

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


МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

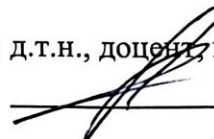
«Аналіз методів оптимізації схем електромереж для розвитку розподільних мереж 110 кВ Хмільницького району»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕСМ-22м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)


 Тіхонов С. О.
(прізвище та ініціали)

Керівник: д.т.н., доцент, професор каф. ЕСС


Кулик В. В.
(прізвище та ініціали)


«03» чрудня 2023 р.

Опонент: к.т.н., доцент ЕСФЕМ

 Кузьміна М. В.
(прізвище та ініціали)

«12» чрудня 2023 р.

Допущено до захисту
Завідувач кафедри ЕСС

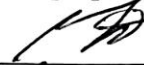
 д.т.н., проф. Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

«04» чрудня 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 та мережі

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


18 вересня 2023 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Тіхонову Євгенію Олександровичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

- Тема роботи. «Аналіз методів оптимізації схем електромереж для розвитку розподільних мереж 110 кВ Хмільницького району».
керівник роботи д.т.н., доц., професор каф. ЕСС Кулик В. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247
- Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року
- Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: 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 5200 годин на рік. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.
- Зміст текстової частини: Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Електротехнічна частина. 3. Аналіз методів оптимізації схем електромереж. 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 мережі. 2. Варіанти розвитку існуючої мережі. 3. Електрична схема 4. Техніко-економічні показники. 5. Симплекс метод. 6. Транспортна задача 7. Висновки

6. Консультанти розділів роботи		Підпис, дата	
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Кулик В. В., д.т.н., доц., професор кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ Кулик В. В.		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Прі- мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.09.23	23.09.23	
2	Прогнозування електричних навантажень	24.09.23	29.09.23	
3	Вибір оптимальної схеми	30.09.23	10.10.23	
4	Аналіз методів оптимізації схем електромереж	11.10.23	28.10.23	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	29.10.23	05.11.23	
6	Економічна частина	06.11.23	12.11.23	
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23	
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23	
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23	
11	Захист МКР	За графіком		

Студент
Керівник роботи

(підпис)

Є. О. Тіхонов

В. В. Кулик

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Тіхонов Євгеній Олександрович «Аналіз методів оптимізації схем електромереж для розвитку розподільних мереж 110 кВ Хмельницького району». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2023. 100 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 22 назв; рис.: 17; табл. 32.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж.

Робота складається із вступу, 5 розділів, висновків.

Зроблено аналіз методів оптимізації схем електромереж для розвитку розподільних мереж.

Проведено аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал який обслуговує відкриті розподільчі установки.

В економічній частині роботи розглянуто показники та критерії економічної ефективності, визначено капітальні вкладення, витрати на експлуатацію підстанції та термін окупності.

Ключові слова: підстанція, відкрита розподільна установка, заземлення, розподільна установка, трансформатор, коротке замикання, проектування.

ABSTRACT

Tikhonov Yevhenii Oleksandrovich "Analysis of optimization methods of power grid schemes for the development of 110 kV distribution networks of the Khmilnytskyi district." Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU 2023. 103p.

In Ukrainian speech Bibliography: 22 titles; Fig.: 17; table 32.

In the work, modeling of the development of a fragment of electrical networks is carried out.

The work consists of an introduction, 5 chapters, and conclusions.

An analysis of methods of optimizing power grid schemes for the development of distribution networks has been made.

An analysis of dangerous and harmful factors affecting personnel servicing open switchgears was carried out.

In the economic part of the work, indicators and criteria of economic efficiency were considered, capital investments, substation operation costs and payback period were determined.

Key words: substation, open switchgear, grounding, switchgear, transformer, short circuit, design.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	7
ВСТУП	8
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	11
1.1. Розрахунок режиму існуючої мережі.....	12
1.2. Формування максимального графа електричної мережі.....	14
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	16
2.1. Задачі розвитку електричних мереж	16
2.2. Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу ...	19
2.3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	25
2.4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях.....	32
2.5. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій.....	34
2.6. Оцінювання балансу потужностей	41
2.7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі	43
3. МЕТОДИ ОПТИМІЗАЦІЇ СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ.....	48
3.1. Сучасні підходи до формування топології розподільних мереж 110-10 кВ	48
3.2. Застосування симплекс-метода для оптимізації схем розподільних мереж	53
3.2.1. Постановка задачі лінійного програмування для оптимізації розвитку розподільної мережі	53
3.2.2. Пошук оптимального рішення симплекс-методом.....	57
3.2.3. Оптимізація схеми розвитку електромережі 110 кВ У Хмільницького району	61
3.3. Застосування методу транспортної задачі для оптимізації схеми електричної мережі	65
3.3.1. Алгоритм методу транспортної задачі.....	65

3.3.2. Застосування алгоритму транспортної задачі для оптимізації схеми розвитку електромережі	68
3.4. Застосування методу поконтурної оптимізації для оптимізації схеми електричної мережі	70
3.5. Застосування методу динамічного програмування для оптимізації схеми ЕМ та послідовності її реалізації.....	74
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	77
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	84
5.1. Задачі розділу	84
5.2. Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРУ	85
5.3. Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з трансформатором в діючих електроустановках.	86
5.4. Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	88
5.4.1. Мікроклімат	88
5.4.2. Склад повітря робочої зони.....	88
5.4.3. Виробниче освітлення. Природне освітлення.....	89
5.4.4. Штучне освітлення	90
5.4.5. Виробничий шум.....	90
5.4.6. Виробнича вібрація	91
5.5. Розрахунок захисного заземлення.....	92
5.6. Пожежна безпека.....	97
ВИСНОВКИ.....	101
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	103
Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень.....	104
Додаток Б. Технічне завдання МКР.....	105
Додаток В.....	112
Додаток Г.....	125

Додаток Д.....	126
Додаток Е.....	127
Додаток Є.....	128
Додаток Ж.....	129
Додаток З.....	130
Додаток И. Ілюстративна частина.....	131

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АБ – акумуляторна батарея;
- ВДЕ – відновлюване джерело енергії;
- ВРУ – відкрита розподільна установка;
- ВП – власні потреби;
- ЕЕС – електроенергетична система;
- ЕРС – електрорушійна сила;
- ЕС – електрична станція;
- ЗП – заземлювальний пристрій;
- КЗ – коротке замикання;
- ЛЕП – лінія електропередачі;
- ММЕМ – магістральні і міждержавні електричні мережі;
- ОЕС – об'єднана електроенергетична система;
- ПС – підстанція;
- ПТЕ – правила технічної експлуатації;
- ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
- РУ – розподільна установка
- ТВП – трансформатор власних потреб;
- ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;
- ТН – трансформатор напруги;
- ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Актуальність теми. Оптимізація схем електромереж для розвитку розподільних мереж є важливою задачею у сфері електроенергетики. Ця оптимізація спрямована на покращення ефективності, надійності та економічної доцільності систем електропостачання. Існують різні методи та підходи до оптимізації схем розподільних мереж.

Формування оптимальної топології розподільних мереж напруги 110-10 кВ є ключовим завданням для забезпечення надійного та ефективного функціонування електромереж. Сучасні підходи до цього можуть включати

Використання математичних моделей та алгоритмів оптимізації для знаходження найбільш оптимальних топологій мережі. Ці методи можуть враховувати різні критерії, такі як витрати на будівництво та утримання, мінімізація втрат енергії, забезпечення надійності тощо.

Використання програмних засобів та інформаційних технологій для автоматизації процесу проектування та моделювання топологій мереж. Це дозволяє швидше та ефективніше створювати та аналізувати різні варіанти розташування обладнання та ліній передачі енергії.

При проектуванні топології мережі врахування можливостей підключення та інтеграції відновлюваних джерел енергії (сонячні панелі, вітрові установки тощо). Це вимагає врахування специфічних вимог до мережі для забезпечення стабільного підключення таких джерел.

Використання сучасних систем автоматизованого моніторингу та керування мережею для постійного контролю, аналізу та оптимізації її роботи в реальному часі.

Урахування вимог до зменшення впливу мереж на навколишнє середовище та відповідність місцевим та міжнародним стандартам з енергоефективності та безпеки.

Ці підходи дозволяють інженерам та спеціалістам з електроенергетики створювати оптимальні топології розподільних мереж, які враховують багато факторів, такі як витрати, надійність, ефективність та екологічні аспекти. Оптимальна топологія мережі є важливою для забезпечення стабільності та оптимізації використання ресурсів у сучасній електроенергетиці.

Метою даної роботи є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками з аналізом методів оптимізації схем електромереж.

Задачі магістерської роботи. Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язано такі основні завдання:

- проведено розрахунок та вибір моделі розвитку фрагменту електричних мереж;
- проведено розрахунок та аналіз режимів оптимальної моделі розвитку фрагменту електричних мереж;
- проведено аналіз методів оптимізації схем електромереж;
 - розв'язано питання забезпечення безпеки праці персоналу.

Об'єктом дослідження є фрагмент електричних мереж.

Предметом дослідження є методи розрахунку нормальних режимів ЕЕС.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставленої задачі використано методи математичного моделювання. Реалізація розрахунків в даній роботі забезпечувалась використанням прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110».

Наукова новизна полягає у підтвердженні необхідності аналізу методів оптимізації схем електромереж для досягнення найбільшого економічного ефекту.

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

Результати теоретичних досліджень, були отримані у Вінницькому національному технічному університеті.

Апробація результатів МКР. Основні положення роботи та її результати прійняті на ЛІІ науково-технічну конференцію підрозділів Вінницького національного технічного університету (м. Вінниця, 2024).

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Аналітичний вираз для залежності максимальної потужності від часу з найменшою похибкою дозволяє знайти метод найменших квадратів. Даний метод дозволяє замінити таблично-задану функцію $P_{\max}(T)$ аналітичним виразом $P'_{\max}(T)$:

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (1.1)$$

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:

$$\text{Ц} = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min \quad (1.2)$$

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

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (1.3)$$

Після підстановки вхідних даних з табл. 1 завдання в систему (1.3) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20142 \cdot b' = 939, \\ 20142 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1891732. \end{cases}$$

звідки $a' = -1654,5$, $b' = 0,8667$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 0,8667T - 1654,5$$

Виористовуючи табличний редактор Excel було отримано апроксимаційну характеристику та її коефіцієнти (рис 1.1).

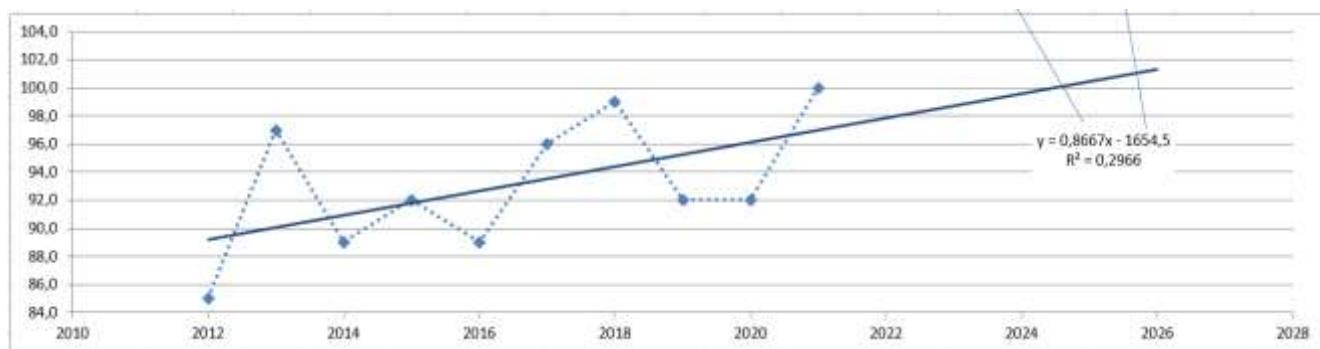


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 101,4 %, що на 1,4 % більше проектної потужності електромереж. Отже, необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

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.

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі (додаток В) 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 мережні відносно не великі. А саме:

- в лініях електропередач – 1.52 МВт;
- в трансформаторах – 0.81 МВт з них холостого ходу 0.51 МВт та навантажувальні 0.30 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. 1.1.

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	201-1	6-7	13-209	14-15
Марка проводу	АС-120	АС-95	АС-185	АС-185
Допустимий струм, А	120	95	185	185
Розрах. струм, А	123	36	97	11

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускну здатності для транспортування електроенергії новим споживачам та відповідні рівні напруг у вузлах табл. 1.2

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	6	14	15	204
Напруга вузла, кВ	104,96	108,47	108,5	105,04

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.1) є незначним, порівняно з тривало допустимим струмом. Це забезпечує можливість транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

Виходячи з розрахункових рівнів напруги на шинах підстанції, що розташовані у зоні нового будівництва (табл. 1.2) всі вони забезпечують можливість приєднання додаткового навантаження по стороні ВН. Таким чином, визначення потенційних вузлів приєднання нових ЛЕП можна здійснювати з економічних міркувань, зокрема за допомогою симплекс-методу.

1.2. Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходяться в оптимальних межах.

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній здатності для транспортування електроенергії новим споживачам.

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол № 6 - Хмільник з рівнем напруги 104,96 кВ; вузол № 204 з рівнем напруги 105,04 кВ; вузол № 14 – Сосонка тяга з рівнем напруги 108,47 кВ; вузол № 15 – Калинівка з рівнем напруги 108,5 кВ.

Оцінивши місце розташування нових ПС та наближеність їх до дійсної мережі було сформовано максимальний граф рис.1.2, на якому зображено усі можливі варіанти приєднання нових ПС.

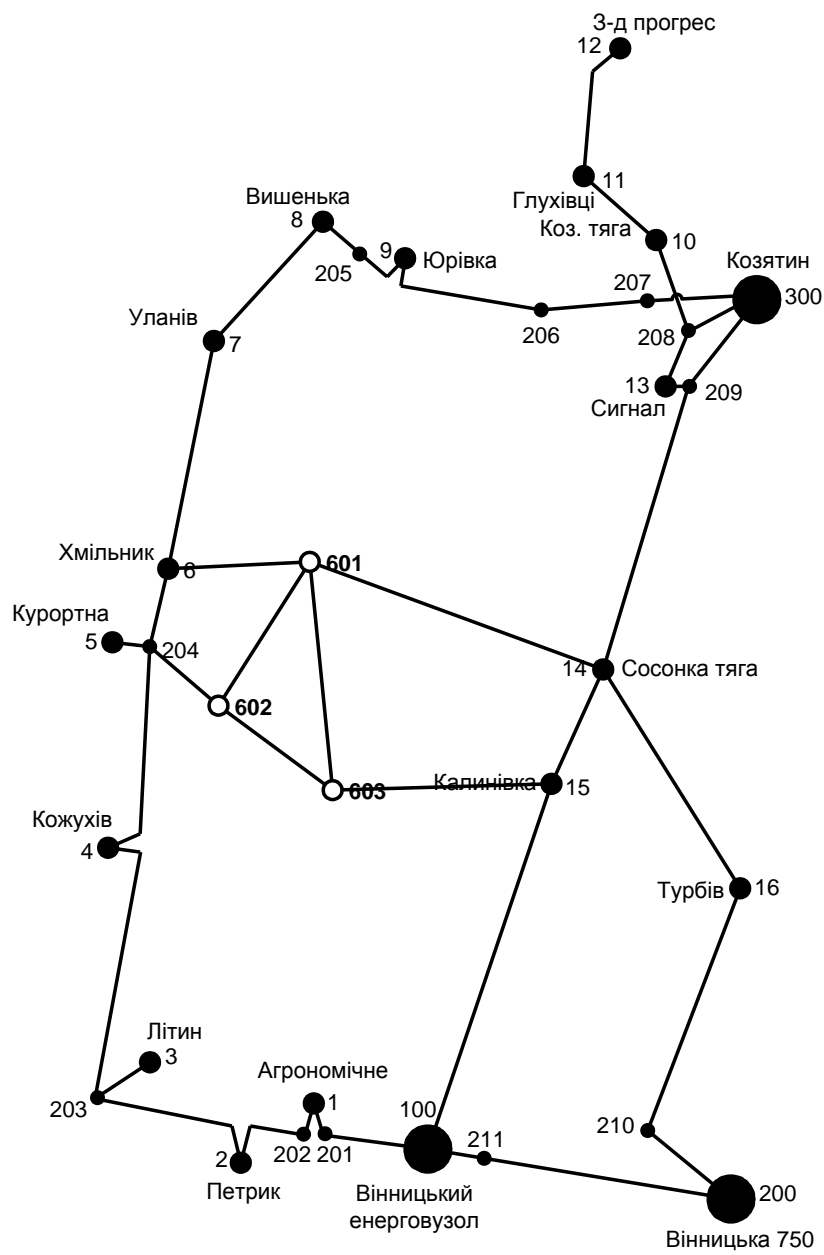


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1. Задачі розвитку електричних мереж

Для задач розвитку електричних мереж потрібно забезпечити пошук найкращого варіанту проекту з точки зору капіталовкладень та експлуатаційних видатків. Разом з тим мають виконуватись різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Таким чином, техніко-економічне обґрунтування проекту передбачає не тільки вибір конфігурації та напруги мереж, але й параметрів усіх їх елементів так, щоб забезпечити необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу керування.

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливе. Тому процес проектування розбивається на етапи. Оптимальні рішення на кожному етапі приймаються з використанням комплексу математичних моделей. Для пошуку оптимальних схем за економічними показниками добре зарекомендували себе методи лінійного програмування, зокрема симплекс-метод. Однак його використання накладає певні обмеження на постановку задачі, зокрема, форму представлення цільової функції та обмежень.

Для побудови математичної моделі необхідно вибрати критерій оптимальності. В даному випадку за критерій найкраще вибрати дисконтовані витрати на розвиток електричної мережі $B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_i$, а оптимізованими змінними прийняти потужності P_i , які протікають лініями.

В загальному випадку залежності $B_i = f(P_i)$ нелінійні. Тому функція мети, що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути подана у вигляді нелінійної функції з лінійними і нелійними обмеженнями на змінні P_i . Для застосування симплекс-методу цільова функція може бути лінеаризована відносно вибраних змінних.

У загальному випадку для кожної і-тої ЛЕП дасконтвані витрати V_i можна записати:

$$V_i = (a_i + b_i \cdot P_i^2) \cdot l_i, \quad (2.1)$$

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$; K_{0i} - питомі капіталовкладення на спорудження 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом провoda на і-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 і-ї ЛЕП в км; P_i - потужність і-ї ЛЕП.

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

$$V_i = (a_i' + b_i' \cdot P_i) \cdot l_i, \quad (2.2)$$

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 було застосовано метод найменших квадратів. Для використання методу найменших квадратів необхідно отримати n значень вихідної функції для різної потужності P_i , за якими формується система рівнянь, аналогічна до (2.3). Її розв'язання дає змогу визначити коефіцієнти цільової функції у лінійному представленні.

Згідно ПУЕ [1] на ділянках ЛЕП було прийнято марку провoda АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МEB 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км.

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau C_0}{U_H^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (2.3)$$

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (3633 год/рік для $T_{нб} = 5200$ 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. 2.1.

Таблиця 2.1 – Вартісні коефіцієнти 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. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
6	601	1,6	11,2	110	1573,680	0,131	5640,1	1,441	5784,2
14	601	3,5	24,5	110	1573,680	0,131	12337,7	3,153	12652,9
204	602	1	7	110	1573,680	0,131	3525,0	0,901	3615,1
15	603	2,4	16,8	110	1573,680	0,131	8460,1	2,162	8676,3
601	602	1,9	13,3	110	1573,680	0,131	6697,6	1,711	6868,7
602	603	1,5	10,5	110	1573,680	0,131	5287,6	1,351	5422,7
601	603	2,5	17,5	110	1573,680	0,131	8812,6	2,252	9037,8

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i зросли (табл. 2.2).

Таблиця 2.2 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a' + b' \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнт. пот. P, що перед. по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2P), тис. грн	Коеф. а1, тис. грн	Коеф. b1, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2P), тис. грн
6-601	1,6	12,1	5851,1	5775,1	5943,9	5640,1	17,439	5851,1	5808,9	5893,3
14-601	3,5	12,1	12799,2	12633,1	13002,3	12337,7	38,148	12799,2	12706,9	12891,6
204-602	1	12,1	3656,9	3609,4	3715,0	3525,0	10,899	3656,9	3630,6	3683,3
15-603	2,4	12,1	8776,6	8662,7	8915,9	8460,1	26,159	8776,6	8713,3	8839,9

601-602	1,9	12,1	6948,2	6858,0	7058,4	6697,6	20,709	6948,2	6898,0	6998,3
602-603	1,5	12,1	5485,4	5414,2	5572,4	5287,6	16,349	5485,4	5445,8	5525,0
601-603	2,5	12,1	9142,3	9023,6	9287,4	8812,6	27,249	9142,3	9076,4	9208,3

Для перевірки адекватності перетворення було визначено витрати за вихідною (2.1) та лінеаризованою (2.2) функціями (табл. 2.2). 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 вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати подано у табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = c \cdot P$

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. с, 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
6-601	1,6	12,1	5851,1	5811,0	5895,4	483,6	5851,1	5266,0	6436,2
14-601	3,5	12,1	12799,2	12711,5	12896,2	1057,8	12799,2	11519,3	14079,2
204-602	1	12,1	3656,9	3631,9	3684,6	302,2	3656,9	3291,2	4022,6
15-603	2,4	12,1	8776,6	8716,5	8843,1	725,3	8776,6	7899,0	9654,3
601-602	1,9	12,1	6948,2	6900,6	7000,8	574,2	6948,2	6253,3	7643,0
602-603	1,5	12,1	5485,4	5447,8	5526,9	453,3	5485,4	4936,9	6033,9
601-603	2,5	12,1	9142,3	9079,7	9211,6	755,6	9142,3	8228,1	10056,6

2.2. Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

Симплекс-метод – метод розв'язання задачі лінійного програмування, в якому здійснюється скерований рух по опорних планах до знаходження

4. Коефіцієнти c_1 функції (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими витратами на транспортування потужності лініями (табл. 2.3);

5. Оскільки створення моделі здійснювалось з урахуванням заданих напрямків 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. 2.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах			
	6-601	14-601	204-602	15-603	601-602	602-601	602-603	603-602	601-603	603-601	0-0	0-0	0-0	0-0					
601	1	1	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	2,84	5,04	
602	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	15,62	3,68	
603	0	0	0	1	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	6,39	-18,96	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00		
Коефіцієнти цільової функції	1061,9	667,1	637,2	242,8	428,3	594,7	764,6	764,6	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			17769,756	
Потужності ЛЕП	0	9,742085	0	25,35037	11,94191	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
Постійні складові витрат	0,000	*****	0,000	8460,104	6697,583	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			27495,339	
Змінні складові витрат	0,000	299,221	0,000	1389,315	244,074	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			1932,610	
Дисконтовані витрати, тис. грн																			29427,949

Рисунок 2.1 – Вихідні дані для розв'язання 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. 2.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах			
	6-601	14-601	204-602	15-603	601-602	602-601	602-603	603-602	601-603	603-601	0-0	0-0	0-0	0-0					
601	1	1	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	2,84	0,00	
602	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	15,62	0,00	
603	0	0	0	1	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	6,39	0,00	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00		
Коефіцієнти цільової функції	1989,9	2024,3	239,7	1337,7	1098,9	1098,9	867,6	867,6	1445,9	1445,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			14622,880	
Потужності ЛЕП	0	0	24,85138	0	0	2,840158	6,390355	0	0	0	0	0	0	0	0				
Постійні складові витрат	0,000	0,000	3525,044	0,000	0,000	6697,583	5287,565	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			15510,191	
Змінні складові витрат	0,000	0,000	556,316	0,000	0,000	13,806	55,177	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			625,299	
Дисконтовані витрати, тис. грн																			16135,490

Рисунок 2.2 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel (перша ітерація)

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах			
	6-601	14-601	204-602	15-603	601-602	602-601	602-603	603-602	601-603	603-601	0-0	0-0	0-0	0-0					
601	1	1	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	2,84	0,00	
602	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	15,62	0,00	
603	0	0	0	1	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	6,39	0,00	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00		
Коефіцієнти цільової функції	925,4	2024,3	164,2	1388,1	1098,9	2363,0	836,1	867,6	1445,9	1445,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			11585,960	
Потужності ЛЕП	0	0	22,01122	0	0	0	6,390155	0	0	0	0	0	0	0	0				
Постійні складові витрат	5640,070	0,000	3525,044	0,000	0,000	0,000	5287,565	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			14452,678	
Змінні складові витрат	11,626	0,000	436,424	0,000	0,000	0,000	55,177	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			503,228	
Дисконтовані витрати, тис. грн																			14955,906

Рисунок 2.3 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel (друга ітерація)

У таблиці на рис. 2.3 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.4.

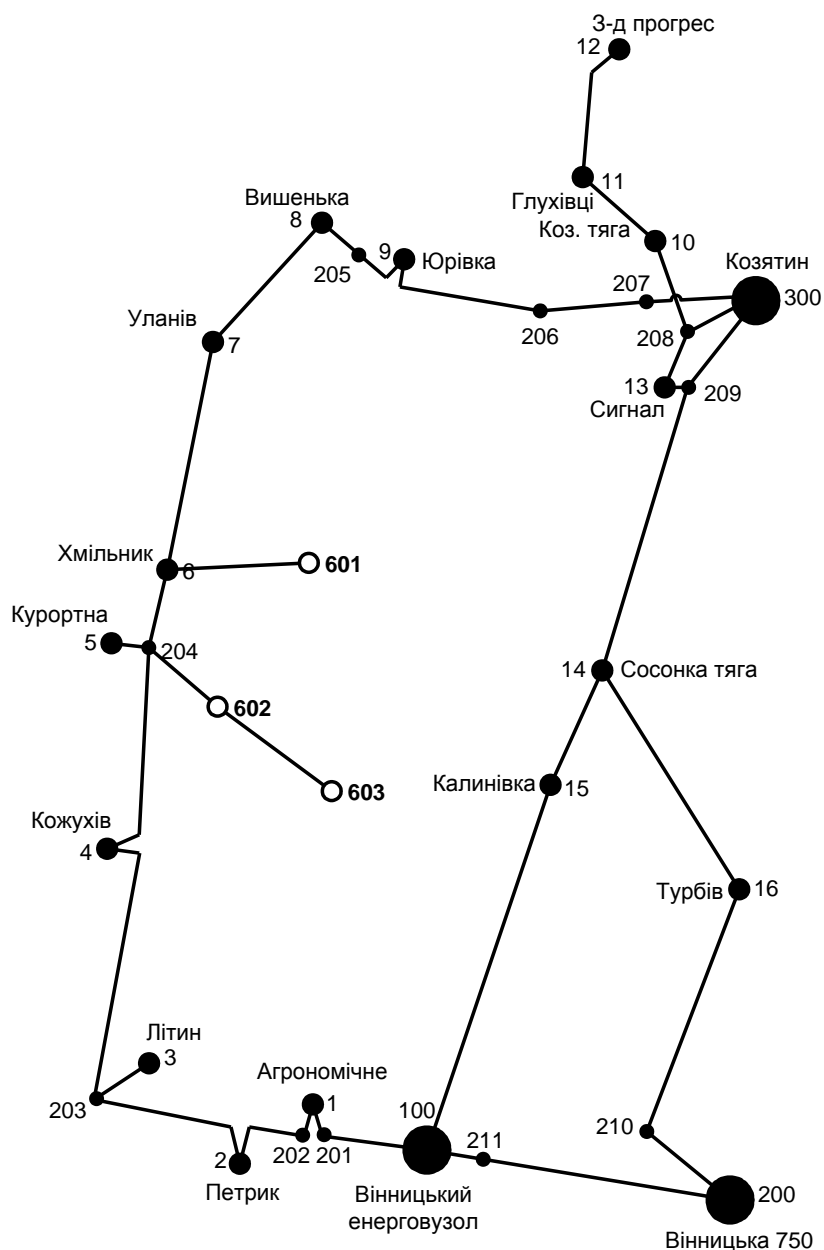


Рисунок 2.4 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

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 додаткові ЛЕП між вузлами 601-603 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

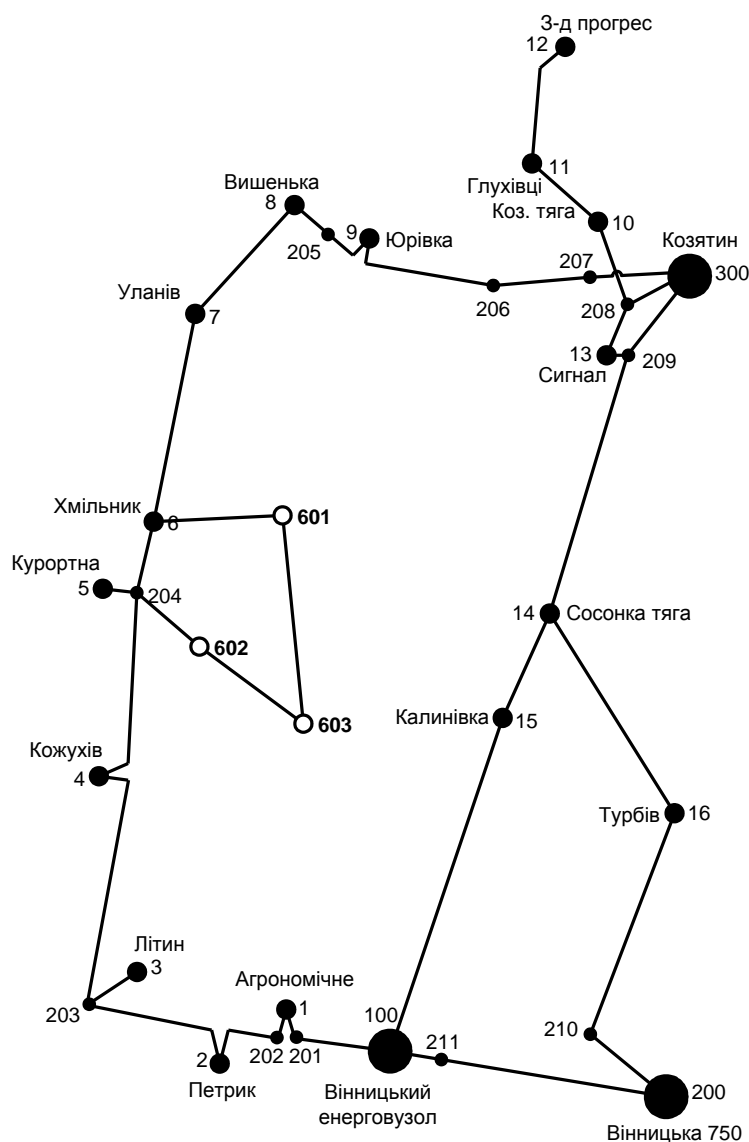


Рисунок 2.5 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всі споживачів відповідно до їх категорії. Для забезпечення належного рівня надійності електропостачання споживачів першої категорії пропонується

прокладання додаткової ЛЕП 601-603 довжиною 17,5 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

2.3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування

Для вирішення задач оптимізації у енергетиці, пов'язаних з формуванням планів перспективного розвитку ЕМ, що потребують врахування фактору часу, поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування.

Динамічне програмування належить до методів нелінійного програмування. Цей метод дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних. При застосуванні динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків у кожному з яких оптимізується функція однієї змінної.

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 601, 602, 603). Для нашого варіанту приймаємо два опорних пунктів живлення: 6 та 206 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (2.7)$$

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:

$$B_t = K \cdot K_d + E, \quad (2.8)$$

Для розв'язування необхідних задач (2.7) 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:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (2.9)$$

Тобто витрати на першому році розраховуються виходячи з усіх можливих варіантів реалізації. Отриманий таким чином варіант буде мати оптимальні дисконтовані витрати.

Однак оскільки на попередніх роках не відомо, якими будуть варіанти наступного року, то отриманий розв'язок є наближеним і вимагає уточнення.

На другому етапі рухаються від останнього року до першого уточнюють параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва за критерієм (2.9).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (2.7), при чому функція витрат B_t може бути як лінійною, так і нелінійною. Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (2.10)$$

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 крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 601, 602, 603. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 35 км ліній, очевидно, що під час першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для одного чи двох споживачів, а під час другого року – до інших двох, а на третьому році завершити будівництво.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 6-601, 204-602 та 602-603. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{6-601} + \Delta L_{204-602} + \Delta L_{602-603} = 11,2 + 7 + 10,5 = 28,7 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (2.10) розраховуються B_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 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 601-603. Результати розрахунків подано в табл.2.7.

Таблиця 2.6 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	B _i	B _{i,сум}	B _t	Вартість
1	1	6-601	11,2	2,8	28,7	19747,9	50935,28	42446,07	42446,07
		204-602	7	22		12642,42			
		602-603	10,5	6,4		18544,96			
	2	6-601	11,2	2,8	28,7	19747,9	50650,26	42208,55	42208,55
		601-603	17,5	6,1		30902,36			
	3	204-602	7	22	17,5	12642,42	31187,38	25989,48	25989,48
		602-603	10,5	6,4		18544,96			
	4	6-601	11,2	2,8	18,2	19747,9	32390,32	26991,94	26991,94
		204-602	7	22		12642,42			

Таблиця 2.7 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	B _i	B _{i,сум}	B _t	Вартість
2	11	601-603	17,5	6,1	17,5	30902,36	30902,36	17883,31	60329,37
	21	204-602	7	22	17,5	12642,42	31187,38	21657,9	63866,45
		602-603	10,5	6,4		18544,96			
	31	6-601	11,2	2,8	28,7	19747,9	50650,26	35173,79	61163,27
		601-603	17,5	6,1		30902,36			
	41	602-603	10,5	6,4	28	18544,96	49447,31	34338,41	61330,35
		601-603	17,5	6,1		30902,36			

2.7 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По B_{Σ} з табл. 2.7 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 11. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 11 приєднання підстанцій 601, 602, 603 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому та другому році. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 3.3.

Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів, а

потужності що в ній перетікають відповідають економічній експлуатації ЛЕП.

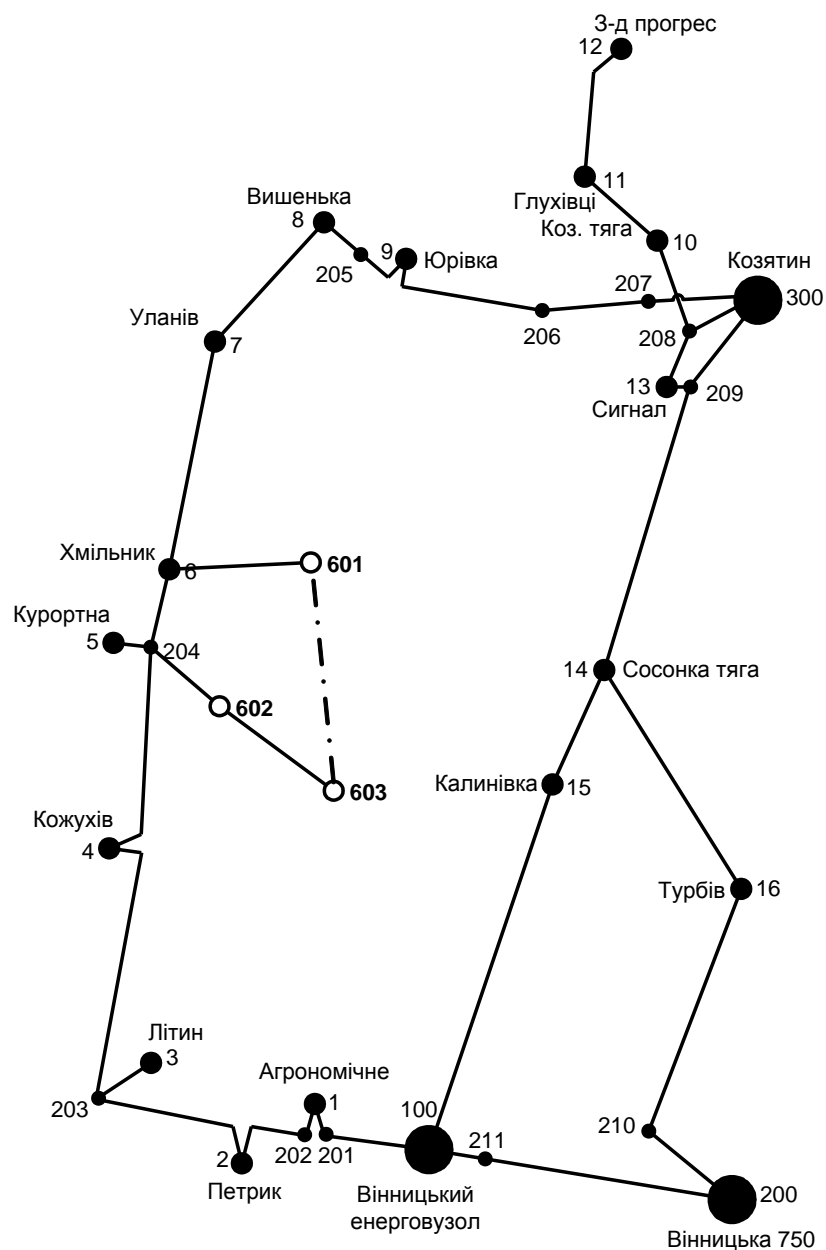


Рисунок 2.6 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (2.11):

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_{\Sigma}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} ; \quad (2.11)$$

$$I_{\text{розр}6-601} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{0,913}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 5,032 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}602-204} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{7,212}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 39,748 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}601-603} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{2,115}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 11,658 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}602-603} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{9,082}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 50,054 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5200$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ годин.

По приведеній в [3] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одноланцюгові;
- матеріал опор – залізобетон;
- район ожеледі – III;

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

1й – розрив лінії 6-601;

2й – розрив лінії 602-204;

3й – розрив лінії 6-601 та відсутня генерація на СЕС (602);

4й – розрив лінії 602-204 та відсутня генерація на СЕС (602);

5й – розрив лінії 601-603;

6й – розрив лінії 602-603.

Отримані результати представлені у таблиці 2.8

Таблиця 2.8 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	І _{па1} , А	І _{па2} , А	І _{па3} , А	І _{па4} , А	І _{па5} , А	І _{па6} , А	І _{па} , А max	І _{па} доп.	І _{роз} , А	Марка проводу
6-601	0	34,9	0	55,1	17,2	55,7	88,6	390	5,1	АС-120/19
602-204	35,1	0	55,2	0	51,1	88,6			39,7	АС-120/19
601-603	16,9	50,9	16,9	38,3	0	39			11,6	АС-120/19
602-603	55,8	88,6	55,7	0,9	39,1	0			50,1	АС-120/19

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19.

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-120/19, було прийняте рішення використати провід АС-120/19, так як він повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

2.4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

Детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій в нормальних режимах з врахуванням реального графіка і коефіцієнта початкового навантаження, а також температури навколишнього середовища не входить в задачу даного проекту. Тому згідно з практикою проектування потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може вибиратися із умов допустимого перевантаження в після аварійних режимах на 40% на час максимуму загальної добової, тривалістю не більше 6 годин впродовж не більше 5 діб.

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

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:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (2.12)$$

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

Для 601 вузла згідно (2.12) маємо:

$$S_1 \geq \frac{2,8}{1,4 \cdot 0,89} = 2,247 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 6.3 МВА.

У вузлах 602 та 603 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 2.9 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВАр
				ВН	НН							
601	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
602	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
603	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 2.13

$$K_{з.па} = \frac{S_{наб}}{(n_m - 1) \cdot S_n} \leq 1.4 \quad (2.13)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{2.525}{(2-1) \cdot 6.3} = 0.401 \leq 1.4 \quad K_{з2.па} = \frac{15.876}{(2-1) \cdot 16} = 0.992 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{7.079}{(2-1) \cdot 6.3} = 1.124 \leq 1.4$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає ≤ 1.4 , що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл. 2.9.

2.5. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій

Під час вибору схеми електричної підстанції потрібно враховувати кількість приєднань з урахуванням призначення, ролі та положення підстанції в електричній мережі енергосистеми (ліній і трансформаторів).

З огляду на функції ПС в електричній мережі електрична схема повинна:

- забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання електроприймачів з урахуванням наявності незалежних резервних джерел живлення;

- забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до його значення для конкретної ділянки мережі;

- урахувати поетапний розвиток ПС, динаміку зміни навантаження мережі тощо. Дотримуватися принципу поетапного розвитку ПС і її головної схеми треба виходячи з найбільш простого та економічного розвитку ПС без значних робіт з реконструкції діючих об'єктів і з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;

- урахувати вимоги протиаварійної автоматики.

Для ПС нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ належить передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в табл. 4.2.10-4.2.13 [1]. Наповнення цих схем комутаційними елементами та їх насичення додатковими елементами, які сприяють підвищенню надійності функціонування і безпечності обслуговування ПС, належить виконувати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 601, 602 та 603 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему 110-3 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 2.7).

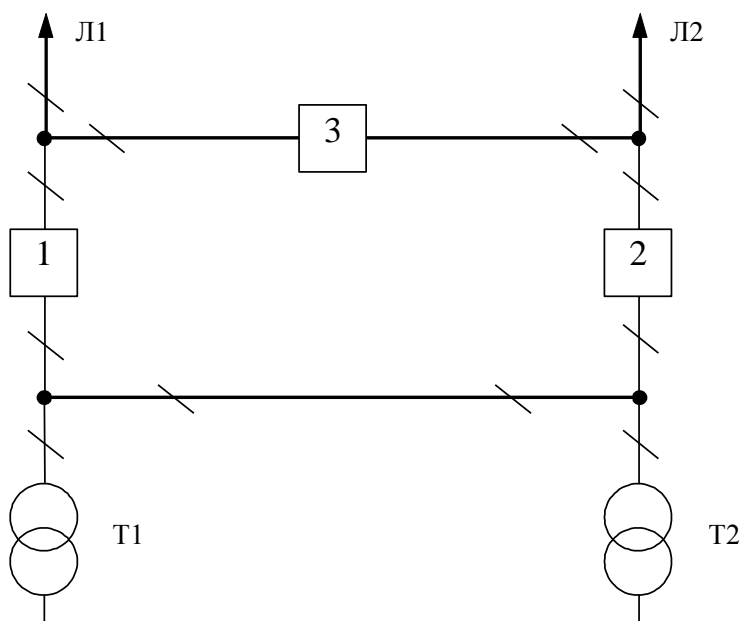


Рисунок 2.7 – Схема розподільного пристрою вузлів 601, 602 та 603

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

Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано ПС Хмільник (вузол б). Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на відгалужувальну. Для розподільного пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Хмільник (вузол б) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію.

Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин» та замінити наявні короткозамикачі з відділювачами на вимикачі. Отож, для вказаної підстанції прийнято схему розподільного пристрою 110 кВ 110-5 – Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин (рис 2.8).

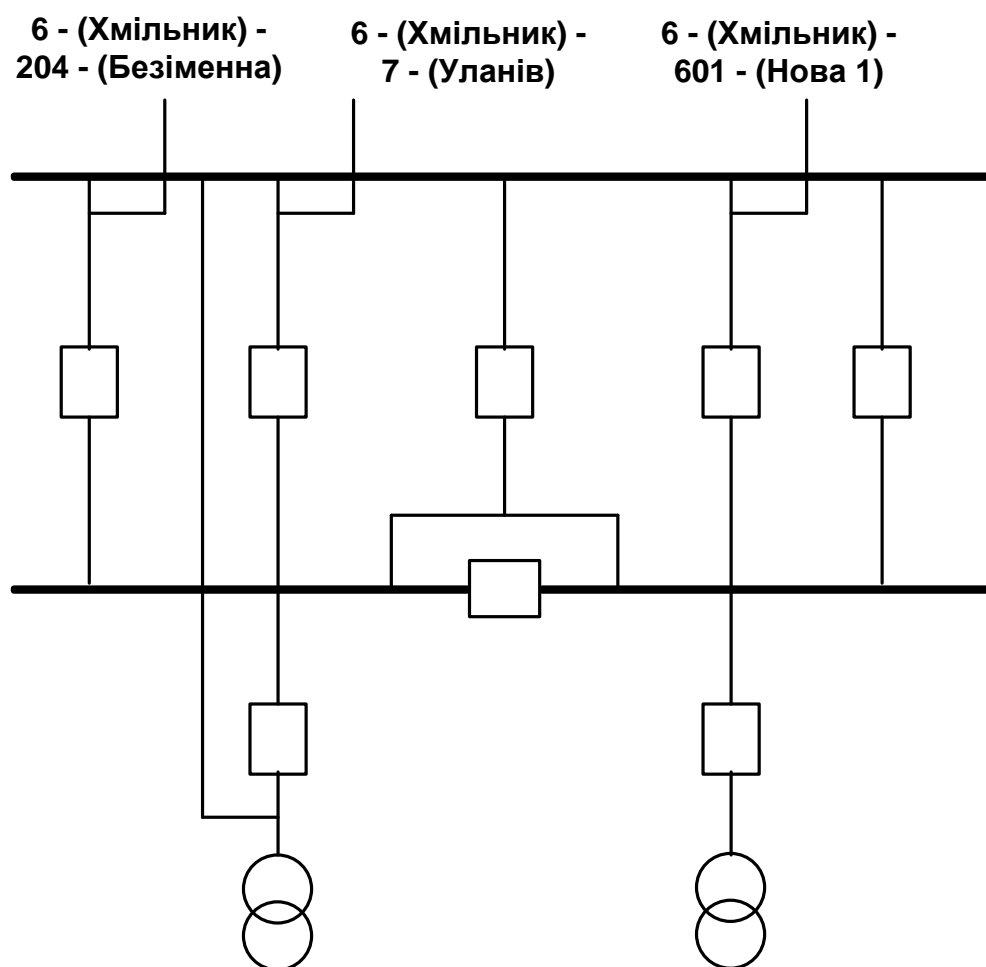


Рисунок 2.8 – Схема одна робоча, секціонована вимикачем, система шин

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято Хмільник (вузол б) , що є місцем з'єднання проводів АС-95 ліній «Кожухів - Уланів» (див. нормальну схему)[3], тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальної опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання. Подібне рішення не призведе до

погіршення надійності та селективності релейного захисту ЛЕП «Кожухів - Уланів» оскільки розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-2» забезпечить обмеження зони захисту та його резервування.

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 прохідної підстанції СЕС (вузол 603).

Показники надійності визначаються формалізованим методом 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_{II} (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_P (год.) [3, табл. 6.2].

Розрахунок ведеться по формі табл. 2.11, де в лівому стовпці вписані 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:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (2.14)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (2.14) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^I = 1 - 4 \cdot 0,0003 = 0,9988$$

Для кожного сполучення i, j оцінюється наслідки відмов i -го елемента 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:

$$\omega_{1,2} = 0,016 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 4,8 \cdot 10^{-5} \text{ 1/рік.}$$

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 $T_{П1} = 23$ год;

Тоді:

$$T_{B2П1} = 40 - ((40)^2 / 2 \cdot 23) = 5,22 \text{ год.}$$

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 2.11).

Після оцінювання наслідків відмов елементів схеми розподільчого пристрою можна сформуванати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки було внесено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 2.10).

Таблиця 2.10 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
Л3,Л2,Л1, АТ2, АТ1	4	1	0,016	0,064
Л2,Л1, АТ2, D(АТ1,Л3)	1	1	0,016	0,016
Л2,Л1, D(АТ1, АТ2,Л3)	2	5,2	0,00029955	5,99E-04

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

Для обрахунку збитку від недовідпуску електроенергії (2.14), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (2.15) та недовідпуск електроенергії (2.16).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 437$ грн./кВт·год.);

Таблиця 2.11 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою

Вимикач що відмовив	Ймовірність	Параметр потоку відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикаччі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_0=0,9985$	Q1	Q2	Q3	Q4
Q1	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л3,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23		Л3,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23	Л3,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23	Л3,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23
			D(АТ2,Л2)-40		Л1 D(АТ1,Л3), D(АТ2,Л2)-40	Л1 D(АТ1,Л3), D(АТ2,Л2)-40	Л2, АТ2-40
Q2	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л3,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)-23	Л3,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)-23		Л3,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)-23	Л3,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			Л1-40	Л1 D(АТ1,Л3), D(АТ2,Л2)-40		Л3, Л1, D(АТ1, АТ2, Л2) - 40	Л2,Л1, D(АТ1, АТ2, Л1) - 40
Q3	$5,01 \cdot 10^{-6}$	0,0167	Л3,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)-23	Л3,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)-23	Л3,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)-23		Л3,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			Л3-40	Л3 D(АТ1,Л1), D(АТ2,Л2)-40	G2,G1, D(W1,W2)-40		Л3,Л2, D (АТ1АТ2,Л1) - 40
Q4	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л2, АТ2 – 23	Л2, АТ2-23	Л2,Л1, АТ2, D(АТ1,Л3) – 23	Л3,Л2,АТ2, D(АТ1, Л1) – 23	
			Л2-40	Л2, АТ2-40	Л2,Л1,D(АТ1, АТ2, Л3) - 40	Л3, Л2, D(АТ1, АТ2, Л1) - 40	

$$M_{ЗБ} = \Delta W_{HD} \cdot Z_0 \quad (2.14)$$

$$M_{ЗБ} = 1731,4 \cdot 437 = 756621,8 \text{ (тис. грн.)}$$

$$W_{PIK} = P_{HB} \cdot T_{HB} \quad (2.15)$$

$$W_{PIK} = 5200 \cdot 18,75 = 101250 \text{ (МВт·год),}$$

$$\Delta W_{HD} = K_{Bcum} \cdot W_{PIK} \quad (2.16)$$

$$\Delta W_{HD} = 0,0171 \cdot 101250 = 1731,4 \text{ (МВт·год).}$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W _{PIK} , МВт·год	ΔW _{HD} , МВт·год	M _{ЗБ} , грн.
101250	1731,4	756621,8

З розрахунків можна сказати, що схема дає відносно не великий рівень збитку, а також забезпечує надійне живлення нових споживачів. При цьому дана схема не потребує дороговартісної реконструкції, а тому дозволяє здешевити бажаний проект.

2.6. Оцінювання балансу потужностей

Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

Джерела централізованого електропостачання в довільний момент часу повинні віддавати в мережі стільки електроенергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі з урахуванням втрат на передачу. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 601,602,603 запишеться так:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{М}}; \quad (2.17)$$

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 9,1 + 0,05 \cdot 9,1 = 8,645 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції; $\sum P_{\text{ні}}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_{\text{М}} = 0,05 \cdot \sum P_{\text{ні}}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{\text{ні}}$; $K = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

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

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (2.18)$$

$$Q_{\Gamma} = 8,645 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 8,645 \cdot 0,34 = 2,939 \text{ (МВАр)}.$$

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:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot I \quad (2.19)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 6-601

$$Q_{\text{ЛЕП6-601}} = 105,80^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 11,2) = 0,357 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,357 + 0,558 + 0,337 + 0,224 = 1,476 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 4,66 = 4,427 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 4,427 = 0,443 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 4,427 + 0,443 - 2,939 - 1,476 = 0,455 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 4,427 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 0,455 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-600-200 УЗ на 600 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 601.

2.7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі (ЕМ) проводиться за допомогою програмного комплексу Втрати “RVM – Hign”. 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 напруг у вузлах електричної мережі та струмів у її вітках.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ представлені в додатку А у вигляді трьох таблиць – загальних результатів розрахунків втрат електричної енергії, результатів розрахунків по вітках та по вузлах .

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку представлені в додатку В.

Надалі розраховуються режими максимальних(усталений), мінімальних навантажень та післяаварійний режими роботи мережі.

Режим мінімальних навантажень - при якому споживачі характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. В мінімальному режимі рівень напруги в балансуєчих вузлах приймаємо рівною 110кВ.

Післяаварійний режим - режим роботи енергосистеми, який допускає планове обмеження навантаження частини споживачів для збереження належної надійності та якості електропостачання частини споживачів, що залишилися в роботі. Рівень напруги в балансуєчих вузлах приймаємо рівною 121 кВ.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у всіх вузлах є допустимою, тобто не виходить за межі $\pm 10\%U_{ном}$.

Вхідні дані та результати розрахунку мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку відповідно представлені в додатках В та Г.

Споживачі можуть ефективно працювати тільки при нормованому значенні частоти і напруги, які є показниками якості електроенергії. Основна задача підтримки напруги в живлячих мережах полягає в забезпеченні потрібних показників якості енергії. В розподільчих мережах 10 кВ регулювання напруги здійснюється безпосередньо в центрах живлення трансформаторами з РПН.

Регулювання напруги виконується з метою забезпечення нормативних відхилень напруги на шинах вторинної напруги на підстанціях.

Значення напруг у вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН (табл. 2.13).

Таблиця 2.13 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
601	100,44	95,07	105,77
602	100,77	95,42	106,08
603	100,53	95,16	105,85

Таблиця 2.14 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
601	7,87	6,63	9,27
602	8,47	7,44	8,71
603	7,79	6,49	9,01

На шинах високої напруги рівні напруги обумовлені параметрами існуючої мережі і визначаються в результаті розрахунку режиму максимальних навантажень (додаток В).

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} = \frac{\Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} \quad (2.20)$$

де $\Delta U'_{\text{T}}$ – втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН.

$$\Delta U'_{\text{T}} = \frac{P_{\text{Н}} \cdot R_{\text{T}} + (Q_{\text{Н}} - Q_{\text{КУ}}) \cdot X_{\text{T}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (2.21)$$

де $U_{\text{ВН}}$ – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі; $P_{\text{Н}}$, $Q_{\text{Н}}$ – активна і реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації знаходять з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної підстанції бажаної напруги $U_{\text{ННб}}$ (приймаємо $U_{\text{ННб}}$ рівним 10.5 кВ, з метою компенсації спаду напруги у мережах 10 кВ).

$$K_{\text{Tб}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{ННб}}} \quad (2.22)$$

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:

$$K_{\text{Тд}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (2.23)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{\text{Тд}}$ за формулою (2.23) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (2.21) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 601.

$$\Delta U_{\text{Т601}} = \frac{((2,84) \cdot (14,7 / 2)) + ((1,46) \cdot (220,4 / 2))}{105,77} = 1,719 \text{ кВ}$$

За (2.23) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{\text{Т601д}} = \frac{105,77 + 1,719}{10,5} = 10,237$$

Ближчий за табл. 2.15 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{\text{Т601д}} = 10,237$, що відповідає 10-й відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (2.20).

$$U_{\text{НН701д}} = \frac{105,77 + 1,719}{10,237} = 10,5 \text{ кВ.}$$

Таблиця 2.15 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
К _{Тб}	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. 2.16.

Таблиця 2.16 – 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
601	1,719	10,237	10,5	10	10,298	0,09
602	1,92	10,286	10,5	10	10,298	0,096
603	3,851	10,448	10,5	9	10,455	0,093

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 601, 602, 603 (додаток Д). За отриманими результатами можна сказати, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

3. МЕТОДИ ОПТИМІЗАЦІЇ СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

3.1. Сучасні підходи до формування топології розподільних мереж 110-10 кВ

У топології схем електричних мереж світової електроенергетики намітилася тенденція переходу до єдиної технологічної та інформаційної платформи, тобто від радіально-магістральної архітектури мережі до більш гнучкої рівномірно розподіленої мережі. В цій мережі кожний вузол має бути активним елементом, що дасть змогу робити реконфігурацію мережі відповідно до оптимального режиму роботи. Розвиток і побудова розподільних електричних мереж, як правило, здійснюється на основі затверджених схем розвитку районів розподільних електричних мереж, що територіально охоплюють адміністративні райони. Розподільна електрична мережа будується в такий спосіб і з такими параметрами, щоб була забезпечена можливість якісного передавання електроенергії споживачам з необхідною категорією надійності [1]. У процесі розвитку електричної мережі необхідно забезпечити підвищення надійності, техніко-економічних показників, а також відповідності якості напруги вимогам нормативно-технічної документації.

Для прийняття рішення щодо топології мережі в енергосистемі України розглянемо типові підходи, реалізовані в інших енергосистемах світу. Для прикладу на рис. 3.1 представлена карта-схема розташування підстанцій 225/20 кВ та ліній 20 кВ у Парижі. Електропостачання міста організовано за подвійною кільцевою схемою. У середині подвійного кільця розподіл електроенергії відбувається на напрузі 20 кВ: по повітряних (там, де це можливо) або по кабельних лініях. У передмістях Парижа мережі живлення 225(63) кВ підходять до спеціалізованих підстанцій, які займають проміжні місця між ПС кільця і розподільними мережами.

На рис. 3.2 представлена електрична принципова схема мереж живлення району Парижа.

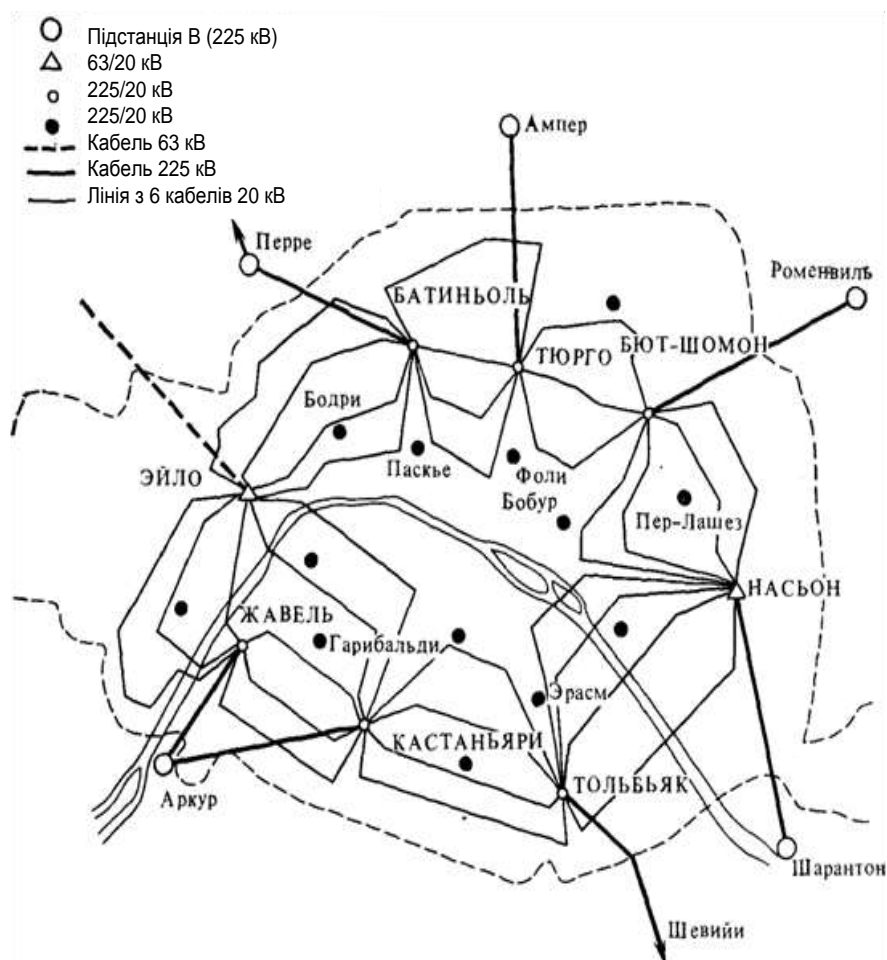


Рисунок 3.1. Карта-схема розташування підстанцій 225/20 кВ та ліній 20 кВ у місті Парижі

За структурою схеми розрізняють такі типи підстанцій:

– Підстанції типу „А” – це підстанції подвійного кільця 400 кВ, які отримують електроенергію від живильних мереж (напругою 400 і 225 кВ) і від деяких великих ТЕС. У майбутньому вони будуть житись від кільця з трьох підстанцій 750 кВ. ПС мають у своєму складі групи трансформаторів 400/225 кВ потужністю 600 МВА кожен (у майбутньому передбачається встановлення до 12 таких трансформаторів на одну підстанцію „А”);

– Підстанції типу „В” живляться від підстанцій „А” (у загальному випадку від однієї з них) по лініях 225 кВ, згрупованих в одному «коридорі», а також від

Підстанції типу „D”, розташовані в найближчих передмістях (у зонах з великою щільністю навантажень) і живляться від підстанції „B”. ПС мають складнішу структуру в залежності від місцевих умов. У загальному випадку два трансформатора 225/20 кВ мають подвійне живлення (від однієї або двох підстанцій „B”). У деяких випадках ПС „D” пов'язані з мережею 63 кВ.

Підстанція 225/20 кВ живить у нормальному режимі чотири лінії і може жити (при аварії) чотири інші лінії (що йдуть від сусідньої підстанції), які приєднані до першої ПС розімкнутими вимикачами. Половина ліній, що складаються з двох сусідніх контурів НН, згрупована в єдину лінію, яка складається з шести кабелів 20 кВ однакового перерізу, що з'єднують підстанцію „С” з сусідньою. Всі ці лінії утворюють концентричні кільця (рокади) з радіальним приєднанням їх на підстанції 225 кВ (рис. 3.3).

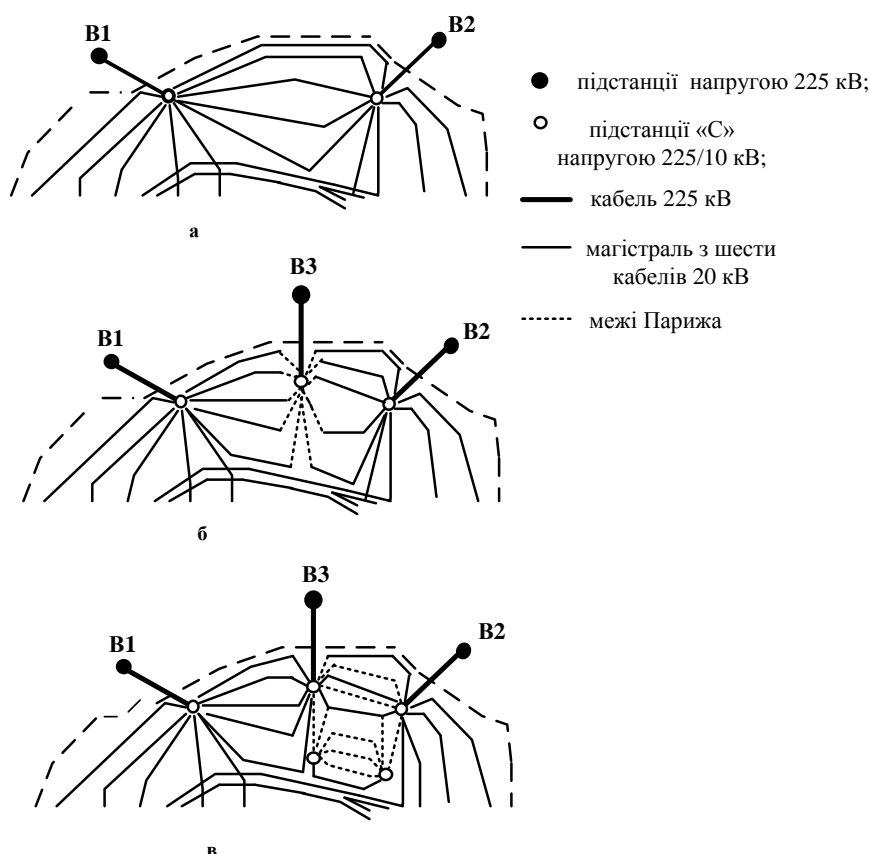


Рисунок 3.3. Карта-схема підсилення мережі 20 кВ Парижа: а – початковий стан;

б – поперечне роздроблення (розташування нової підстанції „С” на тому ж самому кільці); в – поздовжнє роздроблення: розташування підстанцій „С” на другому кільці

Огляд сучасних підходів до топології розподільних електричних мереж середньої напруги свідчить, що міські мережі середньої напруги мають в основному радіальну топологію з можливістю формування кільця. Дані мережі мають короткий радіус дії. Відгалуження виконуються тільки з розподільних підстанцій через активні комутаційні елементи.

Сільські мережі, як і міські, мають радіальну структуру, але з досить довгими фідерами з відгалуженнями та резервними перемичками, що дає змогу виконувати об’єднання або перенесення навантаження.

При побудові мережі в зонах з високою щільністю навантаження лінії СН необхідно максимально ближче підводити до споживача, скорочуючи при цьому довжину мереж НН. У сільській місцевості (в зоні з низькою щільністю навантаження) співвідношення між довжиною ліній СН та НН змінюється, оскільки частка мереж НН збільшується. Радіус дії мереж СН у сільській місцевості обмежується радіусом дії ліній СН до 20...30 км, виходячи з рівня втрат напруги в пунктах.

Топологія мережі СН організовується так, щоб можна було легко відновити живлення від другого джерела, тобто реалізуються кільцеві схеми електропостачання. Вибір схем підстанцій передавальних (магістральних) і розподільних мереж та типів збірних шин має відповідати вимогам щодо втрат напруги та рівнів потужності короткого замикання на шинах підстанцій. Конфігурація мережі повинна забезпечувати нормовані коефіцієнти SAIDI та SAIFI, тобто відповідно мінімальну тривалість та частоту переривів електропостачання при мінімальних втратах електроенергії.

3.2. Застосування симплекс-метода для оптимізації схем розподільних мереж

Вибір оптимального рішення має ґрунтуватися на системному підході, який передбачає виконання основних етапів дослідження:

- Постановка задачі та формування цілей управління;
- Створення математичної моделі задачі;
- Вибір і обґрунтування методу розв'язання задачі;
- Визначення множини можливих методів розв'язання задачі;
- Отримання і прийняття рішення.

На початку досліджень з розвитку ЕМ найважливішими є два перших етапи. В проектуванні розвитку електричних систем і мереж найчастіше виникають задачі оптимізації схеми розвитку електричної мережі, вибору класу номінальної напруги, вибору площі перерізу проводів, вибору обладнання підстанцій і т.ін. Вказані окремі задачі розвитку ЕМ і узагальнені задачі розвитку ЕЕС в сучасних умовах потребують застосування математичних методів і моделей.

3.2.1. Постановка задачі лінійного програмування для оптимізації розвитку розподільної мережі

Для створення математичної моделі необхідно:

- відобразити фізику розвитку ЕМ в ЕЕС в усіх особливостях прояву внутрішніх і зовнішніх зв'язків;
- зуміти вибрати критерії, що відповідають цілям управління, і врахувати всі обмеження;
- відібрати найважливіші і найчутливіші фактори, які впливають на розвиток схеми;
- подати модель в такому вигляді, який дозволив би використовувати існуючі і нові розроблені методи оптимізації.

Від якості математичної моделі залежить не тільки точність і форма отриманих результатів, але й достовірність результатів оптимізації.

Так для розвитку електричної мережі необхідно мати:

- інформацію про географічне розташування вузлів споживання і джерел електричної енергії, що дозволяє створювати конфігурацію ЕМ і різного роду графи;
- дані про навантаження і джерела та ретроспективу їх розвитку;
- вартісні показники ліній електропередач та інші економічні характеристики.

Якщо відомо, що максимальний граф електричної мережі відповідає схемі, наприклад, поданій на рисунку 3.4, то це дозволяє з урахуванням всіх електричних і економічних характеристик перейти до побудови математичної моделі.

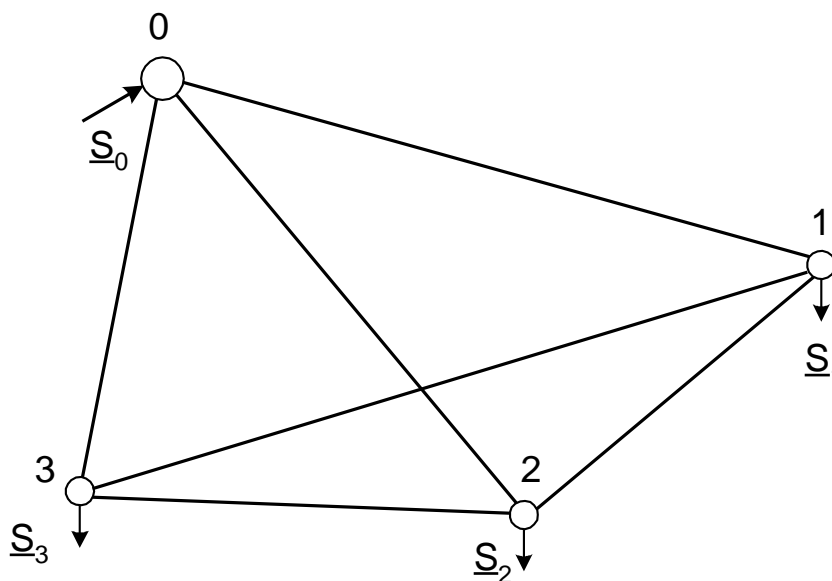


Рисунок 3.4 – Максимальний граф електричної мережі

Для побудови математичної моделі необхідно вибрати критерій оптимізації. В даному випадку за критерій найкраще вибрати затрати Z_{Σ} на

розвиток електричної мережі $Z_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n Z_i$, а змінними, або факторами чи

параметрами, що оптимізуються, прийняти потужності P_i , які протікають і-тими лініями. З одного боку, можна буде оптимізувати затрати кольорового металу, втрати активної потужності i , якщо буде необхідність, втрати реактивної потужності. З другого боку, з'явиться можливість врахування якості напруги і надійності мережі. Крім того, відомо, що на початковому етапі для вибору перерізів проводів використовується метод економічних інтервалів, де застосовуються залежності питомих затрат Z_i від потужностей P_i , що передають по і-лініях $Z_i = f(P_i)$. Отже, тепер можна пов'язати критерій вибору і оптимізаційні параметри функцією мети.

В загальному випадку залежності $Z_i = f(P_i)$ нелінійні. Тому функція мети, що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути подана у вигляді нелінійної функції з лінійними і нелінійними обмеженнями на змінні фактори P_i , але може бути лінеаризована відносно вибраних змінних. В першому випадку для кожної і-ої ЛЕП затрати Z_i будуть записані: $Z_i = (a_i + b_i P_i^2) \cdot l_i$, в другому $Z_i = (a'_i + b'_i P_i) \cdot l_i$, де $a_i = K_{0i}(E + \alpha)$, K_{0i} - питомі капіталовкладення на спорудження 1км лінії, за попередньо заданим перерізом провoda на і-тій ЛЕП, a'_i - сталий коефіцієнт лінійної функції (отримується в процесі лінеаризації), який визначається з врахуванням коефіцієнта E ($E=0,1 \div 0,2$) і коефіцієнта відрахувань α , b_i - питомі затрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від P_i^2 , b'_i - питомі затрати, які залежать від потоку потужності P_i в ЛЕП, у випадку лінеаризації функції мети, l_i - довжина і-ї ЛЕП в км (відповідно до масштабу довжини ліній мають своє значення l_i), P_i - потужність і-ї ЛЕП.

Прагнення оптимізувати процес розвитку ЕМ диктує вибір критерію оптимізації розвитку [2]. Таким критерієм, як уже було зазначено, є затрати на розвиток всієї мережі Z_Σ . Важливо те, що потужності в лініях не можуть набувати будь-яких значень, вони, з умов забезпечення нормальних режимів, повинні

підпорядковуватись балансу потужностей. Таким чином, функція мети відображає функцію затрат, а обмеження дають можливість врахувати фізичну суть передачі і розподілення енергії. В результаті математична модель формулюється так:

$$\text{мінімізувати} \quad Z_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n Z_i = \sum_{i=1}^n (a_i + b_i P_i^2) l_i \quad (3.1)$$

при обмеженнях:

$$\left. \begin{aligned} \sum_{i \in j} P_i &= P_j, \quad j = \overline{1, m} \\ P_i &\leq P_i^{\max}, \quad i = \overline{1, n} \end{aligned} \right\} \quad (3.2)$$

або:

$$\text{мінімізувати} \quad Z_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n Z_i = \sum_{i=1}^n (a'_i + b'_i P_i) l_i \quad (3.3)$$

при обмеженнях:

$$\left. \begin{aligned} \sum_{i \in j} P_i &= P_j, \quad j = \overline{1, m} \\ P_i &\leq P_i^{\max}, \quad i = \overline{1, n} \end{aligned} \right\}, \quad (3.4)$$

де P_j - задані потужності навантажень вузлів;

n - кількість віток максимального графа мережі;

P_i^{\max} - гранично допустима потужність i -тої ЛЕП з умови нагрівання чи пропускної спроможності;

m - кількість вузлів навантаження.

Створені моделі (3.1–3.2) та (3.3–3.4) відповідають задачам оптимізації схеми ЕМ на основі прийняття критерію затрат. В поданій постановці розв'язування задач (3.1–3.2) та (3.3–3.4) і прийняття рішень буде залежати від обраного методу.

СА. Якщо існують $b'_j < 0$, то потрібно виконати ще крок для канонізації системи

(3.8). Для цього змінюють склад базисних і небазисних змінних.

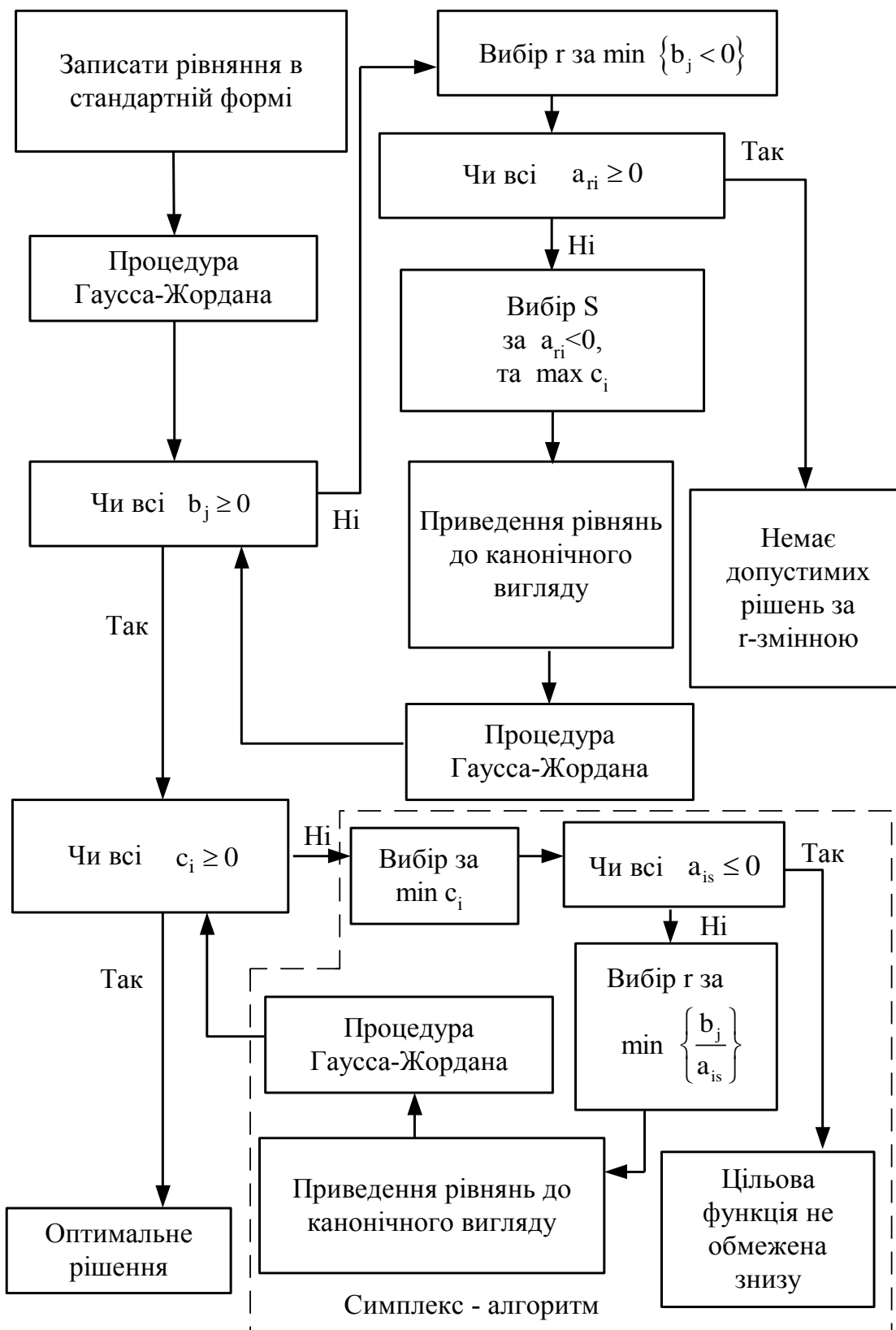


Рисунок 3.5 – Алгоритм Симплекс-методу

На другому етапі виконується оптимізація за допомогою СА системи рівнянь, отриманої на першому етапі.

Критерієм мінімальності функції (3.5) є невід'ємність всіх коефіцієнтів c'_i в системі (3.8). Якщо всі $c'_i \geq 0$, то будь-яка зміна небазисних параметрів в силу їх невід'ємності може або збільшити значення функції $y(x)$, або залишить її без зміни, що доводить оптимальність отриманого результату. Якщо хоча б один із коефіцієнтів в системі (3.8) $c'_i < 0$, то це означає, що зменшити значення функції $y(x)$ можна збільшенням x_i . При цьому змінна x_i повинна бути виведена зі складу небазисних змінних і введена в базисні оптимальні змінні. Якщо декілька коефіцієнтів $c'_i < 0$, то для прискорення процесу оптимізації вибирається коефіцієнт, найбільший за абсолютною величиною. Тобто вибирається індекс s -змінної, яка з небазисних переводиться в базисні змінні. Тут потрібно перевірити знак коефіцієнтів a'_{is} в стовпці s . Очевидно, що коли всі $a'_{is} \leq 0$, то x_s можна збільшити без всяких обмежень до $+\infty$, відповідно, функція $y(x)$ не має обмежень знизу. Тоді мінімізація функції $y(x)$ не має сенсу. Це означає, що задача поставлена некоректно і потрібно уточнити і постановку задачі, і відповідну модель. Якщо $a'_{is} > 0$, то на збільшення змінної x_s є обмеження і тоді відповідні базисні змінні x_i будуть зменшуватись. Раніше за всіх досягне нульового

значення та базисна змінна x_i , для якої відношення $\frac{b'_j}{a'_{is}}$ буде мінімальним. Тому

вибір індексу r базисної невідомої x_r , яка виводиться із базису, визначається умовою:

$$\frac{b'_j}{a_{rs}} = \min \left(\frac{b'_j}{a'_{is}} \right),$$

де $a'_{is} > 0$.

Після визначення індексів r і s в системі рівнянь (3.8) обмінюються місцями r -тий і s -тий стовпці. Далі ведучим елементом вибирається a_{rs} і система (3.8) знову приводиться до канонічного вигляду.

Викладена обчислювальна процедура СА повторюється доти, доки в функції мети системи (3.8) всі c'_i не стануть додатними або рівними нулю. В цьому разі оптимальне рішення отримано. Змінним, які входять до складу базисних, присвоюють значення відповідних вільних членів b'_j ($j = \overline{1, m}$). Небазисні змінні прирівнюють до нуля. Оптимальне значення функції мети y_{\min} дорівнює $n+1$ елементу матриці (3.8), тобто, $y_{\min} = b'_{n+1}$, де b'_{n+1} - вільний член перетвореної системи (3.8). Необхідно відмітити, що величина вільного члена b'_{n+1} не впливає на визначення вектора оптимізованих змінних x при Симплекс-методі.

3.2.3. Оптимізація схеми розвитку електромережі 110 кВ У Хмільницького району.

Використання СМ для розв'язання задачі вибору оптимальної схеми ЕМ має низку особливостей:

1. Змінними x_i , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;
2. Вільними членами у системі (3.4) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;
3. Коефіцієнти a_{ij} системи (3.4) для ЕМ – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень;
4. Коефіцієнти c_i функції (3.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими витратами на транспортування потужності лініями (табл. 2.3);
5. Оскільки створення моделі здійснювалось з урахуванням заданих напрямків 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. 3.6.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	6-601	14-601	204-602	15-603	601-602	602-601	602-603	603-602	601-603	603-601	0-0	0-0	0-0	0-0				
601	1	1	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	2,84	5,04	
602	0	0	1	0	1	-1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	15,62	3,68	
603	0	0	0	1	0	0	1	-1	1	-1	1	-1	0	0	0	6,39	-18,96	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	1061,9	867,1	637,2	242,8	428,3	394,7	764,6	764,6	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0			17769,756	
Потужності ЛЕП	0	9,742083	0	25,35037	11,94191	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	8460,104	6697,583	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		27495,339	
Змінні складові витрат	0,000	299,221	0,000	1389,315	244,074	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			1932,610	
Дисконтовані витрати, тис. грн																		
																		29427,849

Рисунок 3.6 – Вихідні дані для розв’язання 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. 3.7.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	6-601	14-601	204-602	15-603	601-602	602-601	602-603	603-602	601-603	603-601	0-0	0-0	0-0	0-0				
601	1	1	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	2,84	0,00	
602	0	0	1	0	1	-1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	15,62	0,00	
603	0	0	0	1	0	0	1	-1	1	-1	1	-1	0	0	0	6,39	0,00	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	1989,9	2024,3	239,7	1337,7	1098,9	1098,9	867,6	867,6	1445,9	1445,9	0,0	0,0	0,0	0,0			14622,880	
Потужності ЛЕП	0	0	24,85138	0	0	2,840158	6,390355	0	0	0	0	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	0,000	0,000	3525,044	0,000	0,000	6697,583	5287,565	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		15510,191	
Змінні складові витрат	0,000	0,000	556,316	0,000	0,000	13,806	35,177	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		625,299	
Дисконтовані витрати, тис. грн																		
																		16135,491

Рисунок 3.7 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel (перша ітерація)

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	6-601	14-601	204-602	15-603	601-602	602-601	602-603	603-602	601-603	603-601	0-0	0-0	0-0	0-0				
601	1	1	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	2,84	0,00	
602	0	0	1	0	1	-1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	15,62	0,00	
603	0	0	0	1	0	0	1	-1	1	-1	1	-1	0	0	0	6,39	0,00	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	925,4	2024,3	164,2	1388,1	1098,9	2363,0	836,1	867,6	1445,9	1445,9	0,0	0,0	0,0	0,0			11585,960	
Потужності ЛЕП	2,840158	0	22,01122	0	0	0	6,390355	0	0	0	0	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	5640,070	0,000	3525,044	0,000	0,000	0,000	5287,565	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		14452,679	
Змінні складові витрат	11,626	0,000	436,424	0,000	0,000	0,000	55,177	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		503,228	
Дисконтовані витрати, тис. грн																		
																		14955,908

Рисунок 3.8 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel (друга ітерація)

У таблиці на рис. 3.8 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення дисконтованих витрат. Її графічне представлення подано на рис. 3.9.

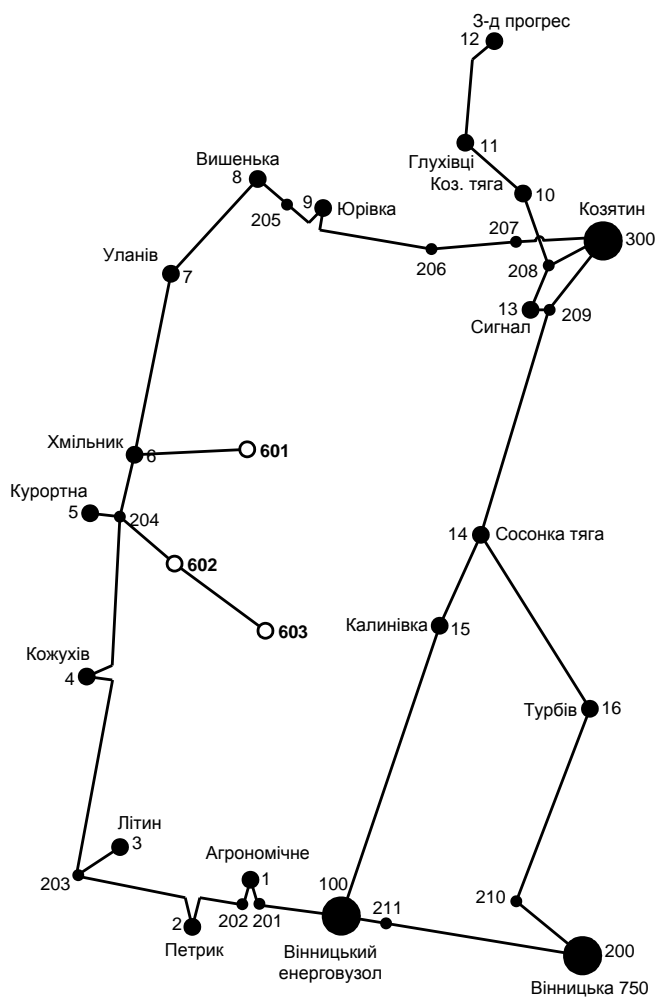


Рисунок 3.9 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

Проте дана схема не забезпечує для нових споживачів задану категорію надійності. Тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові ЛЕП або будувати додаткові лінії для утворення схем резервного живлення підстанцій вищих категорій надійності.

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткові ЛЕП між вузлами 601-603 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

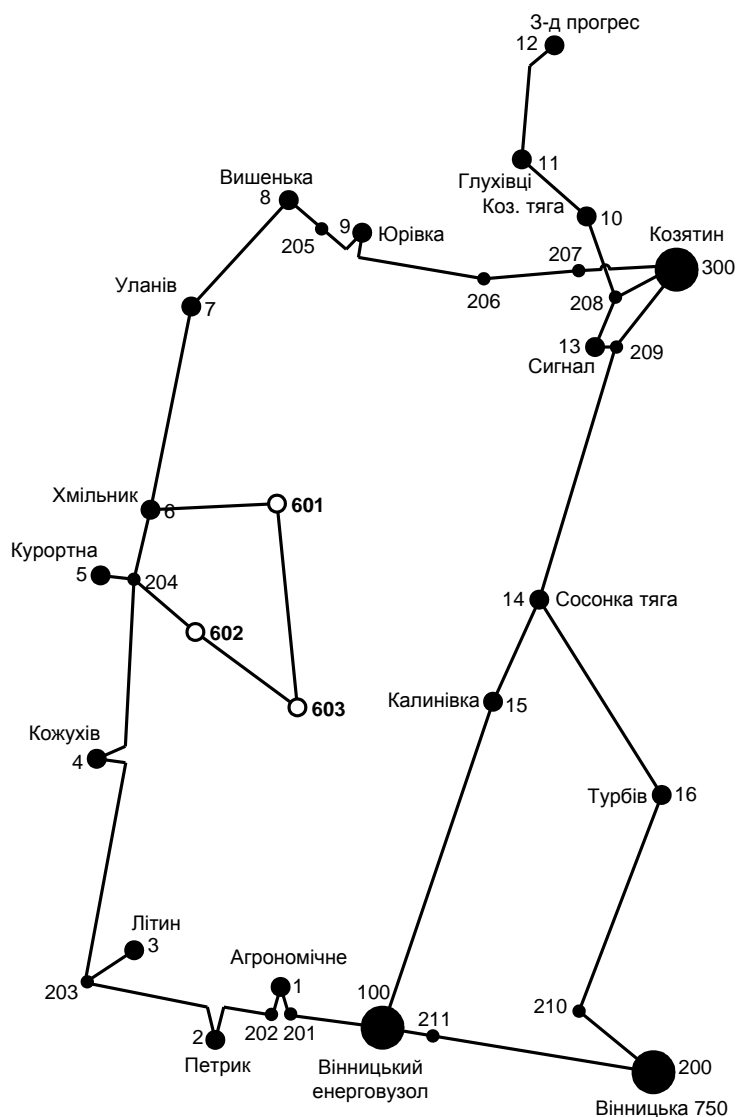


Рисунок 3.10 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всіх споживачів відповідно до їх категорії. Для забезпечення належного рівня надійності електропостачання споживачів першої категорії пропонується прокладання додаткової ЛЕП 601-603 довжиною 17,5 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

3.3. Застосування методу транспортної задачі для оптимізації схеми електричної мережі

Одним з різновидів задач лінійного програмування є транспортна задача. Особливість методу транспортної задачі полягає в тому, що система рівнянь обмежень елементарно проста, її коефіцієнти дорівнюють 1 або 0. Це дозволяє використовувати спеціальні алгоритми розв'язання транспортних задач, простіші, ніж Симплекс-алгоритм. А оскільки система рівнянь балансу потужностей для кожного вузла схеми ЕМ має також коефіцієнти рівні 1 або 0, то можна спостерігати аналогію умов для класичної транспортної задачі і для задачі розвитку ЕМ. Звідси і сам метод транспортної задачі (МТЗ) може бути застосований для пошуку оптимальних транзитів потужностей в схемі [3].

3.3.1. Алгоритм методу транспортної задачі

Для того щоб розв'язати транспортну задачу стосовно ЕМ, рівняння обмежень записують в “транспортну” матрицю (таблиця 3.1), в якій рядки відповідають рівнянням балансу джерел, а стовпці – рівнянням балансу споживачів.

При цьому всі вузлові точки, незалежно від того, чи є вони пунктами живлення (джерелами) або пунктами споживання, мають загальну нумерацію $j = 1, 2, 3, \dots, n$ ($i = 1, 2, 3, \dots, n$). Особливістю такої транспортної задачі з проміжними перевезеннями є можливість появи в транспортній матриці транзитних потоків.

Для i -го пункту живлення рівняння обмеження має вигляд:

$$\sum_k x_{ik} - x_{ii} = a_i, \quad (3.9)$$

де i – індекс вузла-джерела у схемі ЕМ;

k – індекс інших пунктів, у які здійснюється транспортування потужності з вузла i ;

x_{ik} – потужності між вузлами i та k ;

x_{ij} – транзитний потік;

a_i – потужність джерела.

Для j -го пункту споживання рівняння обмеження таке:

$$\sum_l x_{lj} - x_{jj} = b_j, \quad (3.10)$$

де l – індекс вузлів, з яких здійснюється транспортування потужності в пункт j ;

x_{jj} – транзитний потік;

b_j – потужність вузла споживання.

А функція, що мінімізується, має такий вигляд:

$$y(x) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n c_{ij} x_{ij}, \quad i \neq j. \quad (3.11)$$

Транзитні потоки потрапляють в таблицю з від'ємним знаком відповідно до формул (3.9) та (3.10). У стовпці для a_i розташовують відповідні значення потужності пунктів живлення, а в рядку для b_j – відповідні потужності пунктів споживання. Так, наприклад, в запропонованій матриці (таблиця 3.1) пункти 1 та 3 є пунктами живлення, а пункт 2 – пунктом споживання. Рядки і стовпці відповідають рівнянням (3.9) для пунктів живлення та рівнянням (3.10) для пунктів споживання.

Таблиця 3.1 – Транспортна матриця у загальному вигляді

	1	2	3	...	n	a_i	
1	$-x_{11}$	x_{12}	x_{13}	...	x_{1n}	a_1	$-\pi_1$
2	x_{21}	$-x_{22}$	x_{23}	...	x_{2n}		$-\pi_2$
3	x_{31}	x_{32}	$-x_{33}$...	x_{3n}	a_3	$-\pi_3$
...
n	x_{n1}	x_{n2}	x_{n3}	...	$-x_{nn}$		$-\pi_n$
b_j		b_2		...			

	π_1	π_2	π_3	\dots	π_n		
--	---------	---------	---------	---------	---------	--	--

В кожній клітинці транспортної матриці бажано також розташувати коефіцієнти c_{ij} , як правило, $c_{ij} = c_{ji}$. Зазначимо, що симплекс-коефіцієнти для однакових за порядком рядків та стовпців однакові за абсолютним значенням, але мають різні знаки. За основами модифікованої транспортної задачі ці коефіцієнти називають потенціалами вузлових точок і позначають – π . Для базисних змінних тепер справедливе рівняння:

$$\bar{c}_{ij} = c_{ij} + \pi_i - \pi_j; \quad \bar{c}_{ij} = 0. \quad (3.12)$$

Якщо в базис потрапляє транзитний потік x_{ii} (x_{jj}), то для нього

$$\bar{c}_{ij} = \pi_i - \pi_j = 0; \quad (i = j). \quad (3.13)$$

Неприпустимі (заборонені) лінії зв'язку мають бути певним чином зазначені в таблиці. Базисне рішення можна вибрати довільно або знайти за методом найменших значень c_{ij} . Далі за умовою (3.12) для базисних змінних визначають потенціали π (один з них може бути взятим рівним нулю) та обчислюють \bar{c}_{ij} для всіх небазисних змінних за формулою

$$\bar{c}_{ij} = c_{ij} - (-\pi_i) - \pi_j = c_{ij} + \pi_i - \pi_j. \quad (3.14)$$

Якщо всі \bar{c}_{ij} для небазисних змінних позитивні, то отримане рішення і є оптимальним рішенням. Якщо хоч один з коефіцієнтів $\bar{c}_{ij} < 0$, для небазисних змінних, то рішення – не оптимальне і тому в базис включають потік x_{st} за умовою:

$$\bar{c}_{st} = \min(\bar{c}_{ij}), \quad \text{причому } \bar{c}_{st} < 0. \quad (3.15)$$

Далі визначають величину $x_{st} = \Theta$ за умови, що поправка в якій-небудь базисній величині доводить її до нульового значення, тобто виключають її з базису. Завжди знаходять потенціали за (3.12) і перераховують \bar{c}_{ij} для нових небазисних змінних. Процес оптимізації закінчується, якщо всі \bar{c}_{ij} для небазисних змінних позитивні. Такий результат свідчить про оптимальне рішення. Тобто, з умов балансу потужностей за методом модифікованої транспортної задачі отримана схема потоків потужності між заданими вузлами. Вона має бути графічно інтерпретована.

3.3.2. Застосування алгоритму транспортної задачі для оптимізації схеми розвитку електромережі

Оскільки для дослідної схеми потужність місцевого генерування (вузол 602) перевищує місцеве споживання, то живильні підстанції в режимі максимального генерування СЕС перетворюються на вузли споживання, оскільки енергія перетікає до них. Таким чином, максимальний граф дослідної схеми можна подати у такому вигляді:

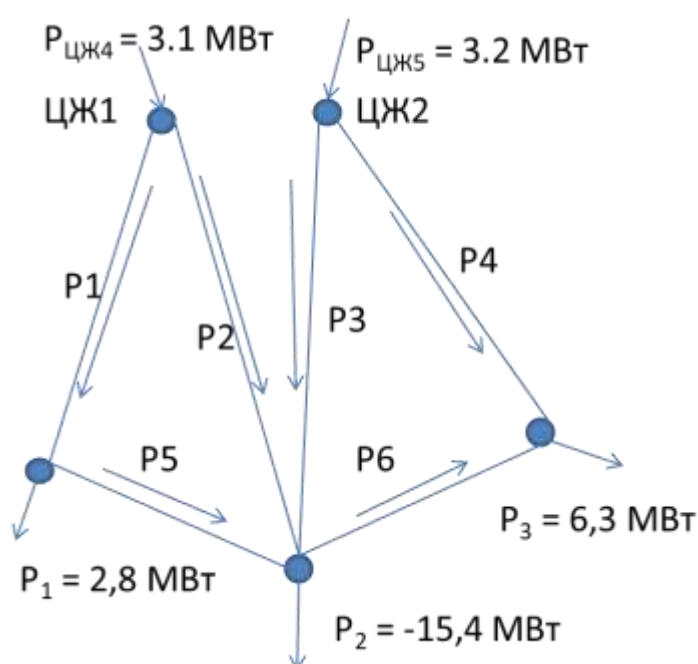


Рисунок 3.11 – Максимальний граф розподільної мережі для застосування транспортної задачі

Транспортна матриця для наведеного графа буде мати вигляд, поданий на рис. 3.12. Пошук базового розв'язку починається від джерела живлення, яким виступає вузол 602 ($P_{ц2}$). Стрілками показана послідовність визначення перетікань по ЛЕП та переліку ЛЕП, що будуть брати участь у транспортуванні електроенергії від сонячної станції та до центрів живлення (ПС 601 та ПС 602).

Для транспортування електроенергії обирають ЛЕП з мінімальною вартістю транспортування (зазначено у верхній частині комірки). Пошук базового розв'язку припиняється, коли обсяг генерування електроенергії цілком компенсований обсягом споживання.

Базовий розв'язок

	$P_{н1}$	$P_{ц2}$	$P_{н3}$	$P_{цж4}$	$P_{цж5}$	$P_{г}$
	0	4		8		
$P_{н1}$	3.1			3.1		
$P_{ц2}$	4	0	4	13	13	15,4
	5.9		15,4			
		4	0		8	
$P_{н3}$			9.1		9.1	
	8	13		0		
$P_{цж4}$				9.5		
		13	8		0	
$P_{цж5}$						
$P_{н}$	2.8		6.3	3.1	3.2	

Рисунок 3.12 – Транспортна матриця та формування базового розв'язку транспортної задачі

Для перевірки оптимальності базового розв'язку вартісні коефіцієнти для базових ЛЕП приймають за нуль і складають систему рівнянь для визначення потенціалів вузлів:

$$C_{14} = 8 + \pi_1 - \pi_4 = 0;$$

$$C_{21} = 4 + \pi_2 - \pi_1 = 0;$$

$$C_{23} = 4 + \pi_2 - \pi_3 = 0;$$

$$C_{35} = 8 + \pi_3 - \pi_5 = 0.$$

Звідки потенціали вузлів набувають таких значень:

$$\pi_1 = 0$$

$$\pi_2 = -4$$

$$\pi_3 = 0$$

$$\pi_4 = 8$$

$$\pi_5 = 8$$

Після перерахунку вартісних коефіцієнтів для небазисних ЛЕП було отримано такі значення:

$$C_{12}' = C_{12} + \pi_1 - \pi_2 = 4 + 0 - (-4) = 8;$$

$$C_{24}' = C_{24} + \pi_2 - \pi_4 = 17;$$

$$C_{25}' = C_{25} + \pi_2 - \pi_5 = 1;$$

$$C_{32}' = C_{32} + \pi_3 - \pi_2 = 8;$$

$$C_{41}' = C_{41} + \pi_4 - \pi_1 = 16;$$

$$C_{42}' = C_{42} + \pi_4 - \pi_2 = 25;$$

$$C_{52}' = C_{52} + \pi_5 - \pi_2 = 25;$$

$$C_{53}' = C_{53} + \pi_5 - \pi_3 = 16.$$

Оскільки всі значення вартісних коефіцієнтів більші за нуль, то отриманий базовий розв'язок є оптимальним з огляду на поточні значення дисконтованих витрат. Отриманий розв'язок цілком відповідає оптимальному графу схеми, що отриманий за допомогою симплекс алгоритму (рис. 3.10), що підтверджує адекватність рішення.

3.4. Застосування методу поконтурної оптимізації для оптимізації схеми електричної мережі

Метод поконтурної оптимізації – окремий випадок одного з загальних методів математичного програмування, що отримав назву покоординатної оптимізації [2].

Основну ідею цього методу легко зрозуміти з розгляду такої задачі. Нехай є незалежні параметри (координати) x_1 та x_2 і задана опукла функція $\Psi(x_1, x_2)$. Необхідно знайти такі оптимальні x_1 та x_2 , при яких $\Psi = \Psi_{\min}$.

Для відшукування цих координат візьмемо як початкове наближення будь-яке значення функції $\Psi = \Psi^n$, яке визначиться при початкових параметрах x_1^n, x_2^n . Потім зафіксуємо значення x_2^n та шляхом змінення x_1 знайдемо нове значення функції Ψ_1 з координатами x_1^1, x_2^n , яке буде найменше з усіх інших за умови $x_2^n = \text{const}$. Перехід від значень Ψ^n до Ψ^1 досліджуваної функції назвемо кроком по координаті x_1 . Тепер зафіксуємо $x_1^1 = \text{const}$ та, змінюючи x_2 , знайдемо наступне значення функції $\Psi^2 = f(x_1^1, x_2^1)$, менше від усіх інших за умови $x_1^1 = \text{const}$. Перехід від Ψ^n до Ψ_2 , який складається з двох кроків по обох координатах, назвемо кроком в просторі параметрів або просто кроком.

Подальші кроки аналогічні. Характерною рисою методу є пошук найменшого значення Ψ за допомогою кроків окремо по кожній координаті при фіксованому значенні іншої координати. Саме це і дало назву методу.

Важливою перевагою методу є таке. Оскільки на кожному кроці можна проглянути усі значення даної координати та підрахувати відповідні їм значення функції мети Ψ , то можна не накладати особливих обмежень на цей вид функції, аби тільки її можливо було сформулювати і визначити при будь-яких значеннях незалежних змінних. Це вигідно вирізняє даний метод від інших.

При виконанні координатного спуску не обов'язково зберігати до кінця одні й ті ж взяті на початку незалежні змінні. Якщо це корисно, то можна, наприклад, після спуску по деяких координатах частину з них перевести до складу залежних, а з раніше взятих залежних вилучити таку ж кількість змінних, взяти їх як незалежні, а потім продовжити спуск вже по них. Такий прийом іноді буває дуже доцільним і зручним.

Постановка оптимізаційної задачі в методі покоординатної оптимізації має багато спільного з відповідною частиною методу проектування градієнта. В обох методах використовуються економічні інтервали, тому приведені затрати є функціями тільки потужностей, а не перерізів ліній.

Метод поконтурної оптимізації менш критичний до способу апроксимації функції мети, ніж градієнтний метод. Він допускає використання безпосередньо кривої економічних інтервалів. В передбаченому викладенні методу будемо розглядати простіший вигляд функції мети:

$$Z = \sum_{m=1}^N \delta_m a_m + \sum \delta_m |S_m|, \quad (3.16)$$

де $\delta_m = 0$ при $S_m = 0$, $\delta_m = 1$ при $S_m \neq 0$.

Апроксимація (3.16) враховує наявність розривів в нулі – основну принципову особливість функції затрат Z – і в той самий час дозволяє отримати простий та наочний алгоритм оптимізації.

Система обмежень в методі поконтурної оптимізації зводиться до рівнянь першого закону Кірхгофа, які містять J рівнянь (за кількістю вузлів без балансувального) та N невідомих (за кількістю ліній мережі). Отже, $K = N - J$ невідомих в системі є незалежними, інші невідомі – залежні. В подальшому для електричної мережі будемо користуватись такими позначеннями, запозиченими з теорії графів: кожна лінію вихідної мережі (вихідного графу) будемо називати дугою; сукупність дуг, відповідних залежним змінним, утворює розімкнений підграф, який з'єднує всі вузли і називається деревом мережі; дуги, відповідні незалежним змінним, називаються хордами. Кількість хорд дорівнює кількості незалежних контурів. Нагадаємо, що варіюючи множину, можна отримати різні дерева. Приєднання будь-якої хорди до дерева утворює один з незалежних контурів. Повна система незалежних контурів утворюється приєднанням до дерева усіх хорд. Якщо умови зв'язку обмежуються рівняннями першого закону

Кірхгофа, то зміна потужності хорди приводить до зміни потужностей лише тих ліній, які входять в контур (при незмінних потоках потужностей по всіх інших хордах). Тому допустимо виконувати оптимізацію кожного контуру мережі окремо. Як видно з подальшого, ця обставина є дуже важливою для даного методу. Якби контури не були взаємопов'язаними, то така оптимізація дозволила б отримати глобальний екстремум за скінченну кількість кроків. Однак насправді існують лінії, що входять в різні контури. При послідовній оптимізації контурів потік в суміжних лініях змінюється, а умови оптимізації попередніх контурів порушуються. Отже, процес в загальному вигляді є ітераційним і при невипуклій функції затрат веде до локального екстремуму. А оскільки в реальних контурах взаємний вплив потоків різних контурів доволі рідко виявляється слабко, то послідовне застосування поконтурної оптимізації достатньо швидко приведе до отримання локального екстремуму.

Алгоритм використання методу поконтурної оптимізації для вибору схеми електричної мережі

1. Створюється або надається вихідний граф електричної мережі, він може відповідати максимальному графу;
2. Максимальний граф розбивається на n незалежних контурів;
3. Вибирається перший поточний контур. Для нього записується математична модель, а для всіх інших контурів схема задається як радіальна;
4. На базі моделі для вибраного контуру пропонуються відповідні варіанти схем і за результатами визначення критерію вибирається краща схема контуру.

Аналогічно виконуються операції для всіх наступних контурів. В результаті проходження всіх контурів утворюється оптимальна схема електричної мережі.

Якщо при отриманні рішення з'являються ситуації, коли рішення наступного контуру впливає на рішення попереднього контуру, то вводиться один додатковий контрольний контур, який об'єднує відповідні контури і для нього проводиться перевірочний розрахунок.

3.5. Застосування методу динамічного програмування для оптимізації схеми ЕМ та послідовності її реалізації

Для задач електроенергетики, а особливо на рівні розвитку енергосистем, потрібно забезпечити пошук найкращого, з точки зору витрат, способу, такого щоб водночас виконувались різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Це означає вибір не тільки потужності станцій, їх розташування, конфігурації і напруги мереж, але й параметрів усіх елементів енергосистеми, що забезпечують необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу управління [2, 4].

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливе. Тому існує тенденція розгляду ряду взаємопов'язаних підзадач синтезу енергосистеми на основі комплексу математичних моделей. Найчастіше як такі моделі беруть моделі пошуку мінімуму народногосподарських витрат з урахуванням природних та економічних обмежень. Проте, ці функції витрат, з точки зору математики, є безперервними, нелінійними, неопуклими і розривними функціями. Тому застосувати методи лінійної або нелінійної оптимізації для задач, за таких умов, без попереднього спрощення не вдається.

Крім цього, прийняття оптимальних рішень на етапі розвитку і під час експлуатації енергосистеми пов'язане з постійним поповненням інформації. Це призводить до збільшення кількості моделей, а значить і кількості варіантів оптимізації, що створює додаткові труднощі у використанні лінійних і нелінійних методів. Правда, для прийняття рішень ще можна використовувати деякі методи з комбінаторики, наприклад, метод "віток і границь", або з квадратичного програмування.

Для розв'язання задач оптимізації в енергетиці разом з методами лінійного та нелінійного програмування використовуються такі чисельні методи, як динамічне програмування, методи теорії ігор та інші.

Динамічне програмування належить до методів нелінійного програмування. Цей метод дозволяє оптимізувати багатокрокову операцію для функцій багатьох змінних. При застосуванні динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків, у кожному з яких оптимізується функція однієї змінної. Деякі задачі дозволяють виконувати таке розбиття цілком природно, в інших випадках його доводиться робити штучно. Слід пам'ятати, що тоді функція мети – функція багатьох змінних – має бути адитивною, тобто функцією у вигляді суми функцій відносно окремих змінних, що оптимізуються.

Взагалі, задача динамічного програмування формується за таким порядком:

- нехай є деяка операція із визначення оптимуму суми функцій n змінних Z_{Σ} ;
- природно або штучно вона розпадається на n кроків;
- на кожному кроці k знаходяться змінні $x_1^{(k)}, x_2^{(k)}, \dots, x_p^{(k)}, \dots, x_n^{(k)}$, а також величина функції мети $Z^{(k)} = f(x_1^{(k)}, x_n^{(k)})$;

- на останньому кроці знаходяться такі значення змінних (тобто знаходиться таке оптимальне управління всією операцією), щоб функція мети

$$Z_{\Sigma} = \sum_{k=1}^n Z^{(k)} \rightarrow \text{opt}$$

прямувала до максимуму або мінімуму, залежно від постановки задачі.

Розв'язувати поставлену багатокрокову задачу у цілому важко. Легше відшукати оптимальне управління крок за кроком, знаходячи оптимум тільки однієї змінної на кожному кроці. Результат оптимізації всієї задачі визначиться як підсумок оптимального управління на окремих кроках.

Управління на останньому кроці потрібно вибрати таким, щоб воно приносило максимальний вигравш. Тому розв'язання задачі методом динамічного програмування виконується, починаючи з останнього n -го кроку, тобто рухаючись від кінця до початку. Проте вибрати управління на n -ому кроці можна тільки в тому випадку, коли відомо стан оптимізації на передостанньому ($n-1$ -ому) кроці. Оскільки це невідомо, потрібно виконати так зване умовно-

оптимальне управління, починаючи з першого кроку. Для цього спочатку на кожному кроці необхідно користуватись різними припущеннями, для яких знаходяться оптимальні управління. Означене управління знаходять на k -ому кроці так, щоб результат $k+1$ -ого і k -ого кроків був оптимальним, а саме:

$$\min \{ Z^{(k+1)} + Z^{(k)} \}. \quad (3.17)$$

Таким чином на кожному кроці відшуковують таке управління, яке забезпечує оптимальне продовження процесу відносно досягнутого на даний момент рівня. А у підсумку знаходиться умовно-оптимальне управління на всіх кроках. Під час зворотного ходу від n -ого до першого кроку визначається остаточний розв'язок задачі на всіх кроках і в цілому.

Якщо узагальнити процес пошуку оптимального розв'язку задач методом динамічного програмування, то його можна описати двома етапами:

- перший етап: коли від початку до кінця визначаються умовно-оптимальні управління на кожному кроці і оптимальне управління в цілому;
- другий етап: коли від кінця до початку знаходять оптимальні кроки управління і дійсний виграш на всіх кроках.

Метод динамічного програмування можна використовувати для цілей планування оптимального управління режимами електричних мереж і для планування оптимального розвитку електроенергетичних станцій і систем. Для зразку тут пропонується приклад використання динамічного програмування для планування розвитку електричних мереж.

Отримана схема ЕМ виявляється оптимальною за критерієм динамічних витрат. Однак, якщо у критерії оптимальності не враховано надійність електропостачання, то для формування кінцевого рішення необхідно підсилювати схему мережі шляхом, наприклад, проектування двоколових ліній електропередачі, або ліній від інших центрів живлення. Це, очевидно відіб'ється на капіталовкладеннях та експлуатаційних видатках.

4 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:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1+E)^3}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2 + K_3 / (1+E)^3}, \quad (4.1)$$

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:

$$\Pi_t = C_T \gamma W_t - B_t, \quad (4.2)$$

де: C_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $C_T = 2,65$ 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:

$$B_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (4.3)$$

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

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos\varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (4.4)$$

де P_i – активна потужність, що передається по i -ій лінії, МВт; U_H – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо 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:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (4.5)$$

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 ліній електропередач: Хмільник (вузол 6) – 601, Безіменна (вузол 204) – 602 та 602 – 603;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 601, 602 та 603;
- розвиток відгалуджувальної підстанції пункту Хмільник (вузол 6).

На другому році:

- будівництво лінії електропередачі: 601-603;
- спорудження відгалуджувальної опори в ПЛ «Кожухів - Уланів».

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у додатку Б табл. Б.1–Б.4.

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 153 005,405 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ «Кожухів - Уланів» (вузол 6):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	100,0
Всього ВРУ 110 кВ			159,817	342,264	49,9	32,16	2	586,23	100
Загальна кошторисна вартість			586,23						

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 586,23 тис. грн.

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_{\text{T}} \cdot l, \quad (4.6)$$

де C_{T} – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 27,3 = 33\,215,476 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 17,5 = 20\,253,339 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 153\,005,405 + 33\,215,476 = 186\,220,881 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 586,23 + 20\,253,339 = 20\,839,569 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + \Delta W_{\text{т}}, \quad (4.7)$$

де $B_{\text{Л}}$ – 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; $\Delta W_{\text{т}}$ – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

$$\Delta W_{\text{т}} = \Delta W_{\text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{ПП}}; \quad (4.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_{\text{Л}} = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_{\text{Л}}\%)/100; \quad (4.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$V_{П} = (K_{П/СТ} \cdot P_{П\%})/100; \quad (4.10)$$

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

Таким чином у відповідності з формулами (4.9-4.10) маємо:

$$V_{Л1} = (33\,215,476 \cdot 0,3)/100 = 99,646 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{Л2} = (20\,253,339 \cdot 0,3)/100 = 60,76 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П1} = (153\,005,405 \cdot 3)/100 = 4696,389 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П2} = (586,23 \cdot 3)/100 = 17,587 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток В), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 4.2:

Таблиця 4.2 – 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: 6-601, 204-602, 602-603 П/ст: 601, 602, 603	-290	-	2,03
2	ЛЕП:601-603,	-320	-	2,01

Річні видатки було розраховано за виразом(4.7).

$$B_1 = 99,646 + 4696,389 + 2,03 \cdot 1,65 = 4693,158 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 60,76 + 17,587 + 2,01 \cdot 1,65 = 81,663 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(\Sigma)} = 31,2 \cdot 5200 = 162240 \text{ МВт}\cdot\text{год};$$

$$W_{2(\Sigma)} = 6,1 \cdot 5200 = 31720 \text{ МВт}\cdot\text{год}.$$

У відповідності з (4.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 162240 - 4693,158 = 27430,362 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 31720 - 81,663 = 6198,897 \text{ тис.грн.};$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (4.1):

$$E'_a = 0,16$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{\text{ок}} = 1 / E'_a = 1 / 0,16 = 6,2 \text{ років}.$$

Таблиця 4.3 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	37,3
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5200
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	193 960
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	207 060,45
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	6,2
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,01
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,16
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	559,74
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	6,50

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 (6,2) підтверджують ефективність.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1. Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні, безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов'язаних з монтажем та експлуатацією електрообладнання ВРУ.

Під час роботи в діючих електроустановках питання охорони життя та здоров'я працівників є надзвичайно важливим. До роботи в таких установках допускаються працівники, які пройшли спеціальне навчання з питань охорони праці, безпечної експлуатації електроустановок та надання першої медичної допомоги. Такі працівники обов'язково повинні мати при собі спеціальне посвідчення. Згідно з СОУ-НМПЕ 40.1.12.103:2005 «Навчання/перевірка знань працівників підприємств електроенергетики з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації» організацію навчання і перевірку знань працівників з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації, а також професійної підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації здійснюють служби управління (підготовки) персоналу або окремі працівники, яким доручена ця робота [15].

Тому, згідно теми кваліфікаційної роботи «Розвиток районної електричної мережі 110 кВ та аналіз засобів блискавкозахисту», найголовнішим при експлуатації ліній електропередачі є електробезпека.

Небезпека ураження електричним струмом залежить від напруги електричної мережі, виду дотику людини, що обслуговує обладнання чи проводить його налагодження до електромережі, режиму роботи електрообладнання, режиму нейтралі джерела живлення та наявності заземлення електроустановки.

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Розвиток районної електричної мережі 110 кВ та аналіз засобів блискавкозахисту» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні комутаційного обладнання черговим персоналом на енергооб'єктах:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт із вимикачами за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
- Запропонувати організаційні та технічні заходи з охорони праці при виконанні робіт на ВРУ 110 кВ. Провести розрахунок захисного заземлення.

5.2. Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРУ

Досліджуючи питання конструкційних особливостей ліній електропередач згідно теми магістерської роботи «Розвиток районної електричної мережі 110 кВ та аналіз засобів блискавкозахисту» на основі викладеного в попередньому розділі матеріалу на персонал що виконує обслуговування ліній за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

- підвищена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- недостатність природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;

- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
- підвищений рівень вібрації,

в) психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні)
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).
- підвищений рівень статичної електрики [15].

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

5.3. Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з трансформатором в діючих електроустановках.

Для розробки рішень з охорони праці при роботі в діючих електроустановках було проаналізовано чинні норми:

- Закон України "Про охорону праці";
- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";
- Правила улаштування електроустановок;

- ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
- ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008. Электробезопасность. Предельно допустимое значение напряжения прикосновения и токов;

Так як монтаж та налагодження пристроїв релейного захисту проводиться в діючих електроустановках, тому за «Правилами безпечної експлуатації електроустановок» для забезпечення безпечних умов праці слід виконати наступні організаційні заходи:

- затвердження переліку робіт, які виконуються за нарядом, розпорядженням;
- призначення відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт за нарядом чи розпорядженням;
- підготовка робочих місць;
- допуск до роботи;
- нагляд під час виконання робіт;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Для підготовки робочого місця до роботи, яка вимагає зняття напруги слід виконати наступні технічні заходи:

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що унеможливають помилкове або самочинне ввімкнення комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах;
- встановити заземлення (ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення);
- огородити, за необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки [28].

Враховання та виконання описаних організаційних та технічних заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму, ураження електричним струмом та професійного захворювання при виконанні робіт в діючих електроустановках.

5.4. Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.4.1. Мікроклімат

Параметри мікроклімату, що нормуються: температура (1°C) і відносна вологість повітря (XV, %), швидкість його переміщення (м/с), потужність теплових випромінювань ($\text{Вт}/\text{м}^2$).

Допустимі параметри мікроклімату для умов, що розглядаються (категорія робіт Іб та період року) в таблиці 5.1

Таблиця 5.1 – Допустимі норми параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, $^{\circ}\text{C}$ Допустима		Відносна вологість Допустима	Швидкість руху, X Допустима
		Верхня межа	Нижня межа		
Холодний	Іб	20-24	17-25	75	не більше 0,2
Теплий		21-28	19-30	55 при 27°C	0,1-0,3

5.4.2. Склад повітря робочої зони

Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в $\text{мг}/\text{м}^3$.

Таблиця 5.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця. Нагромадження пилу глибиною в 1/8" у будь-якій області вказує на необхідність у вживанні заходів по очищенню області [15].

5.4.3. Виробниче освітлення. Природне освітлення

Природне освітлення – освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке проникає через світлові пройоми в зовнішніх огорожених конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006, нормоване значення коефіцієнта природного освітлення слід визначати за формулою [15]:

$$e_N = e_H \cdot m_N, \quad (5.1)$$

де e_H – табличне значення КПО (природне – 1,5; суміщене – 0,9);

m_N – коефіцієнт світлового клімату ($m_N = 0,9$ при орієнтації вікон на північ);

N – номер групи забезпеченості природним світлом.

Таким чином:

природне: $e_N = 1,5 \cdot 0,9 = 1,35 \%$;

суміщене $e_N = 0,9 \cdot 0,9 = 0,81 \%$.

5.4.4. Штучне освітлення

Штучне освітлення використовується двох систем: загальне та комбіноване. Загальне освітлення – освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання. Комбіноване освітлення – додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве. Місьцеве освітлення – освітлення, яке створюється світильниками, концентруючи світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Нормується величина освітленості E в люксах [15]. Для умов, що розглядаються в роботі (розряд робіт IV, підрозряд робіт в, система освітлення – загальне) тип джерела освітлення – люмінесцентні лампи, нормативне значення комбінованої освітленості 400 лк, а загальне – 200 лк.

Для забезпечення нормативного значення $e_{\text{мін}}$ передбачено: штучне освітлення в приміщенні ДП забезпечується люмінесцентними лампами ЛБ-40.

Для забезпечення евакуації працюючих в темний час доби при аварійному відключенні електроенергії в цеху передбачається аварійне освітлення, яке забезпечує освітленість не менше 5% нормальної освітленості. Очищення вікон і світильників має проводитись на менше 4 разів на рік.

5.4.5. Виробничий шум

Вплив шуму на людину може визвати різні подразнення, патологічні зміни, функціональні розлади і механічні пошкодження.

Шум порушує нормальну роботу шлунку, особливо впливає на центральну нервову систему. А також погіршує точність виконання робочих операцій, ускладнює сприйняття інформації, знижує продуктивність праці, збільшує брак в роботі [24].

Таблиця 5.3 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкополосного (тонального) шуму

Робочі місця	Рівні звукового тиску, дБ в октавних смугах із середньгеометричними частотами, Гц								Рівень звуку, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Робочі місця в приміщеннях цехового керівного апарату, контор, лабораторій	79	70	63	58	55	52	50	49	60

5.4.6. Виробнича вібрація

Вібрацією називають будь-які механічні коливання пружинних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Коливання тіл з частотою, нижчою 16 Гц сприймається організмом, як вібрація, а коливання з частотою 16... 20 Гц і більше – одночасно як вібрація і як звук.

У приміщенні оперативного пункту управління знаходиться обладнання, яке є джерелом вібрації. Це в першу чергу пристрої релейного захисту та автоматики, вентиляційні установки. В залежності від дії на людину вібрація ділиться на загальну і локальну. Загальна вібрація передається через опорні поверхні на тіло сидячої або стоячої людини і викликає струс всього організму, локальна (місцева) – коливальні рухи лише окремих частин тіла (руки, ноги).

Наведемо в таблицю 5.4 допустимі рівні вібрації m постійних робочих місцях.

Таблиця 5.4 – Допустимі рівні вібрації m постійних робочих місць.

Вид вібрації	Октавні смуги з середньо геометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	$\frac{1,3}{108}$	$\frac{0,45}{99}$	$\frac{0,22}{93}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	-	-	-	-
Локальна вібрація	-	-	$\frac{2,8}{115}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, м/с 10^{-2} , в знаменнику – логарифмічні рівні вібрації, дБ.

5.5. Розрахунок захисного заземлення

Як зазначалось в розділі 5.1 для забезпечення безпечних умов праці є обов'язкове заземлення металевих частин електроустановок. Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору $R_s \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику.

У роботі досліджуються блискавкозахист. Тому приводиться приклад розрахунку заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ.

Заземленню підлягають корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, приводи, каркаси розподільних щитів, щитів управління, шафи а також вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів.

Згідно ПУЕ розрахунок заземлюючих пристроїв в мережах 110 кВ і вище проводиться по допустимому опорі заземлення $R_z=0.5$ Ом.

Виконуємо загальне заземлення для всієї площі території підстанції 110/10, площа якої становить 116×78 м².

Приймаємо заземлюючий пристрій розміром 116×78 м.

По таблиці 5.5 приймаємо в якості верхнього шару пісок ($\rho_{1з} = 400$ Ом·м), в якості нижнього шару суглинок ($\rho_{2л} = 100$ Ом·м). ВРП знаходиться в другій кліматичній зоні, тоді по таблиці 8.3 $h_c = 2$ м [27].

Таблиця 5.5 – Питомі опори ґрунтів

Ґрунт	ρ Ом · м	Ґрунт	ρ Ом · м
Пісок	400÷1000	Торф	20
Супісок	150÷400	Чернозем	10÷50
Суглинок	40÷150	Мергель, вапняк	1000÷2000
Глина	8÷70	скелястий ґрунт	2000÷4000
Садова земля	40		

Таблиця 5.6 – Кліматичні зони

Кліматична зона	I	II	III	IV
Товщина шару сезонних змін hC, м	2,2	2,0	1,8	1,6

Приймаємо глибину закладення електродів $t = 0,7$ м, відстань між горизонтальними смугами 15 м. Довжина вертикальних електродів $l_B = 15$ м. Вертикальні електроди встановлені по периметру сітки в місцях перетину внутрішніх провідників з контурним. Уточнюємо відстань між горизонтальними

провідниками. кількість комірок $\frac{78}{15} = 5,2$ і $\frac{116}{15} = 7,73$. Приймаємо 4 і 7 комірок.

Відстань між поздовжніми провідниками $\frac{78}{5} = 15,6$ м, між поперечними

$$\frac{116}{7} = 16,57$$

м. На рисунку 5.1 зображена схема заземлення.

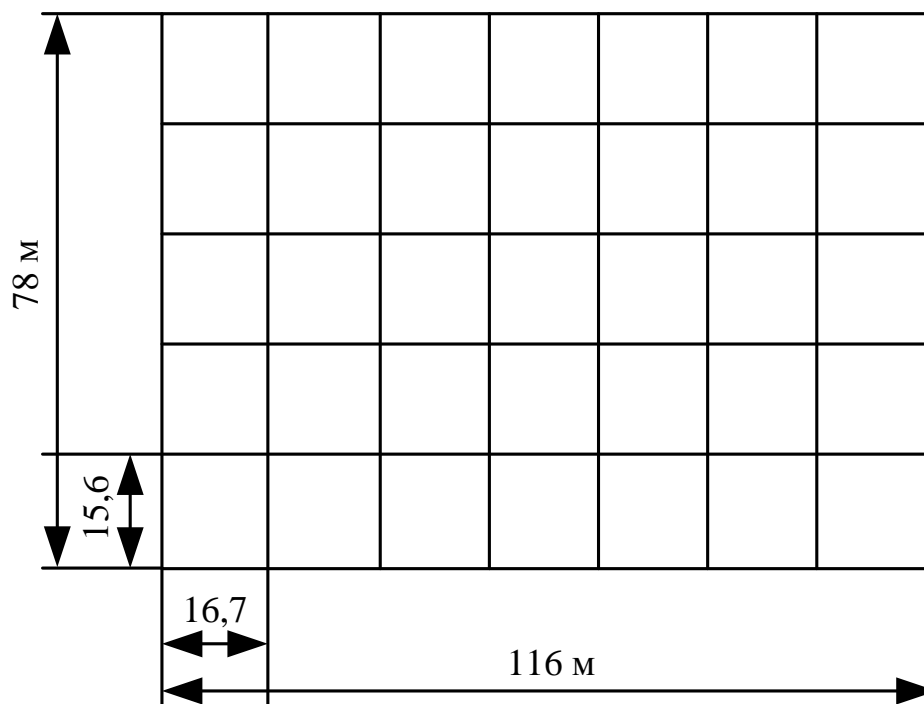


Рисунок 5.1 Схема заземлення ВРП 110 кВ.

Загальна довжина горизонтальних провідників:

$$L_{\Gamma} = 116 \text{ Ч} + 78 \text{ Ч} = 1320 (\text{м}).$$

Число вертикальних електродів $n_B = 16,57$, повна довжина вертикальних електродів

$$L_B = l_B \cdot n_B, (\text{м}).$$

$$L_B = 15 \text{ Ч} 6,57 = 248,55 (\text{м}).$$

Середня відстань між вертикальними провідниками

$$\alpha = P / n_B, (\text{м}).$$

$$\alpha = 388 / 16,57 = 23,4 (\text{м}).$$

Визначаємо опір заземлювача

$$R = A \frac{\rho_{\text{ек.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{ек.с}}}{L_{\Gamma} + L_B}, (\text{Ом}),$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{9048} = 95,12 (\text{м}^2),$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{15 + 0,7}{95,12} = 0,16 > 0,1,$$

$$A = 0,38 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}},$$

$$A = 0,38 - 0,25 \text{ Ч} 0,16 = 0,34,$$

$$\rho_{\text{ек.с}} = \rho_2 \frac{\rho_1 \Delta}{\rho_2 \Delta}, (\text{Ом} \cdot \text{м}),$$

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{400}{100} = 4 > 1,$$

$$\Delta = 0,43 \frac{h_1 - t}{l_B} + 0,27 \lg \frac{a}{l_B},$$

$$D = 0,43 \frac{2 - 0,7}{15} + 0,271g \frac{22,2}{15} = 0,09$$

$$R = 0,34 \frac{113,288}{95,12} + \frac{113,288}{1320 + 248,55} = 0,43 \text{ (Ом)}.$$

Опір заземлювального пристрою, включаючи природні заземлювачі:

$$R_3 = \frac{R \cdot R_e}{R + R_e}, \text{ (Ом)}.$$

Опір природних заземлювачів наближено приймаємо $R_e = 1,5 \text{ Ом}$ [13].

$$R_3 = \frac{0,43 \cdot 1,5}{0,43 + 1,5} = 0,334 \text{ (Ом)}.$$

Опір заземлювального пристрою нижче допустимого, але основною є величина допустимої напруги дотику.

По таблиці 5.7 для тривалості впливу $\tau V = 0,2 \text{ с}$ найбільша допустима напруга дотику УДОТ. ДОП = 400 В.

Таблиця 5.7 – Найбільша допустима напруга дотику

Тривалість дії, з	до 0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	більше 1 до 3
Найбільш дозволена напруга дотику, В	500	400	200	130	100	65

Розраховуємо напругу, яка прикладена до людини:

$$U_{\text{Л}} = I_{\text{П0}}^{(1)} \cdot R_3 \cdot \alpha \cdot \beta, \text{ (В)}.$$

де α – коефіцієнт розподілу потенціалу по поверхні землі

$$\alpha = M \left(\frac{a \sqrt{S}}{l_B \cdot L_{\Gamma}} \right)^{0,45}$$

З таблиці 5.8 визначаємо параметр М.

Таблиця 5.8 – Відношення опору верхнього шару ґрунту до нижнього

ρ_1/ρ_2	0,5	1	2	3	4	5	6	7	8	10
М	0,36	0,50	0,62	0,69	0,72	0,75	0,77	0,79	0,80	0,82

Для $\rho_1/\rho_2 = 4$ параметр $M=0,72$.

$$\alpha = 0,72 \left(\frac{23,4 \cdot 95,12}{15 \cdot 1320} \right)^{0,45} = 0,269$$

Коефіцієнт $\beta = \frac{R_L}{R_L + R_C},$

де $R_L=1000$ Ом – опір тіла людини;

$R_C=1,5\rho_{в.ш.}$ – опір розтікання струму від ступнів.

$\rho_{в.ш.} = \rho_1 = 400$ – опір верхнього шару землі.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 400} = 0,625$$

$$I_{П0}^{(1)} \approx I_{П0}^{(3)} = 10 \text{ (кА)}.$$

$$U_L = 10 \cdot 10^3 \cdot 0,334 \cdot 0,269 \cdot 0,625 = 561 \text{ (В)}.$$

$$U_L > U_{ДОТ. ДОП}.$$

Для зменшення напруги дотику застосуємо підсіпку шару ґра вія товщиною 0,2 м по всій території ВРУ. Питомий опір верхнього шару при цьому $\rho_{в.ш.} = 5000$ Ом·м, тоді

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 5000} = 0,118$$

Підсіпка гравієм не впливає на розтікання струму із заземлювального пристрою, так як глибина закладення заземлювачів 0,7 м більше товщини шару гравію, тому співвідношення ρ_1/ρ_2 і величина M залишаються незмінними, тоді напругу дотику

$$U_{\text{л}} = 10 \cdot 10^3 \cdot 0,334 \cdot 0,269 \cdot 0,118 = 106 \text{ (В)},$$

$$U_{\text{л}} < U_{\text{дог. доп.}}$$

Висновок: з наведеного вище бачимо, що вибраний заземлюючий пристрій повністю відповідає усім вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ і може бути встановлений на ВРУ 110 кВ.

5.6. Пожежна безпека

Пожежна безпека – стан об'єкта, при якому з регламентованою ймовірністю виключається можливість виникнення та розвиток пожежі і впливу на людей її небезпечних факторів, а також забезпечується захист матеріальних цінностей. Причинами пожеж та вибухів на підприємстві є порушення правил і норм пожежної безпеки, невиконання Закону "Про пожежну безпеку".

Небезпечними факторами пожежі і вибуху, які можуть призвести до травми, отруєння, загибелі або матеріальних збитків є відкритий вогонь, іскри, підвищена температура, токсичні продукти горіння, дим, низький вміст кисню, обвалення будинків і споруд.

За стан пожежної безпеки відповідають керівники, майстри та інші керівники.

Приміщення ВРУ згідно ОНТП 24-86 відносяться до категорії Д. До цієї категорії відносяться негорючі речовини у холодному стані, будівлі II ступеня вогнестійкості.

Приміщення категорії Д захищається вогнегасниками типу ВП-5. Відстань між вогнегасниками та місцями можливого загоряння не повинна перевищувати 70 м.

На території підприємства електричних мереж встановлено 3 пожежних щита. 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 x 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., лопати – 2 шт., сокири – 2 шт [29].

Ящик для піску має місткість 3 м³ та укомплектований совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

Встановлення блискавковідводів задля забезпечення пожежної безпеки ВРУ – 110кВ.

Кожний блискавковідвід створює навколо себе певний простір, вірогідність попадання блискавки в яке практично рівна нулю. Цей простір називають зоною захисту блискавковідводу.

В залежності від типу, числа і взаємного розташування блискавковідводів зони захисту можуть мати різні геометричні форми.

Виконуємо розрахунок зони захисту стержневим блискавковідводом. Зона захисту подвійного стержневого блискавковідводу представляється вертикальним перерізом конуса у вигляді ламаної лінії [7,9].

Площа захисного пристрою становить $S = (116 \times 78) \text{ м}^2$; найвища точка обладнання, яке необхідно захистити $h_x = 13 \text{ м}$; висота блискавковідводу $h = 21 \text{ м}$.

Розбиваємо захисний пристрій на 20 однакових частин із довжиною $L_1 = 35 \text{ м}$. і шириною $L_2 = 11,1 \text{ м}$. рисунок 5.2. Показуємо розрахунок для одної частини.

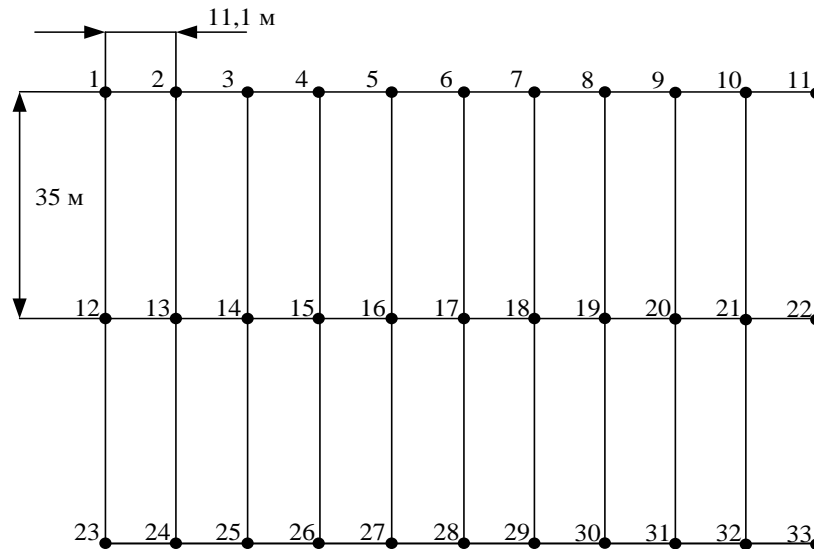


Рисунок 5.2 – План встановлення блискавковідводів на ВРУ 110 кВ

Для побудови зони захисту повинні виконуватися дані умови:

- висота блискавковідводу $h \leq 60$ м;
- r_x – радіус зони захисту одного БВ, м:

$$\begin{cases} r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ r_x = 0,75 \cdot (h - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

- h_0 – верхня границя зони захисту, м:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}.$$

- b_x – ширина найвужчого місця зони захисту між двома БВ, м:

$$\begin{cases} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ b_x = 1,5 \cdot (h_0 - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

Розрахуємо всі величини, необхідні для побудови зон захисту [13].

$$h_x = 13 \text{ (м)}; h = 21 \text{ (м)}; L_1 = 35 \text{ (м)}; L_2 = 11,1 \text{ (м)}; L_3 = 36,717 \text{ (м)}.$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x) = 1,5 \cdot (21 - 1,25 \cdot 13) = 7,125 \text{ (м);}$$

$$h_0 = 4 \cdot 21 - \sqrt{9 \cdot 21^2 + 0,25 \cdot 35^2} = 18,614 \text{ (м);}$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x) = 3 \cdot (18,614 - 1,25 \cdot 13) = 7 \text{ (м).}$$

Таблиця 5.9 – Розрахунки отриманих величин

	$L_1, \text{ м}$	$L_2, \text{ м}$	$L_3, \text{ м}$
$r_x, \text{ м}$	7,125	7,125	7,125
$h_0, \text{ м}$	18,614	20,76	18,379
$b_x, \text{ м}$	7	13,35	6,387

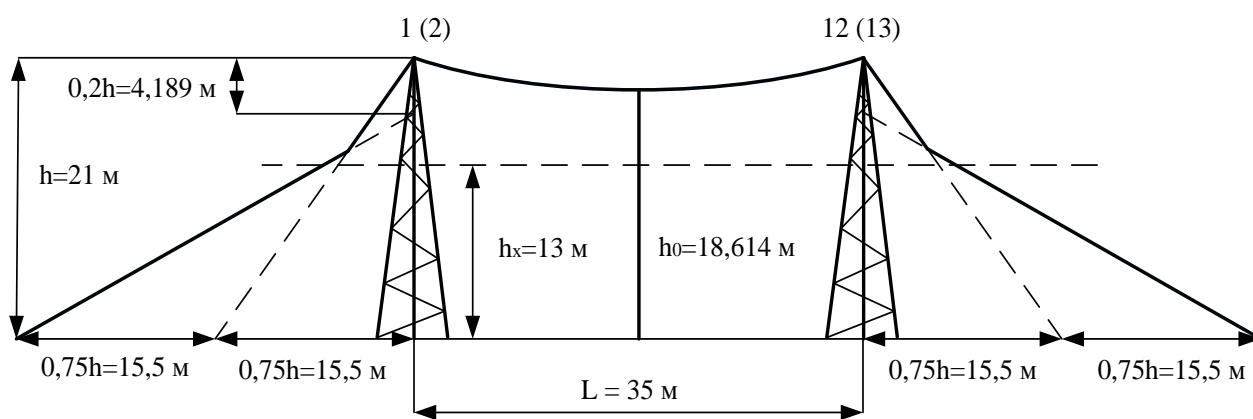


Рисунок 5.3 – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

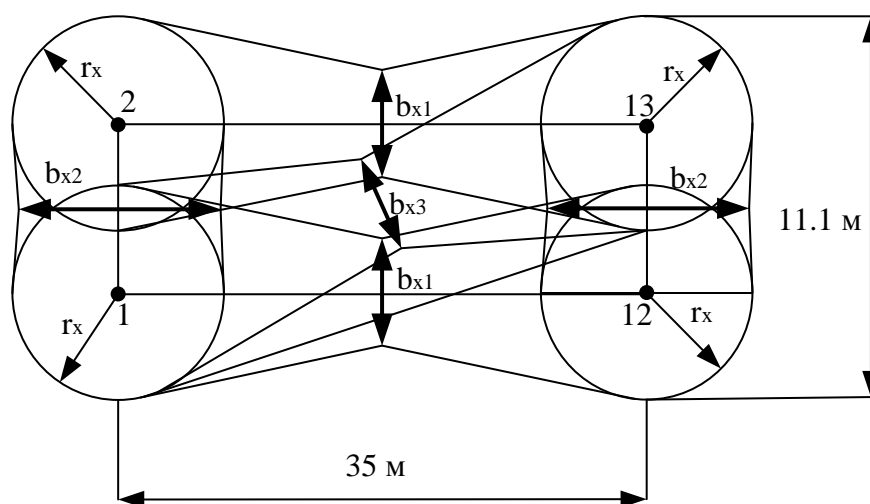


Рисунок 5.4 – Зони захисту ВРУ 110 кВ блискавковідводами, вид зверху

Висновок: з наведеного вище бачимо, що вибрана система блискавковідводів забезпечить зону захисту ВРУ 110 кВ задля пожежної безпеки.

ВИСНОВКИ

В даному курсовому проекті було спроектовано розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ.

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 601, 602 та 603) та СЕС (вузол 602). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно I) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу (відбулося 2 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Щодо надійності, то для ПС Хмільник (вузол б) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин», після чого, за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для нових ПС (601, 602, 603) 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 проектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

Щодо ПС Безіменна (вузол 204), то там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання

Отримана мережа пройшла певну перевірку на такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. Відповідно до результатів, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання

напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 2,01 МВт при сумарній активній потужності генерації 107,64 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 2 роки складає 207 060,45 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0.16)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 6.2 років.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. 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 МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016, – 42с.
3. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
4. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
5. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
6. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
7. ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво;
8. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
9. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва;
10. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишукувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;
11. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;
12. ГКД 341.004.002 – 94 Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35 – 750 кВ;

13. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципів електричних розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова;
14. ПУЕ: 2014 Глава 4.2 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ;
15. Лист Мінрегіону України від 27.01.2015 № 7/15-787 «Про індекси зміни вартості станом на 1 січня 2015 року»;
16. Повідомлення Мінрегіону України від 02.04.2015 року щодо порядку перерахування кошторисної документації, пов'язаного із зростанням вартості матеріальних ресурсів у сучасних економічних умовах;
17. Повідомлення Державної служби статистики України, опубліковані в збірниках «Ціноутворення у будівництві» в 2015 році.
18. Кирик В.В. Електричні мережі та системи. Режими роботи розімкнених мереж. = Electrical power networks and systems. Operation modes of open networks: навч. посіб. / В.В. Кирик, Т.Б. Маслова. – Київ: НТУУ «КПІ», 2015. – 256 с. – ISBN 978-966-622-737-2.
19. Кириленко О. В. Математичне моделювання в електроенергетиці : підручник / О. В. Кириленко, М. С. Сегеда, О. Ф. Буткевич, Т. А. Мазур.: Національний університет «Львівська політехніка». – Л., 2010. – 608 с.
20. Журахівський, А. В. Оптимізація режимів електроенергетичних систем : навч. посібник для вузів / А. В. Журахівський, І. В. Жежеленко ; Держ. ун-т "Львівська політехніка"; ПДТУ. Каф. електропостачання пром. підприємств. – Львів ; Маріуполь :, 2000. – 109 с.
21. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
22. 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.)

ДОДАТОК А
ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ
ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Аналіз методів оптимізації схем електромереж для розвитку розподільних мереж 110 кВ Хмільницького району

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

ПОКАЗНИКИ ЗВІТУ ПОДІБНОСТІ UNICHECK

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 Unichesk щодо роботи.

Автор роботи _____
(підпис)

Тіхонов Є. О.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Кулик В. В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

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.

_____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

«Аналіз методів оптимізації схем електромереж для розвитку розподільних мереж

110 кВ Хмільницького району»

08-21.МКР.014.00.007 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н.
_____ Кулик В. В.

Магістр групи 1ЕСМ-22м
_____ Тіхонов Є. О.

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) у топології електричних мереж у галузі світової електроенергетики спостерігається тенденція переходу до єдиної технологічної та інформаційної платформи. Це означає перехід від радіально-магістральної архітектури мережі до більш гнучкої рівномірно розподіленої мережі. У цій системі кожен вузол мережі є активним елементом, що дозволяє переконфігурувати мережу для досягнення оптимального режиму роботи. Розвиток та будівництво розподільних електричних мереж зазвичай здійснюються на основі схем розвитку районів розподільних електричних мереж, що охоплюють адміністративні райони. Розподільна електрична мережа планується з такими параметрами, щоб забезпечити якісне подання електроенергії споживачам з необхідним рівнем надійності. У процесі розвитку електричної мережі необхідно забезпечити підвищення надійності, техніко-економічних показників та відповідність якості напруги вимогам нормативно-технічної документації..

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

2. Мета і призначення МКР

а) мета – даної роботи є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками та аналізом методів оптимізації схем електромереж;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Вказані в таблицях Б1-Б4

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність розвитку мережі.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.09.23	23.09.23	формування технічного завдання
2	Прогнозування електричних навантажень	24.09.23	29.09.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Вибір оптимальної схеми	30.09.23	10.10.23	розділ 2 ПЗ
4	Аналіз методів оптимізації схем електромереж	11.10.23	28.10.23	розділ 3 ПЗ
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	29.10.23	05.11.23	розділ 4 ПЗ
6	Економічна частина	06.11.23	12.11.23	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23	розділ 6 ПЗ
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23	пояснювальна записка
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23	Відгук опонента
	Захист МКР	Перша декада грудня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень з моделюванням енергоефективних режимів роботи з сонячними фотоелектричними станціями з метою підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергосистеми України.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР (паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами, протокол перевірки МКР на наявність текстових запозичень.

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником та завідувачем кафедри ЕСС згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженої наказом ректора.

10. 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, 2021 р.

11. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом Відсутні.

Вхідні дані для розрахунку

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

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 5200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 437 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. Б.3 та Б.4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

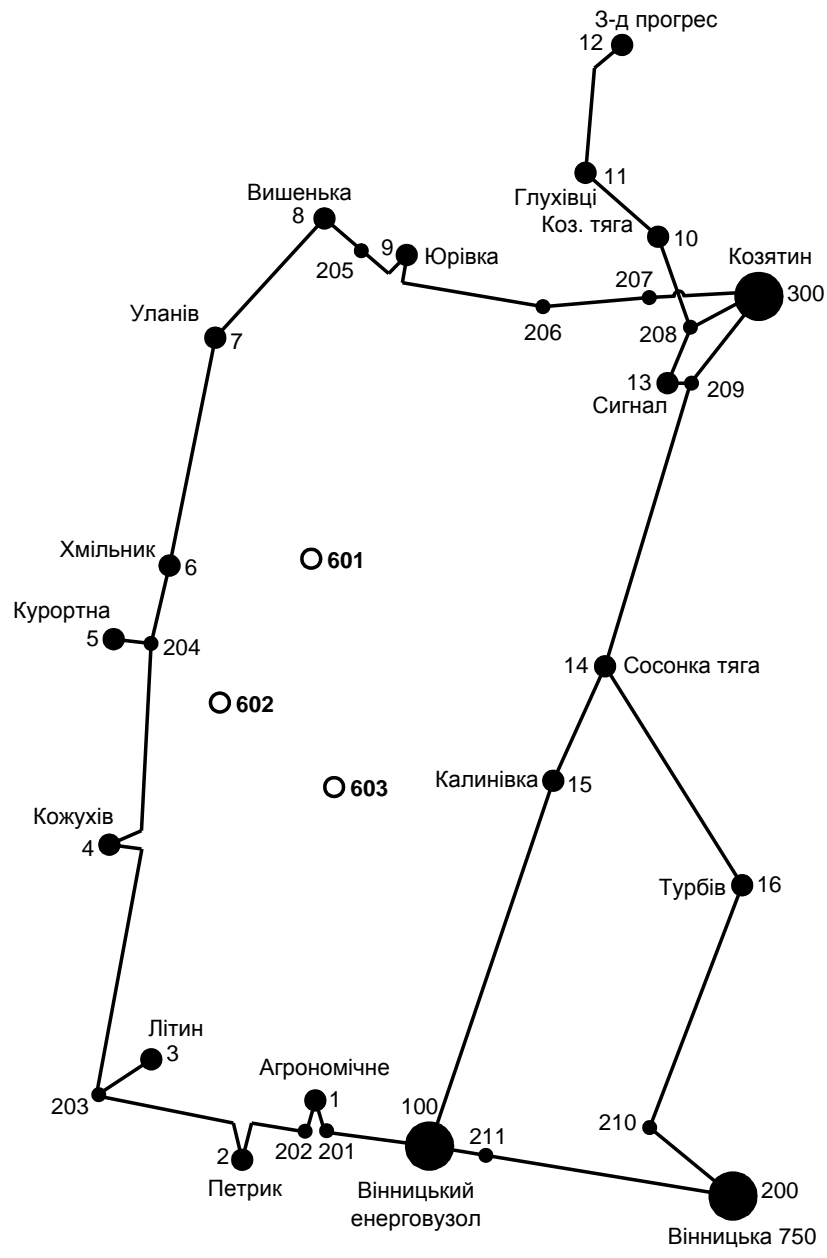


Рисунок Б.1 – Схема існуючої електричної мережі

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

Пункти	Нова 1 (601)	СЕС 2 (602)	Нова 3 (603)
Навантаження, МВт	2,8	15,4	6,3
cos φ	0,89	0,97	0,89
Категорія споживачів	I	I	I

Таблиця Б.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Макс. навантаж., %	85	97	89	92	89	96	99	92	92	100

Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
100	201	Вінницький енерговузол – 201	12,7	АС-95
201	1	201 – Агрономічне	2,8	АС-120
1	202	Агрономічне – 202	2,8	АС-120
202	2	202 – Петрик	16,3	АС-95
2	203	Петрик – 203	14,8	АС-95
203	3	203 – Літин	0,43	АС-95
203	4	203 – Кожухів	17,7	АС-95
4	204	Кожухів – 204	5,97	АС-95
204	5	204 – Курортна	1,8	АС-95
204	6	204 – Хмільник	10,4	АС-95
7	6	Уланів – Хмільник	22,5	АС-95
8	7	Вишенька – Уланів	22,4	АС-120
205	8	205 – Вишенька	10,3	АС-120
9	205	Юрівка – 205	6,6	АС-150
206	9	206 – Юрівка	20,8	АС-120
207	206	207 – 206	17,5	АС-150
300	207	Козятин – 207	3,1	АС-185
300	208	Козятин – 208	7,39	АС-185
208	10	208 – Козятинська тяга	12,56	АС-185
10	11	Козятинська тяга – Глухівці	8,3	АС-185
11	12	Глухівці – Завод Прогрес	18,5	АС-185
208	13	208 – Сигнал	0,06	АС-185
209	13	209 – Сигнал	0,01	АС-185
300	209	Козятин – 209	7,45	АС-185
209	14	209 – Сосонка тяга	45,18	АС-185
14	15	Сосонка тяга – Калинівка	5,22	АС-185
100	15	Вінницький енерговузол – Калинівка	53,1	АС-185
100	211	Вінницький енерговузол – 211	1,35	АС-150
211	200	211 – Вінницька 750	15,75	АС-150
200	210	Вінницька 750 – 210	5,2	АС-120
210	16	210 – Турбів	19,0	АС-120

16	14	Турбів – Сосонка тяга	14,93	АС-120
----	----	-----------------------	-------	--------

Таблиця Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S _н , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750	0,85		ВРП 110 кВ	
300	Козятин	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Агрономічне	0,9	3,2 + j1,55	ТМН-6300/110/10	1
2	Петрик	0,89	3,3 + j1,69	ТМН-6300/110/10	1
3	Літин	0,87	3,7 + j2,1	ТМН-6300/110/10 ТМТН-6300/110/35/10	2
4	Кожухів	0,88	2,5 + j1,35	ТМН-6300/110/10	1
5	Курортна	0,88	4,4 + j2,37	ТДН-10000/110/10	1
6	Хмільник	0,89	6,8 + j3,48	ТДТН-16000/110/35/10	1
7	Уланів	0,89	2,6 + j1,33	ТМН-6300/110/10	1
8	Вишенька	0,87	3,1 + j1,76	ТМН-6300/110/10	1
9	Юрівка	0,88	3,2 + j1,73	ТМТН-6300/110/35/10	1
10	Козятин тяга	0,91	16,0 + j7,29	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
11	Глухівці	0,89	4,7 + j2,41	ТДН-10000/110/10	2
12	Завод Прогрес	0,87	6,2 + j3,51	ТДН-16000/110/10	1
13	Сигнал	0,88	8,4 + j4,53	ТДТН-16000/110/35/10	2
14	Сосонка тяга	0,89	11,0 + j5,64	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
15	Калинівка	0,9	6,4 + j3,1	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
16	Турбів	0,88	4,4 + j2,37	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2

ДОДАТОК В

Таблиця В.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	190
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	260,0

Продовження табл. В.1 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
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	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9

Продовження табл. В.1 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
4.1.5	Камера з трансформа- торами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			579,24	4184,056	127,496	131,16	15	5036,616	97,2
4.2	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	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	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансфор- матора (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

Продовження табл. В.1 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

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			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			45 275,62						

Таблиця В.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
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	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

Продовження табл. В.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
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	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	Всього ЗРУ 10 кВ		888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9

Продовження табл. В.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	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	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
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

Продовження табл. В.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			58 177,167						

Таблиця В.3 – Вартість реконструкції підстанції Хмільник (вузол 6):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205,0
2.2	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	1 од.	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72,0
Всього ВРУ 110 кВ			224,73	3767,313	173,661	109,01	2,285	4276,998	
Загальна кошторисна вартість			4276,998						

Таблиця В.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	190
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	260,0

Продовження табл. В.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
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	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9

Продовження табл. В.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			579,24	4184,056	127,496	131,16	15	5036,616	97,2
4.2	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	2400,166	84,0
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

Продовження табл. В.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

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			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			45 275,62						

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 5200.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 2563.7 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 98.722 МВТ / 513.355 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 96.450 МВТ / 501.540 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 1.516 МВТ / 3.888 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 1.516 МВТ / 3.888 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.510 МВТ / 2.653 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.297 МВТ / 0.762 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.807 МВТ / 3.415 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 2.324 МВТ / 7.303 МЛН.КВТ*Г (1.4%)

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год
Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 107.778 МВт / 560.445 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 105.680 МВт / 549.536 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.353 МВт / 3.470 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.353 МВт / 3.470 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.464 МВт / 2.415 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.328 МВт / 0.841 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.792 МВт / 3.256 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.146 МВт / 6.726 млн.кВт*г (1.2%)

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год
Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 107.952 МВт / 561.352 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 105.680 МВт / 549.536 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.533 МВт / 3.930 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.533 МВт / 3.930 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.419 МВт / 2.179 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.367 МВт / 0.942 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.786 МВт / 3.121 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.319 МВт / 7.051 млн.кВт*г (1.3%)

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год
Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 107.642 МВт / 559.738 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 105.680 МВт / 549.536 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.204 МВт / 3.087 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.204 МВт / 3.087 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.512 МВт / 2.662 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.295 МВт / 0.756 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.807 МВт / 3.418 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.011 МВт / 6.505 млн.кВт*г (1.2%)

ДОДАТОК Є

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯ РПН НА СПОЖИВИЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год

Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 107.642 МВт / 559.738 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 105.680 МВт / 549.536 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.204 МВт / 3.087 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.204 МВт / 3.087 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.512 МВт / 2.662 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.295 МВт / 0.756 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.807 МВт / 3.418 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.011 МВт / 6.505 млн.кВт*г (1.2%)

ДОДАТОК Ж

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ 1РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год

Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 107.665 МВт / 559.859 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 105.680 МВт / 549.536 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.227 МВт / 3.146 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.227 МВт / 3.146 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.512 МВт / 2.661 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.295 МВт / 0.757 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.807 МВт / 3.418 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.034 МВт / 6.564 млн.кВт*г (1.2%)

ДОДАТОК 3

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ 2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год
Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 107.642 МВт / 559.738 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 105.680 МВт / 549.536 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.204 МВт / 3.087 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.204 МВт / 3.087 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.512 МВт / 2.662 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.295 МВт / 0.756 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.807 МВт / 3.418 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.011 МВт / 6.505 млн.кВт*г (1.2%)

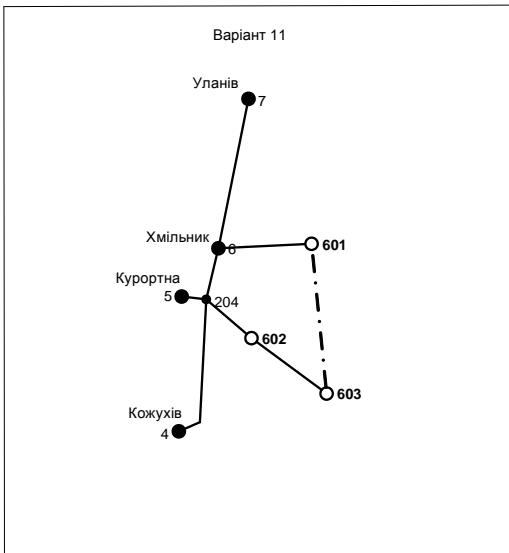


Послідовність будівництва	
—	ЛЕП яка будується на першому році
- - - - -	ЛЕП яка будується на другому році

Варіант 21

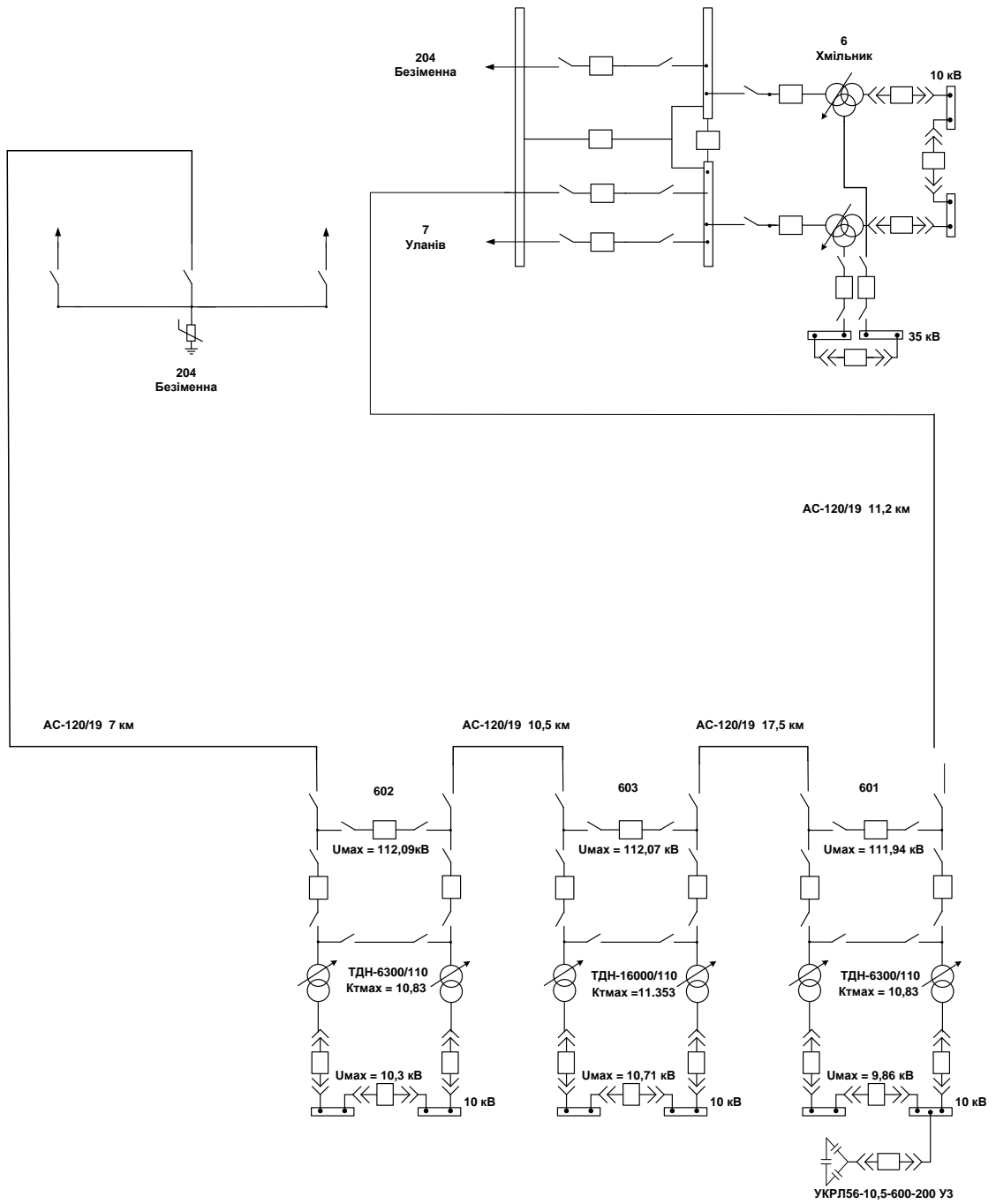


Варіанти розвитку існуючої мережі



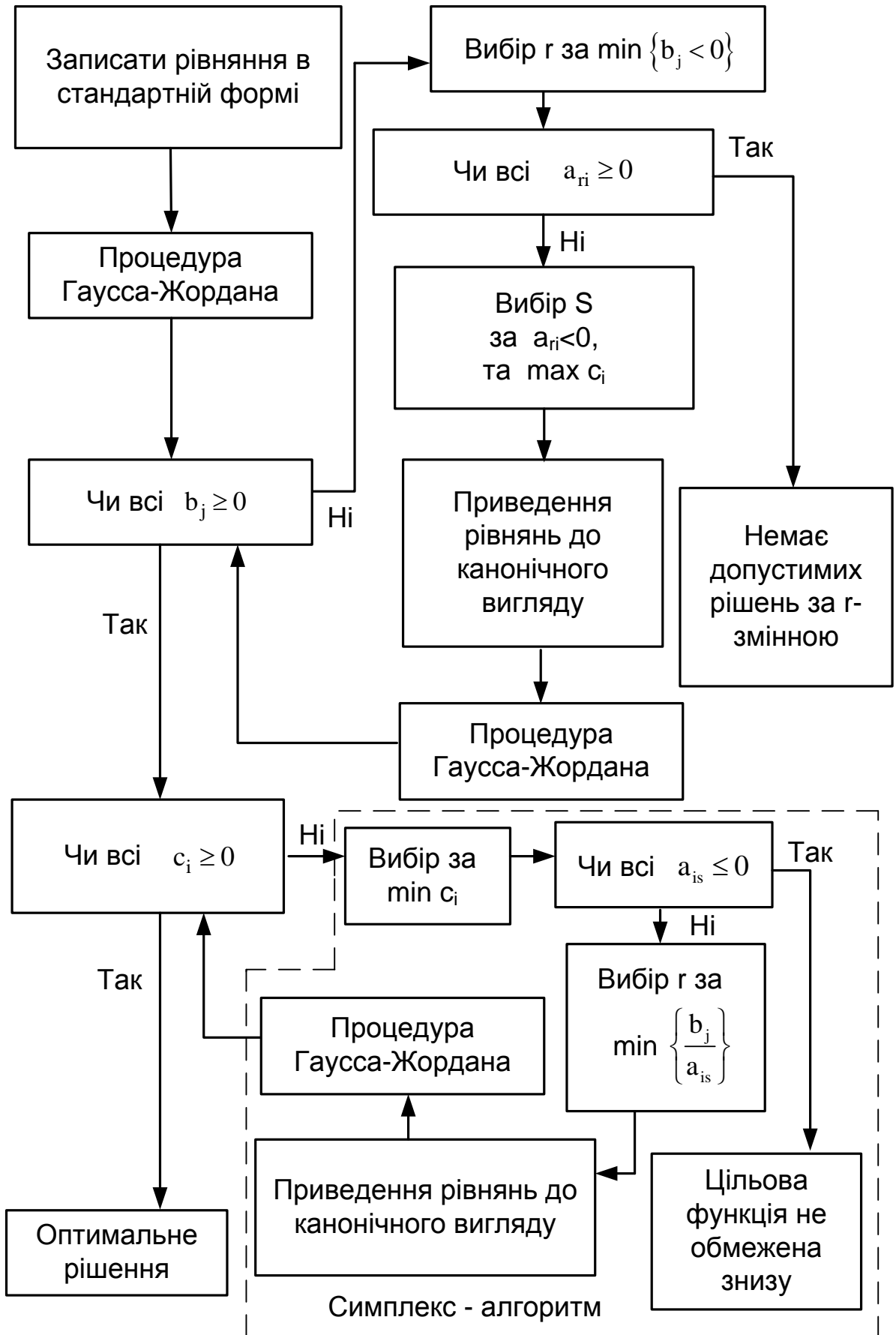
Варіант 31



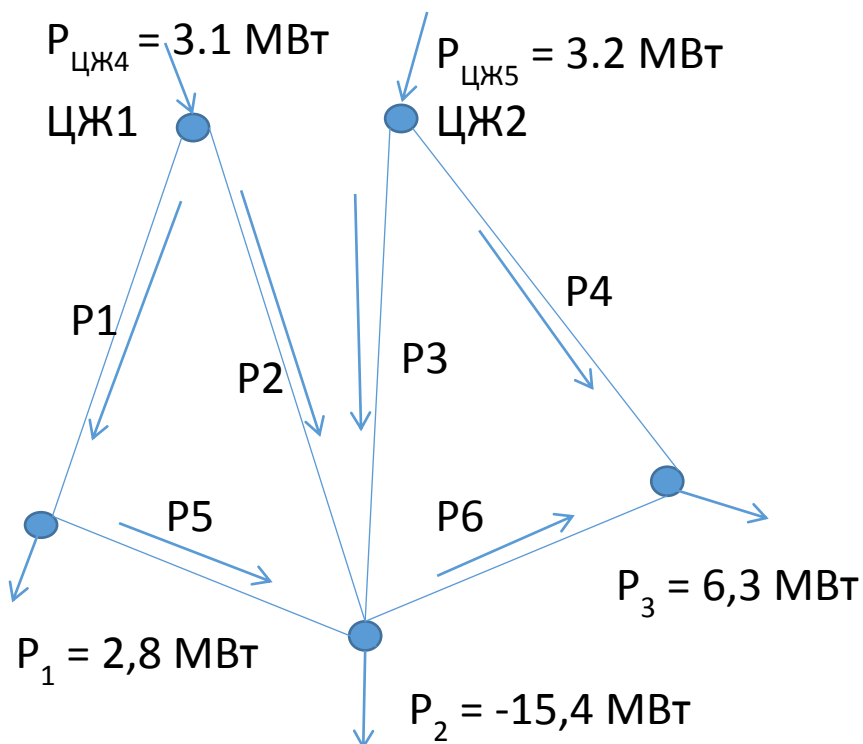
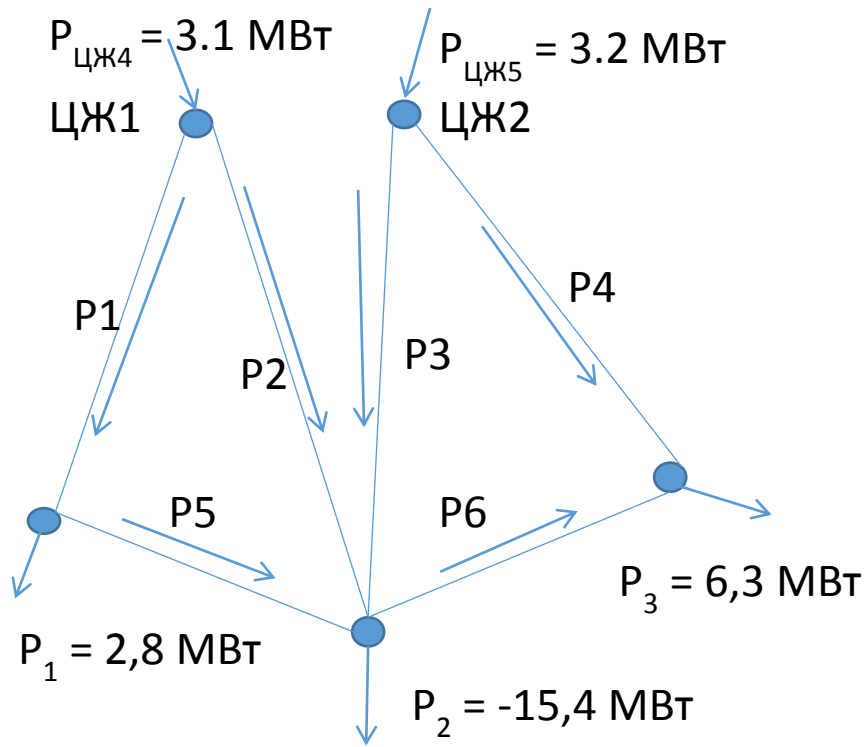


Основні техніко-економічні показники розвинутої ЕМ

Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	37,37
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5200
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	193 960
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	207 060,45
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	6,2
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,01
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,16
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	559,74
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	6,50



Приклад застосування методу транспортної задачі



ВИСНОВКИ

Отримана мережа пройшла певну перевірку на такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. Відповідно до результатів, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 2,01 МВт при сумарній активній потужності генерації 107,64 МВт.