110-701;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 701;
- спорудження відгалужувальної опори від ПЛ Слобода Межирівська – Бар (вузол 110).

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 104-704 та 701-702;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 702, 704;
- спорудження відгалужувальної опори від ПЛ Носківці – Шаргород (вузол 104).

На третьому році:

- будівництво ліній електропередач: 703-704 та 702-703;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 703.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на 1-му році показані у табл. 5.1–5.2.

Таблиця 5.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,13	573,722	473,808	4,028	19004,222
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	12 од.	463,392	4139,724	111,768	125,424	12	4852,308
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		849,552	6598,895	192,694	203,984	22	7867,124

	торцеві панелі – всього чотири панелі)									
Всього ЗПК		1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685	1709,318		
Загальна кошторисна вартість		56137,87								

Таблиця 5.2 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛІ Слобода Межирівська – Бар (вузол 110)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1	13,61	143,344	34,588	21,05	1,0	213,592	
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	372,645	
Всього ВРУ 110 кВ		159,817	342,264	49,9	32,16	2	586,23		
Загальна кошторисна вартість		586,237							

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 56724,107 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 5.3–5.5.

Таблиця 5.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,488	13498,936	451,372	371,798	3,43	14843,022
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024

2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	6 од.	231,696	2069,862	55,884	62,712	6	2426,154
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		617,856	4529,033	136,81	141,272	16	5440,97
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:							
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
	Всього		135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266
5	ЗПК:							
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ							
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558

5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)							
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685
Загальна кошторисна вартість			49 550,516					

Таблиця 5.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 704)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 2,5 В×А	2 од.	195,384	4987,412	165,624	137,492	2,396	5488,308
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573

3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	3 од.	115,848	1034,931	27,942	31,356	3	1213,077
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
Всього ЗРУ 10 кВ			502,008	3494,102	108,868	109,916	13	4227,893
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:							
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
4.4	Вартість приєднання БСК	1	38,616	344,977	9,314	10,452	1	404,359
Всього			174,04	2441,247	112,412	71,8	5,026	3691,625
5	ЗПК:							
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ							
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 КОМПЛ	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 КОМПЛ	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505

Продовження таблиці 5.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл.	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)							
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685
Загальна кошторисна вартість			39387,084					

Таблиця 5.5 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ Носківці – Шаргород (вузол 104):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1	13,61	143,344	34,588	21,05	1,0	213,592
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	372,645
Всього ВРУ 110 кВ			159,817	342,264	49,9	32,16	2	586,23
Загальна кошторисна вартість			586,237					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 89 523,837 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році показані у табл. 5.6.

Таблиця 5.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проєкту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	602,532	17350,13	573,722	473,808	4,028	19004,222
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	7 од.	270,312	2414,839	65,198	73,164	7	2830,513
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		656,472	4874,01	146,124	151,724	17	5845,329

Продовження табл. 5.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266	84
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685	1709,318
Загальна кошторисна вартість			54116,075						

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_T \cdot l, \quad (5.6)$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot 9 = 14163,12 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (7,2+9,6) = 26437,82 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (9+10,8) = 31158,87 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 14163,12 + 56724,107 = 70\,887,227 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 26437,82 + 89\,523,837 = 115\,961,657 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_3 = 31158,87 + 54116,075 = 85\,274,945 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\text{П}} + \Delta W_t, \quad (5.7)$$

де B_L – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній, тис.грн; $B_{\text{П}}$ – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн; ΔW_t – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{тЛ}} + \Delta W_{\text{тП}}; \quad (5.8)$$

де $\Delta W_{\text{тЛ}}$, $\Delta W_{\text{тП}}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт×год.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$V_L = (K_{ЛЕП} \cdot P_L\%)/100; \quad (5.9)$$

де $P_L\%$ – норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування повітряних ліній (0,3%).

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$V_{П} = (K_{П/СТ} \cdot P_{П}\%)/100; \quad (5.10)$$

де $P_{П}\%$ – норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування електротехнічного устаткування підстанцій (3,0%).

Таким чином у відповідності з формулами (8.9-8.10) маємо:

$$V_{Л1} = (14163,12 \cdot 0,3)/100 = 42,48 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{Л2} = (26437,82 \cdot 0,3)/100 = 79,31 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{Л3} = (31158,87 \cdot 0,3)/100 = 93,45 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П1} = (56724,107 \cdot 3)/100 = 1701,63 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П2} = (89\,523,837 \cdot 3)/100 = 2685,71 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П3} = (54116,075 \cdot 3)/100 = 1623,48 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 5.7:

Таблиця 5.7 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:110-701 П/ст: 110, 701	1267	223	-178
2	ЛЕП:701-702, 104-704 П/ст:104, 704, 702	236	96	331
3	ЛЕП: 703-704, 702-703 П/ст: 703	-377	94	-284

Річні видатки було розраховано за виразом (5.7).

$$B_1 = 42,49 + 1701,633 + (-178 \cdot 1,65) = 1450,423 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_2 = 49,1 + 2907,5 + (331 \cdot 1,65) = 3311,179 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_3 = 71,42 + 1382,5 + (-284 \cdot 1,65) = 1248,359 \text{ (тис. грн.)};$$

Додаткові надходження електроенергії в електричну мережу за рахунок її розвитку визначається як сумарне річне електроспоживання додатково приєднаних споживачів. Звідки, по роках розвитку:

$$W_{1(701)} = 13,45 \cdot 5400 = 72653,52 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(702+704)} = (6,67 + 3,39) \cdot 5400 = 54342,47 \text{ МВт·год.}$$

$$W_{3(703(СЕС))} = 18,6 \cdot 1200 = 22314,54 \text{ МВт·год.}$$

У відповідності з (5.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$П_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 72653,52 - 1450,423 = 12934,97 \text{ тис.грн.};$$

$$П_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 54342,47 - 3311,179 = 7448,63 \text{ тис.грн.};$$

$$П_3 = 5,2 \cdot 0,12 \cdot 22314,54 - 1248,359 = 12675,91 \text{ тис.грн.}$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проектного рішення розвитку ЕМ в цілому визначається наступним чином (5.1):

$$E'_a = \frac{12934,97 / (1 + 0,2) + 7448,63 / (1 + 0,2)^2 + 12675,91 / (1 + 0,2)^3 + 85274,945 / (1 + 0,2)^3}{70887,22 / (1 + 0,2) + 115961,657 / (1 + 0,2)^2 + 12675,91 / (1 + 0,2)^3 + 85274,945 / (1 + 0,2)^3} = 0,121$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,121 = 8,3 \text{ років.}$$

Таблиця 5.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	23,52
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	126995,985
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	272 123,829
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	8
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	Мвт	3,138
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,5
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	Мвт*год	1432
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	16899

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів.

Рентабельність проекту розвитку в цілому задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ($E_{ан} = 0,2$)). Терміни окупності (8,3) підтверджують ефективність.

ВИСНОВКИ

В даній магістерській кваліфікаційній роботі було вибрано оптимальну схему розвитку електричної мережі напругою 110 кВ.

До існуючої електричної мережі необхідно було підключити нові споживачі, а саме: (вузли 701, 702 та 704) та СЕС (вузол 703). Відповідно для заданої категорії споживачів (переважно 1-шої) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях.

Оптимальна схема розвитку була вибрана за допомогою симплекс методу після чого було виконано варіативне порівняння можливих варіантів послідовності побудови мережі на базі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний варіант.

Щодо надійності, то для живлячих вузлів 110 та 104 було обрано виконати відгалуження з роз'єднувачем та ОПН. За допомогою комплексу «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з врахуванням надійності.

Для нових ПС (701,702,703,704) було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проєктованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

Відповідно до результатів розрахунку режимів роботи мережі, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.

В третьому розділі магістерської кваліфікаційної роботи були розглянуті та проаналізовані системи накопичення енергії та їх конструктивні особливості. Тобто, були розглянуті: особливості будови маховика та його застосування; особливості застосування свинцево-кислотних акумуляторів та

їх переваги і недоліки; будова та особливості застосування літій-іонних батарей; переваги та недоліки застосування насосних гідроелектричних станцій; особливості застосування акумуляторів стисненого повітря, а також, будова та особливості застосування термоаккумуляторів. Крім того, в роботі проаналізовано деякі промислові зразки систем накопичення енергії.

В економічній частині роботи були визначені техніко - економічні показники розвитку ЕМ, зокрема були визначені загальні витрати на мережу та рентабельність капіталовкладень. Загальні витрати на розвиток електричної мережі за 3 роки становлять 272 123,829 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0,121)$ близький до $E_a'(0,2)$, а також швидкий термін окупності 8 років.

В розділі «Охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях» було розглянуто та визначено шкідливі та небезпечні фактори, умови праці, питання санітарно - гігієнічного комплексу, створення безпечних умов праці, питання електробезпеки та безпеки в НС робочого персоналу ЕМ.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Звіти робочої групи «Оцінка енергетичного сектору України та оцінка шкоди – VI (станом на 24 січня 2023 р.)», 2023 р., https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Occasional/2023_01_24_UA_sectoral_evaluation_and_damage_assessment_Version_VI.pdf.
2. Сінчук І. О., Бойко С. М. /; під ред. Сінчука О. М. Системи накопичення електричної енергії : підручник. Кривий Ріг : [б. в.], 2020. 218 с.;
3. Попов В.А., Ткаченко В.В., Ярмолук О.С. Ефективне керування режимами систем забезпечення споживачів електричною енергією: Навчальний посібник. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. 163 с
4. Andreas Oberhofer. Research Associate, Global Energy Network Institute. Energy Storage Technologies & Their Role in Renewable Integration. July 2012. 43 p
5. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
6. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с.
7. Лесько В.О., Волинець В.І., Нетребський В.В. Електричні апарати. практикум. Луцьк: ЛТНУ. 2015. 114 с.
8. Електричні системи і мережі. Частина 2: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. –Вінниця : ВНТУ, 2021. 162 с.
9. Електричні системи і мережі. Частина 3: електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.
10. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи.

Підручник. ·Видавництво: Львівська політехніка, 2015. 540 с.

11. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

12. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми»,– СОУ-Н МЕВ 45.2- 37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.

13. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.

14. ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво;

15. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;

16. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва;

17. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишукувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;

18. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;

19. ГКД 341.004.002 – 94 Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35 –750 кВ;

20. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова;

21. ПУЕ: 2014 Глава 4.2 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ;

22. Лист Мінрегіону України від 27.01.2015 № 7/15-787 «Про індекси зміни вартості станом на 1 січня 2015 року»;

23. Повідомлення Мінрегіону України від 02.04.2015 року щодо порядку перерахування кошторисної документації, пов'язаного із зростанням вартості

матеріальних ресурсів у сучасних економічних умовах;

24. Офіційна web-сторінка фірми IEA. [Електронний ресурс]. URL: <https://www.iea.org/analysis>

25. Офіційна web-сторінка фірми TESLA. [Електронний ресурс]. URL: <https://www.tesla.com/solarpanels>.

26. Офіційна web-сторінка фірми Victron Energy. [Електронний ресурс]. URL: <http://www.solar-bazaar.com/menus/Victron-Energy-Brochure-off-grid-back-up-and-island-systems.pdf>

27. Жемеров Г. Г., Тугай Д. В. Енергоефективність систем електропостачання з напівпровідниковими перетворювачами електроенергії : монографія. Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. 272 с.

28. Романюк Д.А., Рубаненко О.Є. АНАЛІЗ ВЛАСТИВОСТЕЙ МІКРОПРОЦЕСОРНИХ ЗАХИСТІВ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ 110 кВ, в матеріалах «LIII Всеукраїнської науково-технічної конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (2024)», Вінниця 2024. [Електронний ресурс] - <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2024/paper/view/19631/16250>.

29. Романюк Д.А., Остра Н. В. «Аналіз особливостей застосування систем накопичення енергії», в Матеріалах міжнародної науково-практичної Інтернет-конференції студентів, аспірантів та молодих науковців «МОЛОДЬ В НАУЦІ: ДОСЛІДЖЕННЯ, ПРОБЛЕМИ, ПЕРСПЕКТИВИ (МН-2024)», [Електронний ресурс].

30. Andreas Oberhofer. Research Associate, Global Energy Network Institute. Energy Storage Technologies & Their Role in Renewable Integration. July 2012. 43 p.

31. Лежнюк П.Д., Ковальчук О.А., Нікіторович О.В., Кулик В.В. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2014. 204 с.

32. Енергоефективність та відновлювані джерела енергії. Під заг. ред. Шидловського А.К. Київ: Українські енциклопедичні знання, 2007. 559 с.

33. Методичні рекомендації до розділу «Охорона праці» в дипломних роботах (для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Укл. – Бондаренко Є.А. – Вінниця
34. Пожежна безпека об'єктів будівництва: ДБН В.1.1.7-2002. – [Чинний від 03 грудня 2002 р.]. – К.: Держбуд України, 2003.
35. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. МЕТОДИКА. Загальні методичні положення (ГДК 340.000.001-95). К.: Міненерго України, 1995. 34 с.
36. СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44: 2011. Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми. – Київ, 2016. 42 с.
37. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.
38. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні системи і мережі») [Електронний ресурс] / уклад.: В. О. Комар, В. В. Тептя, Ю. В. Малогулко. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 96 с.)
39. Лежнюк П. Д., Кулик В. В. Оптимальне керування потоками потужності і напругою в неоднорідних електричних мережах. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2004. – 188 с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток електричних мереж 110 кВ з аналізом особливостей застосування систем накопичення енергії

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unischek

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

- 1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- 2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
- 3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unischek щодо роботи.

Автор роботи _____
(підпис)

Романюк Д.А.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Остра Н.В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б**Технічне завдання МКР**

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(підпис)

" _____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 110 КВ З АНАЛІЗОМ

ОСОБЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ СИСТЕМ НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ

08-21.МКР.028.00.007 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц. каф. ЕСС

_____ Остра Н.В.

Магістр групи 2ЕСМ-22м

_____ Романюк Д.А.

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що для забезпечення більш надійної роботи ОЕС, збільшення пропускної спроможності основних перетинів та розв'язання проблеми мережних обмежень необхідно спроектувати, побудувати та ввести в експлуатацію нові об'єкти – лінії електропередачі та підстанції;

б) наказ ректора ВНТУ № 247 від 18 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проектування електричної мережі - сформулювати оптимальну схему розвитку електричної мережі 110 кВ та проаналізувати особливості застосування систем накопичення енергії. б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.

2. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.

3. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Київ, 2014.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Запропонувати оптимальний варіант розвитку електричних мереж. Проектування, монтаж і експлуатація електрообладнання мають виконуватися у відповідності до вимог ПУЕ та ПТЕ.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: для проектування розвитку електричної мережі з використанням оптимізаційних

методів застосовується фрагмент схеми електричної мережі 110 кВ ПАТ “Вінницяобленерго”. Дані про лінії існуючої електричної мережі подані в таблиці 1. Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі показані в таблиці 2. Схема існуючої електричної мережі до розвитку показана на рисунку 1.

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення дорівнюють за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники оптимального розвитку електричної мережі та на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такого проекту.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23	
2	Техніко-економічне обґрунтування	21.09.23	27.09.23	
3	Електротехнічна частина	28.09.23	29.10.23	
4	Аналіз особливостей застосування систем накопичення енергії	30.10.23	10.11.23	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	11.11.23	17.11.23	
6	Економічна частина	18.11.23	25.11.23	
7	Оформлення пояснювальної записки	26.11.23	04.12.23	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	05.12.23	07.12.23	
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	08.12.23	09.12.23	
	Рецензування МКР	10.12.23	12.12.23	
	Захист МКР	18.12.23	-	

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р.

10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. 1 (масш. 1:70000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. 1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. 2.

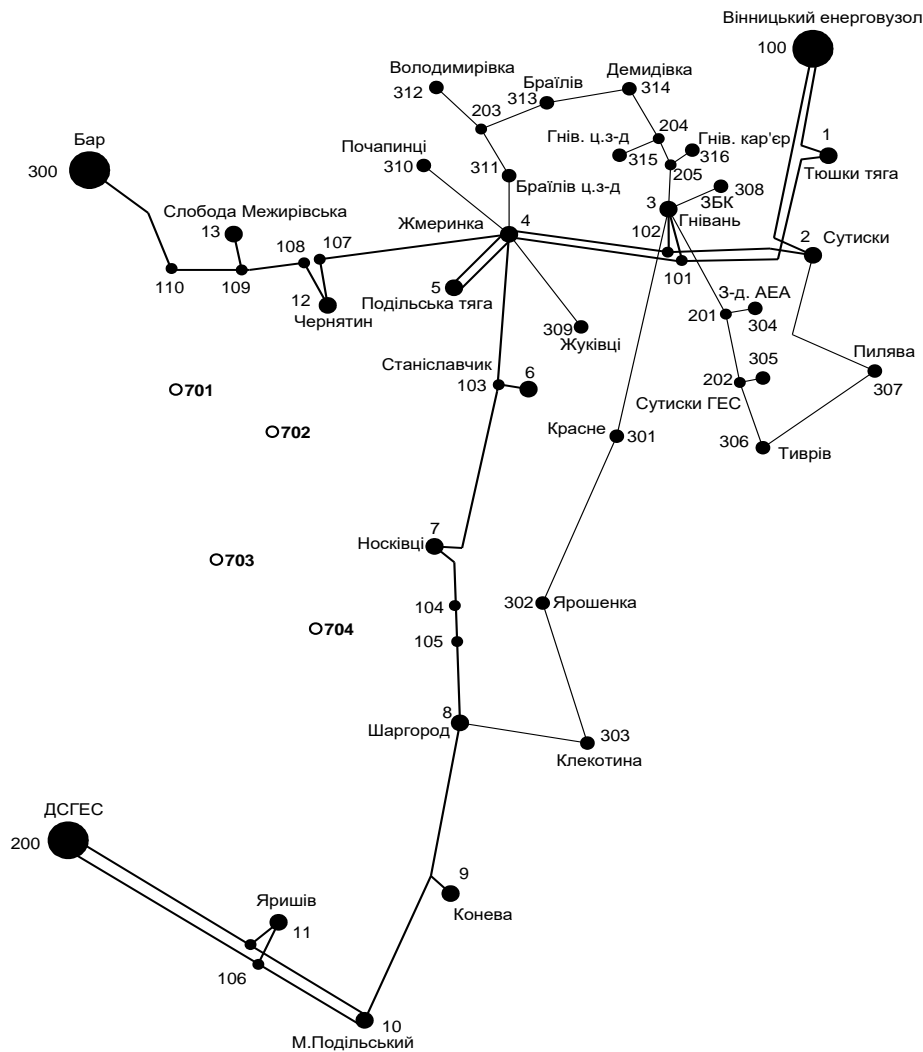


Рисунок Б.1 – Схема існуючої електричної мережі

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 400 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 30 км за рік.

Таблиця 1 – Дані про максимальне навантаження п'ятого року нових споживачів

Пункти	Нова 1 (701)	Нова 2 (702)	Нова 3 (703)	СЕС 4 (704)
Навантаження, МВт	12,3	6,1	17,0	3,1
cos φ	0,89	0,88	1,0	0,9
Категорія споживачів	I, II	I, II	II	I, II

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Макс. навантаж., %	75	77	82	85	90	92	94	92	98	100

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
100	1	Вінницький енерговузол – Тюшки тяга	1,5	АС-185
100	2	Вінницький енерговузол – Сутиски	15,03	АС-185
1	101	Тюшки тяга – 101	15,1	АС-185
2	102	Сутиски – 102	8,86	АС-185
101	3	101 – Гнівань	2,8	АС-185
102	3	102 – Гнівань	2,8	АС-185
101	4	101 – Жмеринка	22,27	АС-185
102	4	102 – Жмеринка	18,77	АС-185
4	5	Жмеринка – Подільська тяга	2×5,2	АС-120
103	4	103 – Жмеринка	10,02	АС-120
103	6	103 – Станіславчик	5,14	АС-120
7	103	Носківці – 103	10,38	АС-120
104	7	104 – Носківці	6,41	АС-120
105	104	105 – 104	2,585	АС-150
8	105	Шаргород – 105	15,885	АС-120
9	8	Конева – Шаргород	36,7	АС-120
10	9	Мог.Подільський – Конева	12,34	АС-120
106	10	106 – Мог.Подільський	2×22,46	АС-185
106	11	106 – Яришів	2×1,65	АС-185
200	106	Дністровська ГЕС – 106	2×16,6	АС-185
107	4	107 – Жмеринка	14,3	АС-95
12	107	Чернятин – 107	0,3	АС-150
108	12	108 – Чернятин	0,3	АС-150
109	108	109 – 108	0,02	АС-95
109	13	109 – Слобода Межирівська	0,3	АС-95
110	109	110 – 109	12,48	АС-95
300	110	Бар – 110	3,4	АС-240
3	301	Гнівань – Красне	21,7	АС-95
301	302	Красне – Ярошенка	16,8	АС-70
302	303	Ярошенка – Клекотина	13,74	АС-95
8	303	Шаргород – Клекотина	27,7	АС-95
3	201	Гнівань – 201	7,45	АС-95
201	304	201 – Завод АЕА	0,05	АС-95
201	202	201 – 202	0,35	АС-120
202	305	202 – Сутиски ГЕС	0,05	АС-95
202	306	302 – Тиврів	8,34	АС-95
307	306	Пилява – Тиврів	14,4	АС-95
2	307	Сутиски – Пилява	10,83	АС-95
3	308	Гнівань – ЗБК	3,8	АС-95
4	309	Жмеринка – Жуківці	7,0	АС-95
4	310	Жмеринка – Почапинці	20,7	АС-70
4	311	Жмеринка – Браїлів ц.з.	6,0	АС-95
311	203	Браїлів ц.з. – 203	2,64	АС-95
203	312	203 – Володимирівка	3,2	АС-70
203	313	203 – Браїлів	3,3	АС-95
313	314	Браїлів – Демидівка	6,4	АС-95
314	204	Демидівка – 204	6,3	АС-95
204	315	204 – Гнівань ц.з.	2,2	АС-95
204	205	204 – 205	0,6	АС-95
205	316	205 – Гнівань кар'єр	0,19	АС-95
3	205	Гнівань – 205	2,0	АС-95

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_H , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
200	Дністровська ГЕС	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
300	Бар	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
400	Ладизинська ТЕС	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
1	Тюшки тяга	0,88	8,8 + j4,75	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
2	Сутиски	0,89	3,5 + j1,79	ТДТН-10000/110/35/10	1
3	Гнівань	0,87	7,8 + j4,42	ТДТН-16000/110/35/6 ТДТН-25000/110/35/6	2
4	Жмеринка	0,87	4,0 + j2,27	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
5	Подільська тяга	0,88	17,0 + j9,18	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
6	Станіславчик	0,89	4,3 + j2,2	ТДН-10000/110/10	1
7	Носківці	0,9	2,1 + j1,02	ТМН-6300/110/10	1
8	Шаргород	0,87	10,2 + j5,78	ТДТН-25000/110/35/10	2
9	Конева	0,89	1,2 + j0,61	ТМН-2500/110/10	1
10	Мог.Подільс.	0,9	4,3 + j2,08	ТДТН-10000/110/35/10	2
11	Яришів	0,87	3,8 + j2,15	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
12	Чернятин	0,88	3,2 + j1,73	ТДН-10000/110/10	1
13	Слобода Межирівська	0,89	2,4 + j1,23	ТМН-6300/110/10	1
301	Красне	0,87	0,9 + j0,51	ТМН-2500/35/10	2
302	Ярошенка	0,89	0,6 + j0,31	ТМН-2500/35/10	1
303	Клекотина	0,88	1,3 + j0,7	ТМН-2500/35/10 ТМН-4000/35/10	2
304	Завод АЕА	0,89	0,9 + j0,46	ТМН-2500/35/10	2
305	Сутиски ГЕС	0,9	0,7 + j0,34	ТМН-2500/35/10	1
306	Тиврів	0,87	1,4 + j0,79	ТМН-4000/35/10	2
307	Пилява	0,88	0,8 + j0,43	ТМН-2500/35/10	1
308	ЗБК	0,9	3,0 + j1,45	ТМН-6300/35/10	2
309	Жуківці	0,87	1,6 + j0,91	ТМН-4000/35/10	2
310	Почапинці	0,89	1,2 + j0,61	ТМН-2500/35/10	1
311	Браїлів ц.з.	0,87	1,1 + j0,62	ТМН-2500/35/6	1
312	Володимирівка	0,86	1,5 + j0,89	ТМН-4000/35/10	1
313	Браїлів	0,89	1,4 + j0,72	ТМН-4000/35/10	2
314	Демидівка	0,9	0,8 + j0,39	ТМН-2500/35/10	1
315	Гнівань ц.з.	0,88	1,0 + j0,54	ТМН-2500/35/6	2
316	Гнівань кар'єр	0,89	2,2 + j1,13	ТМН-6300/35/6	1

ДОДАТОК В

Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричних мереж 110 кВ умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Системи електропостачання, як частина енергетичного господарства зустрічається повсюди, тому їх функціонування є надзвичайно важливим при НС. Вихід з ладу електричної мережі збільшить кількість жертв в разі і призведе до зупинки підприємств, викидів небезпечних речовин, зупинки об'єктів інфраструктури тощо.

Найбільш піддаються впливу електромагнітного імпульсу (ЕМІ) системи управління, сигналізації електропостачання. ЕМІ ушкоджують напівпровідникові прилади, резистори, конденсатори. ЕМІ має велику небезпеку для апаратури, добре захищеної від впливу інших загрозливих чинників. Слід також пам'ятати, що механічний захист апаратури не захищає від впливу ЕМІ. Апаратура може бути знищена навіть знаходячись у надійних спорудах.

Системи електропостачання в умовах НС вони повинні працювати без перебоїв, тому розробка заходів щодо покращення їх роботи в умовах ЕМІ та дії іонізуючих випромінювань є актуальною задачею при проектуванні.

Дія електромагнітного імпульсу також може призвести до загоряння чутливих електричних та електронних елементів, а також до серйозних порушень в цифрових і контрольних пристроях параметрів електричної мережі. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, елементи, викликає коротке замикання тощо. Саме тому є необхідність запобіганню при дії цього фактору на електричне та електронне обладнання.

В.1 Дослідження безпеки роботи електричної мережі 110/35 кВ в умовах дії іонізуючих випромінювань

За критерій безпеки роботи ЕМ в цих умовах приймається таке максимальне значення дози опромінення елементної бази, при якому в елементній базі можуть виникнути зміни, але ЕМ ще буде працювати з необхідною якістю. Максимально допустимі значення потужності дози елементів ЕМ наведені в таблиці 4.4.

1. За мінімальним значенням $p_{гр}$ межа стійкості $p_{гр}$ роботи мереж складає $p_{гр} = 10^4$ (Р/год).

2. Для оцінки безпеки роботи електричної мережі визначається граничне значення потужності (табл. 1) дози гамма-випромінювання ($p_{гр}$) за наступною формулою:

$$P_{гр} = K \cdot p_{гр} \cdot K_{пос}, \quad (1)$$

де: K – коефіцієнт надійності, $K = 0,9..0,95$;

$p_{гр}$ – рівень радіації, що відповідає початку зворотних змін найменш стійкого елемента;

$K_{пос}$ – коефіцієнт послаблення радіації ($K_{пос} = 2$),

$$P_{гр} = 0,9 \cdot 10^4 \cdot 2 = 1,8 \cdot 10^4 \text{ (Р / год)},$$

Таблиця 1 - Максимально допустимі потужності дози елементів ЕМ

№	Блок	Елементи блоків ЕМ	$P_{гр,i}$ (Р/год)	$P_{гр}$ (Р/год)
1	БЖ	Транзистори КТ3102В	10^5	10^4
		Діоди загального призначення S1M	10^5	
2	БП	Конденсатори SMD1206 Inf, 16V	10^6	
		Резистори SMD1206 0,125 - 10кОм	10^6	
3	БКП	Мікросхеми PIC16F877	10^4	
		Діелектрики GTP15	10^4	

1. За мінімальним значенням $p_{гр}$ межа стійкості $p_{гр}$ роботи мереж складає $p_{гр} = 10^4$ (Р/год).

2. Для дослідження безпеки роботи електричної мережі визначається граничне значення потужності дози гамма-випромінювання ($p_{гр}$) за наступною формулою:

$$P_{гр} = K \cdot p_{гр} \cdot K_{пос}, \quad (2)$$

де: K – коефіцієнт надійності, $K = 0,9..0,95$;

$p_{гр}$ – рівень радіації, що відповідає початку зворотних змін найменш стійкого елемента;

$K_{пос}$ – коефіцієнт послаблення радіації ($K_{пос} = 2$),

$$P_{гр} = 0,9 \cdot 10^4 \cdot 2 = 1,8 \cdot 10^4 \text{ (Р / год)},$$

1. З вище наведених розрахунків можна зробити висновок, що безпека ЕМ в умовах дії іонізуючих випромінювань буде забезпечуватись, якщо радіація в умовах експлуатації не перевищуватиме $P_{гр} = 1,8 \times 10^4$ (Р/год).

2. Розрахуємо допустимо максимальний час перебування ЕМ в умовах дії іонізуючих випромінювань та ЕМІ:

$$D_m = \frac{2P_{гр}(\sqrt{t_K^2} - \sqrt{t_{II}^2})}{1}, \quad (3)$$

де: $\sqrt{t_{II}^2}$, дорівнює 1;

D_m – дорівнює 10^3 ;

$t_{доп} = 12,6 \times 10^3$ (год).

Отже, електрична мережа буде працювати досить безпечно в умовах іонізуючих випромінювань і не потребує особливих додаткових заходів по захисту від цього фактора.

В.2 Дослідження безпеки роботи електричної мережі 110/35 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу

В якості показника безпеки елементів ЕМ до дії електромагнітного імпульсу використовують коефіцієнт безпеки:

$$K_6 = 20 \lg \frac{U_d}{U_{B(\Gamma)}} \geq 40 \text{ дБ}, \quad (4)$$

де U_d - допустиме коливання напруги живлення;

$U_{B(\Gamma)}$ - напруга наведена за рахунок електромагнітного імпульсу у вертикальних (горизонтальних) струмопровідних системах.

Спочатку визначається допустиме коливання напруги живлення:

$$U_d = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N, \quad (5)$$

де N – допустимі коливання (приймається $N=5\%$)

Шляхом підстановки числових даних в (5) отримується:

$$U_d = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12.6 \text{ (В)}.$$

Визначається максимально очікувана напруга в горизонтальних лініях.

$$U_B = \frac{U_d}{10^{\frac{K}{20}}} \quad (6)$$

Після підстановки числових даних:

$$U_B = \frac{12.6}{\frac{40}{10^{20}}} = 0.126(\text{В}).$$

З формули визначається горизонтальна складова напруженості електричного поля:

$$U_B = E_\Gamma \cdot I_B. \quad (7)$$

Отже, E_Γ визначається:

$$E_\Gamma = \frac{U_B}{I_B}, \quad (8)$$

Після підстановки числових даних в формулу (7):

$$E_\Gamma = \frac{0.126}{5} = 0.0252(\text{В/м}).$$

Вертикальна складова напруженості електричного поля визначається з формули:

$$E_\Gamma = 10^{-2} \cdot E_B, \quad (9)$$

Тоді E_B буде:

$$E_B = 0.0252 \cdot 1000 = 25.2(\text{В/м}).$$

В.3 Розробка превентивних заходів по підвищенню безпеки роботи електричної мережі 110 кВ в умовах надзвичайних ситуацій

Дія підвищення безпеки роботи ЕМ необхідно використовувати екранування РЕА і довгих ліній. Для цього визначимо перехідне гасіння енергії електричного поля сталевим екраном.

Розрахуємо товщини захисних екранів:

$$t = \frac{A}{5.2 \cdot \sqrt{f}}, \quad (10)$$

де f - найбільш характерна частота, ($f = 15$ кГц).

Для блоків енергетичної мережі:

$$t_1 = \frac{40 - 38.72}{5.2 \cdot \sqrt{15000}} = 0.0025 \text{ (см)}.$$

Обираємо товщину стінки на порядок вище, для того щоб забезпечити необхідний захист обладнання. Приймемо $t=1$ мм.

$$A = 5.2 \cdot 0.102 \cdot \sqrt{15000} = 65 \text{ (дБ)}.$$

Отже, нам потрібно взяти сталевий екран товщиною 1 мм, який забезпечує згасання енергії електричного поля не менше 65 дБ.

Також в результаті проведених розрахунків визначено, що безпека роботи ЕМ забезпечується при рівні радіації до $6,3 \times 10^4$ (Р/год). До дії ЕМІ на ЕМ необхідно застосовувати екранування РЕА, що суттєво підвищує її стійкість безпеку роботи в умовах впливу електромагнітного імпульсу. В результаті застосування екранів ЕМ буде працювати безпечно аж до значення напруженості вертикальної складової 25,2 В/м.

ДОДАТОК Г**ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА****РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 110 КВ З АНАЛІЗОМ
ОСОБЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ СИСТЕМ НАКОПИЧЕННЯ
ЕНЕРГІЇ**

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем

РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 110 КВ З АНАЛІЗОМ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ СИСТЕМ НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ

Виконав:
Студент групи 2ЕСМ-22м
Д.А. Романюк
Науковий керівник МРР:
к.т.н., доц. каф. ЕСС Н.В. Остра

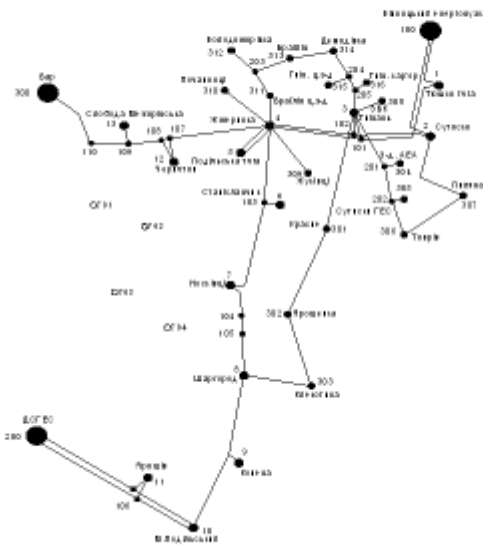
Мета і задачі дослідження

Основною **метою** магістерської кваліфікаційної роботи є дослідження методів оптимізації розвитку електричних мереж та вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі напругою 110 кВ, а також аналіз особливостей застосування систем накопичення енергії.

У відповідності з вказаною метою в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:

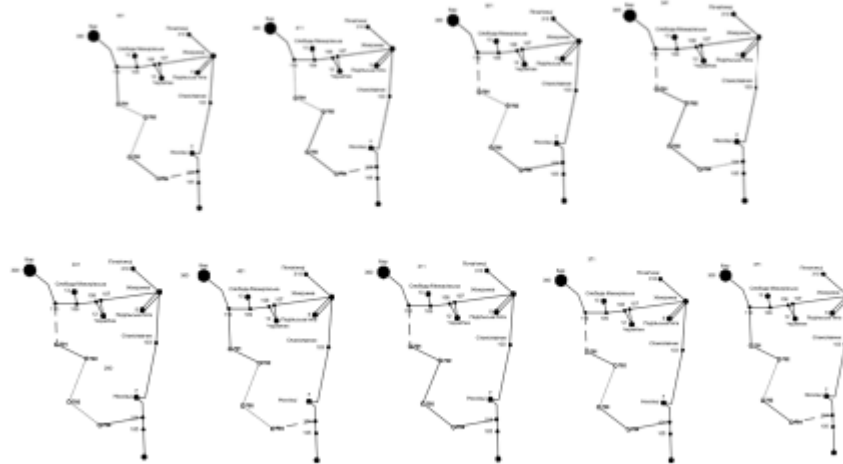
- дослідження відомих методів, які використовуються для проектування та розвитку електричних мереж;
- формування оптимального розвитку існуючої мережі 110 кВ;
- вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі;
- аналіз будови та особливостей застосування систем накопичення енергії;
- аналіз питання забезпечення охорони праці обслуговуючого персоналу ЕМ;
- визначення основних техніко-економічних показників розвитку електричної мережі.

Схема існуючої електричної мережі з новими споживачами



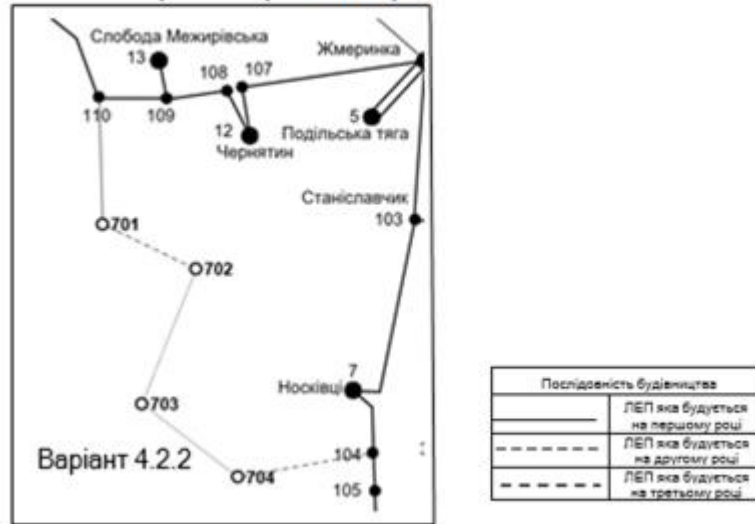
5

Варіанти розвитку електричної мережі



4

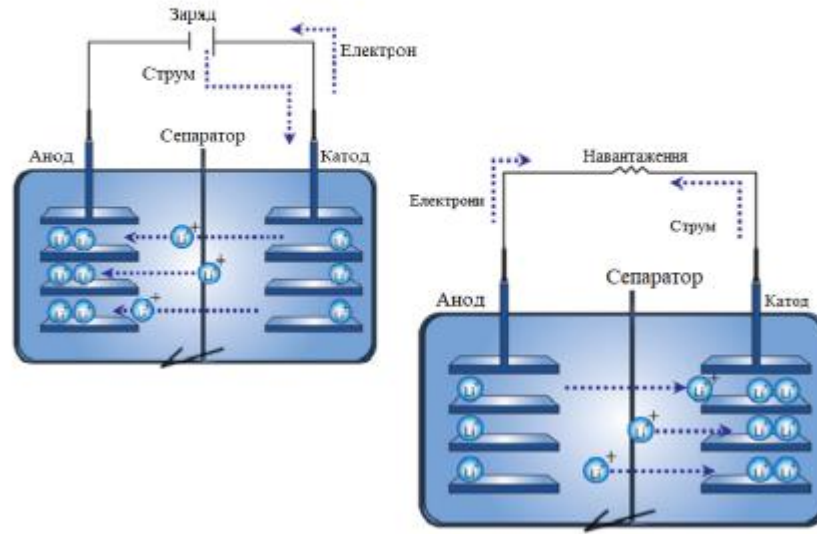
Оптимальний варіант розвитку електричної мережі



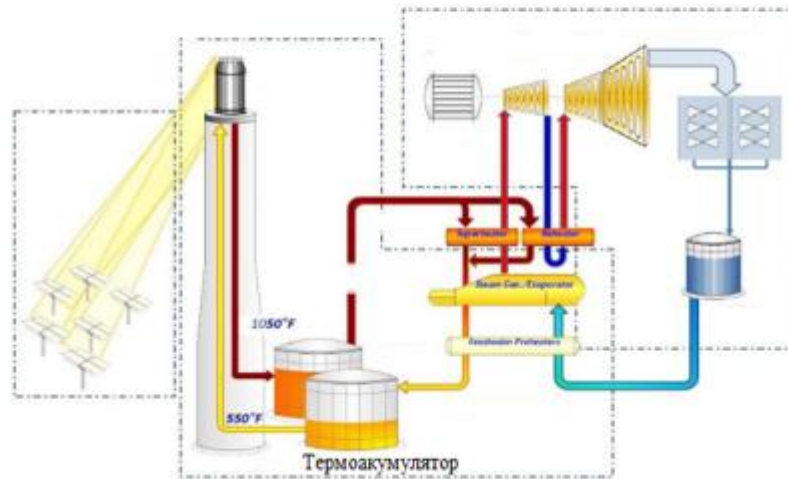
Фрагмент схеми електричних з'єднань оптимального варіанту розвитку мережі



Будова та особливості застосування літій-іонних батарей



Особливості будови термоаккумуляторів



Система накопичення енергії компанії Tesla



Система накопичення енергії на базі літій-іонних батарей



Система накопичення енергії на базі сірчано-натрієвих батарей



11

Основні техніко-економічні показники розвинутої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	23,52
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відлучена новим підстанціям	МВт*год	126995,985
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	272 123,829
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	8
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,138
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,5
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	1432
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	16899

15