

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

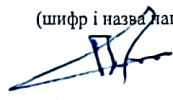
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

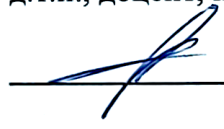
**«Аналіз методів прогнозування електроспоживання для розвитку
розподільних мереж 110 кВ Гайсинського району»**

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)

 Пастух О. А.
(прізвище та ініціали)

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

 Кулик В. В.
(прізвище та ініціали)

« 03 » зрудня 2023 р.


Опонент: к.т.н. доц каф. ЕСС ЕМ.

 Кулик В. В.
(прізвище та ініціали)

« 12 » зрудня 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

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

« 04 » зрудня 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.

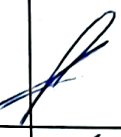






18 вересня 2023 року

З А В Д А Н Н Я НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Пастуху Олександрю Антоновичу
(прізвище, ім'я, по батькові)











1. Тема роботи. Аналіз методів прогнозування електроспоживання для розвитку розподільних мереж 110 кВ Гайсинського району
керівник роботи д.т.н., доцент, професор каф. ЕСС Кулик В. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247
2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року
3. 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 5400 годин на рік. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.
4. Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Електротехнічна частина. 3. Аналіз методів прогнозування електроспоживання для розвитку розподільних мереж. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. 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. Методи прогнозування навантаження. 6. Ймовірнісний метод моделювання 7. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Кулик В. В., д.т.н., доцент, професор каф. 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

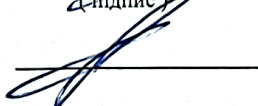
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.09.23	23.09.23	
2	Обґрунтування проектування АЕС	24.09.23	29.09.23	
3	Електротехнічна частина	30.09.23	10.10.23	
4	Перспективи розвитку малих модульних реакторів	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


(підпис)

О. А. Пастух

Керівник роботи



В. В. Кулик

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Пастух Олександр Антонович «Аналіз методів прогнозування електроспоживання для розвитку розподільних мереж 110 кВ Гайсинського району». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2023. 94 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 прогнозування електроспоживання 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

UDC 621.311.1

Pastuh Oleksandr Antonovych "Analysis of electricity consumption forecasting methods for the development of distribution networks of 110 kV of the Haysinsky district." Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 94 p.

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 the methods of forecasting electricity consumption for the development of distribution networks was 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

ВСТУП	6
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	8
1.1. Розрахунок режиму існуючої мережі.....	9
1.2. Формування максимального графа електричної мережі.....	11
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	13
2.1. Лінеаризація цільової функції.....	13
2.2. Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу ...	16
2.3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	21
2.3.1. Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	21
2.3.2. Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	25
2.3.3. Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	26
2.4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях.....	29
2.5. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій.....	31
2.6. Оцінювання надійності схем підстанції	34
2.7. Оцінювання балансу потужностей.....	38
2.8. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі	40
3. МЕТОДИ ПРОГНОЗУВАННЯ НАВАНТАЖЕНЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ	45
3.1. Прогнозування навантажень як задача моделювання.....	45
3.2. Метод екстраполяції для прогнозування навантажень	46
3.3. Прогнозування максимальних навантажень	47
3.4. Ймовірнісний метод визначення річного максимуму навантажень	57
3.5. Прогнозування електричних навантажень на основі методу лінійної регресії.....	63
3.6. Прогнозування зростання електричних навантажень згідно	

	4
нормативної методики	65
3.7. Прогнозування електричних навантажень на тривалу перспективу	67
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	70
5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	77
5.1. Задачі розділу	77
5.2. Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРУ	78
5.3. Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з трансформатором в діючих електроустановках	79
5.4. Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	81
5.4.1. Мікроклімат	81
5.4.2. Склад повітря робочої зони.....	81
5.4.3. Виробниче освітлення. Природне освітлення	82
5.4.4. Штучне освітлення	82
5.4.5. Виробничий шум.....	83
5.4.6. Виробнича вібрація	83
5.5. Розрахунок захисного заземлення.....	84
5.6. Пожежна безпека.....	90
ВИСНОВКИ.....	94
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	96
Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень.....	98
Додаток Б. Технічне завдання МКР.....	99
Додаток В.....	106
Додаток Г.....	122
Додаток Д.....	123
Додаток Е.....	124
Додаток Є.....	125
Додаток Ж.....	126

Додаток З.....	127
Додаток И. Ілюстративна частина.....	128

ВСТУП

Актуальність теми. Планування розвитку ЕЕС починається з передбачення навантажень. Для ефективного планування необхідно не лише передбачати майбутні навантаження, а й враховувати виробництво електроенергії. Прогноз навантажень використовується для визначення потужності генераторів, планування розвитку живильних та розподільних мереж, оцінки загальної потреби ЕЕС у енергоресурсах та вибору типів електричних станцій. Також прогноз навантажень впливає на стратегію розміщення капіталовкладень. Передумовою успіху планування є точний прогноз, який відтворює реальні та майбутні тенденції змін у навантаженнях, підтверджений інженерною інтуїцією [1, 2].

Прогноз може бути короткостроковим, середньостроковим або довгостроковим, і для кожного з них можуть застосовуватися відповідні методи прогнозування.

Метою даної роботи є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками аналіз методів прогнозування електроспоживання для розвитку розподільних мереж

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 прогнозування електроспоживання для розвитку розподільних мереж;
- розв'язано питання забезпечення безпеки праці персоналу, що обслуговує елементи ВРУ.

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 вибору методу прогнозування електроспоживання для розвитку розподільних мереж.

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 ЛІІІ 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. 1.1 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 $a' = -2667,6$, $b' = 1,3697$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,3697T - 2667,6$$

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

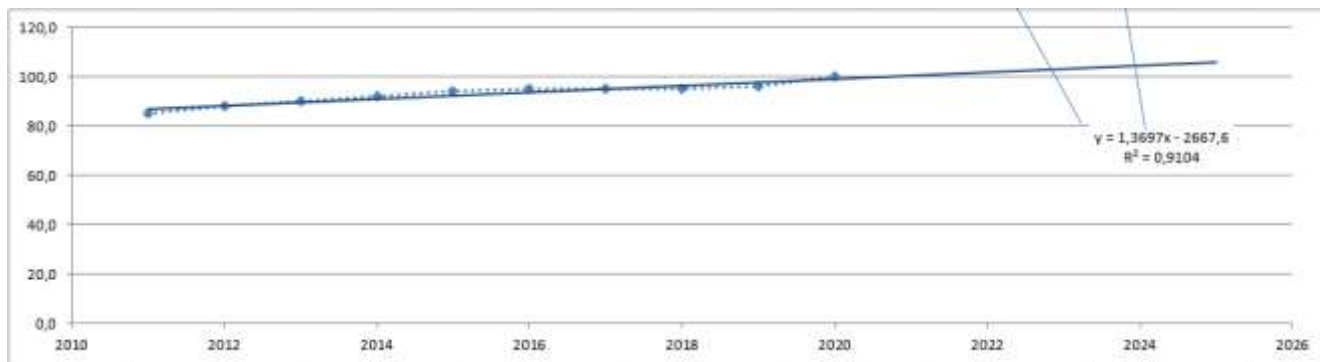


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2025-й рік збільшиться до 106 %, що на 6 % 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 Г) з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають обмеженням, або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулювальних пристроїв.

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

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

- в лініях електропередач – 2.15 МВт;
- в трансформаторах – 0.97 МВт з них холостого ходу 0.54 МВт та навантажувальні 0.43 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

	11-12	12-13	13-14	14-15
Марка проводу	АС-120	АС-150	АС-150	АС-150
Допустимий струм, А	125	150	150	150
Розрах. струм, А	14	48	117	132

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

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	12	13	14
Напруга вузла,кВ	108,94	109,5	110,81

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 № 12 - Дашів з рівнем напруги 108,94 кВ; вузол № 13 – Гайсин з рівнем напруги 109,5 кВ, № 14 – Лад. Хутора з рівнем напруги 110,81 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.

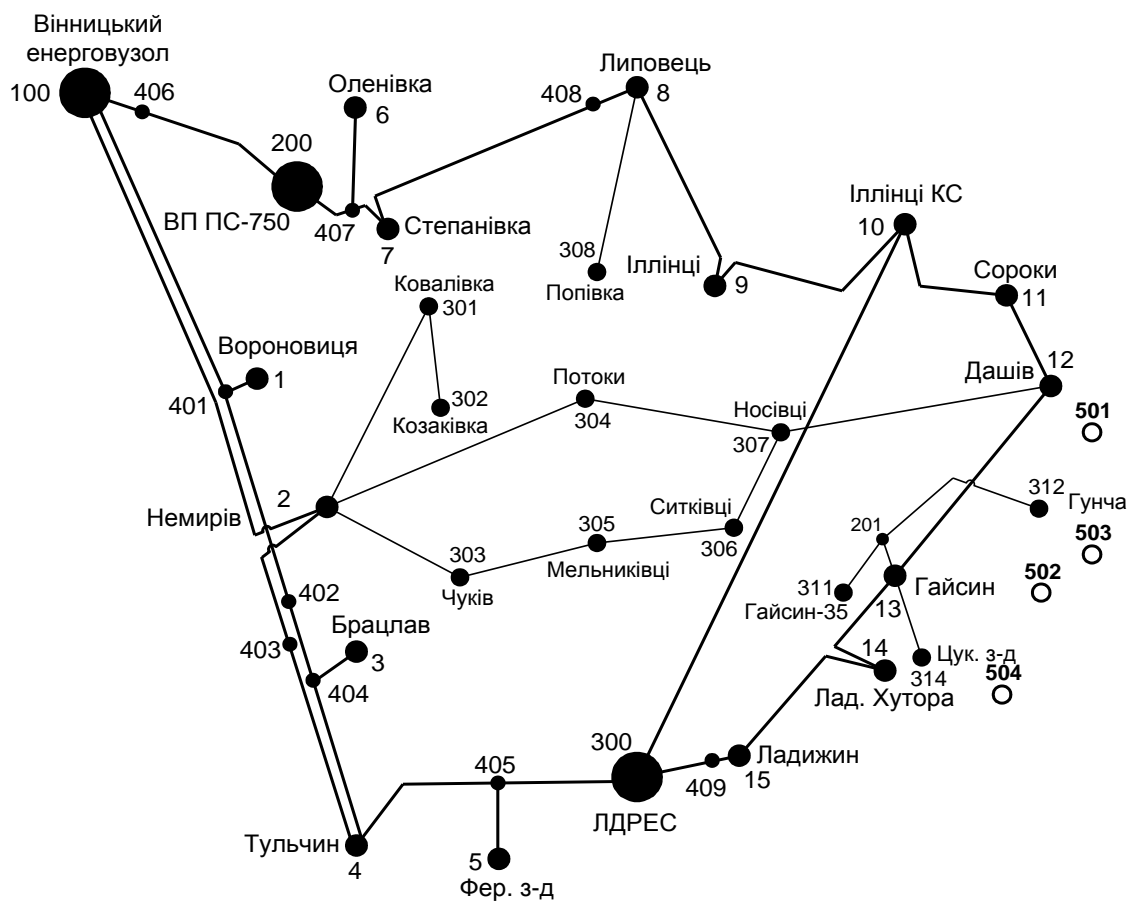


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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 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.

2.1. Лінеаризація цільової функції

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

В загальному випадку залежності $V_i = f(P_i)$ нелінійні. Тому функція мети, що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути подана у вигляді нелінійної функції з лінійними і нелінійними обмеженнями на змінні 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 (1.3). 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 $T_{нб} = 5400$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 1,65 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
12	501	1	7	110	1573,680	0,131	3525,0	0,633	3588,3
13	502	2,3	16,1	110	1573,680	0,131	8107,6	1,455	8253,1
13	504	2,5	17,5	110	1573,680	0,131	8812,6	1,582	8970,8
14	504	2	14	110	1573,680	0,131	7050,1	1,265	7176,6
501	503	2	14	110	1573,680	0,131	7050,1	1,265	7176,6
503	502	1	7	110	1573,680	0,131	3525,0	0,633	3588,3
502	504	1,8	12,6	110	1573,680	0,131	6345,1	1,139	6459,0

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 $V_d = a' + b' \cdot P$

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. c, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн
12-501	1	5,7	3545,2	3541,4	3549,5	627,5	3545,2	3190,7	3899,8
13-502	2,3	5,7	8154,1	8145,2	8163,8	1443,2	8154,1	7338,6	8969,5
13-504	2,5	5,7	8863,1	8853,5	8873,7	1568,7	8863,1	7976,8	9749,4
14-504	2	5,7	7090,5	7082,8	7099,0	1255,0	7090,5	6381,4	7799,5
501-503	2	5,7	7090,5	7082,8	7099,0	1255,0	7090,5	6381,4	7799,5
503-502	1	5,7	3545,2	3541,4	3549,5	627,5	3545,2	3190,7	3899,8
502-504	1,8	5,7	6381,4	6374,5	6389,1	1129,5	6381,4	5743,3	7019,6

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 оптимального розв'язку; симплекс-метод також називають методом поступового покращення плану.

Для оптимізації схеми електричної мережі з урахуванням обраних критеріїв та параметрів які потрібно оптимізувати з математичної точки зору задача оптимізації формулюється таким чином:

мінімізувати

$$y(x) = c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + \dots + c_nx_n + b_{n+1} \quad (2.3)$$

при обмеженнях:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах			
	12-501	14-504	314-504	312-503	501-503	503-501	503-502	502-505	502-504	504-502	0-0	0-0	0-0	0-0					
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,59	8,59	
502	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	2,33	2,33	
503	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	11,88	11,88	
504	0	1	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	6,04	6,04	
Коефіцієнти цільової функції	1711,1	-4679,3	1584,3	2216,0	1077,3	1077,3	1077,8	1267,1	3339,2	1711,1	0,0	0,0	0,0	0,0				0,000	
Потужності ЛЕП	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				0,000	
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				0,000	
Дисконтовані витрати, тис. грн																			0,000

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			
	12-501	14-504	314-504	312-503	501-503	503-501	503-502	502-503	502-504	504-502	0-0	0-0	0-0	0-0					
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,59	0,00	
502	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	2,33	0,00	
503	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	11,88	0,00	
504	0	1	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	6,04	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	2426,3	1253,7	840,3	752,2	1253,7	1253,7	626,9	1043,5	1821,6	1128,4	0,0	0,0	0,0	0,0				35065,046	
Потужності ЛЕП	0	0	6,044423	22,79914	0	8,589443	2,332935	0	0	0	0	0	0	0					
Постійні складові витрат	0,000	0,000	5287,565	4230,052	0,000	7050,087	3523,044	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				20092,748	
Змінні складові витрат	0,000	0,000	34,674	394,655	0,000	93,360	3,444	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				526,132	
Дисконтовані витрати, тис. грн																			20618,880

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

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв’язку зі зміною перетоків то лініям, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок (рис. 2.3).

Номери вузлів	Переток ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	12-501	14-504	314-504	312-503	501-503	503-501	503-502	502-503	502-504	504-502	0-0	0-0	0-0	0-0			
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,39	0,00
502	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	2,33	0,00
503	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	11,88	0,00
504	0	1	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	6,04	0,00
Коефіцієнти цільової функції	626,9	1253,7	880,5	202,8	1253,7	831,7	1512,5	626,9	1128,4	1128,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		17117,497
Потужності ЛЕП	8,389443	0	6,044423	14,2097	0	0	2,332935	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	3525,044	0,000	5287,565	4230,052	0,000	0,000	3525,044	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		16567,705
Змінні складові витрат	46,680	0,000	34,674	153,303	0,000	0,000	3,444	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		238,100
Дисконтовані витрати, тис. грн																	16803,804

Рисунок 2.3 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях (друга ітерація)

Після остаточно уточнення отримуємо:

Номери вузлів	Переток ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	12-501	14-504	314-504	312-503	501-503	503-501	503-502	502-503	502-504	504-502	0-0	0-0	0-0	0-0			
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,39	0,00
502	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	2,33	0,00
503	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	11,88	0,00
504	0	1	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	6,04	0,00
Коефіцієнти цільової функції	626,9	1253,7	880,5	202,8	1253,7	831,7	1512,5	626,9	1128,4	1128,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		17117,497
Потужності ЛЕП	8,389443	0	6,044423	14,2097	0	0	2,332935	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	3525,044	0,000	5287,565	4230,052	0,000	0,000	3525,044	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		16567,705
Змінні складові витрат	46,680	0,000	34,674	153,303	0,000	0,000	3,444	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		238,100
Дисконтовані витрати, тис. грн																	16803,804

Рисунок 2.5 – Остаточний варіант (четверта ітерація)

У таблиці на рис. 2.5 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.6.

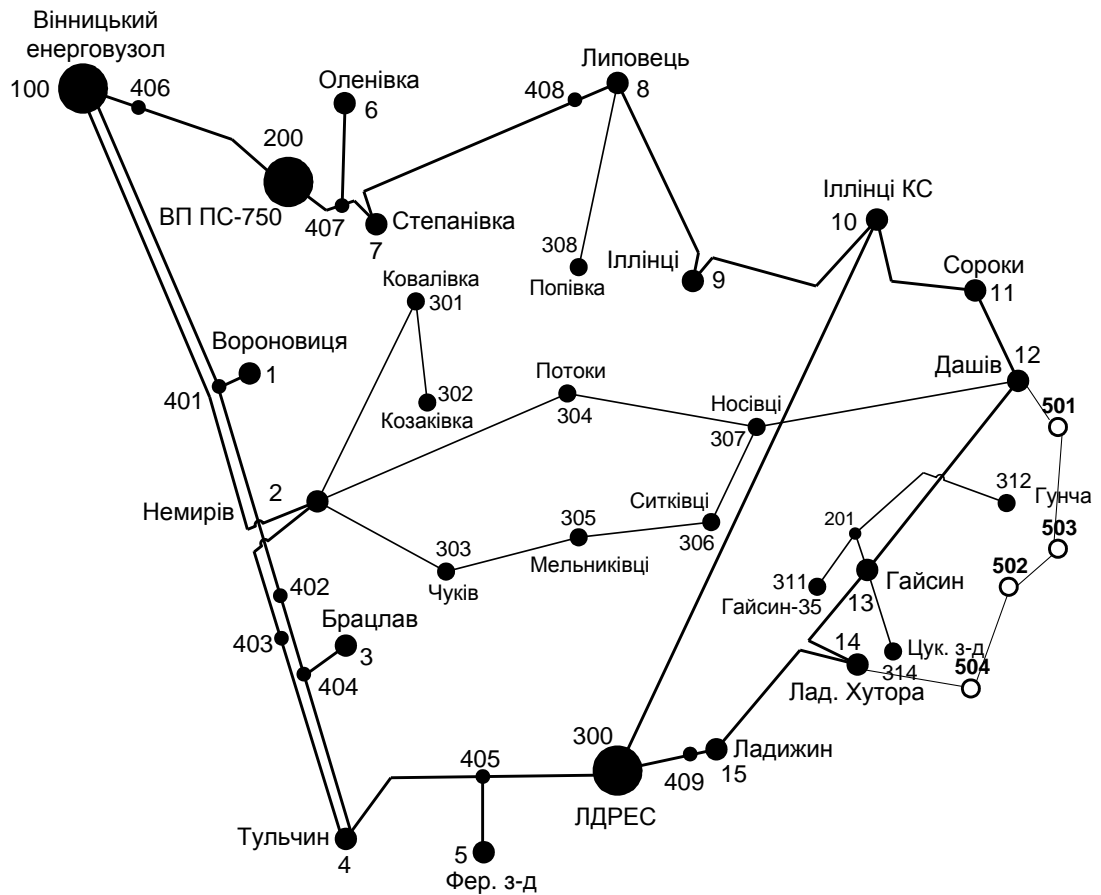


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всі споживачів відповідно до їх категорії.

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.

2.3.1. Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 501, 502, 503, 504). Для нашого варіанту приймаємо три опорних пунктів живлення: 2, 201 та 14 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (2.5)$$

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:

$$B_t = K \cdot K_d + E, \quad (2.6)$$

Для розв'язування необхідних задач (2.5) 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:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (2.7)$$

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 (2.7).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (2.5), 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:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (2.7)$$

Коефіцієнти a_i та b_i беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року: $L_{\max} \leq 30$ км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За чотири роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 501, 502, 503, 504. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 30 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 одноланцюгову лінію до пункту 14-504. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{14-501} = 14 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (3.4) 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.2.4.

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 одноланцюгові лінії 504-502, 502-503. Результати розрахунків подано в табл.2.5.

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

Для варіанту 1 на третьому році розвитку будують одноланцюгові лінії 12-501, 501-503. Результати розрахунків подано в табл.2.6.

Таблиця 2.4 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Vt	Вартість
1	1	12-501	7	22,8	21	12664,999	37594,07	31328,39	31328,39
		501-503	14	14,2		24929,066			
	2	12-501	7	22,8	21	12664,999	37386,88	31155,74	31155,74
		14-504	14	6,1		24721,885			
	3	14-504	14	6,1	14	24721,885	24721,88	20601,57	20601,57

Таблиця 2.5 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Vt	Вартість
2	11	503-502	7	2,3	19,6	12340,833	34576,68	24011,59	55339,97
		502-504	12,6	5		22235,85			
	12	503-502	7	2,3	21	12340,833	37062,72	25738	57066,39
		14-504	14	6,1		24721,885			
	13	14-504	14	6,1	14	24721,885	24721,88	17167,98	48496,36
	21	501-503	14	14,2	21	24929,066	37269,9	25881,87	57037,61
		503-502	7	2,3		12340,833			
	22	502-504	12,6	5	19,6	22235,85	34576,68	24011,59	55167,32
		503-502	7	2,3		12340,833			
	23	501-503	14	14,2	14	24929,066	24929,07	17311,85	48467,59
	31	12-501	7	22,8	21	12664,999	37594,07	26106,99	46708,56
		501-503	14	14,2		24929,066			
	32	502-504	12,6	5	19,6	22235,85	34576,68	24011,59	44613,16
		503-502	7	2,3		12340,833			
	33	502-504	12,6	5	19,6	22235,85	34900,85	24236,7	44838,27
12-501		7	22,8	12664,999					

Таблиця 2.6 - Можливі варіанти розвитку для третього року

t	Варіант	ЛЕП	L	P	L _{сум}	В _i	В _{i,сум}	В _t	Вартість
3	111	14-504	14	6,1	14	24721,885	24721,88	14306,65	69646,62
	121	502-504	12,6	5	12,6	22235,85	22235,85	12867,97	69934,35
	131	503-502	7	2,3	19,6	12340,833			
		502-504	12,6	5		22235,85			
	211	502-504	12,6	5	12,6	22235,85	22235,85	12867,97	69905,58
	221	501-503	14	14,2	14	24929,066	24929,07	14426,54	69593,86
	231	503-502	7	2,3	19,6	12340,833			
		502-504	12,6	5		22235,85			
	311	503-502	7	2,3	19,6	12340,833			
		502-504	12,6	5		22235,85			
	321	12-501	7	22,8	21	12664,999			
		501-503	14	14,2		24929,066			
	331	501-503	14	14,2	21	24929,066			
		503-502	7	2,3		12340,833			

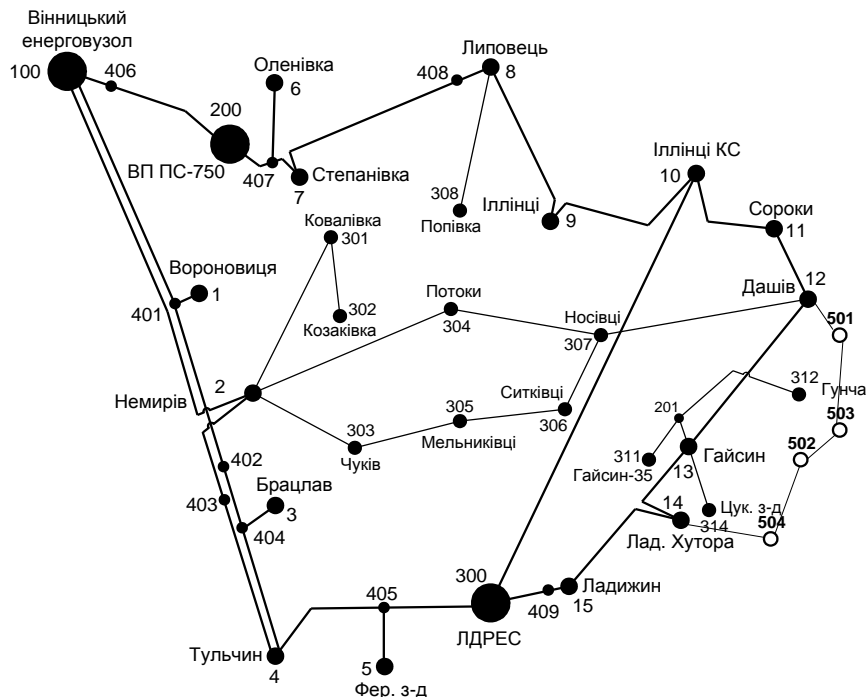
2.3.2. Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По V_{Σ} з табл. 2.6 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 321. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 321 приєднання підстанцій 501, 502, 503, 504 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. 2.7.

Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів, а потужності що в ній перетікають відповідають економічній експлуатації ЛЕП.

Рисунок 2.7 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування



2.3.3. Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (2.8) :

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (2.8)$$

$$I_{\text{розраз12-501}} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{8.859}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 48.825 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розраз14-504}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{23.885}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 131.631 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розраз501-503}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{1.352}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 7.45 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розраз503-502}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{15.586}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 85.895 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розраз502-504}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{18.277}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 100.726 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{нб} = 5200$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{нб} < 6000$ 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 12-501;

2й – розрив лінії 14-504;

3й – розрив лінії 12-501 та відсутня генерація на СЕС (504);

4й – розрив лінії 14-504 та відсутня генерація на СЕС (504);

5й – розрив лінії 502-503;

6й – розрив лінії 502-504.

Отримані результати представлені у таблиці 2.7

Таблиця 2.7 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	$I_{па1},$ А	$I_{па2},$ А	$I_{па3},$ А	$I_{па4},$ А	$I_{па5},$ А	$I_{па6},$ А	$I_{па,А}$ max	$I_{па}$ Доп.	$I_{роз},$ А	Марка проводу
12-501	0	180.2	0	149.7	135.6	150.3	182.8	390	48.8	АС-120/19
14-504	182.8	0	152.5	0	47.1	33.5			131.6	АС-150/19
501-503	56.1	124.4	56.1	93.9	79.9	94.6			7.45	АС-120/19
503-502	136.1	47.1	135.9	14.4	0	14.8			85.9	АС-120/19
502-504	151.7	33.5	151.6	0.2	2.6	0			100.7	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:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (2.9)$$

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

Для 501 вузла згідно (2.9) маємо:

$$S_1 \geq \frac{8.1}{2 \cdot 0.7} = 6.575 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 10.0 МВА.

У вузлах 502, 503 та 504 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 2.8 – 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							
501	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139.	70.
502	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
503	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139.	70.
504	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 2.10

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{(n_m - 1) \cdot S_n} \leq 1.4 \quad (2.10)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{9.205}{(2-1) \cdot 10} = 0.92 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{12.874}{(2-1) \cdot 10} = 1.287 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{2.472}{(2-1) \cdot 6.3} = 0.392 \leq 1.4$$

$$K_{з4.па} = \frac{5.7}{(2-1) \cdot 6.3} = 0.905 \leq 1.4$$

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.2.8.

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 електричних розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 501, 502, 503 та 504 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 2.8).

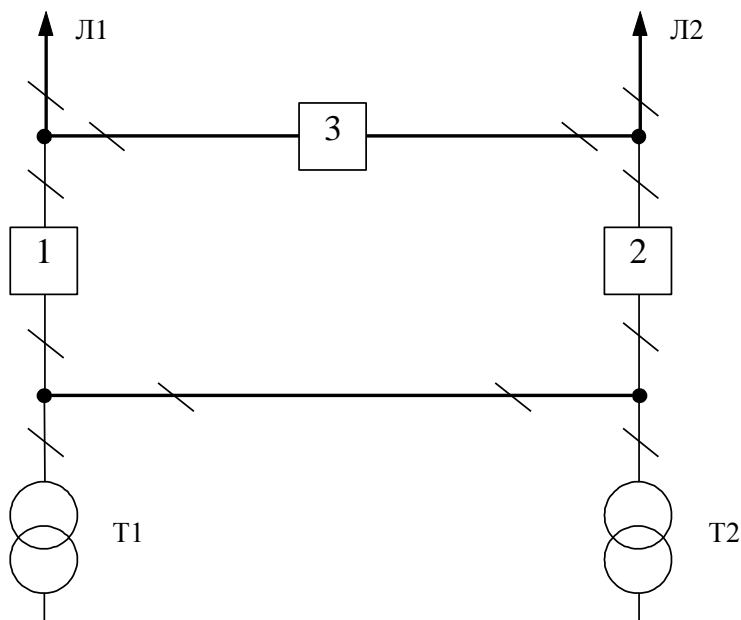


Рисунок 2.8 – Схема розподільного пристрою вузлів 501, 502, 503 та 504

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 «Дашів». Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на відгалужувальну. Для розподільного пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції «Дашів» (вузол 12) існуюча схема є задовільною. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується залишити. Отож, для вказаної підстанції прийнято схему розподільного пристрою 110 кВ 110-6 – Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна система шин (рис 2.9).

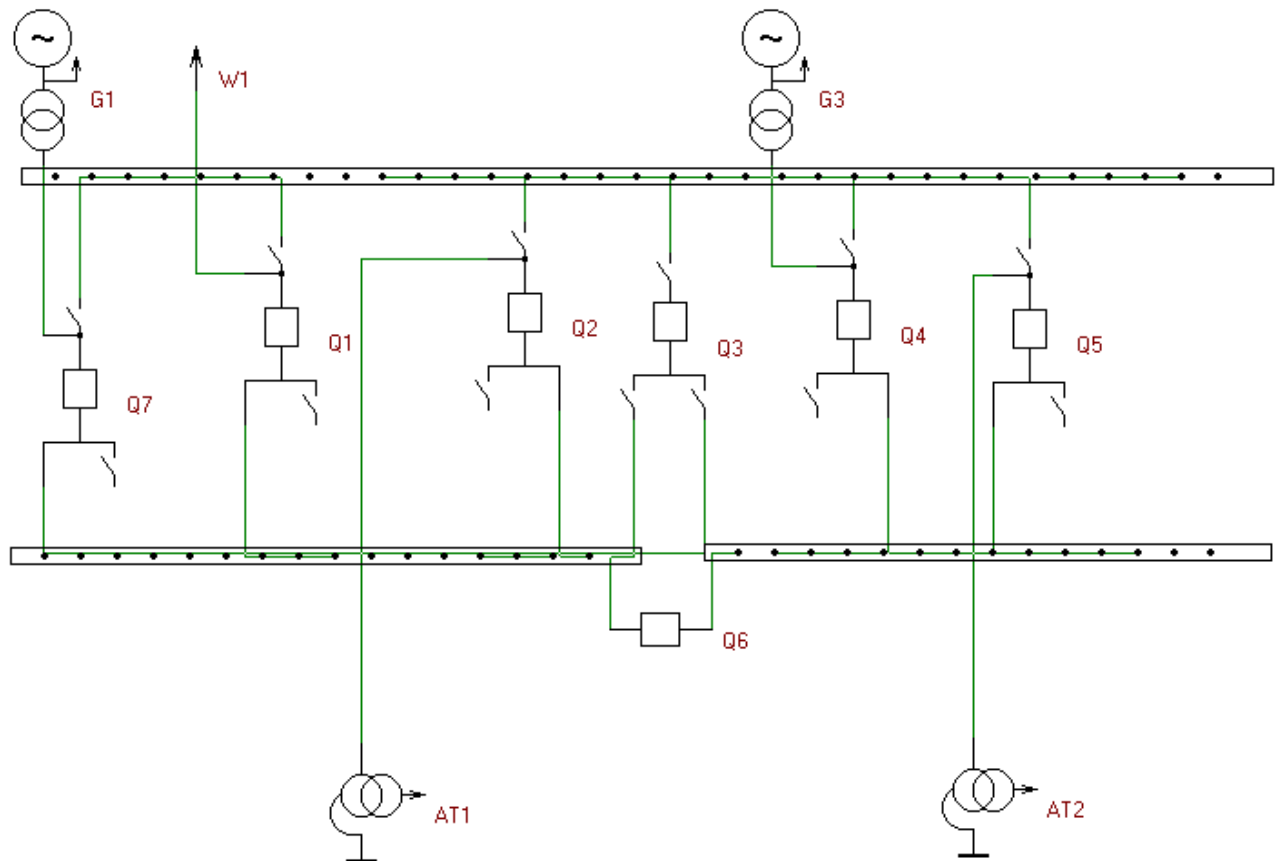


Рисунок 2.9 – Схема одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна система шин

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято вузол 12, що є місцем з'єднання проводів АС-120 та АС-150 лінії «Сороки - Гайсин» (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 «Сороки - Гайсин» оскільки розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-1» забезпечить обмеження зони захисту та його резервування.

2.6. 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 відгалужувальної підстанції «Дашів» (вузол 12).

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. 2.9, 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:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (2.11)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (2.11) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^I = 1 - 4 \cdot 0,0003 = 0,9904$$

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. 2.9).

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

Таблиця 2.9 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 15)

Вимикач що відмовив	Параметр потоку відмов w_i	Відключившийся елементи, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відключених елементів							
		Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикачі							
		$K_o=0,9904$	$K_p=0,0013$						
			Q1-л	Q2-г	Q3-г	Q4-г	Q5-г	Q6-г	Q7-г
Q1-л	0,0407	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To		AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To
		W1-Ts		W1-Ts	W1-Ts	W1-Ts	W1-Ts	W1, AT1, D(G1,G3,AT2)-Ts	W1-Ts
Q2-г	0,04	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To		AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To
		AT1-Ts	AT1-Ts		AT1-Ts	AT1-Ts	AT1-Ts	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-Ts	AT1-Ts
Q3-г	0,04		AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To		AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To
			W1-Ts	AT1-Ts		G3-Ts	AT2-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	G1-Ts
Q4-г	0,04	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To		AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To
		G3-Ts	G3-Ts	G3-Ts	G3-Ts		G3-Ts	G3, D(W1,AT1), D(G1,AT2)-Ts	G3-Ts
Q5-г	0,04	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To		AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To
		AT2-Ts	AT2-Ts	AT2-Ts	AT2-Ts	AT2-Ts		AT2, D(W1,AT1), D(G1,G3)-Ts	AT2-Ts
Q6-г	0,04	AT2, G3, G1, AT1, W1-To	AT2, G3, G1, AT1, W1-To	AT2, G3, G1, AT1, W1-To	AT2, G3, G1, AT1, W1-To	AT2, G3, G1, AT1, W1-To	AT2, G3, G1, AT1, W1-To		AT2, G3, G1, AT1, W1-To
		D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts		D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts

Таблиця 2.10 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Елементи, що відключились	P, [Мвт]	t, [год]	K_o		K_p	
			$\omega_{лв}$	$\omega_{гв}$	$\omega_{лв}$	$\omega_{гв}$
AT1, W1, D(G1,G3,AT2)	12	1	1	1	6	8
AT2, G3, G1, D(W1,AT1)	20	1	0	3	0	21
AT2, G3, G1, AT1, W1	20	1	0	1	0	6
D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)	12	1	0	0	0	1
W1	12	17,8	1	0	5	1
AT1	0	17,8	0	1	0	6
G3	0	17,8	0	1	0	6
AT2	0	17,8	0	1	0	6
D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)	12	17,8	0	1	0	7
G1	0	17,8	0	1	0	6

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

Для обрахунку збитку від недовідпуску електроенергії (2.12), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (2.13) та недовідпуск електроенергії (2.14).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 400$ грн./кВт·год.);

$$M_{ЗБ} = \Delta W_{НД} \cdot Z_0 \quad (2.12)$$

$$W_{РІК} = P_{НБ} \cdot T_{НБ} \quad (2.13)$$

$$\Delta W_{НД} = K_{Всум.} \cdot W_{РІК} \quad (2.14)$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W _{рік} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	Мзб, грн.
21 544	8 617,954	3 447 181,6

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

2.7. Оцінювання балансу потужностей

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 501,502,503,504 запишеться так:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{М}}; \quad (2.15)$$

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 28,84 + 0,05 \cdot 28,84 = 27,398 \text{ (МВт)},$$

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:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (2.16)$$

$$Q_{\Gamma} = 27,398 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 27,398 \cdot 0,34 = 9,315 \text{ (МВАр)}.$$

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:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l \quad (2.17)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 12-501

$$Q_{\text{ЛЕП12-501}} = 105,51^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 7) = 0,222 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,222 + 0,444 + 0,223 + 0,407 + 0,444 = 1,74 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 12,57 = 11,941 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 12,57 = 1,257 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 11,941 + 1,257 - 9,315 - 1,74 = 2,143 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужність споживачів 11,941 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 9,315 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-2250-450 УЗ на 2250 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 501.

2.8. 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.

Аналіз та виведення результатів розрахунків

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 мініальному 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 121кВ.

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.

Регулювання напруги у мережі

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. 2.12).

Таблиця 2.12 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	105,15	99,85	112,2
502	105,84	100,2	112,5
503	105,53	99,86	112,21
504	106,48	100,89	113,1

Таблиця 2.13 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	9,74	9,18	10,41
502	9,98	9,44	10,63
503	9,57	9	10,25
504	10,13	9,59	10,77

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} = \frac{\Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} \quad (2.18)$$

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

$$\Delta U'_{\text{T}} = \frac{P_{\text{Н}} \cdot R_{\text{T}} + (Q_{\text{Н}} - Q_{\text{КУ}}) \cdot X_{\text{T}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (2.19)$$

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).

$$K_{\text{Tб}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{ННб}}} \quad (2.20)$$

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

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

$$K_{Тд} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (2.20)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{Тд}$ за формулою (2.20) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (2.19) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 501.

$$\Delta U_{Т501} = \frac{((8,59) \cdot (14,7 / 2)) + ((4,64) \cdot (220 / 2))}{105,15} = 5,454 \text{ кВ}$$

За (2.20) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{Т501б} = \frac{105,15 + 5,454}{10,5} = 10,534$$

Ближчий за табл. 2.14 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{Т501д} = 10,534$, що відповідає 8-й відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (2.18).

$$U_{НН501д} = \frac{105,15 + 5,454}{10,534} = 10,579 \text{ кВ.}$$

Таблиця 2.14 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ відп	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
$K_{Тб}$	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. 2.15.

Таблиця 2.15 – 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
501	5,45	10,534	10,579	8	10,611	0,09
502	1,41	10,214	10,258	10	10,298	0,09
503	4,89	10,517	9,965	12	9,985	0,09
504	1,45	10,279	10,323	9	10,455	0,09

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 501, 502, 503, 504 (додаток Е). 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 ПРОГНОЗУВАННЯ НАВАНТАЖЕНЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ

3.1. Прогнозування навантажень як задача моделювання

Проектування розвитку ЕЕС починається з прогнозування навантажень. Для ефективного проектування важливо знати не тільки майбутнє навантаження, але й виробництво електроенергії. Прогноз навантажень використовується для визначення встановленої потужності генераторів, планування розвитку живильних та розподільних мереж, визначення загальної потреби ЕЕС в енергоресурсах, виборі типів електричних станцій. Прогноз навантаження використовується також для вибору стратегії розміщення капіталовкладень. В цілому добрий прогноз, який відтворює дійсні та майбутні тенденції змін навантажень і який підтверджений інженерною інтуїцією, - передумова успіху планування розвитку і відповідно економічної доцільності енергосистеми [1, 2].

Прогноз буває короткочасним, середнім та довготривалим і для будь-якого прогнозу можуть бути застосовані відповідні методи прогнозування.

Методи прогнозування навантаження можна розділити на три групи:

- метод екстраполяції;
- метод кореляції;
- змішаний підхід, який об'єднує два попередні методи.

Метод екстраполяції – це знаходження значень функції за межами значень аргументів. Екстраполяційні методи пов'язані з підбиранням залежності для ретроспективних даних, які відтворюють тенденцію зміни навантаження. Маючи цю залежність, можна екстраполювати її на бажаний інтервал часу в майбутньому. Такий метод називається детермінованою екстраполяцією, оскільки не враховуються випадкові помилки у вихідних даних і похибка моделювання.

Для апроксимації навантажень використовуються функції:

$$y = a + bx \text{ – прямої лінії;}$$

$y = a + bx + cx^2$ – параболічної залежності;

$y = a + bx + cx^2 + dx^3$ – S-подібної кривої;

$y = ce^{dx}$ – експоненціальної залежності.

Коефіцієнти апроксимації – a, b, c, d – (наближена заміна одних математичних операцій іншими) можна визначити за методом найменших квадратів.

Кореляція – це зв'язок між явищами, якщо одне з них входить до переліку причин, які визначають інші, або коли є загальні причини, які впливають на ці явища. Кореляційні методи прогнозування пов'язують навантаження ЕЕС з різними демографічними та економічними факторами. Переваги цього підходу в тому, що інженер може чітко уявляти взаємозв'язок між зростанням навантаження та іншими вимірюваними величинами. Найочевиднішим недоліком цього методу є необхідність передбачати економічні та демографічні фактори, що може бути важчим, ніж прогнозування навантаження.

3.2. Метод екстраполяції для прогнозування навантажень

Найпоширеніші різновиди екстраполяційних процесів для прогнозування навантажень класифікуються таким чином:

- метод безпосередньої екстраполяції часових рядів, що базується на виявленні закономірностей зростання звітного електроспоживання і поширення їх на перспективу;

- метод однофакторної регресії між споживанням електроенергії і будь-яким показником – національний доход, кількість населення і т.д.;

- метод багатфакторної регресії між споживанням і декількома показниками (повний факторний експеримент);

Процедура екстраполяції основана на інформації, яка частіше за все формується у блоки і подається в оперативно-інформаційний комплекс (ОІК).

Для прогнозування електроспоживання у [3] пропонується використовувати такі блоки:

1. Дані про розміри і галузеву структуру електроспоживання ЕЕС, що проектується.

2. Дані, що характеризують режим електроспоживання окремих галузей народного господарства, а саме:

- ступінь навантаження нічних змін;
- елемент постійної частини технологічного навантаження галузі;
- річна кількість годин використання зимового середньомісячного максимуму технологічного навантаження галузі;
- елемент промислового освітлення в електроспоживанні;
- типові добові графіки змінної частоти технологічного навантаження;
- коефіцієнт зниження літнього навантаження.

Суть метода екстраполяції детальніше розглядається при визначенні навантажень, які не пов'язані з погодою, тобто нечутливих до погоди складових максимальних навантажень.

3.3. Прогнозування максимальних навантажень

Прогнози навантажень починаються з тижневого, а потім узагальнюються на місяць або рік. Підхід в прогнозуванні тижневого графіка навантажень містить в собі такі етапи:

- розробка моделі сезонної зміни навантажень залежно від погоди;
- виділення за допомогою цієї моделі чутливих і нечутливих складових навантаження в ретроспективних даних;
- прогноз математичного сподівання $m(P_{\max}^{\text{НПС}})$ та середньоквадратичного відхилення $\sigma(P_{\max}^{\text{НПС}})$ для нечутливих до погоди складових навантажень;
- прогноз математичного сподівання $m(P_{\max}^{\text{ЧПС}})$ та середньоквадратичного відхилення $\sigma(P_{\max}^{\text{ЧПС}})$ для чутливих до погоди навантажень;

- розрахунок m і σ піка навантаження на тиждень;
- розрахунок розподілу навантажень для місяця і року.

Особливість прогнозу за ретроспективою полягає в тому, що потрібно мати дані хоча б за попередніх 12 років. Контроль прогнозу відповідних графіків навантажень здійснюється:

“Знизу” – за звітами, що надходять від облenerго, та “зверху” на основі державних планів.

Для побудови відповідних графіків навантажень використовуються:

- метод безпосередньої екстраполяції для виявлення закономірностей зміни навантажень;
- метод однофакторної регресії для визначення електроспоживання і врахування окремих факторів;
- метод багатфакторної регресії для уточнення.

Як приклад можна розглянути характерний добовий графік навантаження для енергосистеми в цілому, що поданий на рисунку 3.1. Зрозуміло, що базисна частина графіка може бути визначена за даними Держплану (і це в основному промислове навантаження). Пікова частина навантаження P_{\max} порівняно з базисною або з середнім навантаженням $D_{\text{до}}$ характеризується коефіцієнтом нерівномірності α або щільності β . Залежність цих коефіцієнтів від погодних умов доцільно дослідити з позицій всіх складових навантаження.

Коефіцієнти α і β визначаються за наступними співвідношеннями:

$$\alpha = \frac{P_{\min}}{P_{\max}}; \quad \beta = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}}.$$

Вже було зазначено, що у будь-якому графіку навантажень можна виділити складові, які залежать ($P_{\max}^{\text{ЧПС}}$) і не залежать ($P_{\max}^{\text{НПС}}$) від погодних умов. Що стосується $P_{\max}^{\text{ЧПС}}$, то найвпливовіші параметри – це температура за сухим термометром і вологість повітря. Обидва параметри фіксуються коефіцієнтами

$K^{t^{\circ}}$ і K^B , які враховують чутливість навантаження до погодних умов. З врахуванням коефіцієнтів $K^{t^{\circ}}$ і K^B можуть бути побудовані залежності навантажень $P_{\max}^{\text{ЧПС}}$. Наприклад, залежність $P_{\max}^{\text{ЧПС}}$ від температури t° має вигляд, як на рисунку 3.2.

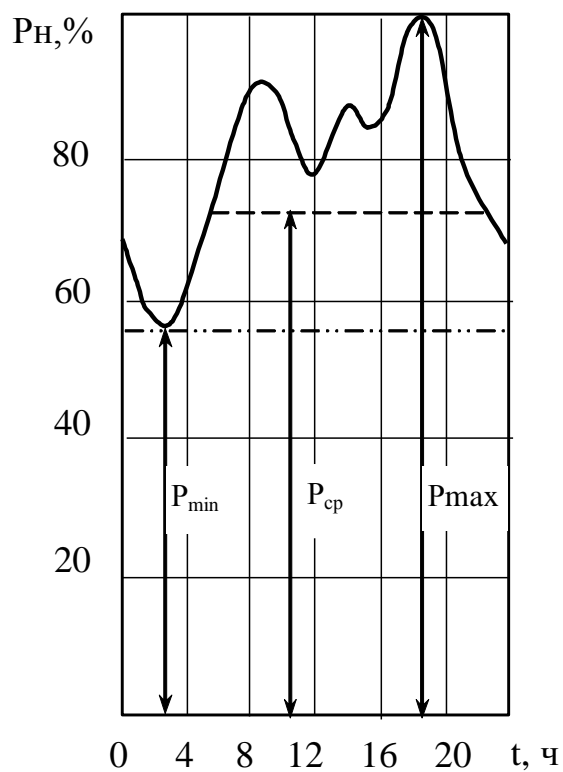


Рисунок 3.1 – Добовий графік навантаження енергосистеми

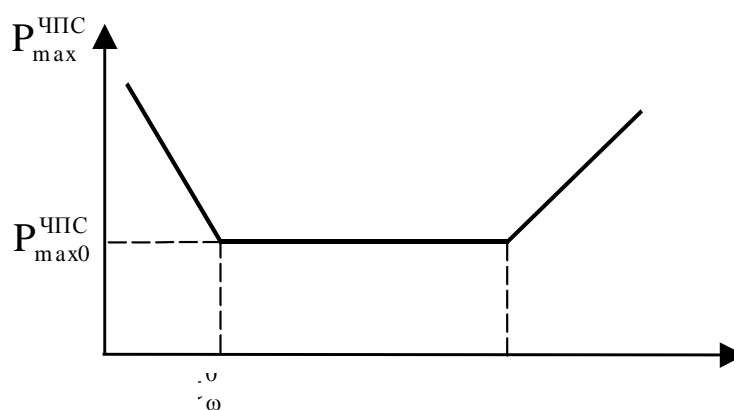


Рисунок 3.2 – Залежність $P_{\max}^{\text{ЧПС}}$ від температури

Залежності від температури для навантажень (або від вологості) отримуються на підставі лінійної регресії або за методом найменших квадратів (МНК). Але при цьому для прогнозу навантажень важливо знати ще й прогноз температури на тижневий максимум. Отже, значення прогнозу навантажень, чутливих до погодних умов визначаються як:

$$\left. \begin{aligned} P_{\max}^{\text{ЧПС}} &= K_s^{t^\circ} \cdot (t^0 - t_s^0) \text{ при } t > t_s; \\ P_{\max}^{\text{ЧПС}} &= -K_s^{t^\circ} \cdot (t^0 - t_\omega^0) \text{ при } t > t_\omega; \\ P_{\max}^{\text{ЧПС}} &= P_{\max 0}^{\text{ЧПС}}; \quad t_\omega^0 > t^0 < t_s^0; \\ m(t^\circ) &= \frac{1}{N} \sum_i^N t_i^0; \\ \sigma^2(t^\circ) &= \frac{1}{N} \sum_i^N (t_i^0 - m(t^\circ))^2, \end{aligned} \right\} \quad (3.1)$$

де $m(t^\circ)$ та $\sigma^2(t^\circ)$ – відповідно математичне сподівання та дисперсія температури t° повітря за прогнозом.

Прогноз нечутливої складової навантаження до погодних умов отримується підбором полінома за попередніми тижневими піками графіків навантажень. Підбір полінома полягає в знаходженні коефіцієнтів полінома. Наприклад, на рисунку 3.3 задана ретроспектива тижневих піків навантажень. Тоді навантаження $P_{\max}^{\text{НПС}}$ може бути подано функцією $F(T)$ від розрахункових періодів T :

$$\left. \begin{aligned} F(T) &= \alpha_1 f_1(T) + \alpha_2 f_2(T); \\ f_1 &= 1; \quad f_2 = T; \\ F(T) &= \alpha_1 + \alpha_2 T. \end{aligned} \right\} \quad (3.2)$$

Коефіцієнти α_1 і α_2 визначаються за умови, що розбіжності між дійсними даними $P_{\max}^{\text{НПС}}$ і розрахунковою функцією $[F(T)]$ були мінімальні згідно МНК. Параметри лінійної регресії (рисунок 3.3) підбираються так, щоб сума квадратів

відхилень спостережень від лінії регресії була мінімальною, тобто для нашого випадку:

$$\sum_i^N [P_{\max i}^{\text{НПС}}(T) - F(T)_i]^2 = \min;$$

$$\sum_i^N [P_{\max i}^{\text{НПС}}(T) - (\alpha_1 + \alpha_2 T_i)]^2 = Q;$$

$$i \quad \frac{\partial Q}{\partial \alpha_1} = 0; \quad \frac{\partial Q}{\partial \alpha_2} = 0$$

або

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial Q}{\partial \alpha_1} &= -2 \sum_{i=1}^N [P_{\max i}^{\text{НПС}}(T) - (\alpha_1 + \alpha_2 T)_i] = 0; \\ \frac{\partial Q}{\partial \alpha_2} &= -2 \sum_{i=1}^N [P_{\max i}^{\text{НПС}}(T) - (\alpha_1 + \alpha_2 T_i)] \cdot T_i = 0, \end{aligned} \right\} \quad (3.3)$$

де T – періоди для ретроспективних даних;

N – кількість періодів;

Q – похибка (розбіжність між дійсними даними і розрахунковою функцією на всьому діапазоні N).

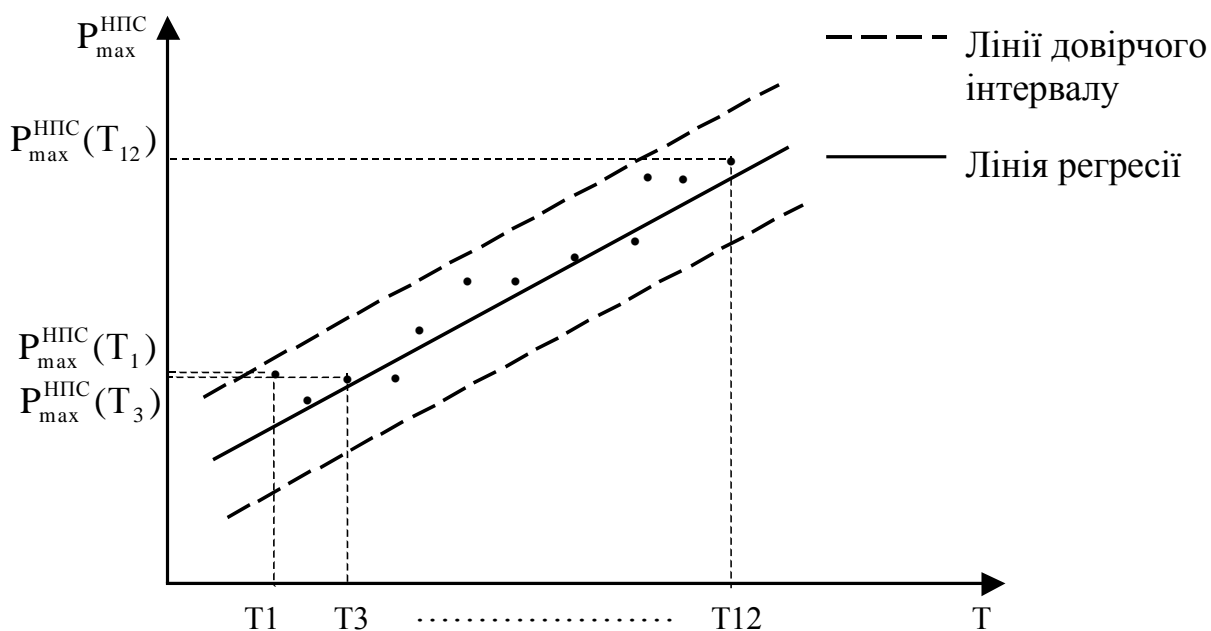


Рисунок 3.3 – Ретроспективні дані про P_{\max}^{HPC}

Перетворивши вирази (3.3), отримаємо нормальні рівняння, з яких визначаються α_1 і α_2 лінії регресії:

$$\left. \begin{aligned} \sum_{i=1}^N P_{\max i}^{\text{HPC}}(T) &= N\alpha_1 + \alpha_2 \cdot \sum_{i=1}^N T_i; \\ \sum_{i=1}^N P_{\max i}^{\text{HPC}}(T) \cdot T_i &= \alpha_1 \cdot \sum_{i=1}^N T_i + \alpha_2 \cdot \sum_{i=1}^N T_i^2 \end{aligned} \right\} \quad (3.4)$$

Оцінка адекватності отриманих прогнозів навантажень здійснюється на основі статистичного аналізу. Якщо розрахунки виконані з урахуванням використання МНК, то потрібно визначити або перевірити на скільки отримані коефіцієнти не зсунуті і статичні.

Властивість незміщеності полягає в тому, що математичне сподівання коефіцієнтів α_1 і α_2 , $m(\alpha_1)$ і $m(\alpha_2)$ відображають правдиві значення α_1 і α_2 .

Властивість відповідності (статичності) полягає в тому, що дисперсія оцінки параметрів α_1 і α_2 при $N \rightarrow \infty$ прямує до 0.

$$\lim_{N \rightarrow \infty} \sigma_{\alpha_1}^2 = 0; \quad \lim_{N \rightarrow \infty} \sigma_{\alpha_2}^2 = 0.$$

Зазвичай окремі спостереження розсіяні навкруг лінії регресії. Надійність отриманого рішення для прогнозу навантажень оцінюється дисперсією – сумою квадратів відхилень фактичних спостережень від лінії регресії. Тобто це похибка Q відносно лінії регресії. Дисперсія для прогнозу навантажень $\sigma^2(P_{\max}^{\text{НПС}}) = \sigma_p^2 = \frac{Q}{N-2}$, кількість ступенів свободи береться рівною 2, оскільки два ступеня свободи втрачені при визначенні коефіцієнтів α_1 і α_2 . В той самий час перевіряється і дисперсія для коефіцієнта α_2 . За величиною дисперсій можна судити про правильність моделі. Проте, якщо дисперсія $\sigma_{\alpha_2}^2$ прямує до одиниці, то це означає, що лінійна модель неадекватна. Якщо модель прогнозу навантажень виявилась адекватною і є лінійною, то для лінії регресії потрібно визначити довірчі інтервали.

Визначення довірчих інтервалів здійснюється за допомогою критерію Стьюдента. Для початку вводиться нормування відхилення t_α . Це таблична величина критерію Стьюдента, що залежить від рівня довіри і кількості ступенів свободи. Розрахунковий критерій Стьюдента $t = \frac{\alpha_2}{\sigma_{\alpha_2}}$. Якщо $t > t_\alpha$, то потрібно обирати іншу регресійну залежність. Якщо визначені коефіцієнти регресії а також їхні дисперсії відповідають умові $t < t_\alpha$, тоді лінія регресії охоплюється з двох сторін лініями $F(T) \pm t_\alpha \cdot \sigma_p$, тобто будується довірчий інтервал (рисунок 3.3).

Метод екстраполяції є спрощеним методом, але він дозволяє за лінією регресії передбачати прогноз навантажень на майбутній період. А з урахуванням довірчих інтервалів цей прогноз буде мати і необхідну довірчу ймовірність. Але суттєвим недоліком спрощених методів є відмова від урахування чинника

випадковості при визначенні річних або сезонних максимумів навантаження. Дійсно, замірювання річного максимуму навантаження системи і її вузлів виконується один раз на рік і відбувається наприкінці року. Такий вибір терміну вимірювання відображає тільки основні закономірності, але не враховує впливу випадкових чинників, таких як температура і рівень обмежень в системі на день вимірювання. Наприклад, для одного з регіонів в енергосистемі в замірі 2022 р. спад сумарного навантаження системи легко пояснити тим, що замір максимального навантаження 2020 р. виконувався при температурі мінус 20°C, в той час як заміри навантаження 2021 р. відповідали температурі мінус 2°C. Очевидно, що сумарне навантаження системи повинно залежати від температури, отже її прогноз повинен враховувати не якесь випадкове значення навантаження, а відповідне значення, скореговане на деякий середній рівень температури даного сезону. В наш час проєктувальники визначають тренд максимальних навантажень і формують добові графіки на основі програмних комплексів, розроблених в НЕК «Укренерго», і корегують показники максимальної потужності системи тільки на підставі досвіду та інтуїції. Проте, для урахування погодних умов існують різні ймовірнісні методи визначення річного максимуму навантажень.

Для прикладу наведено визначення прогнозу навантажень за 10-ти річним ретроспективним періодом. Відомо, що ретроспективні дані з максимальної потужності $P_{\max}^{\text{НПС}}(T)$ були узагальнені за попередні 10 періодів (T) (таблиця 3.1). Потрібно визначити коефіцієнти лінійної регресії та знайти максимальну потужність на наступний одинадцятий період $P_{\max}^{\text{НПС}}(T_{11})$.

Таблиця 3.1 – Ретроспективні дані для прогнозу навантажень

Максимальна потужність, $P_{\max}^{\text{НПС}} \%$	104	106	106	95	90	85	80	105	111	100
Ретроспективний період, T	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Використовуючи нормальні рівняння (3.4) і дані таблиці 3.1, отримуємо систему рівнянь:

$$\begin{aligned} 982 &= 10 \cdot \alpha_1 + 55 \cdot \alpha_2, \\ 5373 &= 55 \cdot \alpha_1 + 385 \cdot \alpha_2, \end{aligned}$$

звідки визначаємо $\alpha_1 = 100,64$ і $\alpha_2 = -0,339$.

Функція лінійної регресії $F(T)$ набуває вигляду:

$$F(T) = 100,064 - 0,339T.$$

На основі отриманої регресійної залежності $F(T)$ можна сформувати таблицю і графіки тренду максимальних навантажень (див. таблицю 3.2 і рисунок 3.4).

Таблиця 3.2 – Прогноз максимального навантаження за функцією регресії

Максимальна потужність, $P_{\max}^{\text{НПС}} \%$	104	106	106	95	90	85	80	105	111	100	
$F(T)$	100,3	99,96	99,62	99,28	98,94	98,60	98,26	97,92	97,59	97,25	96,33
Період, T	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Отримані результати можуть бути використані для коригування заданих добових графіків навантажень. Наприклад, якщо задано графік навантажень на шинах електричної станції концентрованої ЕЕС відносно встановленої потужності (рисунок 3.5), то для нього можна провести корекцію і визначити навантаження відповідно до прогнозу.

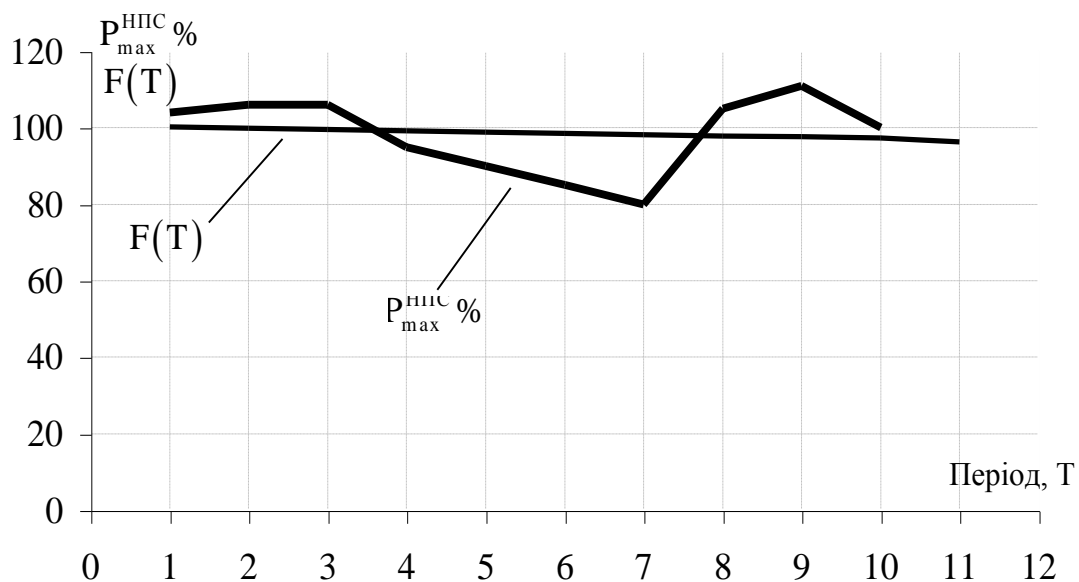


Рисунок 3.4 – Графіки тренду максимальних навантажень

Можна констатувати, що добовий графік навантажень (рисунок 3.5) відповідає зменшенню $P_{\max}^{\text{НПС}}$ і також зменшенню інших ступенів навантаження. Відносно встановленої потужності за прогнозом максимальна потужність не перевищить 90 %.

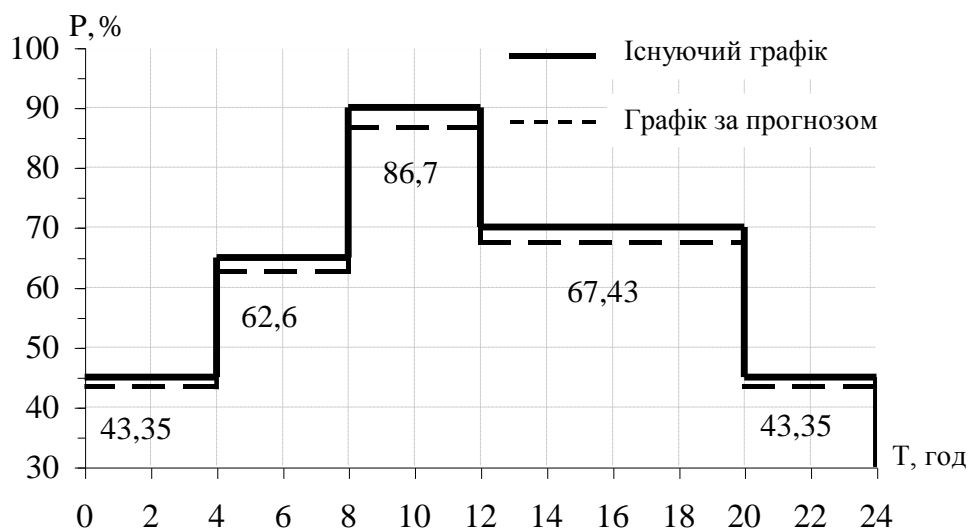


Рисунок 3.5 – Добовий графік навантажень на шинах ЕС відносно встановленої потужності

Оскільки максимальна потужність за прогнозом $P_{\max}^{\text{НПС}}(T_{11})$ становить 96,335% (тобто прогнозується зменшення максимального навантаження), то для відповідного добового графіка відбудуться зміни (рисунок 3.5).

3.4. Ймовірнісний метод визначення річного максимуму навантажень

Ймовірнісний метод заснований і застосовується в енергосистемах США та Європейського союзу з 60-х років минулого століття [4], тому його кількісні співвідношення для енергосистеми України повинні бути змінені (враховуючи хоча б те, що системний максимум енергосистеми США припадає на літо, а не на зиму, як в Україні). Однак теоретичні основи методу доцільно використовувати в практиці прогнозування навантажень ЕЕС.

Ймовірнісний метод моделювання річних максимумів сумарного навантаження енергосистеми оснований на використанні всіх показників добових максимумів. Його застосування закладено на таких статистичних гіпотезах.

1. В сумарному навантаженні системи можна виділити дві складові: чутливу до погоди (ЧСП) і нечутливу (НПС), величини максимального навантаження.

2. Для математичних сподівань чутливих до погоди складових навантаження справедлива загальна залежність, наведена на рисунках 3.2 та 3.6. Графік, наведений на рисунку 3.2, відображає тільки загальну тенденцію зміни максимумів навантаження від температури. Конкретні значення параметрів $k_{\omega}^{t_0}$, $k_s^{t_0}$, t_{ω}° , t_s° , формують зони відповідних додатних, від'ємних і нульових коефіцієнтів. Коефіцієнти і температурні зони визначають на підставі рівнянь регресійного аналізу за добовими максимумами навантаження попередніх спостережень.

Як було зазначено, прогноз максимальних потужностей для нечутливої від температури складової $P_{\max}^{\text{НПС}}$ можна виконати на підставі лінійного рівняння регресії:

$$P_{\max}^{\text{НПС}} = \alpha_1 + \alpha_2 T.$$

Оскільки частка (α') складової потужності, залежної від погоди $P_{\max}^{\text{ЧПС}}$ і частка $(1-\alpha')$ незалежної $P_{\max}^{\text{НПС}}$ в енергосистемі заздалегідь невідомі, то для визначення α' доцільно скласти загальне рівняння нелінійної регресії

$$P'_{\max} = \alpha' \cdot P_{\max}^{\text{ЧПС}} + (1 - \alpha') \cdot P_{\max}^{\text{НПС}}. \quad (3.5)$$

Як відомо, для отримання коефіцієнтів рівняння нелінійної регресії застосовується метод лінеаризації, надійно працюючий лише в тому випадку, коли початкове наближення достатньо близьке до реальних величин. В зв'язку з цим, перш ніж розв'язувати нелінійне рівняння регресії, отримане з (3.5) варто зафіксувати діапазон різних значень α' від 0 до 1. Значення α' , що відповідає мінімальному значенню дисперсії (похибки) $\sigma_p^2 = Q$, застосовується як початкове наближення для розв'язування задачі нелінійної регресії.

Складність ймовірнісного моделювання річного максимуму потужності P_{\max} суттєво залежить від співвідношення між щільністю розподілу температур t° і графіком залежності максимуму $P_{\max}^{\text{ЧПС}}$. Оскільки в більшості енергосистем СНД річний максимум навантаження припадає на зиму, збігаючись з часом опалювального сезону, то крива щільності температур очікуваного періоду максимуму звичайно не виходить за межі лівого відрізка залежності потужності від температури, як показано на рисунку 3.6.

В цьому випадку функція розподілу чутливої до погоди потужності $P_{\max}^{\text{ЧПС}}$ підпорядковується нормальному закону розподілу (рисунок 3.7) (як і розподіл температур). Математичне сподівання $m(P_{\max}^{\text{ЧПС}})$ і дисперсія $\sigma^2(P_{\max}^{\text{ЧПС}})$ зміни залежної від погоди потужності $P_{\max}^{\text{ЧПС}}$ визначаються за відомими з теорії ймовірності формулами:

$$\left. \begin{aligned} m(P_{\max}^{\text{ЧПС}}) &= k_{\omega}(t^{\circ} - m(t^{\circ})); \\ \sigma^2(P_{\max}^{\text{ЧПС}}) &= k_{\omega}^2 \sigma^2(t^{\circ}); \\ f(P_{\max}^{\text{ЧПС}}) &= \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_p^2}} e^{-\frac{(m_p - p)^2}{2\sigma_p^2}}, \end{aligned} \right\} \quad (3.6)$$

де $m_p = m(P_{\max}^{\text{ЧПС}})$; $\sigma_p^2 = \sigma^2(P_{\max}^{\text{ЧПС}})$; $P = P_{\max}^{\text{ЧПС}}$.

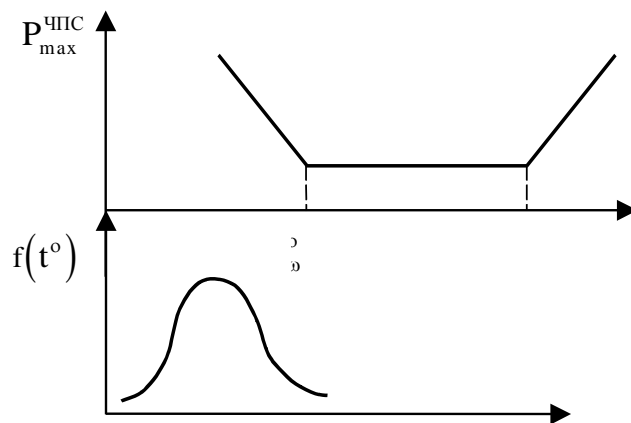


Рисунок 3.6 – Функція розподілу температури повітря

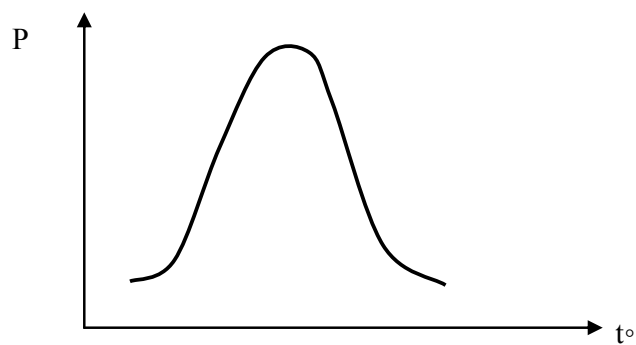


Рисунок 3.7 – Функція розподілу потужності $P_{\max}^{\text{ЧПС}}$

Оскільки випадкові величини розподілу максимумів потужностей $P_{\max}^{\text{НПС}}$ і $P_{\max}^{\text{НПС}}$ вважаються незалежними одна від одної, то сумарне математичне сподівання і дисперсію максимумів можна розрахувати таким чином:

$$\left. \begin{aligned} m(P_{\max}) &= k_{\omega} [t^{\circ} - m(t^{\circ})] + m(P_{\max}^{\text{НПС}}); \\ \sigma^2(P_{\max}) &= k_{\omega}^2 \sigma^2(t^{\circ}) + \sigma^2(P_{\max}^{\text{НПС}}). \end{aligned} \right\} \quad (3.7)$$

Рівняння регресії (3.5) в розглянутому нами випадку також суттєво спрощується, в результаті чого отримуємо такий вираз для i -го періоду:

$$P_{\max i} = \alpha' (P_i - k_{\omega} t_i^{\circ}) + (1 - \alpha') (P_i + \alpha_2 T_i), \quad (3.8)$$

де t_i° – температура, відповідна вхідному значенню P_i з вибірки замірювань потужності;

T_i – час, якого стосується дане вимірювання.

Як окремі вибірки доцільно брати тижневі максимуми навантаження з інтервалу, відповідного очікуваному значенню максимальної потужності, для цієї мети можна, наприклад, використовувати вимірювання трьох останніх місяців за два-три роки спостереження.

Отримані відповідно до виразу (3.7) математичні сподівання максимумів навантаження кожного року в подальшому можуть бути використані в якості вхідної інформації для визначення річних максимумів на перспективу за допомогою екстраполяційних методів.

Відмітимо, що застосування ймовірнісного способу моделювання річних максимумів навантаження в загальному випадку, коли функція розподілу температур має ділянки, які збігаються з декількома зонами потужності, значно складніше описаного методу. Це пояснюється тим, що наявність різних зон

моделювання робить функцію розподілу потужності, залежної від погоди, відмінною від нормального розподілу та з розривом в нулі.

Спробуємо побудувати гістограму і криву щільності розподілу потужності навантаження, залежного від погоди $P_{\max}^{\text{ЧПС}}$, для сполучення графіків, що подані на рисунку 3.8. Для цього використовується нижня частина рисунка, на якій показана функція нормального розподілу температур $f(t^\circ)$ і її значення для виділених точок (1, 2, 3, 4).

В першу чергу знайдемо ймовірність початкового P_0 значення потужності. Очевидно, що таке значення потужності відповідає зміні температур від t_w° до t_s° і легко може бути обчислено на підставі кривих нормального розподілу. В нашому випадку ймовірність $p(P_0) \Rightarrow 0,2$.

Ймовірність існування потужності $P_{\max}^{\text{ЧПС}}$, що становить 1 у відносних значеннях, визначається так:

$$p(P_{\max}^{\text{ЧПС}} = 1) = f(t_1^\circ) - f(t_1^\circ) = 0,8 - 0,4 = 0,4.$$

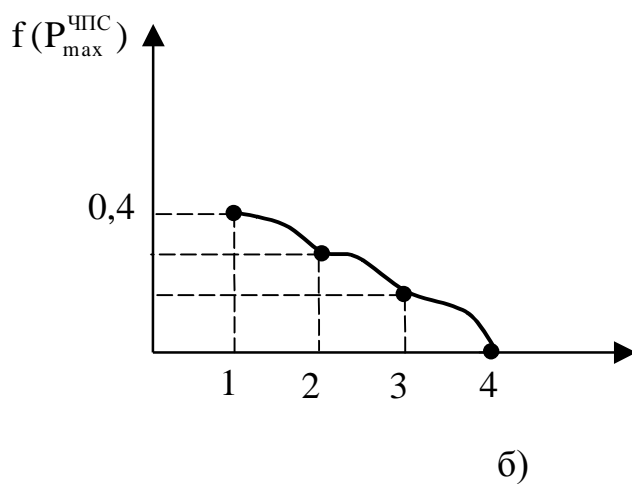
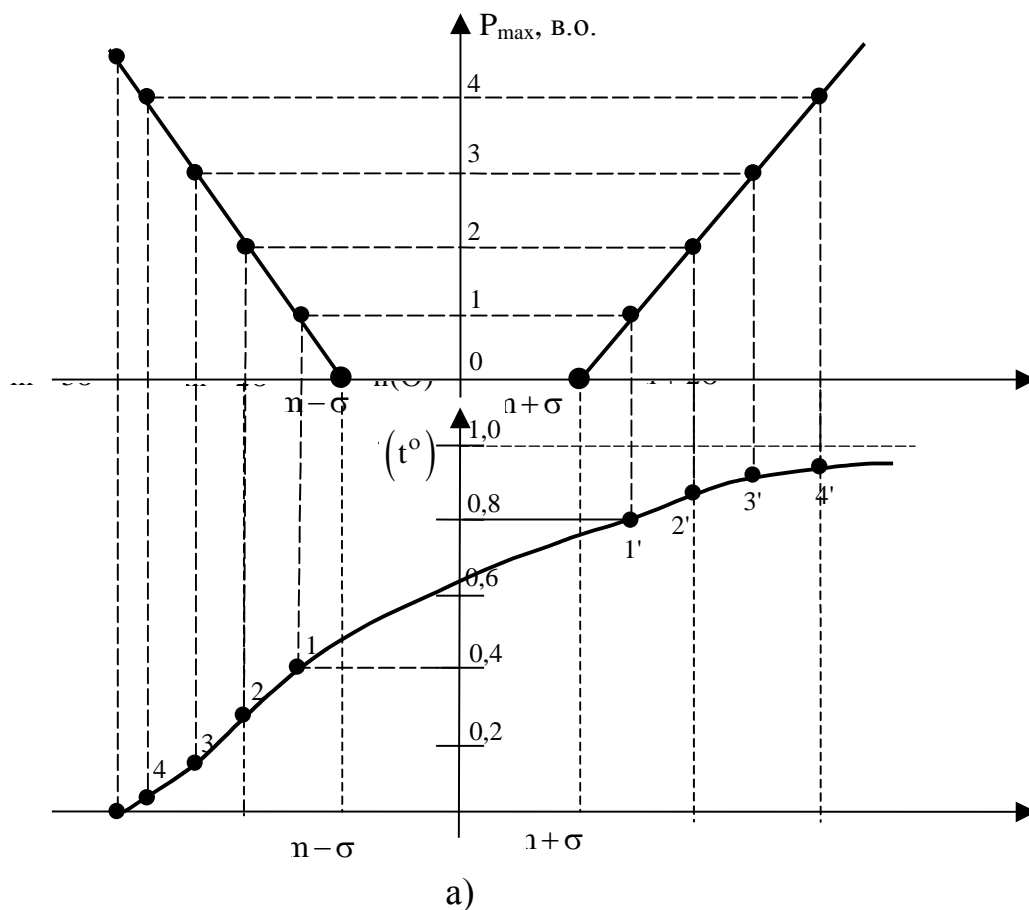


Рисунок 3.8 – Розрахункове сполучення графіків

Аналогічні розрахунки дозволяють побудувати гістограму залежності $P_{\max}^{\text{НПС}}$ від її величини у відносних одиницях. Надалі ця інформація і гістограми використовують у розрахунках сумарного навантаження.

3.5. Прогнозування електричних навантажень на основі методу лінійної регресії

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 $P'_{\max}(T)$:

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (3.9)$$

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:

$$\Omega = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min \quad (3.10)$$

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

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (3.11)$$

Після підстановки початкових даних з завдання на проектування розвитку розподільної мережі в систему (3.11) остання набуває вигляду:

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

Розв'язуючи систему рівнянь визначають коефіцієнти регресійної функції:
 $a' = -2667,6$, $b' = 1,3697$. Таким чином, регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,3697T - 2667,6$$

Використовуючи табличний редактор Excel було отримано апроксимаційну характеристику та її коефіцієнти (рис 3.9).

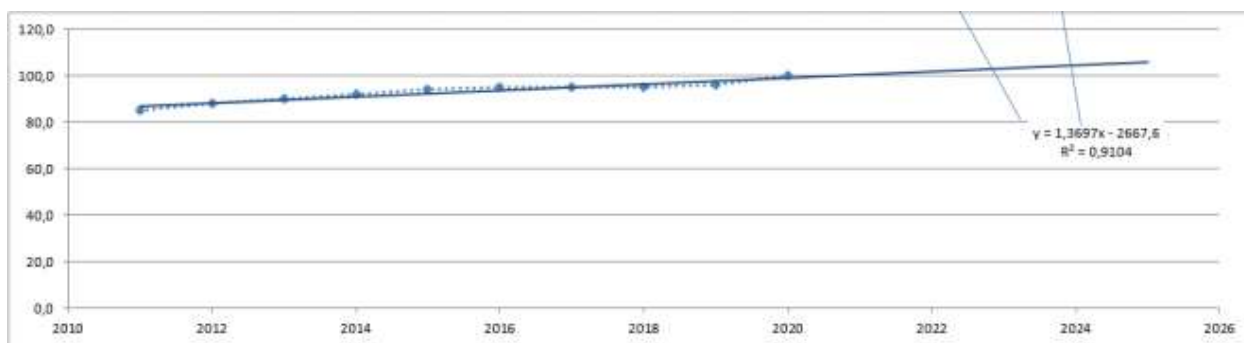


Рисунок 3.9 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 3.9), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2025-й рік збільшиться до 106 %, тобто зросте на 6 % порівняно з заданим максимальним навантаженням станом на 2022 рік. З урахуванням зростання навантаження формувати проектні рішення з урахуванням надійності та якості електропостачання, зокрема перевірити відповідність прогнозних режимів технічним характеристикам основного обладнання.

3.6. Прогнозування зростання електричних навантажень згідно нормативної методики

Зростання споживання електричної потужності на розрахунковий перспективний період визначається згідно ГКД 34.20.178:2005 "Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ".

Перспективний прогноз споживання електричної енергії визначається за формулою:

$$W(t) = W(0) \cdot (1 + w_{\text{пн}})^t, \quad (3.12)$$

де $W(t)$ – прогноз споживання електричної енергії на t рік;

$W(0)$ – фактичне споживання електроенергії на початок перспективного періоду;

$w_{\text{пн}}$ – відносний перспективний середньорічний приріст;

t – рік визначення прогнозу.

Відносний перспективний середньорічний приріст визначається наступним чином:

$$w_{\text{пн}} = \begin{cases} \frac{w_{\text{рп}} + w_{\text{мін}}}{2}, & w_{\text{рп}} \geq w_{\text{мін}}, \\ w_{\text{мін}}, & w_{\text{рп}} < w_{\text{мін}} \end{cases}, \quad (3.13)$$

де $w_{\text{рп}}$ – відносний ретроспективний приріст;

$w_{\text{мін}}$ – мінімальний річний приріст гарантованого споживання відповідно до ГКД 34.20.178:2005 складає 1%.

Відносний ретроспективний приріст електроспоживання визначається за виразом:

$$w_{\text{рп}} = \frac{\sum_{t=1}^{T_p-1} \frac{P_{\text{рп}}(t+1) - P_{\text{рп}}(t)}{P_{\text{рп}}(t)} \cdot \frac{1}{t}}{\sum_{t=1}^{T_p-1} \frac{1}{t}}, \quad (3.14)$$

де T_p – кількість років ретроспективного періоду;

t – порядковий номер року ретроспективного періоду;

$P_{\text{рп}}(t)$ – навантаження в поточному порядковому номері року ретроспективного періоду.

Для прикладу визначимо за нормативною методикою значення прогнозного зростання навантаження для дослідного фрагменту розподільних мереж 110-35 кВ АТ «Вінницяобленерго».

Розрахунок складових відносного ретроспективного приросту навантаження (3.14) виконується у табличній формі (табл. 3.3)

Таблиця 3.3 – Визначення складових відносного ретроспективного приросту навантаження

$\Delta P_{\text{рп}}^*/t$	0,04	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Σ	0,07
$1/t$	1	0,5	0,333	0,25	0,2	0,167	0,143	0,125	0,111	Σ	2,829

Відповідно до результатів розрахунку ретроспективний приріст навантаження складає:

$$w_{\text{рп}} = \frac{0.07}{2.829} = 0.024.$$

З урахуванням мінімального річного приросту гарантованого споживання відносний перспективний середньорічний приріст:

$$w_{\text{мп}} = \frac{0.024 + 0.01}{2} = 0.017.$$

Тоді перспективний прогноз споживання:

$$W(t) = 100 \cdot (1 + 0.017)^3 = 105.2 \%$$

Тобто згідно нормативної методики прогнозування навантаження станом на 2025 рік очікується зростання навантаження на 5.2%, що практично співпадає з результатами прогнозування за лінійною регресійною моделлю.

3.7. Прогнозування електричних навантажень на тривалу перспективу

Для формування тривалих прогнозів прийнятної достовірності доцільно використовувати багатofакторну модель електроспоживання, яка враховує:

- тенденції електроспоживання в регіоні;
- темпи зростання промисловості;
- темпи зростання доходів населення;
- запровадження заходів з енергоефективності.

Прогнозне значення електроспоживання може бути оцінене за виразом:

$$W_{np} = W_{\bar{o}} \left[1 + \frac{k_1 \Pi_{el} \% + k_2 \Pi_{ek} \%}{100} \right]^T$$

де $W_{\bar{o}}$ – базове електроспоживання;

$k_1 = 0.6$, $k_2 = 0.4$ – вагові коефіцієнти електричної та економічної складової прогнозу електроспоживання;

$\Pi_{el} \%$, $\Pi_{ek} \%$ – середньорічне зростання електроспоживання (електрична та економічна складові);

T – період прогнозу.

Недоліком використання багатofакторної моделі є необхідність прогнозування економічних чинників. Однак на даний час для практичних проектів ця інформація доступна.

Складова зростання електроспоживання $P_{ел} \%$ визначається за ретроспективними даними, як показано вище і для АК «Вінницяобленерго» складає, у середньому по ТП-10(6)/0,4 кВ $P_{ел} \% = 1,7\%$ на рік.

Економічна складова $P_{ек} \%$ враховує темпи зростання виробництва в регіоні та темпи зростання доходів населення:

$$P_{ек} \% = k_{np} (Z_{np} \% - E_{np} \%) + k_{кп} (Z_{кп} \% - E_{кп} \%)$$

де $k_{np} = 0,37$, $k_{кп} = 0,63$ – частка промислового та комунально-побутового електроспоживання. Значення розраховуються для конкретного об'єкту проектування (наведені значення характерні для Гайсинського району);

$Z_{np} \% = 3 \div 5\%$ – очікувані середньорічні темпи зростання промисловості області (взяті зі «Стратегії збалансованого регіонального розвитку вінницької області на період до 2027 року»);

$Z_{кп} \% = 4 \div 6\%$ – очікуване середньорічне зростання електроспоживання населення (беруться з оброблення статистичних даних енергопостачальної компанії);

$E_{np} \% = 5.4\%$, $E_{кп} \% = -1.6\%$ – зростання енергоефективності у промисловості та комунально-побутовому секторі, відповідно (береться з результатів досліджень «Моніторинг енергоефективності ...»).

Відповідно до вказаних даних максимальне очікуване значення річного приросту електроспоживання через економічні фактори (для Гайсинського району) становить:

$$\bar{P}_{ек_max} \% = 0.37(-0.4\%) + 0.63(7.6\%) = 4.6\% .$$

Таким чином, опосередковане прогнозне значення електроспоживання на перспективу до 2025 року може бути оцінене за виразом:

$$W_{np_max} = W_{\sigma} \left[1 + \frac{0,6 \cdot 1,17 + 0,4 \cdot 4,6}{100} \right]^3 = W_{\sigma} \cdot 1,078.$$

Отже, з урахуванням економічних чинників очікується зростання електричного навантаження Гайсинського району на 7.8%, що дещо перевищує значення перспективного прогнозу споживання, які були отримані попередніми методами. Середнє значення отриманих темпів зростання за різними методиками становить 6.3%. Це значення і було використане для визначення прогнозних навантажень та виконання подальших розрахунків.

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), $C_T = 1,65$ грн/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0.12$ [2]);

W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт×год; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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..

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 49 552,618 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. Б.3–Б.5.

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

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

На першому році:

- будівництво лінії електропередач: Лад. Хутора (вузол 14) - 504;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 504;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту Лад. Хутора (вузол 14).

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 504-502 та 502-503;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 502, 503;

На третьому році:

- будівництво ліній електропередач: 12-501 та 501-503;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 501.
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту Дашів (вузол 12).

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл. Б.5–Б.6.

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 96 329,867 тис. грн

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році показані у табл. 8.5 - 8.6.

В загальному, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році складають 55 331,245 тис. грн. розрахунок.

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 14 = 16202.67 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 19,6 = 22683.74 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 21 = 24304.01 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 49552.62 + 16202.67 = 65755.29 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 96329.87 + 22683.74 = 119013.61 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_3 = 55331.24 + 24304.01 = 79635.25 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_P + \Delta W_t, \quad (4.7)$$

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

$$\Delta W_t = \Delta W_{tЛ} + \Delta W_{tП}; \quad (4.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$V_L = (K_{ЛЕП} \cdot P_L\%)/100; \quad (4.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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

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

$$V_{Л1} = (16202.67 \cdot 0,3)/100 = 48.61 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{Л2} = (22683.74 \cdot 0,3)/100 = 68.05 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{Л3} = (24304.01 \cdot 0,3)/100 = 72.91 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П1} = (49552.62 \cdot 3)/100 = 1486.58 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П2} = (96329.87 \cdot 3)/100 = 2889.89 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П3} = (55331.24 \cdot 3)/100 = 1659.94 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток З), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 4.1:

Таблиця 4.1 – 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:14-504 П/ст:14,504	290	400	300
2	ЛЕП:502-504,503-502 П/ст:502,503	130	110	1200
3	ЛЕП:12-501,501-503 П/ст:12,501	100	100	800

Річні видатки було розраховано за виразом(4.7).

$$B_1 = 48.61 + 1486.58 + 300 \cdot 1,65 = 2030.19 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 68.05 + 2889.89 + 1200 \cdot 1,65 = 4937.95 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 72.91 + 1659.94 + 800 \cdot 1,65 = 3052.85 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(503)} = 6.04 \cdot 5400 = 31408 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(501+502)} = 14.21 \cdot 5400 = 44668 \text{ МВт·год};$$

$$W_{3(504)} = 8.59 \cdot 5400 = 73892 \text{ МВт·год};$$

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

$$П_1 = 4188.59 \text{ тис.грн.};$$

$$П_2 = 9692.67 \text{ тис.грн.};$$

$$П_3 = 5791.41 \text{ тис.грн.};$$

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

$$E'_a = 0,074$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,074 = 13,5 \text{ років.}$$

Таблиця 4.2 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	28,84
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	119 340
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	201 213,73
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	13,5
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	5,47
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,43
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	1092
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	26618,9

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 (13,5) 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);
- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки [28].

Врахування 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, $\text{мг}/\text{м}^3$		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
Робочі місця в приміщеннях цехового керівного апарату, контор, лабораторій	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	60
	79	70	63	58	55	52	50	49	

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 $R_z=0.5 \text{ Ом}$.

Виконуємо загальне заземлення для всієї площі території підстанції 110/10, площа якої становить $116 \times 78 \text{ м}^2$.

Приймаємо заземлюючий пристрій розміром $116 \times 78 \text{ м}$.

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

Таблиця 5.5 – Питомі опори ґрунтів

Ґрунт	$\rho \text{ Ом}\cdot\text{м}$	Ґрунт	$\rho \text{ Ом}\cdot\text{м}$
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 h_c , м	2,2	2,0	1,8	1,6

Приймаємо глибину закладення електродів $t = 0,7 \text{ м}$, відстань між горизонтальними смугами 15 м. Довжина вертикальних електродів $l_B = 15 \text{ м}$. 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.

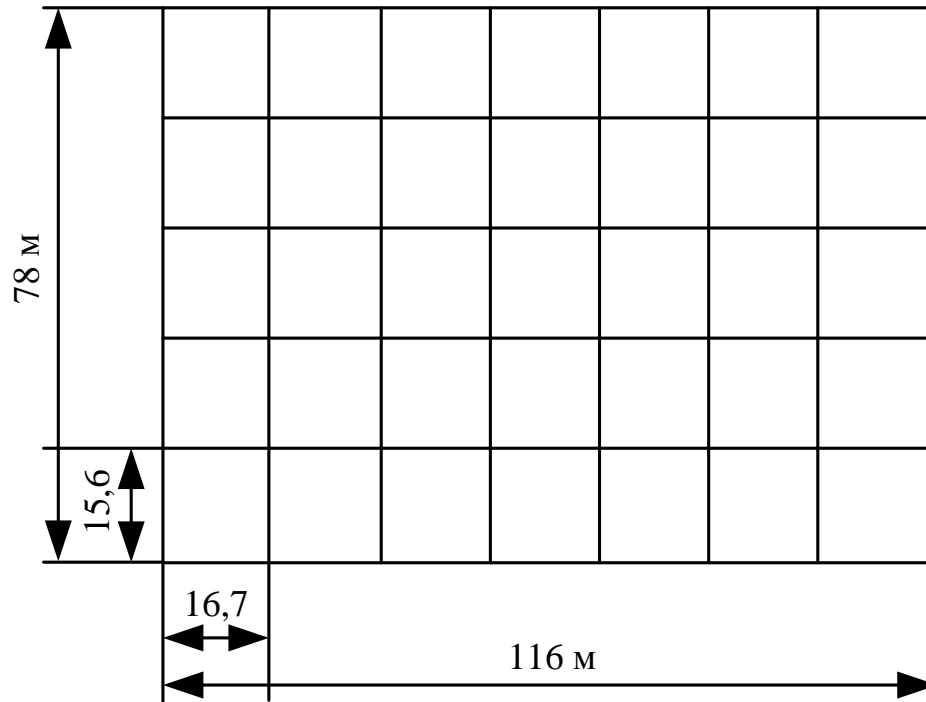


Рисунок 5.1 Схема заземлення ВРП 110 кВ.

Загальна довжина горизонтальних провідників:

$$L_{\Gamma} = 116 \cdot 7 + 78 \cdot 7 = 1320 \text{ (м)}.$$

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

$$L_B = l_B \cdot n_B, \text{ (м)}.$$

$$L_B = 15 \cdot 16,57 = 248,55 \text{ (м)}.$$

Середня відстань між вертикальними провідниками

$$\alpha = P / n_B, \text{ (м)}.$$

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

Визначаємо опір заземлювача

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

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

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

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

$$A=0,38- 0,25 \cdot 0,16 = 0,34,$$

$$\rho_{\text{ек.с}} = \rho_2 \frac{\rho_1 \frac{\Delta}{h_1}}{\rho_2 \frac{\Delta}{h_2}}, \text{ (Ом}\cdot\text{м)},$$

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

$$\Delta=0,43 \frac{h_1-t}{l_B} + 0,271g \frac{a}{l_B},$$

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

$$\rho_{\text{ек.с}} = 100 \frac{400 \frac{0,09}{100}}{100} = 113,288 \text{ (Ом}\cdot\text{м)},$$

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

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 $\tau_B = 0,2 \text{ с}$ найбільша допустима напруга дотику $U_{\text{дот. доп}} = 400 \text{ В}$.

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:

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

де α – коефіцієнт розподілу потенціалу по поверхні землі

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

З таблиці 5.8 визначаємо параметр M .

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
M	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.

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

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

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

$$U_L > U_{\text{ДОТ. ДОП.}}$$

Для зменшення напруги дотику застосуємо підсіпку шару гравія 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

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

$$U_L < U_{\text{ДОТ. ДОП.}}$$

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 7.2. Показуємо розрахунок для одної частини.

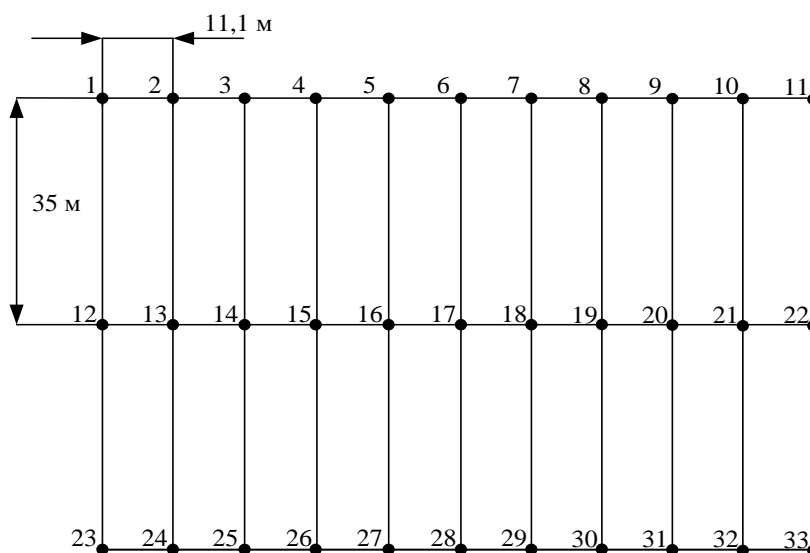


Рисунок 5.2 – План встановлення блискавковідводів на ВРУ 110 кВ

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 , м	L_2 , м	L_3 , м
r_x , м	7,125	7,125	7,125
h_0 , м	18,614	20,76	18,379
b_x , м	7	13,35	6,387

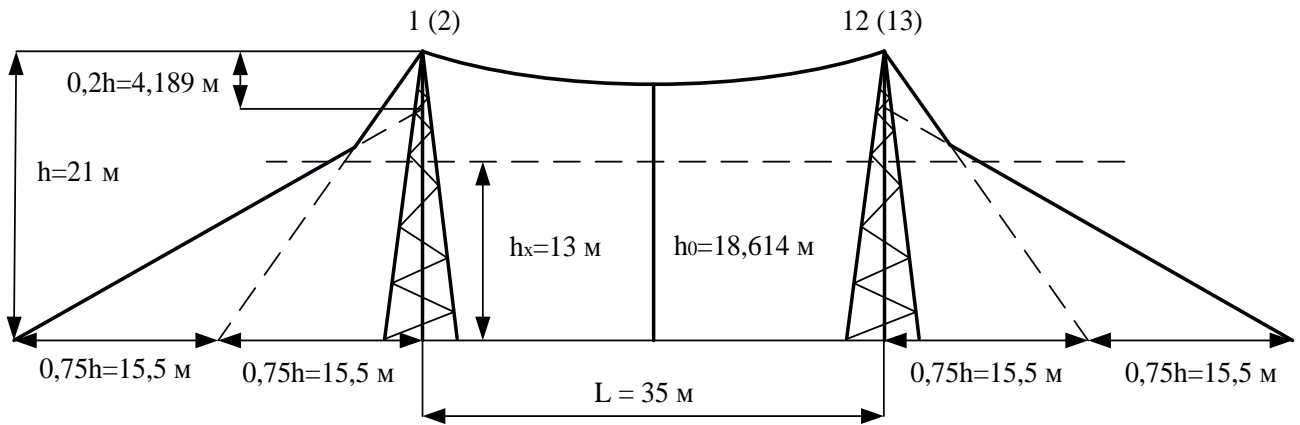


Рисунок 5.3 – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

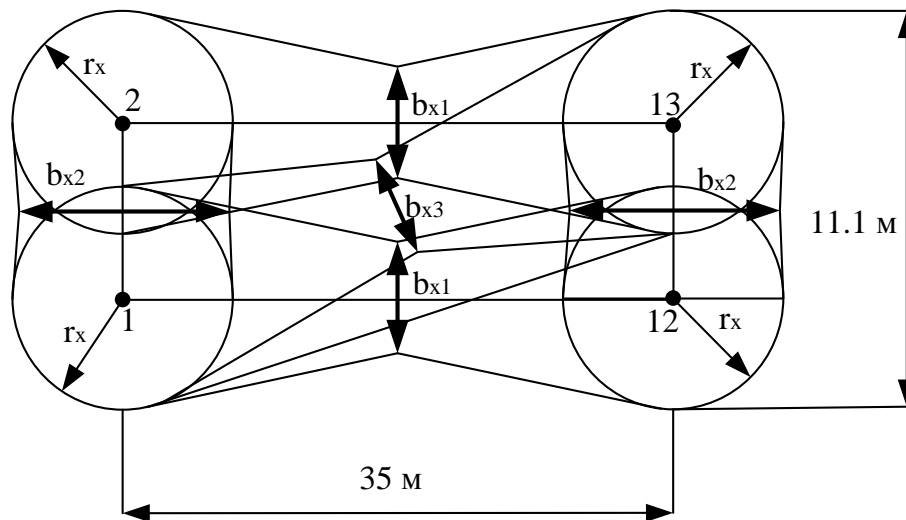


Рисунок 5.4 – Зони захисту ВРУ 110 кВ блискавковідводами, вид зверху

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

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі було спроектовано розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ.

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 501, 502 та 503) та СЕС (вузол 504). 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 4 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Надійність обладнання нових ПС та вузлів, що розвиваються перевіряємо за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для нових ПС (501,502,503,504) 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 спроектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

Щодо вузла 12, 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 – 5,47 МВт при сумарній активній потужності генерації 119,34 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 201 213,73 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0.075)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 13.5 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. Лист Мінрегіону України від 27.01.2015 № 7/15-787 «Про індекси зміни вартості станом на 1 січня 2015 року»;
15. Повідомлення Мінрегіону України від 02.04.2015 року щодо порядку перерахування кошторисної документації, пов'язаного із зростанням вартості матеріальних ресурсів у сучасних економічних умовах;
16. Повідомлення Державної служби статистики України, опубліковані в збірниках «Ціноутворення у будівництві» в 2015 році.
17. Остапчук Ж.І. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Проектування розвитку електричних систем». – Вінниця: ВДТУ. - 1998.
18. 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.
19. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
20. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими: За заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка / Інститут електродинаміки НАН України. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.
21. Лесько В. О., Кравчук С.В., Сікорська О.В. Електричні апарати: Навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2017. 145 с
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 прогнозування електроспоживання для розвитку розподільних мереж 110 кВ Гайсинського 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)

Пастух О. А.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Кулик В. В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б
ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР

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

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

_____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

Аналіз методів прогнозування електроспоживання для розвитку розподільних

мереж 110 кВ Гайсинського району

08-21.МКР.011.00.007 ТЗ

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

Магістр групи 1ЕСМ-22м
_____ Пастух О. А.

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) процес створення стратегії розвитку ЕЕС розпочинається з прогнозування навантажень. Для ефективного проектування не лише важливо прогнозувати майбутні навантаження, а й мати уявлення про виробництво електроенергії. Прогноз навантажень використовується для визначення потужності генераторів, планування розвитку живильних та розподільних мереж, оцінки загальних потреб ЕЕС у енергоресурсах та вибору типів електричних станцій. Крім того, прогноз навантаження визначає стратегію розміщення капіталовкладень. Загалом, точний прогноз, який відображає як дійсні, так і майбутні тенденції у змінах навантажень і підтверджений інженерною інтуїцією, - це ключовий фактор успішного планування розвитку енергосистеми та забезпечення її економічної доцільності.

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 прогнозування електроспоживання для розвитку розподільних мереж;

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 прогнозування електроспоживання для розвитку розподільних мереж	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.

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 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 400 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік

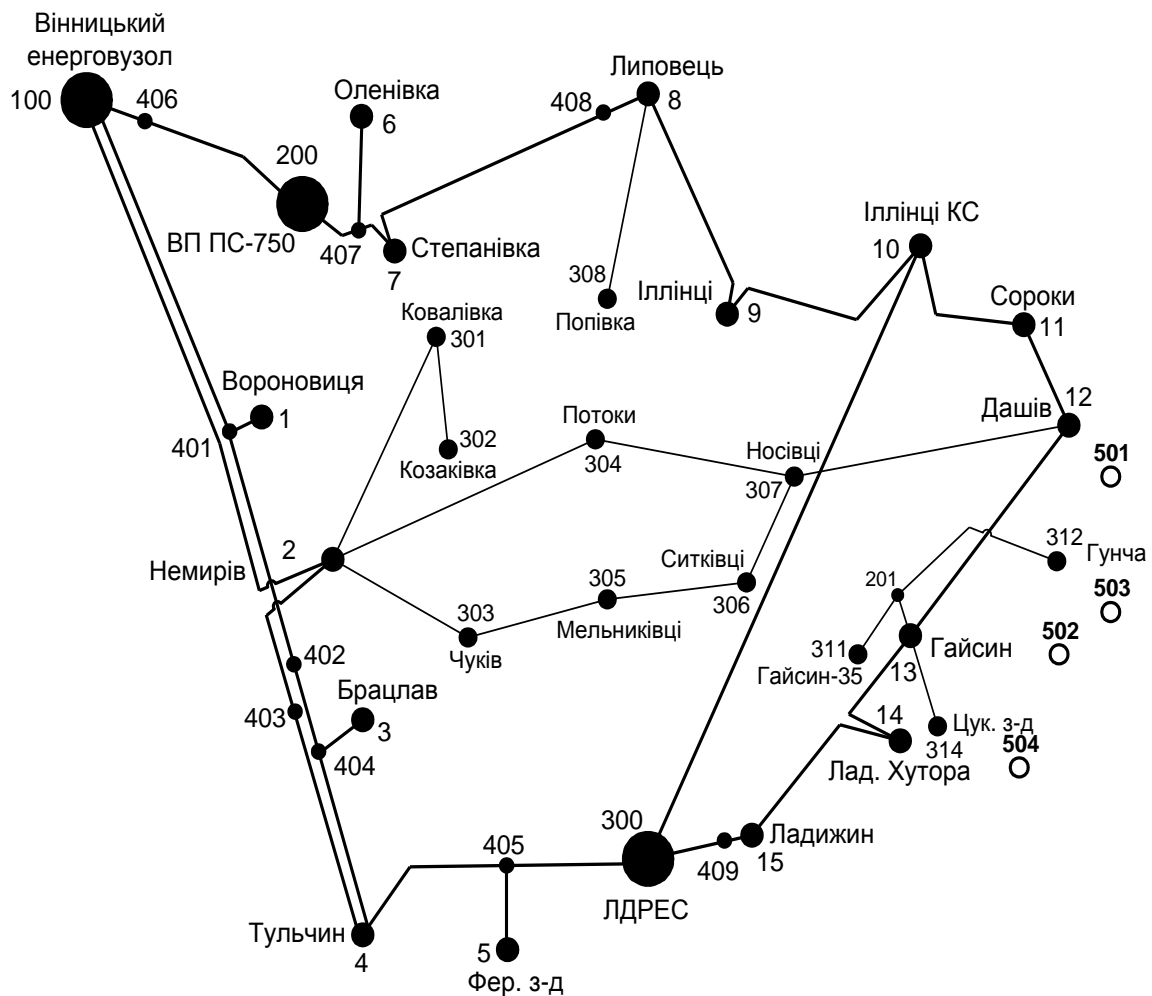


Рисунок Б.1 – Схема існуючої електричної мережі

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

Пункти	Нова 1 (501)	Нова 2 (502)	Нова 3 (503)	СЕС 4 (504)
Навантаження, МВт	8,1	2,2	11,2	5,7
cos φ	0,88	0,89	0,87	1,00
Категорія споживачів	I	I	I	II

Таблиця Б.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Макс. навантаж., %	85	88	90	92	94	95	95	95	96	100

Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Марка проводу	Довжин а лінії
100	401	Вінницький енерговузол – 401	14,08	АС-185
401	1	401 – Вороновиця	7,55	АС-95
401	402	401 – 402	23,82	АС-185
402	404	402 – 404	14,2	АС-150
404	3	404 – Брацлав	5,1	АС-95
404	4	404 – Тульчин	14,4	АС-150
100	2	Вінницький енерговузол – Немирів	41,86	АС-185
2	403	Немирів – 403	4	АС-185
403	4	403 – Тульчин	28,6	АС-150
405	4	405 – Тульчин	24,8	АС-150
405	5	405 – Ферментний завод	0,8	АС-95
300	405	Ладижинська ТЕС – 405	2,3	АС-150
100	406	100 – 406	1,35	АС-185
406	200	406 – ВП ПС-750	15,75	АС-150
200	407	ВП ПС-750 – 407	4,0	АС-150
407	6	407 – Оленівка	6,4	АС-150
407	7	407 – Степанівка	3,3	АС-150
7	408	Степанівка – 408	23,5	АС-150
408	8	408 – Липовець	2,5	АС-120
8	9	Липовець – Іллінці	17,6	АС-120
9	10	Іллінці – Іллінці КС	21,6	АС-120
300	10	Ладижинська ТЕС – Іллінці КС	80,2	АС-240
11	10	Сороки – Іллінці КС	17,9	АС-120
12	11	Дашів – Сороки	8,1	АС-120
13	12	Гайсин – Дашів	27,0	АС-150
14	13	Лад. Хутора – Гайсин	20,7	АС-150
15	14	Ладижин – Лад. Хутора	10,5	АС-150
409	15	409 – Ладижин	1,47	АС-150
300	409	Ладижинська ТЕС – 409	25,3	АС-95
2	301	Немирів – Ковалівка	12,4	АС-95
301	302	Ковалівка – Козаківка	10,7	АС-95
2	303	Немирів – Чуків	10,21	АС-95
2	304	Немирів – Потоки	22,9	АС-50
303	305	Чуків – Мельниківці	14,8	АС-95
305	306	Мельниківці – Ситківці	17,0	АС-95
304	307	Потоки – Носівці	31,52	АС-120
306	307	Ситківці – Носівці	9,3	АС-95
12	307	Дашів – Носівці	29,41	АС-120
8	308	Липовець – Попівка	14,93	АС-95
12	309	Дашів – Слободище	19,5	АС-70
309	310	Слободище – Гранів	13,43	АС-95
13	201	Гайсин – 201	5,05	АС-120
201	311	201 – Гайсин 35	4,0	АС-95
201	312	201 – Гунча	6,6	АС-95
13	313	Гайсин – Тишківка	12,9	АС-50
13	314	Гайсин – Цук. 3-д	16,94	АС-95

Таблиця Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S _H , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
300	Ладизинська ТЕС		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Вороновиця	0,87	2,3 + j1,3	ТМН-6300/110/10	1
2	Немирів	0,88	4,7 + j2,54	ТДТН-16000/110/35/10	2
3	Брацлав	0,86	2,2 + j1,31	ТМН-6300/110/10	1
4	Тульчин	0,9	4,8 + j2,32	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
5	Ферментний завод	0,88	9,0 + j4,86	ТРДН-25000/110/10	1
6	Оленівка	0,88	2,3 + j1,24	ТМН-6300/110/10	1
7	Степанівка	0,89	2,5 + j1,28	ТМН-6300/110/10	1
8	Липовець	0,88	4,3 + j2,32	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
9	Іллінці	0,87	2,6 + j1,47	ТМН-6300/110/10	2
10	Іллінці КС	0,86	21,0 + j12,46	ТРДЦН-63000/110/10	2
11	Сороки	0,89	2,2 + j1,13	ТМН-6300/110/10	1
12	Дашів	0,88	3,0 + j1,62	ТДТН-10000/110/35/10	2
13	Гайсин	0,89	6,5 + j3,33	ТДТН-25000/110/35/10	1
14	Лад. Хутора	0,9	2,6 + j1,26	ТМН-6300/110/10	1
15	Ладизин	0,87	6,7 + j3,8	ТДТН-25000/110/35/10	2
301	Ковалівка	0,86	1,0 + j0,59	ТМН-2500/35/10	1
302	Козаківка	0,87	0,9 + j0,51	ТМН-2500/35/10	1
303	Чуків	0,87	0,6 + j0,34	ТМН-1600/35/10	2
304	Потоки	0,89	1,1 + j0,56	ТМН-2500/35/10	2
305	Мельниківці	0,88	1,2 + j0,65	ТМН-2500/35/10	1
306	Ситківці	0,87	1,3 + j0,74	ТМН-2500/35/10	2
307	Носівці	0,86	1,4 + j0,83	ТМН-4000/35/10	2
308	Попівка	0,9	0,6 + j0,29	ТМН-1600/35/10	1
309	Слободище	0,88	0,8 + j0,43	ТМН-2500/35/10	1
310	Гранів	0,9	0,8 + j0,39	ТМН-1600/35/10	1
311	Гайсин 35	0,87	1,3 + j0,74	ТМН-4000/35/10 ТМН-6300/35/10	2
312	Гунча	0,89	0,5 + j0,26	ТМН-1600/35/10	2
313	Тишківка	0,87	1,4 + j0,79	ТМН-4000/35/10	1
314	Цук. з-д	0,88	0,9 + j0,49	ТМН-1600/35/10 ТМН-4000/35/10	2

ДОДАТОК В

Таблиця В.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

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, 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
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.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

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	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
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		579,24	4184,056	127,496	131,16	15	5036,616	97,2

Продовження табл. В.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установалення 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.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

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			45 275,62						

Таблиця В.2 – Вартість реконструкції підстанції Лад. Хутора (вузол 14):

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.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503):

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, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	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
2.5	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
2.8	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
2.9	Приєднання трансформа- тора 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

Продовження табл. В.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
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			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	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

Продовження табл. В.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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 вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	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

Продовження табл. В.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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			51 054,247						

Таблиця В.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, 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 трансформатора 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 502):

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 502):

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 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	2096,27	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 502):

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.5 – Вартість реконструкції підстанції Дашів (вузол 12):

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.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501):

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								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190

Продовження табл. В.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
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.6 - 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	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
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			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
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	2096,270	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

Продовження табл. В.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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			51 054,247						

ДОДАТОК Г
РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 93.135 МВт / 815.863 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 90.500 МВт / 792.780 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.834 МВт / 7.921 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.834 МВт / 7.921 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.597 МВт / 5.226 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.251 МВт / 1.084 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.848 МВт / 6.311 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.682 МВт / 14.232 млн.кВт*г (1.7%)

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 124.761 МВт / 1092.910 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.340 МВт / 1045.418 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.411 МВт / 19.051 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.411 МВт / 19.051 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.668 МВт / 5.853 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.395 МВт / 1.706 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.063 МВт / 7.559 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.474 МВт / 26.610 млн.кВт*г (2.4%)

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 125.304 МВт / 1097.660 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.340 МВт / 1045.418 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.968 МВт / 21.458 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 4.968 МВт / 21.458 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.603 МВт / 5.285 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.442 МВт / 1.909 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.045 МВт / 7.193 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 6.014 МВт / 28.651 млн.кВт*г (2.6%)

ДОДАТОК Є

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 124.248 МВт / 1088.414 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.340 МВт / 1045.418 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.866 МВт / 16.695 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.866 МВт / 16.695 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.750 МВт / 6.566 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.349 МВт / 1.506 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.098 МВт / 8.072 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.964 МВт / 24.767 млн.кВт*г (2.3%)

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 124.761 МВт / 1092.910 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.340 МВт / 1045.418 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.411 МВт / 19.051 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 4.411 МВт / 19.051 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.668 МВт / 5.853 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.395 МВт / 1.706 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.063 МВт / 7.559 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.474 МВт / 26.610 млн.кВт*г (2.4%)

ДОДАТОК 3

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ

1 рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 99.496 МВт / 871.581 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 96.540 МВт / 845.690 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.116 МВт / 9.137 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.116 МВт / 9.137 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.615 МВт / 5.387 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.274 МВт / 1.184 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.889 МВт / 6.570 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.005 МВт / 15.708 млн.кВт*г (1.8%)

2 рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.131 МВт / 1008.549 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 110.750 МВт / 970.170 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.429 МВт / 14.809 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.429 МВт / 14.809 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.650 МВт / 5.698 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.354 МВт / 1.528 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.004 МВт / 7.226 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.433 МВт / 22.035 млн.кВт*г (2.2%)

3 рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 124.761 МВт / 1092.910 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.340 МВт / 1045.418 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.411 МВт / 19.051 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.411 МВт / 19.051 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.668 МВт / 5.853 млн.кВт*г

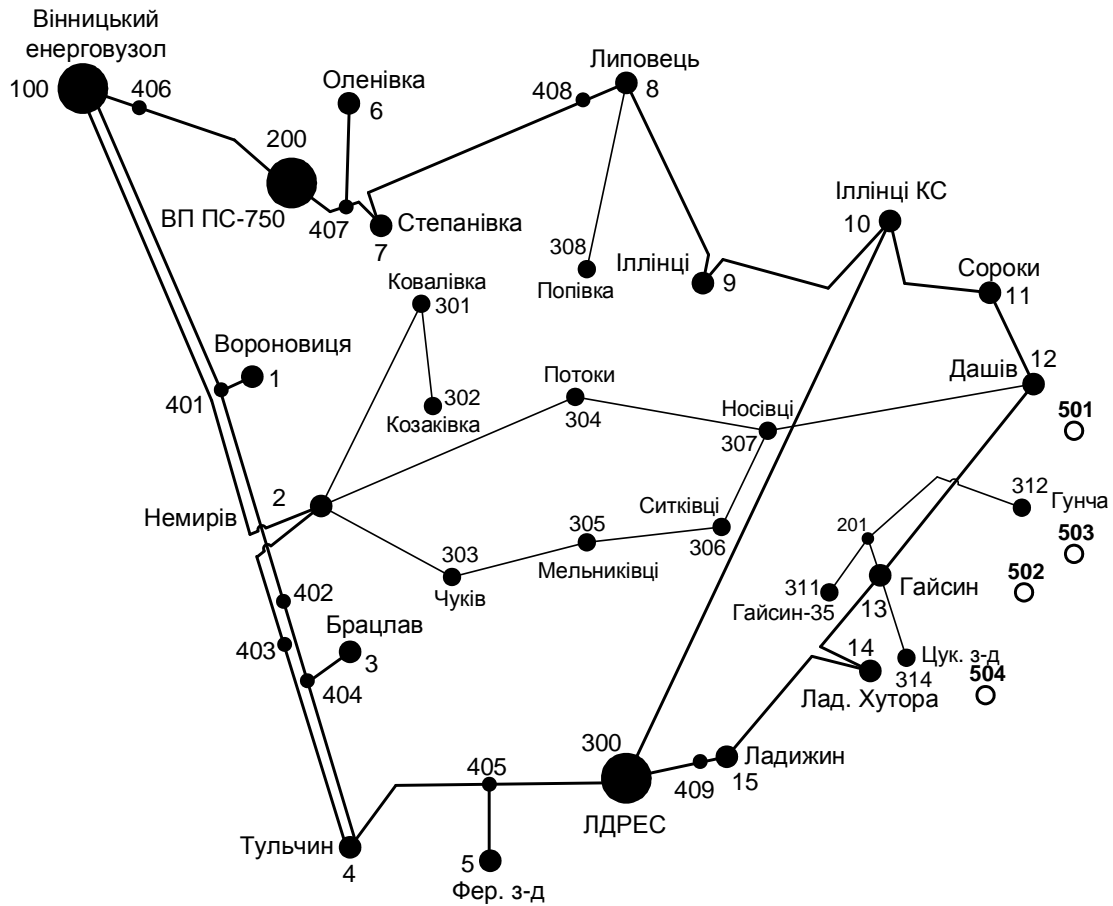
Втрати нав. в трансформаторах: 0.395 МВт / 1.706 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.063 МВт / 7.559 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.474 МВт / 26.610 млн.кВт*г (2.4%)

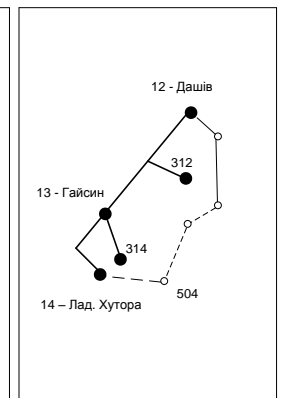
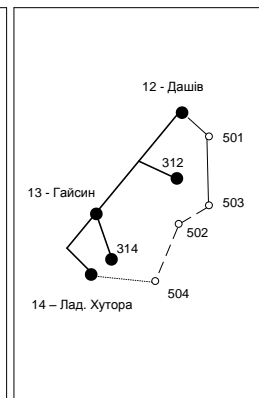
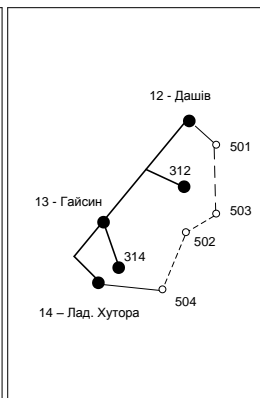
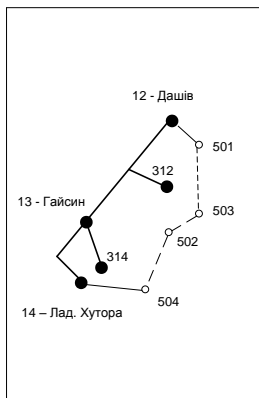
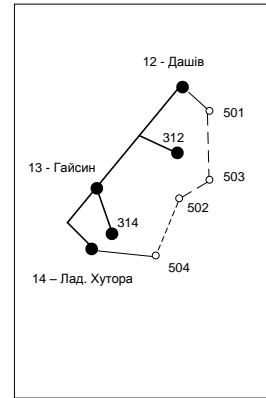
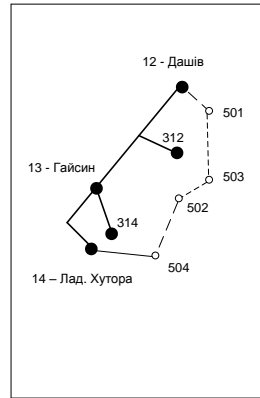
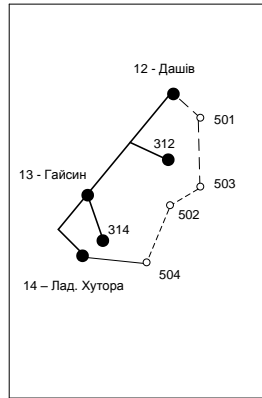
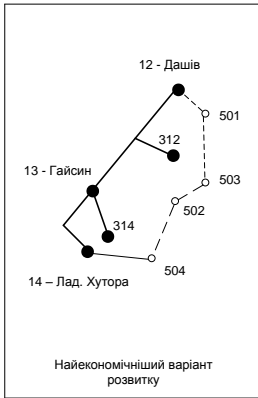
ДОДАТОК И
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

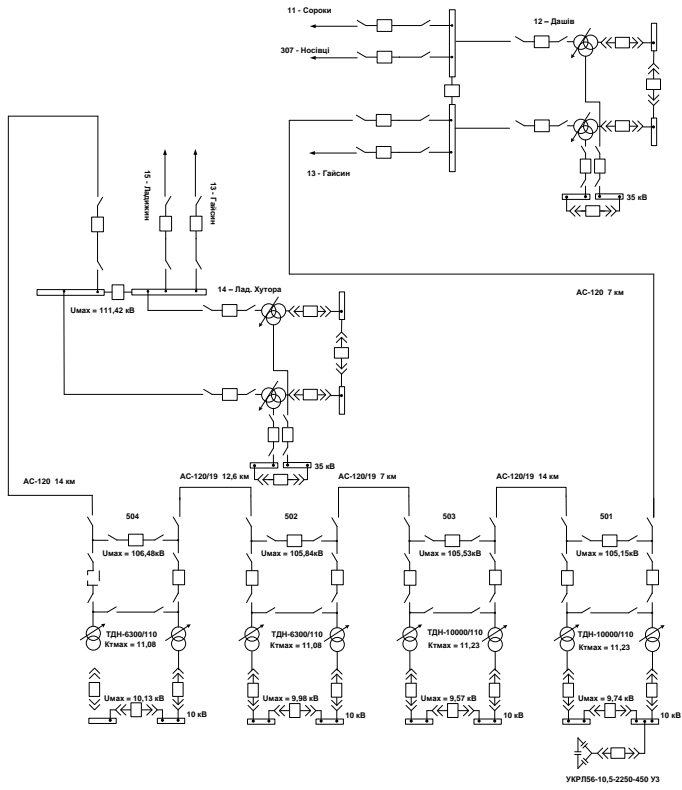
Схема існуючої мережі та
розташування нових пунктів живлення



Варіанти розвитку існуючої мережі

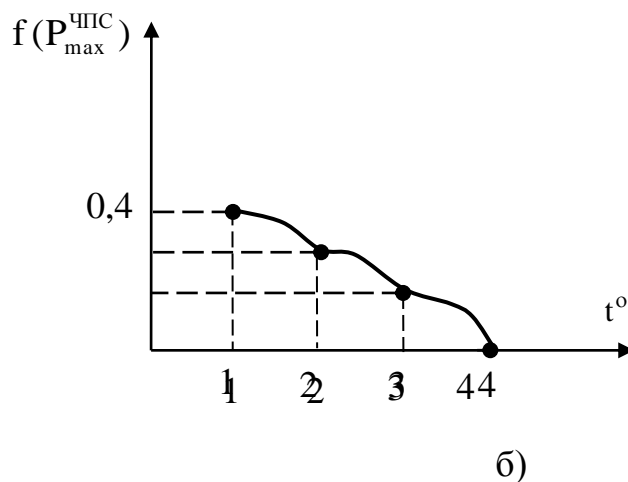
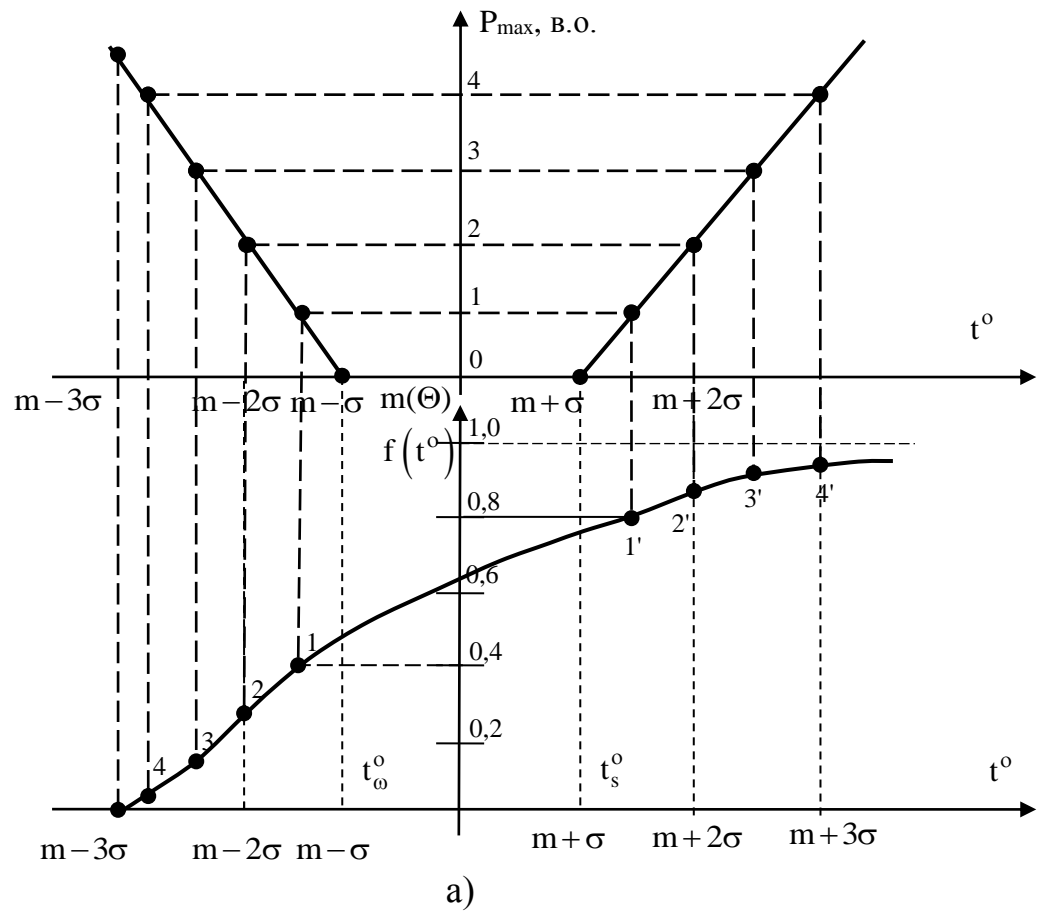
Послідовність будівництва	
—————	ЛЕП яка будується на першому році
— — — —	ЛЕП яка будується на другому році
- - - - -	ЛЕП яка будується на третьому році
-----	ЛЕП яка будується на четвертому році





Основні техніко-економічні показники розвиненої ЕМ

Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	28,84
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	119,34
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	201 213,73
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	13,5
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	5,47
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,43
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	1,092
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	26,618



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.
- Відповідно до аналізу різних методів прогнозування навантажень електричної системи зробити наступні висновки:
- **Статистичні методи:**
- *Переваги:*

- Простота в реалізації.
- Можливість застосування для короткострокового прогнозування на основі минулих даних.
- *Недоліки:*
 - Не враховує змін у системі, таких як рост потреби в енергії через впровадження нових технологій.
 - Неєфективність при великих змінах у патернах споживання.
- **Методи машинного навчання (наприклад, нейронні мережі):**
- *Переваги:*
 - Здатність до врахування складних взаємозв'язків між даними.
 - Здатність до адаптації до нових тенденцій у споживанні електроенергії.
- *Недоліки:*
 - Вимагає значного обсягу даних для точних прогнозів.
 - Складність налаштування параметрів моделі.