

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням захисту від
атмосферних перенапружень»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-20м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Богатир А.О.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц каф. ЕСС

Малогулко Ю. В.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Опонент: к.т.н., доцент каф. ЕСЕЕМ

Бабенко О.В.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

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 станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

_____ 2021 року

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

_____ Богатирю Андрію Олександровичу _____

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи _____ Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням захисту від атмосферних перенапружень _____

керівник роботи _____ к.т.н., доц. каф. ЕСС Малогулко Ю.В. _____

затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2021 року № 277

2. Строк подання студентом роботи 30 листопада 2021 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 – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5700 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної енергії 185 грн. вартість 1 год втраченої електроенергії становить 1.65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ліній електропередавання складає 25 км за рік.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень.

2. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. Визначення

оптимальної схеми електричної мережі. 3. Визначення оптимальної схеми

електричної мережі. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. 4.

Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу

потужностей. 5. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі.

Визначення оптимального варіанту. Проведення розрахунків для ПЛІ напругою

110 кВ. 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Техніко-

економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу. 2. Основні технічні заходи в області захисту від імпульсних перенапруг.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Малогоулко Ю.В., к.т.н., доц., доц. кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Бондаренко Є. А. д.т.н., проф., професор каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 24 вересня 2021 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.21	06.09.21	формування технічного завдання
2	Прогнозування електричних навантажень	07.09.21	12.09.21	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі. Визначення оптимальної схеми електричної мережі.	13.09.21	05.10.21	розділи 1 та 2
4	Визначення оптимальної схеми електричної мережі. Визначення оптимальної схеми електричної мережі..	06.10.21	20.10.21	розділи 3 та 4
6	Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій.	21.10.21	30.10.21	розділи 5 та 6

	Оцінювання балансу потужностей.			
7	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. Визначення оптимального варіанту. Проведення розрахунків для ПЛ напругою 110 кВ.	01.11.21	10.11.21	розділи 7-9
7	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.	11.11.21	16.11.20	розділ 10
8	Оформлення пояснювальної записки	17.11.21	25.11.20	пояснювальна записка
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.12.21	30.11.21	плакати, презентація

Студент

(підпис)

_____ Богатир А.О.

Керівник роботи

(підпис)

_____ Малогулко Ю.В.

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316

Богатир Андрій Олександрович «Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням захисту від атмосферних перенапружень». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2021. 107 с.

Українською мовою. Бібліогр.: 28 назв; рис.: 24; табл. 34.

В магістерській кваліфікаційній роботі проведено прогнозування електричних навантажень, розраховано режим існуючої мережі, сформовано максимальний граф електричної мережі. Визначено оптимальну схему електричної мережі та вибрано оптимальну схему розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. Вибрано потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та схеми розподільних пристроїв підстанцій. Оцінено баланс потужностей. Розраховано та проаналізовано усталені режими електричної мережі. Визначено оптимальний варіант розвитку мережі. Проведено розрахунок для повітряних ліній напругою 110 кВ.

Ключові слова: електрична мережа, оптимізація, метод динамічного програмування.

ABSTRACT

УДК 621.316

Bogatyр Andrey Oleksandrovych "Development of a fragment of a power network with research of protection against atmospheric overvoltages". Master's qualification work in specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. – Vinnytsia: VNTU. 2021. 107 pp.

In Ukrainian language. Bibliographer: 28 titles; fig.: 24; tabl. 34.

In the master's qualification work forecasting of electric loads is carried out, the mode of an existing network is calculated, the maximum graph of an electric network is formed. The optimal scheme of the electric network is determined and the optimal scheme of electric network development is chosen by the method of dynamic programming. The power of transformers at consumer substations and schemes of switchgear of substations are selected. Capacity balance estimated. The established modes of the electric network are calculated and analyzed. The optimal variant of network development is determined. The calculation for overhead lines with voltage by 110 kV.

Keywords: power network, optimization, dynamic programming method.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	5
ANNOTATION	6
ВСТУП	9
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	11
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі	12
1.2 Формування максимального графа електричної мережі	14
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	16
2.1 Лінеаризація цільової функції	16
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	20
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	26
3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	26
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	31
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	33
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ	35
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ	38
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	39
5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції	39
5.3 Оцінювання надійності схем підстанції	41
6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ	47
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення	47
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	49
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	50
7.2 Регулювання напруги у мережі	50
8 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	54
9 ПРОВЕДЕННЯ РОЗРАХУНКІВ ДЛЯ ПЛ НАПРУГОЮ 110 кВ	74
9.1 Розрахунок числа відключень ПЛ 110	74
9.2 Визначення зон захисту від ударів блискавки для ПЛ 110 кВ	78
10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	91
10.1 Задача розділу	91
10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем вимірювальних трансформаторів, які працюють у складі електроенергетичної системи України	92

10.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці при електричному монтажі вимірювального трансформатора	94
10.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України з монтажу вимірювальних трансформаторів	94
10.3.2 Розрахунок захисного заземлення трансформатора	97
10.4 Протипожежний захист вимірювальних трансформаторів	101
ВИСНОВКИ	104
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	107
ДОДАТОК А Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи	110
ДОДАТОК Б Технічне завдання МКР	111
ДОДАТОК В Графічний матеріал	115

ВСТУП

Електроенергетика є базовою галуззю економіки України. Це капіталомістке виробництво, яке потребує великих фінансових вкладень у його розвиток. Воно розвивається найбільш динамічно у всіх країнах світу, тому належить до «авангардної трійки» виробництв разом з машинобудуванням та хімічною промисловістю. Без її розвитку неможливий подальший науково-технічний прогрес у суспільстві, головна мета сьогодення – це створення різноманітних сценаріїв розвитку, які б не тільки відповідали сьогodнішнім нормам, а й могли пристосовуватись до майбутніх.

Перспективні режими для кожного зі сценаріїв відображають схемно-режимні умови роботи енергосистеми у визначений час. Аналіз перспективних режимів дозволяє ідентифікувати можливі проблеми в мережі для вирішення яких необхідно заздалегідь визначити відповідні заходи. Створені сценарії повинні враховувати вимоги чинного Законодавства, галузевих нормативних документів та директив ЄС, зобов'язання до виконання яких прийняла на себе Україна. Сценарії розвитку ОЕС України повинні бути деталізовані принаймні на рівні енергосистем.

Вони включають: склад генерації, який визначається прогнозом щодо будівництва, реконструкції і переоснащення об'єктів генерації, зміни структури і типів генеруючого обладнання, тощо; прогноз навантаження, що характеризується темпами економічного зростання, зміною структури навантаження, чисельності населення, заходів із підвищення енергоефективності, форми графіку навантаження, тощо; режими міждержавних перетоків, які відповідають поточним режимам, прогнозам розвитку міждержавних зв'язків.

Ці сценарії якнайкраще відповідають сучасному стану економіки і характеризують розвиток, який відповідає економічній доцільності, мінімізації витрат та інвестицій в розвиток мереж на основі існуючих проблем. Висхідні сценарії ґрунтуються на трендах та даних від учасників ринку електроенергії, в

тому числі від регіональних енергосистем та електропередавальних організацій і енергопостачальних компаній.

Низхідні сценарії ґрунтуються на прогнозах визначених енергетичною політикою України, прогнозних даних Міністерства енергетики та вугільної промисловості України. Сценарії розвитку включають принаймні два горизонти планування, у відповідності з наступними типами:

- довгостроковий горизонт (10-20 років). Прогноз сценарію розвитку базується на цілях Енергетичної стратегії України і визначений її цільовим роком;

- середньостроковий горизонт (5-10 років). Прогноз сценарію розвитку базується на цілях чинної Енергетичної стратегії України (якщо це низхідний сценарій) або на даних учасників ринку (якщо це висхідний сценарій). Десятирічні плани розвитку, повинні використовувати прогнози середньострокових горизонтів;

- дуже довгостроковий горизонт (як правило, від 30 до 40 років).

Захист ізоляції ЛЕП (ліній електропередач) є важливим питанням при їх експлуатації та проектуванні, адже вони важливим елементом енергосистеми. Якщо ЛЕП виходить з ладу через блискові удари, то це призведе до пошкоджень обладнання (прямих економічних втрат) або до недовідпуску енергії споживачам (непрямих економічних втрат). Тому блискавкозахист ЛЕП, обладнання та інформаційно-комунікаційних мереж значно впливає на загальну ефективність енергосистеми в цілому.

В зв'язку з цим необхідно провести детальний аналіз існуючих підходів до вибору грозозахисних елементів, щоб мати змогу з отримати рекомендації щодо можливості їх застосування в практичних конструкціях, а також провести розрахунки ефективності цих методів та підходів. Крім того варто також виконати порівняння з традиційними методами розрахунку захисної зони грозозахисних елементів.

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 16124b' = 759, \\ 16124 \cdot a' + 32497964 \cdot b' = 1529815. \end{cases}$$

звідки $a' = -2328.5$, $b' = 1,2024$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,2024T - 2328,5$$

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

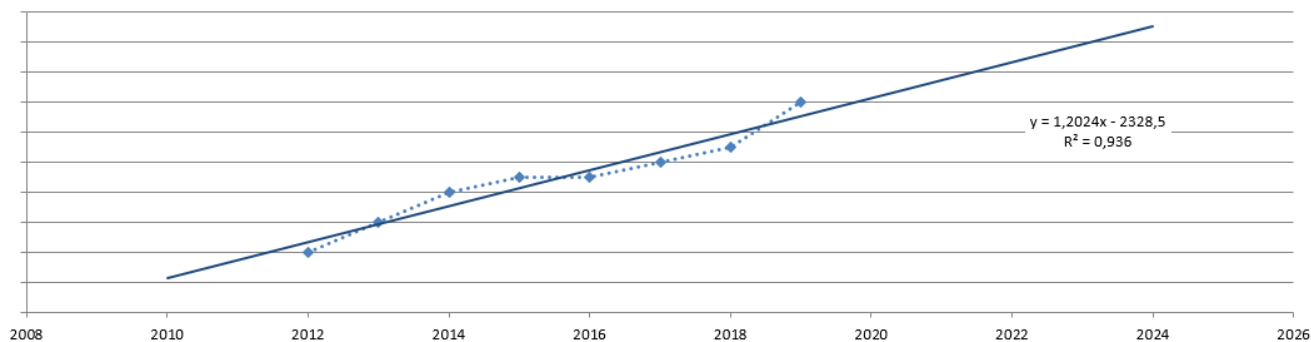


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P'_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2024-й рік збільшиться до 105,2 %, що 5,2 % більше проектної потужності електромереж. Отже, необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання.

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 А) 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 – 0,8МВт;
- в трансформаторах – 0.7 МВт з них холостого ходу 0,5 МВт та навантажувальні 0,2 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

	6-5	4-202	3-201	100-209
Марка проводу	АС-185	АС-185	АС-185	АС-120
Допустимий струм, А	200	200	200	125
Розрах. струм, А	34	162	35	103

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	2	14	13	200
Напруга вузла, кВ	113,18	113,29	113,71	113,95

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 знаходиться 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 №13 – Оленівка з рівнем напруги 113,71 кВ; вузол № 2 – Сосонка - тяга з рівнем напруги 113,18 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.

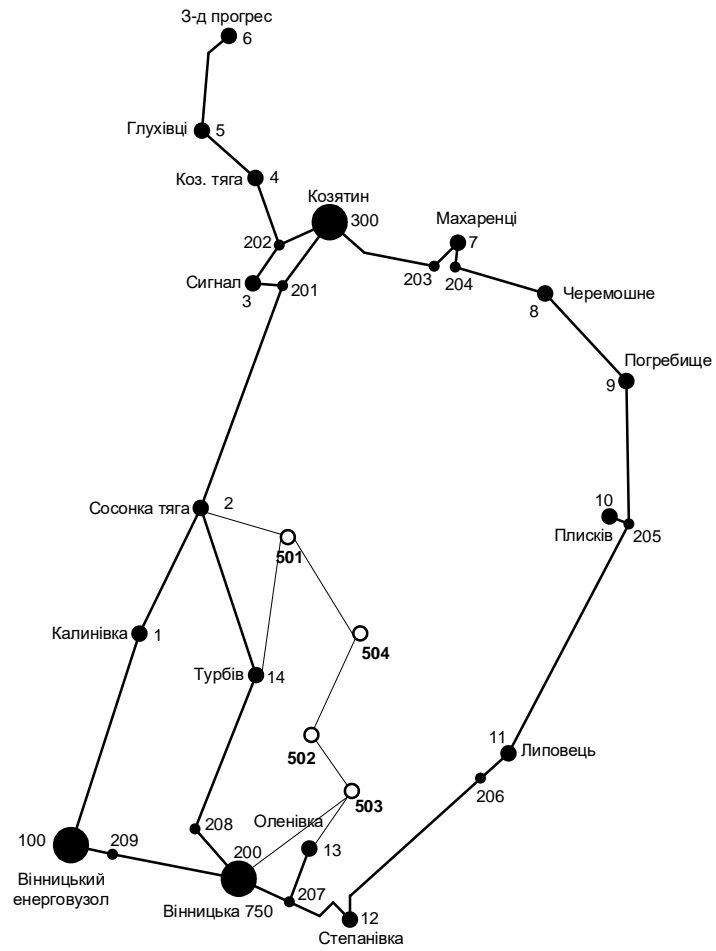


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

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 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 i -тої ЛЕП дисконтовані витрати V_i можна записати:

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

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

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

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

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:

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (4219 год/рік для $T_{нб} = 5700$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 1,65 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу провoda (провoda 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	Uном, кВ	Питомі капітало-вкладення, 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
2	501	1,5	10,5	110	1573,680	0,131	5287,6	0,977	5385,3
14	501	2,5	17,5	110	1573,680	0,131	8812,6	1,628	8975,4
13	503	1	7	110	1573,680	0,131	3525,0	0,651	3590,2
200	503	2	14	110	1573,680	0,131	7050,1	1,303	7180,4
503	502	1	7	110	1573,680	0,131	3525,0	0,651	3590,2
502	504	1,5	10,5	110	1573,680	0,131	5287,6	0,977	5385,3
504	501	2	14	110	1573,680	0,131	7050,1	1,303	7180,4

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

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

Назва ЛЕП	Дисконтовані витрати для ЛЕП тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн	Коефіцієнт a1, тис. грн	Коефіцієнт b1, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн
2-501	5533,0	5444,7	5641,0	5287,6	15,486	5533,0	5483,9	5582,1
14-501	9221,7	9074,4	9401,7	8812,6	25,809	9221,7	9139,9	9303,5
13-503	3688,7	3629,8	3760,7	3525,0	10,324	3688,7	3655,9	3721,4
200-503	7377,3	7259,5	7521,3	7050,1	20,647	7377,3	7311,9	7442,8
503-502	3688,7	3629,8	3760,7	3525,0	10,324	3688,7	3655,9	3721,4
502-504	5533,0	5444,7	5641,0	5287,6	15,486	5533,0	5483,9	5582,1
504-501	7377,3	7259,5	7521,3	7050,1	20,647	7377,3	7311,9	7442,8

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
2-501	1,5	15,9	5533,0	5486,4	5584,6	349,1	5533,0	4979,7	6086,3
14-501	2,5	15,9	9221,7	9144,0	9307,6	581,8	9221,7	8299,5	10143,9
13-503	1	15,9	3688,7	3657,6	3723,0	232,7	3688,7	3319,8	4057,5
200-503	2	15,9	7377,3	7315,2	7446,1	465,4	7377,3	6639,6	8115,1
503-502	1	15,9	3688,7	3657,6	3723,0	232,7	3688,7	3319,8	4057,5
502-504	1,5	15,9	5533,0	5486,4	5584,6	349,1	5533,0	4979,7	6086,3
504-501	2	15,9	7377,3	7315,2	7446,1	465,4	7377,3	6639,6	8115,1

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:

$$\left. \begin{array}{l} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + \dots + a_{1n}x_n = b_1 \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 + \dots + a_{2n}x_n = b_2 \\ \dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots \\ a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + a_{m3}x_3 + \dots + a_{mn}x_n = b_m, \\ x_i \geq 0; i = \overline{1, n}; n > m. \end{array} \right\} \quad (2.4)$$

Задача лінійного програмування (2.3) за умов (2.4) на основі симплекс-методу (СМ) розв’язується в два етапи:

- I-ий етап СМ полягає в приведенні системи обмежувальних рівнянь і цільової функції до канонічного вигляду;
- II-ий етап СМ полягає в оптимізації цільової функції, отриманої в результаті I-го етапу, на базі використання Симплекс-алгоритму (СА).

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

1. Змінними x_i , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;
2. Вільними членами у системі (2.4) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;

3. Коефіцієнти a_{ij} системи (2.4) для ЕМ – це коефіцієнти І-ої матриці сполучень;

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

5. Оскільки створення моделі здійснювалось з урахуванням заданих напрямків потужності в схемі максимального графу, то частина змінних може в кінцевому рахунку приймати від’ємне значення. Останнє протиріччя усувається введенням додаткових змінних.

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. 2.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	2-501	14-501	13-503	200-503	503-502	502-503	502-504	504-502	504-501	501-504	0-0	0-0	0-0	0-0				
501	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	5,68	5,68	
502	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	15,98	15,98	
503	0	0	1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,67	11,67	
504	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	-14,00	-14,00	
Коефіцієнти цільової функції	936,702	1831,016	267,018	1464,813	1778,068	732,406	1098,610	391,361	1464,813	1464,813	0,000	0,000	0,000	0,000			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	
Дискontовані 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		
	2-501	14-501	13-503	200-503	503-502	502-503	502-504	504-502	504-501	501-504	0-0	0-0	0-0	0-0				
501	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	5,68	0,00	
502	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	15,98	0,00	
503	0	0	1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,67	0,00	
504	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	-14,00	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	936,702	1831,016	267,018	1464,813	1778,068	732,406	1098,610	391,361	1464,813	1464,813	0,000	0,000	0,000	0,000			17972,252	
Потужності ЛЕП	5,67851	0	13,65645	0	1,983955	0	0	14	0	0	0	0	0	0			0	
Постійні складові витрат	5287,565	0,000	3525,044	0,000	3525,044	0,000	0,000	5287,565	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			17625,218	
Змінні складові витрат	31,504	0,000	121,473	0,000	2,564	0,000	0,000	191,493	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			347,034	
Дискontовані витрати, тис. грн																		17972,252

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	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	2-501	14-501	13-503	200-503	503-502	502-503	502-504	504-502	504-501	501-504	0-0	0-0	0-0	0-0			
501	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	5,68	0,00	
502	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	15,98	0,00	
503	0	0	1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	11,67	0,00	
504	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	-14,00	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	936,702	1831,016	267,018	1464,813	1778,068	732,406	1098,610	391,361	1464,813	1464,813	0,000	0,000	0,000	0,000		17972,252	
Потужності ЛЕП	5,67851	0	13,65645	0	1,983955	0	0	14	0	0	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	5287,565	0,000	3525,044	0,000	3525,044	0,000	0,000	5287,565	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		17625,218	
Змінні складові витрат	31,504	0,000	121,473	0,000	2,564	0,000	0,000	191,493	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		347,034	
Дискontовані витрати, тис. грн																	17972,252

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

Після остаточно уточнення отримаємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	2-501	14-501	13-503	200-503	503-502	502-503	502-504	504-502	504-501	501-504	0-0	0-0	0-0	0-0			
501	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	5,68	0,00	
502	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	15,98	0,00	
503	0	0	1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	11,67	0,00	
504	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	-14,00	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	936,702	1831,016	267,018	1464,813	1778,068	732,406	1098,610	391,361	1464,813	1464,813	0,000	0,000	0,000	0,000		17972,252	
Потужності ЛЕП	5,67851	0	13,65645	0	1,983955	0	0	14	0	0	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	5287,565	0,000	3525,044	0,000	3525,044	0,000	0,000	5287,565	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		17625,218	
Змінні складові витрат	31,504	0,000	121,473	0,000	2,564	0,000	0,000	191,493	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		347,034	
Дискontовані витрати, тис. грн																	17972,252

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.

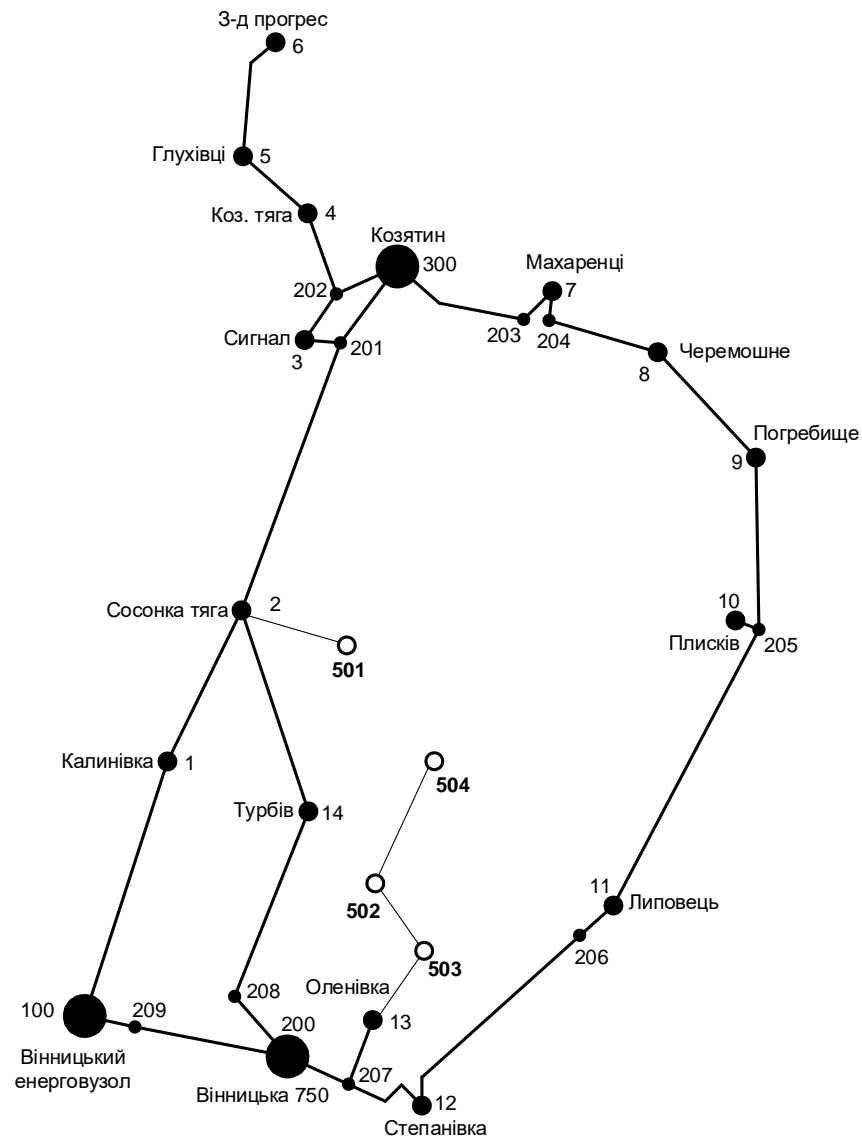


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за
СИМПЛЕКС-МЕТОДОМ

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

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 501-504 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

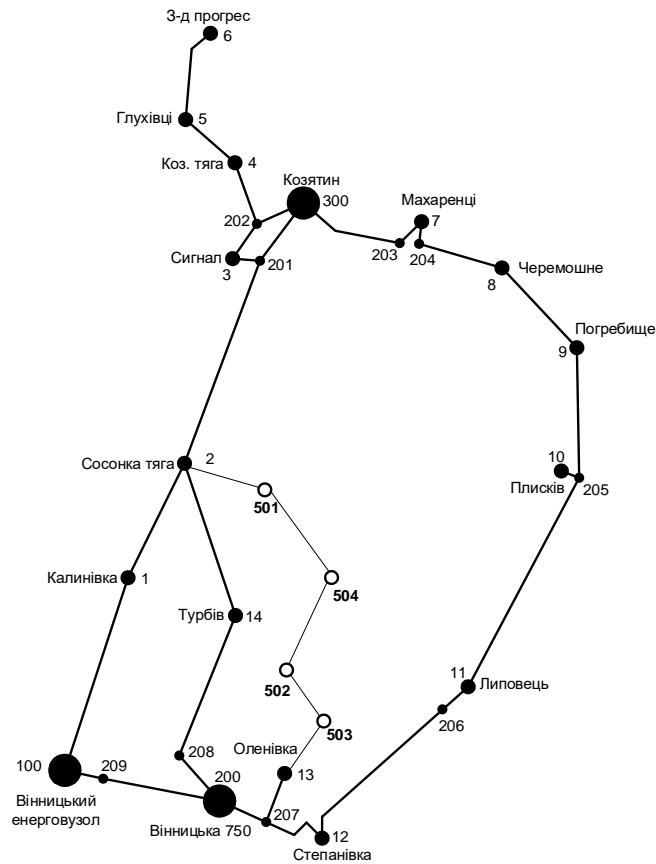


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всі споживачів відповідно до їх категорії. Для забезпечення належного рівня надійності електропостачання споживачів першої категорії пропонується прокладання додаткової ЛЕП 501-504 довжиною 14 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

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.

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 два опорних пунктів живлення: Сосонка-тяга (вузол 2), Оленівка (вузол 13) відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{H,П})^{(T-t)}, \quad (3.1)$$

де V_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 V_t для кожного року визначаються за формулою:

$$V_t = K \cdot K_d + E, \quad (3.2)$$

Для розв'язування необхідних задач (3.1) 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:

$$(V_i + V_{i+1}) \rightarrow \min \quad (3.3)$$

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 (3.3).

Обмеження:

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

3) Обмеження на параметри: $P_{ли} \leq P_{max}$;

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (3.4)$$

Коефіцієнти a_i та b_i беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року: $L_{max} \leq 25$ км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 501, 502, 503, 504. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 25 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 №5

1-ий рік – будуюмо одноланцюгові лінії до пунктів 503- Оленівка (вузол 13). Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{503-13} = 7 \text{ (км)},$$

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.3.1.

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 5 на другому році розвитку будуюмо одноланцюгову лінію 502-503, 502-504. Результати розрахунків подано в табл.3.2.

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 5 на третьому році розвитку будуюмо одноланцюгову лінію 504-504 та 501- Сосонка тяга (вузол 2). Результати розрахунків подано в табл.3.3.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Вt	Вартість
1	1	2-501	10,5	8,32	24,5	18571,67	43493,6	36244,6	36244,6
		501-504	14	14		24921,96			
	2	13-503	7	27,65	14	12819,15	25317,5	21097,9	21097,9
		503-502	7	15,98		12498,38			
	3	13-503	7	13,65	24,5	12454,88	43486,3	36238,6	36238,6
		502-503	7	1,98		12339,97			
		504-502	10,5	14		18691,47			
	4	2-501	10,5	5,68	10,5	18536,74	18536,7	15447,2	15447,2
	5	503-13	7	11,68	7	12423,45	12423,4	10352,8	10352,8

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Вt	Вартість
2	11	504-502	10,5	12,83	24,5	18661,81	43481,57	30195,54	66440,22
		502-503	7	3,14		12343,71			
		503-13	7	14,83		12476,06			
	12	504-502	10,5	14	17,5	18691,47	31031,44	21549,61	57794,3
		502-503	7	1,98		12339,97			
	13	503-13	7	27,65	14	12819,15	25317,53	17581,62	61562,21
		502-503	7	15,98		12498,38			
	14	504-502	10,5	14	17,5	18691,47	31114,77	21607,48	57852,17
		13-503	7	11,67		12423,3			
	21	502-504	10,5	15,98	24,5	18747,57	43427,51	30157,99	51255,93
		504-501	14	1,98		24679,94			
	22	2-501	10,5	8,32	24,5	18571,67	43493,63	30203,91	51301,84
		501-504	14	14		24921,96			
	23	2-501	10,5	5,68	21	18536,74	37228,21	25852,92	46950,86
		502-504	10,5	14		18691,47			
31	2-501	10,5	4,54	24,5	18525,73	43202,37	30001,64	66240,25	

	501-504	14	1,14		24676,64			
32				0	0	0	0	0
41	501-504	14	5,68	24,5	24715,65	43287,32	30060,64	45507,92
	504-502	10,5	8,32		18571,67			
42	13-503	7	27,65	14	12819,15	25317,53	17581,62	33028,9
	502-503	7	15,98		12498,38			
43	501-504	14	14	21	24921,96	37345,26	25934,21	41381,49
	503-13	7	11,67		12423,3			
51	503-502	7	1,98	17,5	12339,97	31031,44	21549,61	31902,48
	502-504	10,5	14		18691,47			
52	2-501	10,5	8,32	24,5	18571,67	43493,63	30203,91	40556,78
	504-501	14	14		24921,96			
53	2-501	10,5	5,68	17,5	18536,74	31035,12	21552,16	31905,03
	502-503	7	15,98		12498,38			

Таблиця 3.3 - Можливі варіанти розвитку для третього року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	В _i	В _{i,сум}	В _t	Вартість
3	121	13-503	7	14,83	7	12476,06	12476,06	7219,939	65014,24
	131	504-502	10,5	12,83	10,5	18661,81	18661,81	10799,66	72361,87
	141	502-503	7	3,14	7	12343,71	12343,71	7143,352	64995,52
	211	2-501	10,5	4,54	10,5	18525,73	18525,73	10720,91	61976,84
	221	504-502	10,5	12,83	10,5	18661,81	18661,81	10799,66	62101,5
	231	501-504	14	1,14	14	24676,64	24676,64	14280,46	61231,32
	412	502-503	7	3,14	14	12343,71	24819,77	14363,29	59871,21
		503-13	7	14,83		12476,06			
	422	501-504	14	1,14	24,5	24676,64	43338,44	25080,12	58109,01
		504-502	10,5	12,83		18661,81			
	423	504-502	10,5	12,83	17,5	18661,81	31005,52	17943,01	59324,5
		502-503	7	3,14		12343,71			
	511	504-501	14	1,14	24,5	24676,64	43202,37	25001,37	56903,85
		501-2	10,5	4,54		18525,73			
	521	504-502	10,5	12,83	17,5	18661,81	31005,52	17943,01	58499,79
		502-503	7	3,14		12343,71			
	531	501-504	14	1,14	24,5	24676,64	43338,44	25080,12	56985,15
	504-502	10,5	12,83	18661,81					

3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По V_{Σ} з табл. 3.3 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 511. Після уточнення потужності розподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 511 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. 3.4. Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів, а потужності що в ній перетікають відповідають економічній експлуатації ЛЕП.

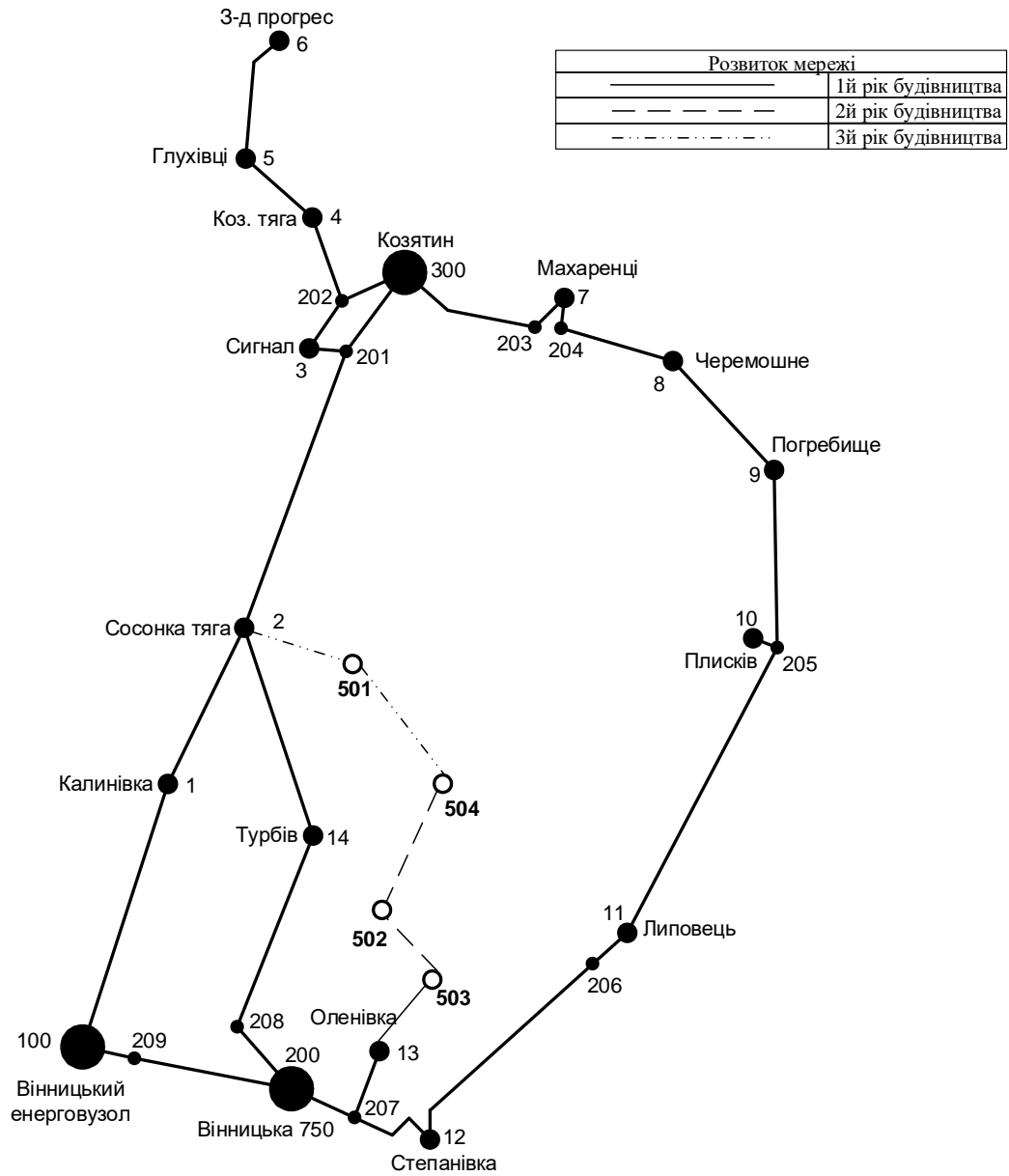


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (3.5) :

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} ; \quad (3.5)$$

$$I_{розр2-501} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n_{л}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{7,381}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 40,7 \text{ (А)};$$

$$I_{розр501-504} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{1,6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 8,9 \text{ (А)};$$

$$I_{розр504-502} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{13,3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 73,2 \text{ (А)};$$

$$I_{розр502-503} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{5,5}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 30,1 \text{ (А)};$$

$$I_{розр503-13} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{17,8}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 98,3 \text{ (А)};$$

Час найбільших навантажень $T_{нб} = 5700$ (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 2-501;

2й – розрив лінії 2-501 та відсутня генерація на СЕС (504);

3й – розрив лінії 13-503;

4й – розрив лінії 13-503 та відсутня генерація на СЕС (504);

5й – розрив лінії 501-504;

6й – розрив лінії 504-502.

Отримані результати представлені у таблиці 3.4

Таблиця 3.4 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	І _{па1} , А	І _{па2} , А	І _{па3} , А	І _{па4} , А	І _{па5} , А	І _{па6} , А	І _{па,А} max	І _{па} Доп.	І _{роз} , А	Марка проводу
2-501	0	0	134,3	198,3	33,8	46,1	198,3	390	40,1	АС- 120/19
501- 504	42,2	42,2	102,6	207,1	0	103,6	207,1		8,9	АС- 120/19
504- 502	45,6	32,8	162,6	162,6	73,3	0	162,6		73,2	АС- 120/19
502- 503	68,3	126,7	57,9	67,9	42,1	94,2	126,7		30,1	АС- 120/19
503- 13	132,1	195,3	0	0	99,9	162,4	162,4		98,3	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.

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦЯХ

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:

$$S_{\text{Тном}} \geq \frac{S_{\text{max}}}{1.4 \cdot (n_{\text{T}} - 1)}, \quad (4.1)$$

де n_{T} - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанції;

Для 501 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{6,5}{1,4 \cdot (2-1)} = 4,7 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 6,3 МВА.

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлі 501 в аварійному режимі показала, що коефіцієнт перевантаження складає 1,036, 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.4.1.

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

Таблиця 4.1 – 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	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
502	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112.
503	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
504	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 4.2

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{(n_m) \cdot S_{н}} \leq 0.7 - 0.8 \quad (4.2)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{31} = \frac{6,5}{2 \cdot 6,3} = 0,5 \leq 0,7 - 0,8$$
$$K_{32} = \frac{17,9}{2 \cdot 16} = 0,6 \leq 0,7 - 0,8$$
$$K_{33} = \frac{11,8}{2 \cdot 10} = 0,6 \leq 0,7 - 0,8$$
$$K_{34} = \frac{14}{2 \cdot 10} = 0,7 \leq 0,7 - 0,8$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлах показала, що коефіцієнт завантаження нижчий за значення 0,7 – 0,8, 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.

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;

- урахувувати 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;

- урахувувати 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 принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

5.1 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 цих вузлів було обрано схему «місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рис 5.1).

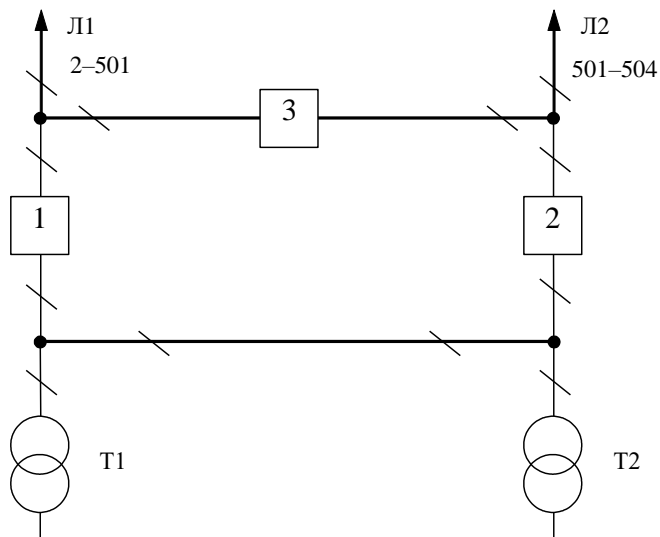


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 501, 502, 503 та 504

Така схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі поломки одного з елементів РП на ВН.

5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для розподільчого пристрою 110 кВ підстанції Оленівка (вузол 13) пропонується здійснити реконструкцію теперішньої схеми: замінити схему «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» або розглянути схему «Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» та замінити наявні короткозамикачі на вимикачі. Вибрані схеми зображені на рис. 5.2 та рис. 5.3.

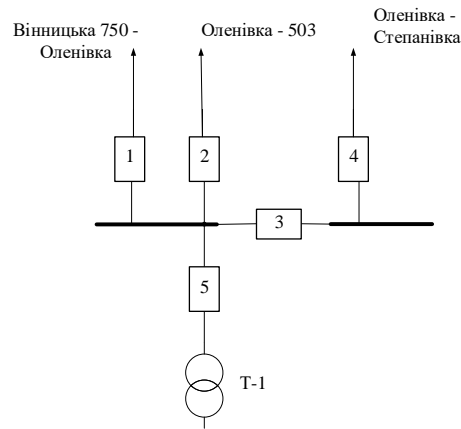


Рисунок 5.2 – Схема відгалужувальної підстанції Оленівка (вузол 13) –
Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин

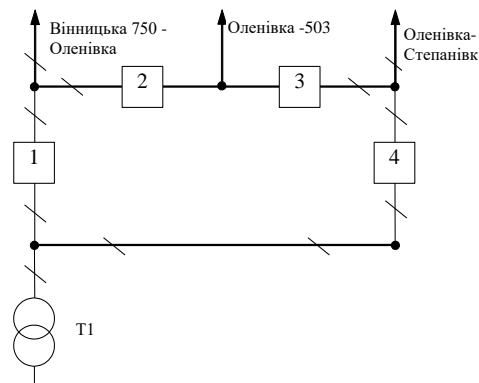


Рисунок 5.3 – Схема відгалужувальної підстанції Оленівка (вузол 13) –
Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною
перемичкою з боку трансформаторів

Для розподільчого пристрою ВН підстанції Сосонка-тяга (вузол 2)
необхідно здійснити ще одне підключення ЛЕП.

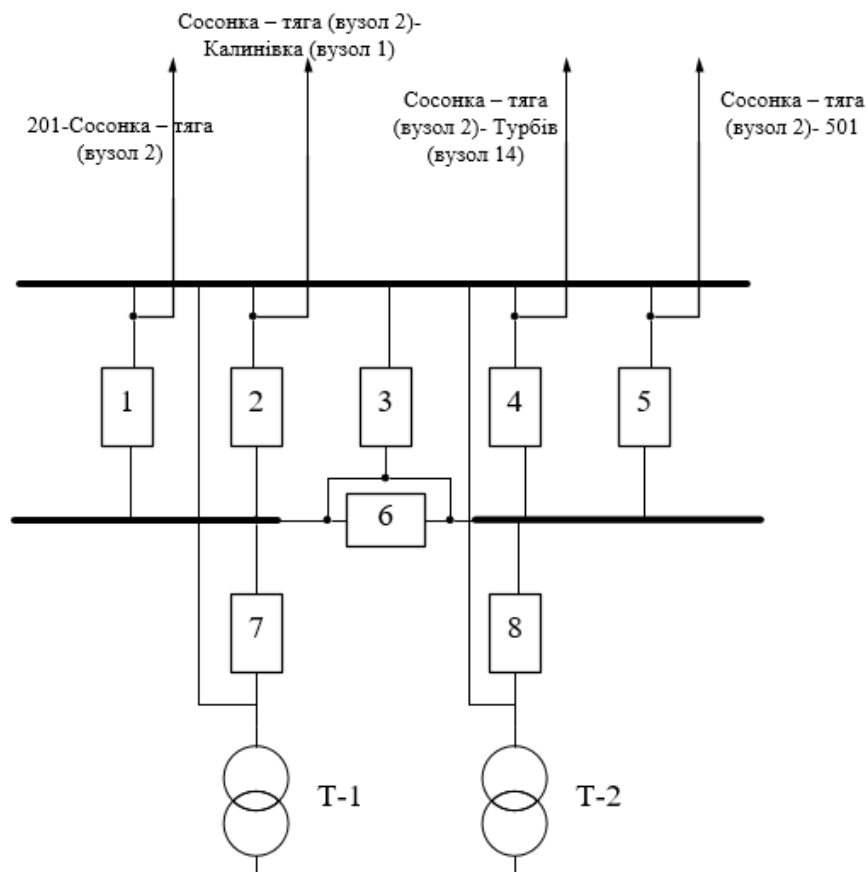


Рисунок 5.4– Схема вузлової підстанції Сосонка-тяга (вузол 2) –
Одна секціонована робоча та обхідна системи шин

5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

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

Буде представлено розрахунок 2х схем для підстанції 13 – «Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» та «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин»

Показники надійності визначаються формалізованим методом, що має назву табличного методу В.Д. Тарівердієва. Вихідними даними для розрахунку

є параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутовуються в РП, ω_i (1/рік), час поновлення вимикачів T_B (год.), періодичність m (1/рік), та тривалість планових ремонтів $T_{П}$ (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_P (год.).

Розрахунок ведеться по формі табл.5.1(Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів) та табл. 5.2 (Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин), де в лівому стовпці виписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j .

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

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (5.4)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (5.4) для варіанту «одна секціонована робоча та обхідна системи шин» схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^I = 1 - 4 \cdot 3 \cdot 10^{-4} = 0,9988.$$

Для кожного сполучення i, j оцінюється наслідки відмов i -го елемента у j -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються. Далі розраховується математичне сподівання такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Наприклад: $\omega_{1,2} = 0.016 \cdot 3 \cdot 10^{-4} = 4,8 \cdot 10^{-6}$ 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:

$$T_{B2;П1} = 40 - ((40)^2/2 \cdot 23) = 5,22 \text{ год.}$$

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 5.1 та табл. 5.2).

Таблиця 5.1 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів)

Вимикач що відмовив	Ймовірність	Параметр потоку відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикамчі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_o = 0,9985$	Q1	Q2	Q3	Q4
Q1	$3 \cdot 10^{-8}$	0,0001	Л1,Л2, D(Л3, АТ1)-1		Л1,Л2, (Л3,АТ1)- 1	Л1,Л2, (Л3,АТ1)-1	АТ1,Л3, Л1, Л2-1
					Л2, D(Л1,Л3, АТ1)-5,2	Л1-5,2	D(Л2,Л3) D(Л1,АТ1)-5,2
Q2	$3 \cdot 10^{-8}$	0,0001	Л3,Л2, D(Л1,АТ1)-1	Л3,Л2 D(Л1,АТ1)-1		АТ1,Л3,Л1, Л2-1	Л3,Л2, D(Л1,АТ1)-1

Продовження таблиці 5.1

Вимикач що відмовив	Ймовірність	Параметр потоку відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикамчі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_o = 0,9985$	Q1	Q2	Q3	Q4
				Л2, D(Л1,Л3,АТ1)-5,2		D(Л2,Л1) D(Л3,АТ1)-5,2	Л3-5,2
Q3	$3 \cdot 10^{-8}$	0,0001	АТ1,Л1, D(Л2,Л3)-1	АТ1,Л1 D(Л2,Л3)-1	АТ1,Л3,Л1, Л2-1		АТ1,Л1, D(Л2,Л3)-1
				Л1-5,2	D(Л2,Л1), D(Л3,АТ1)-5,2		АТ1-5,2
Q4	$3 \cdot 10^{-8}$	0,0001	АТ1, Л3, D(Л2,Л1)-1	АТ1,Л3, Л1,Л2-1	АТ1,Л3, D(Л2,Л1)-1	АТ1,Л3, D(Л2,Л1)-1	
				D(Л2,Л3), D(Л1,АТ1)-5,2	Л3-5,2	АТ1-5,2	

Таблиця 5.2 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин)

Вимикач що відмовив	Ймовірність	Параметр потоку відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикаччі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_o=0,9985$	Q1	Q2	Q3	Q4
Q1	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л3,Л2,Л1, АТ1-1		Л3,Л2,Л1, АТ1-1	Л3,Л2,Л1, АТ1-1	Л3,Л2,Л1, АТ1-1
			Л2-5,2		Л1,Л2 D(АТ1,Л3)-5,2	Л3,Л2, D(АТ1,Л1)-5,2	Л2-5,2
Q2	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л3,Л1,АТ1, Л2-1	Л3,Л1,АТ1 Л2-1		Л3,Л1,АТ1, Л2-1	Л3,Л2, Л1, АТ1-1
			Л1-5,2	Л1,Л2 D(АТ1,Л3)-5,2		Л3, Л1, D(АТ1, Л2) – 5,2	Л2,Л1, D(АТ1, Л3) – 5,2
Q3	$5,01 \cdot 10^{-6}$	0,0167	Л3,Л1,АТ1, Л2-1	Л3,Л1,АТ1 Л2-1	Л3,Л1,АТ Л2-1		Л3,Л2, Л1 АТ1-1

Продовження таблиці 5.2

Вимикач що відмовив	Ймовірність	Параметр потоку відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикаччі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_o=0,9985$	Q1	Q2	Q3	Q4
			Л3-40 D(АТ1,Л1, Л2)-5,2	Л3,Л2 D(АТ1,Л1) -5,2	Л3,Л1, D(АТ1,Л2) -5,2		Л3,Л2 D(АТ1,Л1) – 5,2
Q4	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л2-1	Л2-1	Л2,Л1 D(АТ1,Л3) – 1	Л3,Л2 D(АТ1, Л1) – 1	
			Л2-5,2	Л2-5,2	Л2,Л1,D(АТ1, Л3) – 5,2	Л3, Л2, D(АТ1, Л1) – 5,2	

Таблиця 5.3 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції (Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів)

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
Л1,Л2, D(Л3,АТ1)	2	1	0,0001	0,0002
Л3,Л2, D(Л1,АТ1)	2	1	0,0001	0,0002
Л2, D(Л1,Л2,АТ1)	1	5,2	0,0001	0,0001

Таблиця 5.4 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції (Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин)

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
Л3,Л2,Л1,АТ1	4	1	0,016	0,064
Л2,Л1,D(АТ1,Л3)	2	5,2	0,016	0,032

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

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

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 185$ грн./кВт·год.). Для схеми розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів маємо:

$$W_{\text{РІК}} = P_{\text{НБ}} \cdot T_{\text{НБ}} \quad (5.5)$$

$$\Delta W_{\text{НД}} = K_{\text{Всум.}} \cdot W_{\text{РІК}} \quad (5.6)$$

$$M_{\text{ЗБ}} = \Delta W_{\text{НД}} \cdot Z_0 \quad (5.7)$$

)

Маємо:

$$W_{\text{РІК}} = 5700 \cdot 33,33 = 189981 \text{ (МВт·год)}$$

$$\Delta W_{\text{НД}} = 189981 \cdot 0,0003 = 56,9 \text{ (МВт·год)}$$

$$M_{\text{ЗБ}} = 56,9 \cdot 185 = 10543,9 \text{ (тис. грн)}$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 5.5 та 5.6.

Таблиця 5.5 – Збитки від недовідпуску електроенергії (Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів)

W _{рік} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	Мзб, грн.
189981	56,9	10543,95

Для схеми одна робоча, секціонована вимикачем, система шин

$$W_{\text{рік}} = 5700 \cdot 33,33 = 189981 (\text{МВт} \cdot \text{год})$$

$$\Delta W_{\text{нд}} = 0,032 \cdot 189981 = 6079,392 (\text{МВт} \cdot \text{год})$$

$$M_{\text{зб}} = 6079,392 \cdot 185 = 1124687,5 (\text{тис. грн.})$$

Таблиця 5.6 – Збитки від недовідпуску електроенергії (Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин)

W _{рік} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	Мзб, грн.
189981	6079,392	1124687,52

Отриманий розрахунок показав, що варіант схеми ПС «Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» дає у декілька разів менший недовідпуск енергії, а відповідно і найменші збитки, а тому, в подальшому, використовувати будемо саме цю схему.

6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

Джерела централізованого електропостачання в довільний момент часу повинні віддавати в мережі стільки електроенергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі з урахуванням втрат на передачу. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 501,502,503,504 запишеться так:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{М}}; \quad (6.1)$$

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 33,33 + 0.05 \cdot 33,33 = 31,66 \text{ (МВт)},$$

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:

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

$$Q_{\Gamma} = 31,66 \cdot \text{tg}(\arccos 0.95) = 10,76 \text{ (МВАр)}.$$

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 – 2-501 .

$$Q_{\text{ЛЕП2-501}} = 112,15^2 \cdot (2,69 \cdot 10^{-6} \cdot 10,5) = 0,32 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,355 + 0,473 + 0,352 + 0,236 = 1,417 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 17,06 = 16,2 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 17,06 = 1,706 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 16,2 + 1,706 - 10,76 - 1,417 = 5,729 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 16,2 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 10,76 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-5850-450 УЗ на 5850 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 502.

7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

7.1 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.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у всіх вузлах є допустимою.

Вхідна електрична мережа з врахуванням розвитку характеризується малими втратами потужності 2,1 МВт від потужності генерації.

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

7.2. 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.

Даний підрозділ містить вибір дійсних робочих розгалужень трансформаторів. 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. 7.1).

Таблиця 7.1 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	112.13	106.96	118.31
502	111.73	106.54	117.93
503	111.86	106.67	118.05
504	112.0	106.83	119.19

Таблиця 7.2 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	10.73	10.23	11.32
502	10.69	10.19	11.28
503	10.7	10.2	11.29
504	10.71	10.22	11.31

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{\text{HH}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} = \frac{\Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} \quad (7.1)$$

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

$$\Delta U'_{\text{T}} = \frac{P_{\text{H}} \cdot R_{\text{T}} + (Q_{\text{H}} - Q_{\text{КУ}}) \cdot X_{\text{T}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (7.2)$$

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

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

$$K_{\text{Tб}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{ННб}}} \quad (7.3)$$

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

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

$$K_{\text{Tд}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{115}{10.5} = 10.95 \quad (7.4)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{тд}$ за формулою (7.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (7.2) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 501.

$$\Delta U_{T501} = \frac{(15.68) \cdot (14.7 / 2) + (3.22) \cdot (220 / 2)}{112.13} = 3.531 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{112.13 + 3.531}{10.5} = 11.015.$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T501д} = 11,082$, що відповідає 5й відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (7.1).

$$U_{H501д} = \frac{112,13 + 3,531}{11,082} = 10,43 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

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

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми і заносимо їх в табл. 7.4.

Таблиця 7.4 – 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	3,53	11,015	10,437	5	11,082	0,09
502	1,22	10,757	10,499	7	10,768	0,093
503	3,93	11,027	10,448	5	11,082	0,09
504	0,497	10,714	10,447	7	10,768	0,093

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ після запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 501, 502, 503, 504 (додаток Е). Результати показали, що наявні засоби регулювання на підстанціях забезпечують можливість експлуатації з якісною напругою на стороні 10 кВ.

8 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1+E)^3}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2 + K_3 / (1+E)^3}, \quad (8.1)$$

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:

$$\Pi_t = C_T \gamma W_t - B_t, \quad (8.2)$$

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

$\text{Ц}_T = 1,65 \text{ грн/кВт}\cdot\text{год}$; 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 \cdot год; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

$$B_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (8.3)$$

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

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (8.4)$$

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 (4219 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:

$$K = K_{\text{П/СТ}} + K_{\text{ЛЕП}}; \quad (8.5)$$

де $K_{\text{П/СТ}}$ – одночасні капітальні вкладення на спорудження підстанцій, тис.грн.;
 $K_{\text{ЛЕП}}$ – одноразові капітальні витрати на спорудження ліній електропередач, тис.грн..

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

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

На першому році:

- будівництво лінії електропередач: Оленівка (вузол 13) - 503;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 503;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту Оленівка (вузол 13).

На другому році:

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

На третьому році:

- будівництво ліній електропередач: 504-501 та 501- Сосонка – тяга (вузол 2);
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 501;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту Сосонка – тяга (вузол 2).

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл. 8.1

– 8.6.

Витрати на 1-му році складають:

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

Ч.ч. згідн о з таб- лице ю 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект - ні роботи	Експер - тиза проект у	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, 10 В×А	2 од.	605,86	5509,68	528,852	126,614	63,25	6344,4	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
2.4	Приєднання трансформа- тора 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

Продовження таблиці 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

	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	10 од.	196,02	2230,75	201,08	22,05	55,05	2627,85	69
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			888,168	6943,872	202,008	214,406	23	9888,9	153,9
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	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

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 КОМПЛ	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 КОМПЛ	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 КОМПЛ	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

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			41629,284						

Таблиця 8.2 – Вартість реконструкції підстанції Оленівка (вузол 13):

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
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	3 од.	94,748	4609,589	145,853	30,8	55,964	1850,19	205
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ	1 од.	74,91	2709,418	111,311	74,287	1,1216	2971,142	125
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	3 од.	114,228	3066,153	176,079	87,33	3,132	3446,922	216,0
Всього ВРУ 110 кВ			283,85	10385,13	433,2	192,41	60,514	8268,252	546
Загальна кошторисна вартість			8268,252						

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 49897,538 тис. грн

Витрати на 2-му році складають:

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

Ч.ч. згідн о з таб- лице ю 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект - ні роботи	Експер - тиза проект у	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням , м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	320,124	8277,8	756,23	140	140	9354,312	220
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
2.4	Приєднання трансформа- тора 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

Продовження таблиці 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			888,168	6943,872	202,008	214,406	23	6654,014	153,9
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 КОМПЛ	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 КОМПЛ	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 КОМПЛ	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

Продовження табл. 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

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
Встановлення БСК УКРЛ56-10,5-5850-450			188,3	344,9	1008,6	10,3	700	2252,1	-
Загальна кошторисна вартість			41404,144						

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

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	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора 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 трансформаторами 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 трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

Продовження таблиці 8.4– 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	13145,18 2	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	3 од.	235,22	2676,54	241,296	42,5	50,02	3153,42	82,8
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	Всього ЗРУ 10 кВ		888,168	6943,872	202,008	214,406	23	9888,9	153,9
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0

Продовження таблиці 8.4– Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 ком пл	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 ком пл	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 ком пл	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
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 ком пл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			59794,584						

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 59784,584 тис. грн.,

Витрати на 3-му році складають:

Таблиця 8.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

1	Вузол ПС	Кіль- - кіст ь	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
2.4	Приєднання трансформа- тора 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

Продовження таблиці 8.5– Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

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 трансфор- матора 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.	98,01	1115,375	100,54	18,5	20,05	1313,925	34,5
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			888,168	6943,872	202,008	214,406	23	9888,9	153,9
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 ком пл	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 трансфор- матора (чотири панелі)	2 ком пл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0

Продовження таблиці 8.5– Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 ком пл	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
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 ком пл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			50127,898						

Таблиця 8.6 – Вартість реконструкції підстанції Сосонка - тяга (вузол 2):

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 трансформаторами струму	1 од.	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205,0
2.2	Приєднання трансформатора 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						

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році складають 54404,896 тис. грн.,

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_{\text{T}} \cdot l, \quad (8.6)$$

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

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 7 = 8101,33 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (7 + 10,5) = 20253,3 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (14 + 10,5) = 28354,7 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати К:

$$K_1 = 49897,538 + 8101,3 = 57998,9 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 59784,6 + 20253,3 = 80037,9 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_3 = 54404,9 + 28354,7 = 82759,6 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + \Delta W_t, \quad (8.7)$$

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

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{ПП}}; \quad (8.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_{\text{Л}} = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_{\text{Л}}\%) / 100; \quad (8.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$B_{\text{П}} = (K_{\text{П/СТ}} \cdot P_{\text{П}}\%) / 100; \quad (8.10)$$

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

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

$$V_{Л1} = (8101,33 \cdot 0,3)/100 = 24,3 \text{ (тис.грн.); } V_{Л2} = (20253,3 \cdot 0,3)/100 = 60,8 \text{ (тис.грн.); } V_{Л3} = (28354,7 \cdot 0,3)/100 = 85,1 \text{ (тис.грн.);}$$

$$V_{П1} = (49897,5 \cdot 3)/100 = 1496,9 \text{ (тис.грн.); } V_{П2} = (59784,6 \cdot 3)/100 = 1793,5 \text{ (тис.грн.); } V_{П3} = (54404,9 \cdot 3)/100 = 1632,1 \text{ (тис.грн.);}$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 8.7:

Таблиця 8.7 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:503-13 П/ст:Оленівка (вузол 13),503	246	14	2570
2	ЛЕП:503-502, 502-504 П/ст:502, 504	188	32	2147
3	ЛЕП:501-2, 501-504 П/ст: Сосонка-тяга (вузол 2), 501	48	22	644

Річні видатки було розраховано за виразом (8.7).

$$V_1 = 1496,9 + 24,3 + 1,65 \cdot 2570 = 5761,7 \text{ (тис.грн.);}$$

$$V_2 = 1793,5 + 60,7 + 1,65 \cdot 2147 = 5396,75 \text{ (тис.грн.);}$$

$$V_3 = 1632,1 + 85,1 + 1,65 \cdot 644 = 2779,8 \text{ (тис.грн.);}$$

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

$$W_{1(503)} = 11,67 \cdot 5700 = 66519 \text{ МВт·год;}$$

$$W_{2(503)} = 5700 \cdot (15,98) = 91086 \text{ МВт·год;}$$

$$W_{2(504(СЕС))} = 1200 \cdot (14) = 16800 \text{ МВт·год.}$$

$$W_{3(501)} = 5700 \cdot 5,68 = 32376 \text{ МВт·год.}$$

У відповідності з (8.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$П_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 66519 - 5761,7 = 7409,1 \text{ (тис. грн.)}$$

$$П_2 = (1,65 \cdot 0,12 \cdot 91086 + 5,2 \cdot 0,12 \cdot 16800) - 5396,75 = 23121,3 \text{ (тис. грн.)}$$

$$П_3 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 32376 - 277,8 = 6132,648 \text{ (тис. грн.)}$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (8.1):

$$E'_a = ((7409,1/(1+0,2) + (23121,3/(1+0,2)^2 + (6132,4/(1+0,2)^3)) / ((57998,9/(1+0,2) + (80037,9/(1+0,2)^2 + (82759,6/(1+0,2)^3))) = 0,164$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

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

Таблиця 8.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	33,33
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5700
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	тис. кВт·год	153,91
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	220796,4
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	6
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,1
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,85
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	тис. кВт·год	5361
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	тис. кВт·год	19902

9 ПРОВЕДЕННЯ РОЗРАХУНКІВ ДЛЯ ПЛ РІЗНИХ КЛАСІВ НАПРУГ

9.1 Розрахунок числа відключень ПЛ 110

Грозові відключення ПЛ з тросами можуть відбуватися з кількох причин:

- прорив блискавки через тросову захист, тобто ураження фазного проводу ПЛ;
- удар блискавки в опору і зворотне перекриття з опори ЛЕП на фазний провід;
- удар блискавки в трос в середині прольоту і пробією проміжку трос - фазний провід ПЛ.

Розрахунок числа грозових відключень лінії виконувався клас напруг - 110 кВ. В розрахунках використовувались методики, описані в [16, 17, 23]. Для розрахунку вибирались два типи опор обох класів напруг: стандартні та компактні.

Розрахунок числа відключень для ПЛ 110 на стандартних та компактних опорах проводиться за методикою, яка аналогічна методиці застосованої вище для ПЛ на стандартних опорах.

Вихідні дані для опори П 110-4: довжина прольоту $l_{\text{прол}} = 150$ м, висота опори $h_0 = 31,3$ м, висота підвісу проводу $h_{\text{пр}} = 25,7$ м, використовуємо провід марки АС-150, радіус проводу $r = 0,086$ м по ГОСТ 839-74, фазний провід має розрахункову стрілу провісу $f = 6,5$ м, захисний кут тросу $\alpha = 20,0^\circ$. В якості тросу беремо сталевий канат С-50 по ГОСТ 3063-66, радіус тросу $r_{\text{т}} = 0,0045$ м, стріла провісу тросу $f_{\text{т}} = 4,5$ м, висота підвісу тросу $h_{\text{підв.т}} = 4,7$ м, імпульсний опір заземлення опор $R_{\text{зі}} = 20$ Ом. Фазні проводи підвішені на гірляндах з 8 ізоляторів типу ПС6-Б.

$U_{50\% -} = 830$ кВ – 50% розрядна напруга при негативній полярності з тривалістю фронту $\tau = 20$ мкс;

$U_{50\% +} = 730$ кВ – 50% розрядна напруга при позитивній полярності з тривалістю фронту $\tau = 20$ мкс;

$U_{\tau} = 1050$ кВ – імпульсна розрядна напруга при позитивній полярності з тривалістю фронту $\tau = 2$ мкс.

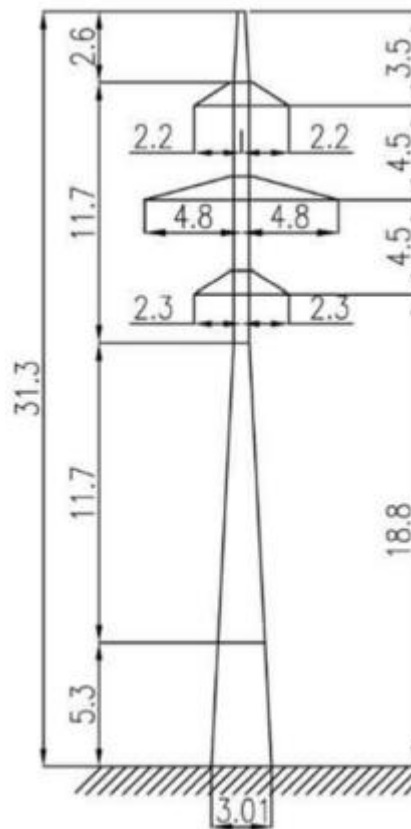


Рисунок 9.1 - Опора П 110-4

Вихідні дані для опори К-110: довжина прольоту $l_{\text{прол}} = 150$ м, висота опори $h_0 = 18,4$ м, висота підвісу проводу $h_{\text{пр}} = 13,2$ м, використовуємо провід марки АС-150, радіус проводу $r = 0,086$ м по ГОСТ 839-74, фазний провід має розрахункову стрілу провісу $f = 4,2$ м, захисний кут тросу $\alpha = 25,0^\circ$. В якості тросу беремо сталевий канат С-50 по ГОСТ 3063-66, радіус тросу $r_m = 0,0045$ м, стріла провісу тросу $f_m = 3,1$ м, висота підвісу тросу $h_{\text{підв.т}} = 2,9$ м, імпульсний опір заземлення опор $R_{zi} = 20$ Ом. Фазні проводи підвішені на гірляндах з 8 ізоляторів типу ПС6-Б.

$U_{50\% -} = 830$ кВ – 50% розрядна напруга при негативній полярності з тривалістю фронту $\tau = 20$ мкс;

$U_{50\% +} = 730$ кВ – 50% розрядна напруга при позитивній полярності з тривалістю фронту $\tau = 20$ мкс;

$U_{\tau} = 1050$ кВ – імпульсна розрядна напруга при позитивній полярності з тривалістю фронту $\tau = 2$ мкс.

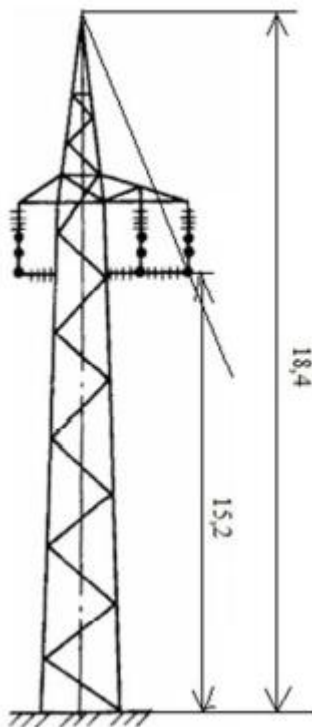


Рисунок 9.2 - Компактна опора УСВЛ 110

Методика розрахунку лінії внаслідок грозових відключень для класів напруг однакова, тому просто зведемо отримані результати до таблиці та порівняємо їх. Для порівняння отриманих розрахунків їх результати зведено до таблиці 9.1.

Таблиця 9.1 - Результатів розрахунків для опор П 110-4 та К-110

Величини	П220-2	К-110
1. Кількість відключень лінії внаслідок удару блискавки у провід $n_{\text{пр}}, \frac{\text{відкл}}{100\text{км} \cdot 100\text{год}}$	0,17816	0,0098
2. Кількість відключень лінії внаслідок обернених перекриттів з опори на провід $n_{\text{пр}}, \frac{\text{відкл}}{100\text{км} \cdot 100\text{год}}$	1,645	0,5123
3. Кількість відключень лінії внаслідок попадання блискавки в трос $n_{\text{тр}}, \frac{\text{відкл}}{100\text{км} \cdot 100\text{год}}$	0,0008528	0,0009
4. Кількість відключень при індукованих перенапругах $n_{\text{інд}}, \frac{\text{відкл}}{100\text{км} \cdot 100\text{год}}$	0,00319	0,056
5. Сумарна кількість грозових відключень лінії $n_{\Sigma}, \frac{\text{відкл}}{100\text{км} \cdot 100\text{год}}$	1,8273	0,579

За результатами розрахунків, можна зробити висновок, що на кількість відключень лінії найбільше впливає висота опори. В такому випадку краще було б використовувати саме «компактні опори». Компактна ПЛ, маючи менші габарити, характеризується зменшеною, в порівнянні з традиційними конструкціями, індуктивністю, підвищеною ємністю та, в результаті, зниженим

хвильовим опором і підвищеною потужністю. За 137 результатами розрахунків кількість відключень на 40-50% менша ніж у стандартних опор.

9.2 Визначення зон захисту від ударів блискавки для ПЛ 110 кВ

При проектуванні систем грозозахисту, у відповідності до нормативних документів, можуть використовуватись дві методики визначення зон захисту – методика розрахунку захисного кута та методика фіктивної сфери.

Підвіс грозозахисних тросів, що представляє собою основний грозозахисний захід на лінії класів напруг 110 кВ і вище, малоефективний для ліній 6-35 кВ, що викликано низькою імпульсною міцністю ізоляції 6-35 кВ. Внаслідок цього проводимо розрахунок захисних кутів тільки для ПЛ 110. У цій частині роботи проведені розрахунки для порівняння кількості відключень лінії та захисних просторів за допомогою аналітичного розрахунку, а саме методом захисного кута та методом фіктивної сфери. Це робиться для того, щоб визначити на скільки лінія захищена від ураження її блискавкою. Оскільки метод фіктивної сфери, який рекомендовано, використовується в основному для розрахунків захисних зон будівель складної форми, для повітряних ліній не використовувався, тому була виконана спроба розрахувати захисні кути саме за цим методом. Для прикладу беремо стандартну опору П 110 – 4 рисунок 9.3. Висота опори $h_0=31$ м.

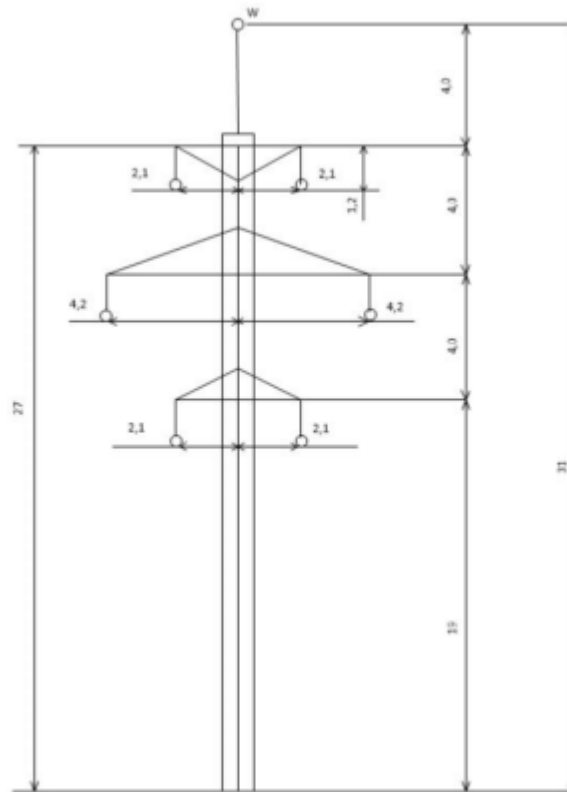


Рисунок 9.3 - Ескіз опори П 110-4

1. Розрахунок зон захисту для випадку розряду блискавки поблизу перерізу опори. За методом захисного кута:

$$\alpha_1 = \frac{180}{\pi} \cdot a \tan \frac{2,1}{5,2} = 21,991^\circ$$

$$\alpha_2 = \frac{180}{\pi} \cdot a \tan \frac{4,2}{9,2} = 24,538^\circ$$

$$\alpha_3 = \frac{180}{\pi} \cdot a \tan \frac{2,1}{13,2} = 9,039^\circ$$

Визначення ймовірності прориву блискавки на провід. Захисні троси з кутами ($15-25^\circ$), найбільш радикально вирішують задачу захисту від прямих ударів блискавки. Ймовірність прориву блискавки на проводи мимо тросів можна оцінити по формулі (4.20):

$$P_{i1} = 10 \frac{a_1 \cdot \sqrt{31}}{90} - 4 = 0,002$$

$$P_{i2} = 10 \frac{a_2 \cdot \sqrt{31}}{90} - 4 = 0,003 \quad .$$

$$P_{i3} = 10 \frac{a_3 \cdot \sqrt{31}}{90} - 4 = 0,00036$$

Ймовірне значення перехоплення блискавки :

$$P_1 = 1 - P_{i1} = 0,998$$

$$P_2 = 1 - P_{i2} = 0,997 \quad .$$

$$P_3 = 1 - P_{i3} = 0,99964$$

Граничне значення струму I :

$$P = \frac{1}{1 + \left(\frac{l}{h_0}\right)^{2,6}} .$$

Можна знайти струм I , провівши математичні дії :

$$I_1 = 31 \cdot 0,092 = 2,852 \text{ кА}$$

$$I_2 = 31 \cdot 0,107 = 3,317 \text{ кА} .$$

$$I_3 = 31 \cdot 0,047 = 1,457 \text{ кА}$$

Розрахунок радіусу сфер

$$R = 10 \cdot l^{0,65}$$

$$R_1 = 10 \cdot l^{0,65} = 19,763 \text{ м}$$

$$R_2 = 10 \cdot l^{0,65} = 21,801 \text{ м} .$$

$$R_3 = 10 \cdot l^{0,65} = 12,772 \text{ м}$$

На рисунку 9.4 зображено захисні кути та сфери для трьох проводів, отриманих в результаті розрахунків.

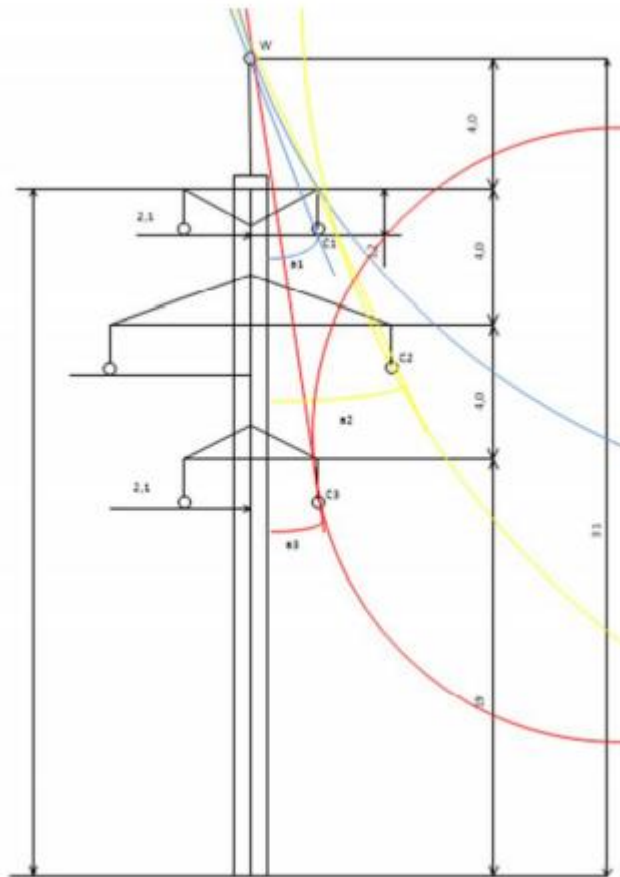


Рисунок 9.4 - Випадок розряду блискавки поблизу перерізу площини опори Червоним кольором зображені захисні зони, отриманими за методом захисного кута та методом фіктивної сфери для провoda C3; жовтим те саме для провoda C2; синім те саме для провoda C1

2. Розрахунок зон захисту для випадку розряду блискавки в середині прогону. Провід марки АС-150, радіус провoda $r = 0,086$ м по ГОСТ 839 74, фазний провід має розрахункову стрілу провісу $f = 6,5$ м. Проводимо той самий розрахунок, але з урахуванням стріли провисання провoda. Захисний кут залишається незмінним, так як стріла провисання ніяк не впливає на нього. Щоб урахувати провисання тросу, потрібно відняти наше значення від висоти опори h .

$$h_1 = h_0 - f = 24,5 \text{ м}$$

Метод захисного кута

$$\alpha_1 = \frac{180}{\pi} \cdot a \tan \frac{2,1}{5,2} = 21,991^\circ$$

$$\alpha_2 = \frac{180}{\pi} \cdot a \tan \frac{4,2}{9,2} = 24,538^\circ$$

$$\alpha_3 = \frac{180}{\pi} \cdot a \tan \frac{2,1}{13,2} = 9,039^\circ$$

Ймовірність прориву блискавки на проводи повз троти з урахуванням стріли провисання:

$$P_{i1} = 10 \frac{a_1 \cdot \sqrt{24,5}}{90} - 4 = 0,001619$$

$$P_{i2} = 10 \frac{a_2 \cdot \sqrt{24,5}}{90} - 4 = 0,002236$$

$$P_{i3} = 10 \frac{a_3 \cdot \sqrt{24,5}}{90} - 4 = 0,0003141$$

Ймовірне значення перехоплення блискавки:

$$P_1 = 1 - P_{i1} = 0,99838$$

$$P_2 = 1 - P_{i2} = 0,99776$$

$$P_3 = 1 - P_{i3} = 0,99969$$

Граничне значення струмів блискавки

$$I_1 = 31 \cdot 0,085 = 2,635 \text{ кА}$$

$$I_2 = 31 \cdot 0,096 = 2,976 \text{ кА}$$

$$I_3 = 31 \cdot 0,04472 = 1,387 \text{ кА}$$

Радіус захисних сфер R:

$$R_1 = 10 \cdot I^{0,65} = 18,772 \text{ м}$$

$$R_2 = 10 \cdot I^{0,65} = 20,317 \text{ м}$$

$$R_3 = 10 \cdot I^{0,65} = 12,367 \text{ м}$$

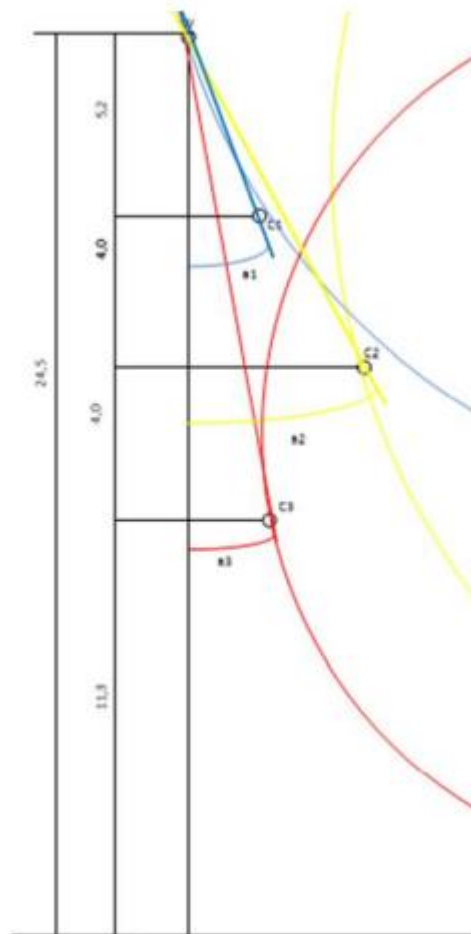


Рисунок 9.15 - Для випадку розряду блискавки в середині прогону Червоним кольором зображені захисні зони, отриманими за методом захисного кута та методом фіктивної сфери для провoda C3; жовтим те саме для провoda C2; синім те саме для провoda C1

3. Розрахунок зон захисту для випадку розряду блискавки безпосередньо в траверсу опори. Метод захисного кута (розміри за рис.9.3).

$$\alpha_1 = \frac{180}{\pi} \cdot a \tan \frac{2,1}{4,0} = 27,699^\circ$$

$$\alpha_2 = \frac{180}{\pi} \cdot a \tan \frac{4,2}{8,0} = 24,699^\circ$$

$$\alpha_3 = \frac{180}{\pi} \cdot a \tan \frac{2,1}{12,0} = 9,926^\circ$$

Ймовірність прориву блискавки на проводи крізь троси з урахування стріли провисання:

$$P_{i1} = 10 \frac{a_1 \cdot \sqrt{24,5}}{90} - 4 = 0,003337$$

$$P_{i2} = 10 \frac{a_2 \cdot \sqrt{24,5}}{90} - 4 = 0,003337$$

$$P_{i3} = 10 \frac{a_3 \cdot \sqrt{24,5}}{90} - 4 = 0,0003514$$

Ймовірне значення перехоплення блискавки P :

$$P_1 = 1 - P_{i1} = 0,99666$$

$$P_2 = 1 - P_{i2} = 0,99666$$

$$P_3 = 1 - P_{i3} = 0,99965$$

Граничне значення струмів блискавки:

$$I_1 = 31 \cdot 0,085 = 3,472 \text{ кА}$$

$$I_2 = 31 \cdot 0,096 = 3,472 \text{ кА}$$

$$I_3 = 31 \cdot 0,04472 = 1,453 \text{ кА}$$

Радіуси сфер R :

$$R_1 = 10 \cdot I^{0,65} = 22,458 \text{ м}$$

$$R_2 = 10 \cdot I^{0,65} = 22,458 \text{ м}$$

$$R_3 = 10 \cdot I^{0,65} = 12,748 \text{ м}$$

4. Розрахунок радіусу сфери , коли усі проводи захищені. Методом підбору: випадок, коли сфера торкається тросу та землі одночасно.

Радіус захисної сфери: $R_3=32,9 \text{ м}$.

$$R_3 = 10 \cdot I_3^{0,65}$$

Граничне значення струму: $I_3 = 6,247 \text{ кА}$.

Ймовірне значення перехоплення блискавки:

$$P_3 = \frac{1}{1 + \left(\frac{l}{h_0}\right)^{2,6}},$$

$$P_3 = 0,9847$$

Випадок, коли сфера торкається (тросу, проводу С2 та землі) розраховуємо аналогічно.

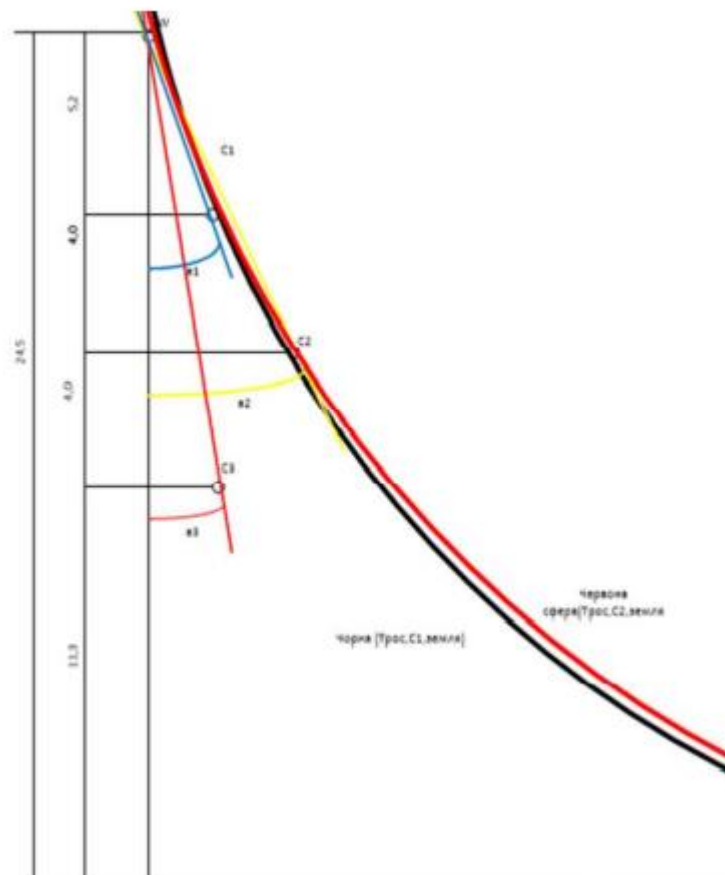


Рисунок 9.6 - Для випадку коли всі проводи захищені

Червоним кольором зображені захисні зони, отриманими за методом захисного кута та методом фіктивної сфери для провoda C3; жовтим те саме для провoda C2; синім те саме для провoda C1. По результатам проведених вище розрахунків можна зробити наступні висновки. Для лінії ПЛ з заданою опорою, були проведені дослідження за двома методами : за методом захисного кута та методом фіктивної сфери . Розглядалось 3 випадки місця удару блискавки: для перерізу поблизу площини опори, для середини прогону та для перерізу площини опори. З розрахунку за методом фіктивної сфери визначено радіус сфери 34,95 м. Такий радіус свідчить про те, що фазний провід C2 буде захищений від блискавки струмом більше 6,856 кА, а фазний провід C1 (32,9 м), більше ніж 2,247 А. Таким чином метод фіктивної сфери можна рекомендувати для перевірки зон захисту ПЛ зазначеного класу напруги. Аналогічний

розрахунок проводимо для ПЛ 110 кВ виконану на компактних опорах К-110 кВ, зображену на рисунку 9.7. Результати розрахунків зведемо до таблиці (9.2-9.5).

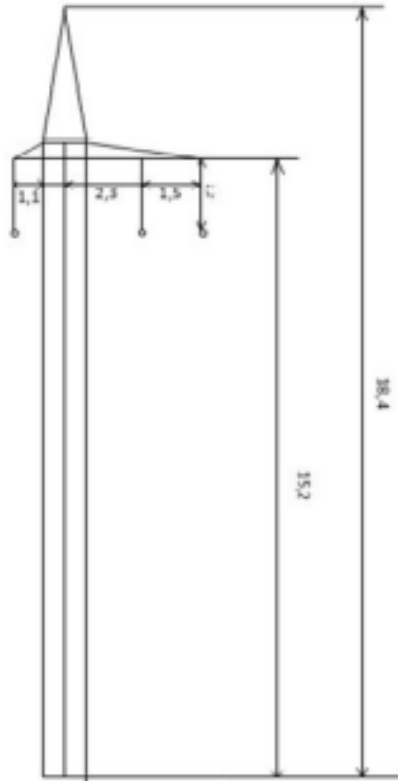


Рисунок 9.7 - Опора К-110

Таблиця 9.2 Результати розрахунків зон захисту для ПЛ 110 кВ у випадку розряду блискавки поблизу перерізу опори (для різних типів опор)

Опора П110-4					
Провід	Метод захисного кута			Граничний струм блискавки	Метод фіктивної сфери
	Кут захисту	Вірогідність прориву блискавки P_1	Вірогідність захисту P		
C1	21.991	0.002	0.99838	2.635	18.772
C2	24.538	0.003	0.99777	2.976	20.137
C3	9.039	0.0003624	0.99969	1.387	12.367

Опора К-110				
Метод захисного кута			Граничний струм блискавки	Метод фіктивної сфери
Кут захисту	Вірогідність прориву блискавки P_1	Вірогідність захисту P		
17.24	0.01	0.99	1.894	14.616
14.373	0.002	0.998	1.274	16.98
6.459	0.00043	0.99956	0.555	10.035

Таблиця 9.3 Результати розрахунків зон захисту для ПЛЛ10 кВ у випадку розряду блискавки для перерізу в середині прогону

Опора ПЛ10-4					
Провід	Метод захисного кута			Граничний струм блискавки	Метод фіктивної сфери
	Кут захисту	Вірогідність прориву блискавки P_1	Вірогідність захисту P		
C1	21.991	0.001619	0.998	2.852	19.763
C2	24.538	0.002225	0.997	3.317	21.801
C3	9.039	0.000312	0.99964	1.457	12.772

Опора K-110				
Метод захисного кута			Граничний струм блискавки	Метод фіктивної сфери
Кут захисту	Вірогідність прориву блискавки P_1	Вірогідність захисту P		
17.24	0.0024	0.9975	1.94	15.759
14.373	0.00080	0.9992	2.172	17.089
6.459	0.00028	0.99972	0.814	11.748

Таблиця 9.4 Результати розрахунків зон захисту для ПЛІ 110 кВ у випадку розряду блискавки в переріз площини опори (для різних типів опор)

Опора ПІ10-4					
Провід	Метод захисного кута			Граничний струм блискавки	Метод фіктивної сфери
	Кут захисту	Вірогідність прориву блискавки P_1	Вірогідність захисту P		
				I, kA	$R, \text{м}$
C1	27.699	0.0033373	0.99666	3.472	22.458
C2	27.699	0.003373	0.99666	3.472	22.458
C3	9.926	0.0003514	0.99965	1.453	12.748

Опора К-110				
Метод захисного кута			Граничний струм блискавки	Метод фіктивної сфери
Кут захисту	Вірогідність прориву блискавки P_1	Вірогідність захисту P		
			I, kA	$R, \text{м}$
19.899	0.014	0.98573	2.531	17.705
24.707	0.0034	0.99573	3.775	23.071
14.97	0.00065	0.99934	0.943	11.818

Таблиця 9.5 Результати розрахунків зон захисту для ПЛ 110 кВ у випадку розряду блискавки, коли всі проводи захищені (для різних типів опор)

Провід	Опора П110-4		
	Граничний струм блискавки, I, kA	Вірогідність захисту P	Метод фіктивної сфери, $R, \text{м}$
C1, C2, C3	6.857	0.9806	34.95

Опора К-110		
Граничний струм блискавки, I, kA	Вірогідність захисту P	Метод фіктивної сфери, $R, \text{м}$
6.247	0.9847	32.9

Для ПЛ з даними опорами проведений розрахунок за двома методами, продемонстровано: захисні зони, які забезпечує грозозахисний трос, визначено ці зони за методом захисного кута та фіктивної сфери. Згідно методу фіктивної сфери, на фазні проводи ПЛ можуть пробитись блискавки зі струмами не більше 6.857 кА для опори П 110-4 та відповідно 6.247 кА для опори К110. В результаті, можна стверджувати, що МФС є більш консервативним порівняно з традиційним методом захисного кута.

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

10.1 Задача розділу

Конституція України гарантує право всіх громадян України на належні безпечні та здорові умови праці. Відповідно до Закону України «Про охорону праці» реалізація конституційного права працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, належні безпечні та здорові умови праці має бути забезпечена на кожному робочому місці. Це стосується і робіт, пов'язаних з монтажем вимірювальних трансформаторів на підстанції.

Коли плануються роботи з розташування, встановлення та експлуатації вимірювальних трансформаторів в першу чергу необхідно подумати про забезпечення безпеки. Ніколи не слід забувати про небезпеки, які пов'язані з механічними й електричними пристроями. Виводи первинної обмотки вимірювального трансформатора є основним джерелом небезпеки, так як на цих виводах при випадковому підключенні до вторинних обмоток освітлювальної або силової мережі на первинній обмотці з'являється велика напруга, яка є небезпечною для людського життя.

Оскільки роботи з монтажу вимірювального трансформатора проводяться на значній висоті та відкритій місцевості, то при їх монтажі або обслуговуванні необхідно дотримуватись правил охорони праці щодо робіт на висоті, враховувати мікрокліматичні умови виробничого середовища, санітарно-гігієнічні параметри, що характеризують виробничий шум, освітлення, вібрацію та ін.

Вимірювальні трансформатори як правило монтують на електричних підстанціях, де є можливість ураження електричним струмом від обладнання яке знаходиться під наведеною напругою, тому при роботі з таким обладнанням необхідно дотримуватись правил з охорони праці щодо безпечного виконання робіт в електроустановках понад 1 кВ які знаходяться під наведеною напругою.

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань з охорони праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем

трансформаторів, які працюють у складі енергетичної системи України, з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтованого підходів про природу небезпеки.

Враховуючи те, що для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем трансформаторів, потребується вирішення цілого комплексу питань з охорони праці, а обсяг даного розділу МКР обмежений, то сформулюємо основні задачі охорони праці за темою МКР.

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем трансформаторів, які працюють у складі електроенергетичної системи України, за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при електричному монтажі трансформатора. Розрахувати параметри заземлювального пристрою трансформатора.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту вимірювальних трансформаторів.

10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем вимірювальних трансформаторів, які працюють у складі електроенергетичної системи України

На основі аналізу літературних джерел та викладеного у підрозділі 5.1 матеріалу при проектуванні і виконанні монтажних робіт трансформаторів мають бути враховані небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.0.003-74, а саме:

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

– небезпечні рівні напруги в електричному колі, замикання якого може відбутися через тіло людини;

- розташування робочого місця на значній висоті щодо поверхні землі (підлоги);
- гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування;
- рухомі частини виробничого устаткування;
- вироби, що пересуваються, заготівки, матеріали;
- підвищена і знижена температури повітря робочої зони;
- підвищена вологість повітря;
- підвищена чи знижена рухомість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- підвищена яскравість світла; прямий і відбитий блиск;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищений рівень ультразвуку;
- підвищений рівень іонізуючих випромінювань у робочій зоні;
- підвищений рівень статичної електрики.

Додатково мають бути враховані такі фізичні небезпечні виробничі фактори:

- несправність вантажопідіймальних засобів;
- підвищений рівень електричної енергії;
- підвищена пожежна небезпека (відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри,);
- підвищена вибухонебезпечність.

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

- фізичні перевантаження;
- нервово-психологічні – втрата самовладання, порушення координації рухів, необережні дії, недбале виконання своєї роботи.

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- рухомі машини і механізми;
- електрообладнання;

- природне середовище;
- людина.

10.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці при електричному монтажі вимірювального трансформатора

10.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України з монтажу вимірювальних трансформаторів

За умовами МКР розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці проводиться для трансформатора ТРН – 330 У1 наведеного на рисунку 10.1.

Для розробки рішень з охорони праці при електричному монтажі вимірювальних трансформаторів заданих технологічних параметрів з темою МКР мають бути проаналізовані Державні стандарти вимірювальних трансформаторів та Галузеві керівні документи:

ГКД 34.20.302-2002 Норми випробувань електрообладнання.

НПАОП 40.1-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок.

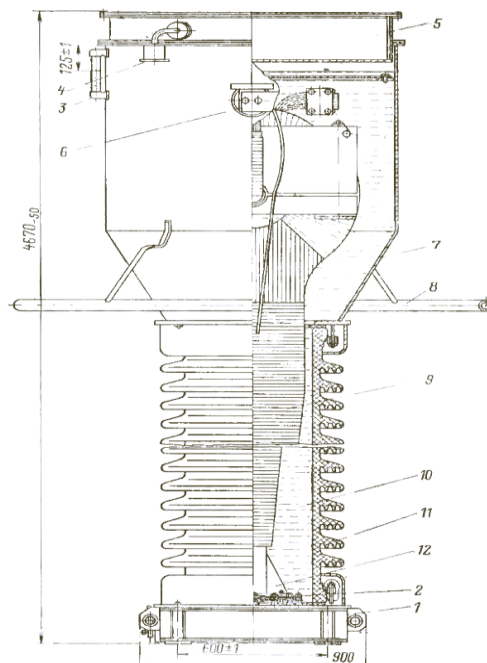


Рисунок 10.1 – Трансформатор струму 330 кВ герметичного виконання:

1 – цоколь; 2 – вивід вторинної обмотки; 3 – маслопоказчик; 4 – силікагелевий фільтр 5 – еластична ємність; 6 – первинна обмотка; 7 – маслорозширювач; 8 – екрануюче кільце; 9 – ізоляція вторинної обмотки; 10 – трансформаторне масло; 11 – фарфорова покривка; 12 – металева підставка.

Аналіз нормативно-технічної літератури дозволив виділити ряд однотипних операцій при монтажі трансформатора: підготовчі роботи, безпосередньо монтаж самого трансформатора та завершення роботи.

Підготовчі роботи охоплюють:

- визначення кліматичних умов на місці проведення робіт;
- підготовку робочого майданчика;
- перевірку справності інструментів та пристосувань, опорних конструкцій, системи монтажу оснащення, ізоляції системи, використовуваних підйомних механізмів та окремих елементів;
- інструктаж та перевірку знань з безпеки праці персоналу.

Кліматичні умови визначаються шляхом вимірювання температури, відносної вологості та швидкості руху повітря. Відповідно до ці показники не мають виходити за межі встановлених допустимих значень:

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

Забороняється проведення робіт при опадах у вигляді дощу та снігу, туману та інею, зледенінні на опорах і проводах, наближенні грози. За роботи з монтажу трансформатора потрібно проводити в світлий час доби, значення освітленості на робочому місці монтажника має бути не менше 200 лк.

Підготовка робочого майданчика полягає в розчищенні місця, де розстилають брезент, на який в певному порядку розкладають приладдя та інструмент. Ретельно перевіряють їх цілісність і відсутність дефектів, терміни випробування і придатність ізолювальних засобів. Перевіряють і одягають комплект одягу. Одягають захисні каски і запобіжні пояси.

Монтаж трансформатора проводиться відповідно до технологічної карти робіт за відповідною монтажною схемою (рис. 10.2), подача всіх приладів і інструментів забезпечується за допомогою ізолювальних канатів.

За безпекою виконання всіх технологічних операцій стежить керівник робіт. В процесі робіт здійснюється постійний нагляд за всіма членами бригади. Керівник робіт не може безпосередньо брати участь в роботах і має знаходитися внизу, а виконавець може знаходитися на висоті. При виконанні робіт на висоті необхідно дотримуватися правил охорони праці при роботі на висоті.

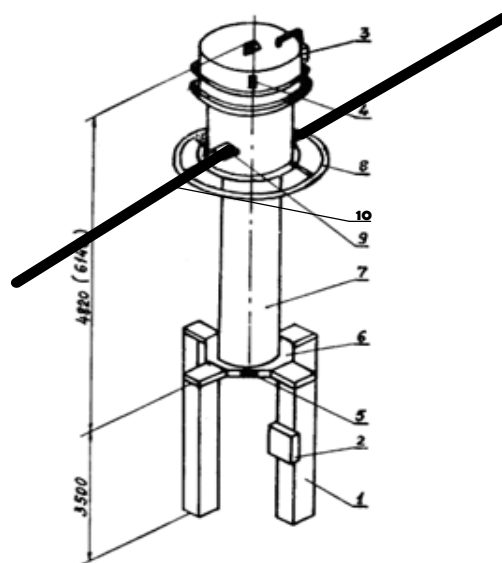


Рисунок 10.2 – Монтажна схема трансформатора струму

1– опорна конструкція; 2 – ящик затискачів; 3 – повітряосушувач; 4 – масло покажчик; 5 – коробка вторинних виводів; 6 – цоколь; 7 – покришка; 8 – екран; 9 – вивід первинної обмотки. 10 – ЛЕП.

В процесі встановлення трансформатора для мінімізації ризику травматизму необхідно дотримуватися нижчевикладених організаційно-технічних вимог до техніки безпеки та виробничої санітарії:

- виконання електромонтажних робіт доручається особам, що пройшли медичний огляд і спеціальне навчання для роботи на електроустановках;
- монтаж трансформатора краще проводити в безвітряний день;

- основні операції встановлення трансформатора мають проводитися на рівні землі;
- при проведенні робіт на висоті мають встановлюватися захисні огороження і позначатися в установленому порядку межі небезпечних зон;
- при неможливості облаштування огорожень монтажні роботи мають виконуватися із застосуванням запобіжного пояса і страхувального каната;
- електричні з'єднання мають проводитися за розробленою монтажною схемою системи, приклад якої наведено на рис. 10.2.
- не слід поєднувати при контактних електричних з'єднаннях разом різні метали (наприклад, мідь і алюміній);
- для захисту людей від ураження електричним струмом потрібно виконати заземлення.

10.3.2 Розрахунок захисного заземлення трансформатора

Відповідно до вимог глави 1.7.3 ПУЕ 2014, заземлюючий пристрій трансформатора виконується за вимогою до його опору для електроустановок напругою більше 1 кВ в електричних мережах з глухозаземленою та ізольованою нейтраллю. Відповідно до п. 1.7.106 ПУЕ:2014 опір заземлюючого пристрою повинен складати не більше 0,5 Ом.

По контуру трансформатора прокладається сталева шина ($d=35\text{мм}$), яка приєднана зварюванням до загального заземлюючого пристрою трансформатора не менше, ніж у двох точках.

До заземлюючого пристрою трансформатора для захисту від непрямого дотику приєднується корпус трансформатора. Основний вплив на величину опору заземлювачів надає верхній шар ґрунту на глибині до 20-25 м, тому при розрахунку пристроїв заземлення необхідно знати їх питомий опір.

Залежно від складу (чорнозем, пісок, глина і т. п.), розмірів і щільності прилягання частинок один до одного, вологості і температури, наявності розчинних хімічних речовин (кислот, лугів, продуктів гниття і т. д.) питомий опір ґрунтів змінюється в дуже широких межах.

Найбільш важливими факторами, що впливають на величину питомого опору ґрунту, є вологість і температура. Протягом року в зв'язку зі зміною атмосферних і кліматичних умов утримання вологи в ґрунті: і його температура змінюються, а отже, змінюється і питомий опір. Найбільш різкі коливання питомої опору спостерігаються у верхніх шарах землі, які взимку промерзають, а влітку висихають. З даних вимірювань випливає, що при зниженні температури повітря від 0 до -10°C питомий опір ґрунту на глибині 0,3 м збільшується в 10 разів, а на глибині 0,5 м - в 3 рази.

Розрахунок контуру заземлювачів зводиться до визначення такого числа розміщення штучних заземлювачів, при якому опір розтікання струму не перевищує нормоване значення.

Для обґрунтування параметрів заземлюючого пристрою, який використовується в схемі заземлення трансформатора проведемо розрахунок за загальноприйнятою методикою.

Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталевий прутки з розмірами:

$l_B = 2.5$ м.; $d_B = 0.02$ м.; відстань між вертикальними заземлювачами $a = 5$ м, тобто $a/l_B = 2$. Глибина закладання заземлювачів $H_0 = 0.8$ м., $B_C = 20$ мм.

Ґрунт – чорнозем; склад – однорідний; вологість – нормальна. Кліматична зона – III.

Визначаємо розрахунковий питомий опір чорнозему :

$$\rho_{\text{розн.}} = \rho_{\text{табл.}} \cdot K_c, \quad (10.1)$$

де $\rho_{\text{табл.}} = 40$ Ом - приблизні значення питомих електричних опорів різних ґрунтів та води, (Ом · м)

$K_c = 1,4$ - коефіцієнт сезонності, для однорідної землі при вимірюванні її опору:

$$\rho_{\text{розн.}} = 40 \cdot 1,4 = 56 (\text{Ом} \cdot \text{м}).$$

Визначаємо відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача (рис. 10.3)

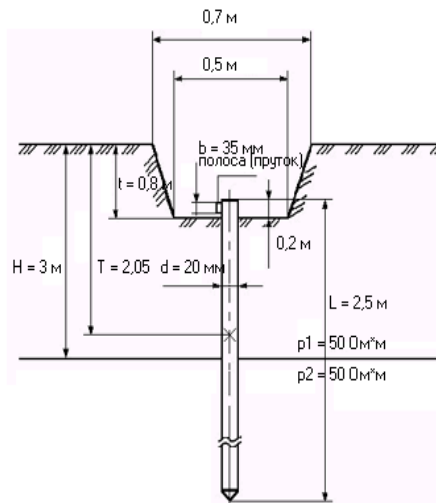


Рисунок 10.3 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2}, \quad (10.2)$$

$$H = 0,8 + \frac{2,5}{2} = 2,05 \text{ (м)}.$$

Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{\text{Позп.}}}{l_B} \left(l_g \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} l_g \frac{4H + l_B}{4H - l_B} \right), \quad (10.3)$$

$$R_B = 0,366 \frac{56}{2,5} \left(l_g \frac{2 \cdot 2,5}{0,02} + \frac{1}{2} l_g \frac{4 \cdot 2,05 + 2,5}{4 \cdot 2,05 - 2,5} \right) = 24,83 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при $\eta_B = 1$ де η_B – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів

$$n_{\text{оп}} = \frac{R_B}{R_d \cdot \eta_B}. \quad (10.4)$$

$$n_{\text{ор}} = \frac{24,83}{4 \cdot 1} = 6,2 (\text{шт.}); \text{ приймаємо } n_{\text{ор}} = 6 (\text{шт.}).$$

Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів n_B , заземлювачі розташовані в ряд, $a/l_B = 2, n = 6$. Приймаємо $\eta_B = 0,69$.

Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням коефіцієнта використання:

$$n_B = n_{\text{ор}} / n_{\text{вик}}. \quad (10.5)$$

$$n_B = 6 / 0,69 = 8,69.$$

Приймаємо $n_B = 9$ шт.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при $n_B = 9$ без врахування з'єднувальної стрічки:

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B}, \quad (10.6)$$

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{24,83}{9 \cdot 0,69} = 3,99 (\text{Ом}).$$

Визначаємо довжину з'єднувальної стрічки:

$$L_c = 1,05 \cdot a(n - 1), \quad (10.7)$$

$$L_c = 1,05 \cdot 5(9 - 1) = 42 (\text{м}).$$

За формулою (5.7) для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струму:

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{L_c} \lg \frac{2 \cdot (L_c)^2}{H_0 \cdot B_c}, \quad (10.8)$$

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{56}{24,83} \lg \frac{2 \cdot (24,83)^2}{2,05 \cdot 0,02} = 10,49 (\text{Ом}).$$

Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. при $a/l=2$, $n=9$. Приймаємо $\eta_{\Gamma} = 0,4$.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням η_{Γ} :

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}}; \quad (10.9)$$

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{10,49}{0,4} = 26,22 (\text{Ом}).$$

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

$$R_{\text{розр.}} = \frac{R_{\text{розр.В}} \cdot R_{\text{розр.}\Gamma}}{R_{\text{розр.В}} + R_{\text{розр.}\Gamma}}, \quad (10.10)$$

$$R_{\text{розр.}} = \frac{3,99 \cdot 26,22}{3,99 + 26,22} = 3,46 (\text{Ом}).$$

Отже за результатами розрахунку можна сказати, що встановлення по контуру захисного заземлення з кількістю електродів 9 штук забезпечить нормальне заземлення трансформатора і безпеку обслуговуючого персоналу при роботі з ним.

Встановлення такого контурного заземлення економічно вигідне і відповідає усім нормам правил експлуатації електроустановок.

10.4 Протипожежний захист вимірювальних трансформаторів

Пожежна безпека енергетичних підприємств забезпечується за допомогою проведення організаційно-технічних заходів, спрямованих на попередження пожеж, забезпечення безпеки людей, зниження можливих матеріальних збитків, зменшення негативних екологічних наслідків, створення умов для швидкого виклику підрозділів ОРСЦЗ, успішного гасіння пожеж та евакуації людей із зони виникнення й можливого поширення пожежі, а також документів і матеріальних цінностей.

Заходи, що забезпечують пожежну безпеку трансформаторів, можна розділити на дві групи. До першої відносяться заходи, пов'язані з обладнанням трансформаторів, апаратами захисту і різними запобіжними пристроями. До другої групи належать заходи, пов'язані з раціональним розміщенням трансформаторів, а також плануванням відкритих майданчиків і вибором засобів гасіння пожеж.

В даному випадку може виникнути пожежа, яка відноситься до класу Е – пожежі, пов'язані з горінням електроустановок.

Горючими матеріалами в масляних трансформаторах є: ізоляційне масло, яке використовується в великих кількостях, дерев'яні деталі (планки для кріплення відводів, клинки), а також паперова ізоляція обмоток. У сухих трансформаторах масло відсутнє, а інші горючі матеріали аналогічні тим що використовуються в масляних трансформаторах.

При вибуху або пожежі трансформатора трансформатор повинен бути відключений з усіх сторін від електромережі. Після зняття напруги гасіння пожежі виконувати усіма засобами пожежогасіння: повітряно-механічною піною, розпиленою водою, вогнегасниками. Горюче масло не рекомендується гасити компактними водяними струменями, тому що можливе збільшення площі загорання із-за розтікання масла.

На трансформаторах в загальному випадку повинен передбачатися релейний захист від пошкоджень і ненормальних режимів наступних видів: всіх видів КЗ, включаючи і виткові, в обмотках і на виводах; замикань всередині бака маслонаповнених трансформаторів, що супроводжуються виділенням газу; міжфазних КЗ на ошиновці виводів ВН і НН;- замикань на землю на ошиновці виводів ВН і НН; струмів зовнішніх КЗ; перевантажень обмоток; підвищення напруги на виводах; порушень в системі охолодження; загорання (пожежі) масла.

Засоби пожежогасіння трансформатора необхідно підтримувати в постійній готовності. Протипожежні заходи повинні бути розроблені з урахуванням загальних і місцевих правил та інструкцій із залученням

спеціалістів з протипожежної безпеки. Особливу увагу забезпеченню пожежної безпеки необхідно приділяти під час проведення ремонтних, зварювальних робіт і робіт із заміни, доливання та очищення масла.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі потрібно було спроектувати 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 2 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Щодо надійності, то для ПС Оленівка (вузол 13) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин», після чого, за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для нових ПС (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 проекрованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку. Щодо вузла 2, то там пропонується додати ще одне при'єднання, оскільки наявна схема дозволяє зробити це без реконструкції. встановити замість анкерної відгалуджувальну опору.

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

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 2,1 МВт при сумарній активній потужності генерації 120,2 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 220796,4 тис. грн. Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0,164)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 6 років.

Високу надійність грозозахисту повітряних ліній електропередачі забезпечують наступні заходи: - підвіска грозозахисних тросів з досить малими кутами захисту; - зниження імпульсного опору заземлення опор; Основним засобом грозозахисту є троси, що розташовуються над фазними проводами, з досить малим кутом захисту α , у нашому випадку цей кут дорівнює $27,235^\circ$. Кут захисту, в залежності від висоти опор підбирається таким чином, щоб зменшити число прямих ударів блискавки в фазні проводи приблизно на 50 %. Для ефективного відводу струму блискавки в землю і запобігання зворотних перекриттів ізоляції опори лінії забезпечуються відповідними заземлювачами, що знижують імпульсний опір заземлення кожної опори до значення $R_{zi}10 \dots 20$ Ом.

Лінії 110 кВ на металевих або залізобетонних опорах в більшості випадків також захищаються по всій довжині тросами. Кут захисту для цих ліній зазвичай вибирається в межах $20-30^\circ$. Відсутність грозозахисного троса призводить до підвищення числа коротких замикань на лінії внаслідок грозових перекриттів лінійної ізоляції. При цьому часто спрацьовують пристрої АПВ.

Для лінії 110 кВ був проведений розрахунок, в результаті якого отримали наступні значення: річне число відключень лінії з урахуванням АПВ 1.72. Найбільша кількість грозових відключень лінії 110 кВ припадає саме на ураження опори 1.26 відкл/рік, на цей показник впливає висота опори. Найменше число відключень – це ураження блискавкою прямими ударами в трос 0.005 відкл/рік. Згідно методу фіктивної сфери, на фазні проводи ПЛ можуть пробитись блискавки зі струмами не більше 6.857 кА для опори П 110-4 та відповідно 6.247 кА для опори К110. Отже використання методу фіктивної

сфери для визначення зон захисту ПЛ 110 кВ є досить інформативним та потребує подальших досліджень.

ЛІТЕРАТУРА

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. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981.
4. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
5. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
6. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
7. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
8. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
9. . Богданов, К.Ю. Молния: больше вопросов , чем ответов // Наука и жизнь.- 2007,- № 2. – с. 19-32.
10. Ермаков В.И., Стожков Ю.И. Физика грозových облаков // Физический институт им. П.Н. Лебедева, РАН, М., 2004.
11. ГОСТ Р МЭК 62305-1-2010 Менеджмент ризику. Захист від блискавки. Частина 1. Загальні принципи. Ідентичний МЭК 62305-1:2010
12. ГОСТ Р МЭК 62305-2-2010 Менеджмент ризику. Захист від блискавки. Частина 2. Оцінка ризику. Ідентичний МЭК 62305-2:2010.

13. ГОСТ Р 51992-2002 (МЭК 61643-1-98, IEC - 61643-12(2002) Устройство защиты от перенапряжений для систем распределения. Часть 12. Выбор и принципы применения.
14. IEC-61312-1995-05 Защита от электромагнитного импульса молнии. Часть 1. Основные принципы.
15. Зоричев А.Л. Защита электроустановок от импульсных грозовых перенапряжений // Импульсы перенапряжений.- с. 4-13.
16. ООО “Амнис”[Елктронний ресурс] Режим доступа до ресурсу : <https://www.amnis.ru/staty/zony-zashchity-molnieotvodov/>
17. Шурыгин А. Б. Анализ активной молниезащиты при электроснабжении компрессорной станции : дисертація на здобуття наукового ступеня магістра, 2014, Алмати. – с. 48-65.
18. Дмитриев В.Л. Подвесные ОПН для защиты изоляции ВЛ // В.Л. Дмитриев, М.В. Дмитриев. – Изд. №3, 2005. – с. 21-25.
19. Дмитриев М.В. Применение ОПН для защиты изоляции воздушных линий от грозовых перенапряжений: сборник докладов научно-технической конференции/ М.В. Дмитриев, Г.А. Евдокунин. – Изд. Минтопэнерго, 2005. – с. 164.
20. Furukawa S., Usuda O., Isozaki T. Development and application of lightning arresters for transmission lines//IEEE Transactions on Power Delivery. – 1989. –№4. –Vol.4. –pp.2121-2127.
21. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6 ÷ 1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений.
22. СТО 56947007-29.060.50.015-2008. Грозозащитные тросы для воздушных линий электропередачи 35-750 кВ. Технические требования.
23. Халилов Ф. Х. Еще раз о дуговых перенапряжениях в распределительных сетях 6–35 кВ// Промышленная энергетика. – 1985. – с. 20.
24. Дривецкий С.И. Дослідження індукваніх перенапруг на лініях електропередавання напругою 6-35 кв з різними типами проводів / С.И. Дривецкий, С. Ю. Шевченко // Тези доповідей ХХІІІ міжнародної науково-

практичної конференції. Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я. – Х. : НТУ «ХП». – 2016.

25. Халилов Ф. Х. Защита сетей от перенапряжений. - 2002. – с.135. 18.
Скляр В. Упреждающая стримерная эмиссия // Сети и бизнес № 66, 2012.- с. 87-96.

26. Корнєв В.С., Шостак В.О. Технічні рішення щодо захисту повітряних ліній від дій блискавок // Тези доповідей Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики», НТУУ «КПІ», Київ: «Політехніка», грудень 2019. С. 1-7.

27. Шостак В. Блискавкоприймачі: різновиди та характеристики. Ч.1-4.
// Промелектро, №1- 4, 2009.

28. Бондаренко Є. А. Методичні вказівки, захисні заходи електробезпеки та розрахунок занулення для самостійної роботи студентів всіх спеціальностей/ укладачі В. О. Дрончак – Вінниця : ВНТУ, 2012. – 31 с.

ДОДАТОК А
Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи

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.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" _____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ДОСЛІДЖЕННЯМ

ЗАХИСТУ ВІД АТМОСФЕРНИХ ПЕРЕНАПРУЖЕНЬ

08-13.МКР.001.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

_____ Малогулко Ю.В.

Магістр групи ЕСМ-20м

_____ Богатир А.О.

Вінниця 2021 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах дефіциту енергоносіїв, а також гострого браку маневрених потужностей Україна повинна раціонально використовувати енергоресурси, в тому числі і гідроенергетичні. Постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій. Оскільки електричні мережі енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, то розбудова в них ГЕС призводить до зміни процесів в мережі і вимагає додаткових досліджень;

б) наказ ректора ВНТУ № 277 від 24 вересня 2021 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – виконати дослідження захисту від атмосферних перенапруг для фрагменту електричної мережі;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

29. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.

30. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.

3. Корнєв В.С., Шостак В.О. Технічні рішення щодо захисту повітряних ліній від дій блискавок // Тези доповідей Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики», НТУУ «КПІ», Київ: «Політехніка», грудень 2019. С. 1-7.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового.

Тривалість використання найбільшого навантаження 5700 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної енергії 185 грн. вартість 1 год втраченої електроенергії становить 1.65 грн.

Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ліній електропередавання складає 25 км за рік.

Категорії споживачів:

- для вузлів 501, 502, 503 – I;

- для вузла 504 – II.

Навантаження: 501 вузол – 5,4 МВт ($\cos \varphi = 0.87$), 502 вузол – 15,2 МВт ($\cos \varphi = 0.89$), 503 вузол – 11,1 МВт ($\cos \varphi = 0.9$), 504 вузол: - 14 МВт ($\cos \varphi = 1.0$).

Повітряні лінії напругою 110 кВ, конструкція опор – стандартна та компактна, елементи грозозахисту: трос.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи фрагменту електричної мережі і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність виконання оптимізації.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
11	Розроблення технічного завдання	02.09.21	06.09.21	формування технічного завдання
22	Прогнозування електричних навантажень	07.09.21	12.09.21	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
33	Визначення оптимальної схеми електричної мережі. Визначення оптимальної схеми електричної мережі.	13.09.21	05.10.21	розділи 1 та 2
44	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях.	06.10.21	20.10.21	розділи 3 та 4
65	Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу потужностей.	21.10.21	30.10.21	розділи 5 та 6
76	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. Визначення оптимального варіанту. Проведення розрахунків для ПЛ напругою 110 кВ.	01.11.21	10.11.21	розділи 7-9
77	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.	11.11.21	16.11.20	розділ 10
88	Оформлення пояснювальної записки	17.11.21	25.11.20	пояснювальна записка
99	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.12.21	30.11.21	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

ДОДАТОК В

