

MR-5793

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

621.31
Р64

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства
«Вінницяобленерго» з дослідженням захисту розподільних мереж від внутрішніх
перенапруг»

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Вейс Сікорська В. О.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц каф. ЕСС

Лесько В. О.
(прізвище та ініціали)

«06» 06 2024 р.

Опонент: Доцент каф. ЕССЕМ
Мурдош, к.т.н. Муртіна М. В.
(прізвище та ініціали)

«10» 06 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

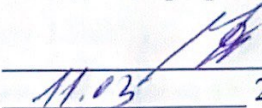
д.т.н., проф. Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

«07» 06 2024 р.

Вінниця ВНТУ - 2024 рік

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

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

 2024 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Сікорській Вікторії Олегівні
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з дослідженням захисту розподільних мереж від внутрішніх перенапруг.»

керівник роботи к.т.н., доц., каф. ЕСС Лесько В. О.
затверджена наказом вищого навчального закладу №81 від 11.03.2024р.

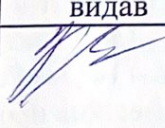
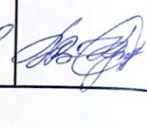
2. Строк подання студентом роботи 20.05.2024р.

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6200 годин на рік. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 40 км за рік.

4. Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Електротехнічна частина. 3. Оптимізація потоків реактивної потужності. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Схема існуючої мережі. 2. Варіанти розвитку існуючої мережі. 3. Електрична схема 4. Техніко-економічні показники. 5. Заступна схема електричної мережі. 6.-7. Оптимальний перелік місць встановлення ДРП 8. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконан прийня
Спеціальна частина	Керівник роботи Лесько В. О., к.т.н., доц., кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	<i>Лесько В. О.</i> <i>к.т.н., доц.</i> <i>каф. ЕСС</i>		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Пр міт
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	20.01.24	
2	Прогнозування навантаження	21.01.24	01.03.24	
3	Вибір оптимальної схеми	02.03.24	22.03.24	
4	Оптимізація потоків реактивної потужності	23.03.24	15.04.24	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	16.04.24	01.05.24	
6	Економічна частина	02.05.24	12.05.24	
7	Оформлення пояснювальної записки	13.05.24	21.05.24	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24	
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	22.05.24	24.05.24	
10	Рецензування МКР	25.05.24	01.06.24	
11	Захист МКР	За графіком		

Студент

Керівник роботи

(підпис)

В. О. Сікорський

В. О. Лесько

Анотація

Сікорська В. О. " Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з дослідженням захисту розподільних мереж від внутрішніх перенапруг ". Магістерська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2024. – 110 с. – Іл.: 12. – Табл. 23.

Даний магістерська кваліфікаційна робота містить розвиток вже існуючої електричної мережі, шляхом приєднання чотирьох нових ПС. За допомогою математичних було спрогнозовано оптимальну конфігурацію, яка забезпечує як надійність, так і економічну доцільність. Згідно отриманих результатів виконано підбір обладнання, проаналізовано рівні напруг у вузлах при різних режимах роботи, подано схеми розподільчих пристроїв.

Summary

Sikorska V. O. "Development of a fragment of the electrical network of the joint-stock company "Vinnytsiaoblenergo" with a study of the protection of distribution networks against internal overvoltages." Master's qualification work. – Vinnytsia: VNTU. – 2024. – 110 p. - Illustration: 12. - Table. 23.

This master's qualification thesis contains the development of the already existing electrical network by connecting four new substations. With the help of mathematics, the optimal configuration was predicted, which ensures both reliability and economic feasibility. According to the obtained results, the selection of equipment was made, the voltage levels in the nodes under different operating modes were analyzed, and the schemes of distribution devices were presented.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	8
1.1. Розрахунок режиму існуючої мережі.....	9
1.2. Формування максимального графа електричної мережі.....	11
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	13
2.1. Лінеаризація цільової функції.....	13
2.2. Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу ...	16
2.3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	21
2.3.1. Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	21
2.3.2. Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	25
2.3.3. Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	26
2.4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях.....	29
2.5. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій.....	31
2.5.1. Вибір схеми прохідних підстанцій.....	32
2.5.2. Вибір схеми відгалуджувальної підстанції	32
2.5.3. Оцінювання надійності схем підстанції	34
2.6. Оцінювання балансу потужностей.....	38
2.6.1. Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення.....	38
2.7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі	40
2.7.1. Аналіз та виведення результатів розрахунків	40
2.7.2. Регулювання напруги у мережі.....	41
3 ВНУТРІШНІ ПЕРЕНАПРУГИ	45
3.1. Комутаційні перенапруги в електричних системах.....	46
3.2. Перенапруги при включенні лінії.....	46

3.3. Перенапруги при відключенні ненавантаженої лінії з повторними пробоями	52
3.4. Перенапруги під час повторного включення лінії.....	56
3.5. Комутаційні перенапруги і відновлювальні напруги при розриві електричної передачі в асинхронному режимі	59
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	62
5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	81
5.1. Задачі розділу	81
5.2. Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРУ	82
5.3. Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з трансформатором в діючих електроустановках	83
5.4. Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	85
5.4.1. Мікроклімат	85
5.4.2. Склад повітря робочої зони.....	85
5.4.3. Виробниче освітлення. Природне освітлення	86
5.4.4. Штучне освітлення	87
5.4.5. Виробничий шум.....	87
5.4.6. Виробнича вібрація	88
5.5. Розрахунок захисного заземлення.....	89
5.6. Пожежна безпека.....	95
ВИСНОВКИ.....	99
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	101
ДОДАТОК А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень.....	103
ДОДАТОК Б. Технічне завдання МКР.....	104
ДОДАТОК В. Результати розрахунку режиму.....	111
ДОДАТОК Г. Ілюстративна частина.....	136

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АРМ – Автоматизоване робоче місце

АСУТП – Автоматизована система керування технологічним процесом

ДП – Диспетчерський пункт

ІЕП – Інтелектуальний електронний пристрій

КРП – Комплектні розподільні пристрої

МП – Мікропроцесорний пристрій

ОІК – Оперативний інформаційний комплекс

РЗА – Релейний захист і автоматика

РЕМ – Районна електрична мережа

РПН – Регулювання під навантаженням

ТМ - Телеметрія

SCADA –система диспетчерського управління та збору даних

ВСТУП

Актуальність теми. Дослідження комутаційних перенапруг в електричних апаратах є актуальною темою, оскільки на високих класах напруг вони є значними і небезпечними, тому дуже важливо щоб електричні апарати були розраховані витримувати ці перенапруги.

Перенапруга – будь-яке підвищення напруги в електричній мережі, що є більшим за максимальну робочу напругу.

Перенапруги в першу чергу поділяються на зовнішні та внутрішні. Комутаційні перенапруги відносяться до внутрішніх, вони істотно пов'язані з перехідним процесом, що виникає в результаті «комутації», розуміючи під цим терміном будь-яке включення або відключення в електричній системі.

Для ізоляції високовольтних пристроїв низьких класів напруги ($U \leq 220$ кВ) найбільш небезпечними є грозові перенапруги. Їх ізоляція витримує комутаційні перенапруги будь-якої кратності.

Для ізоляції високих і надвисоких класів напруг ($U > 330$ кВ) найбільш небезпечними є комутаційні перенапруги.

Тому на низьких класах напруги обмежують спеціальними пристроями тільки грозові перенапруги, а на високих класах примусово обмежують і внутрішні перенапруги.

Для обмеження внутрішніх перенапруг, зокрема комутаційних, на високих класах напруг, використовують різні пристрої та принципи: шунтувальні опори у вимикачах двоступеневої дії; розрядники; реактори та трансформатори напруги.

Метою магістерської роботи є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками дослідження внутрішніх перенапруг

Об'єкт дослідження: є фрагмент електричних мереж.

Предмет дослідження: дослідження комутаційних перенапруг

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставленої задачі використано методи математичного моделювання. Реалізація розрахунків в даній

роботі забезпечувалась використанням прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110» [14].

Наукова новизна полягає у підтвердженні перспектив дослідження внутрішніх перенапруг.

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

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

Апробація результатів МКР. Основні положення роботи та її результати доповідалися й обговорювалися на науково-технічній конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (м. Вінниця, 2024).

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

звідки $a' = -856,65$, $b' = 0,4727$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 0,4727T - 856,65$$

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

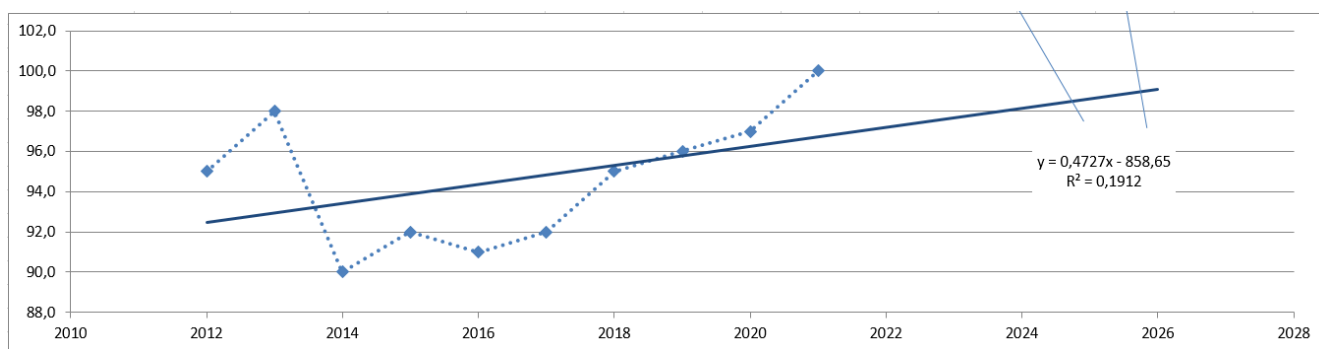


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 99,0 %, що на 1,0 % менше проектної потужності електромереж. Отже, необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1. Розрахунок режиму існуючої мережі

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

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

- в лініях електропередач – 1.00 МВт;
- в трансформаторах – 0.76 МВт з них холостого ходу 0.45 МВт та навантажувальні 0.30 МВт.

Була проведена перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів яка вказує на те, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них табл. 1.1.

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	4-5	8-9	100-209	11-205
Марка проводу	АС-185	АС-120	АС-150	АС-120
Допустимий струм, А	185	120	150	120
Розрах. струм, А	63	42	108	7

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	8	9	14
Напруга вузла, кВ	108,00	108,17	107,58	108,08

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

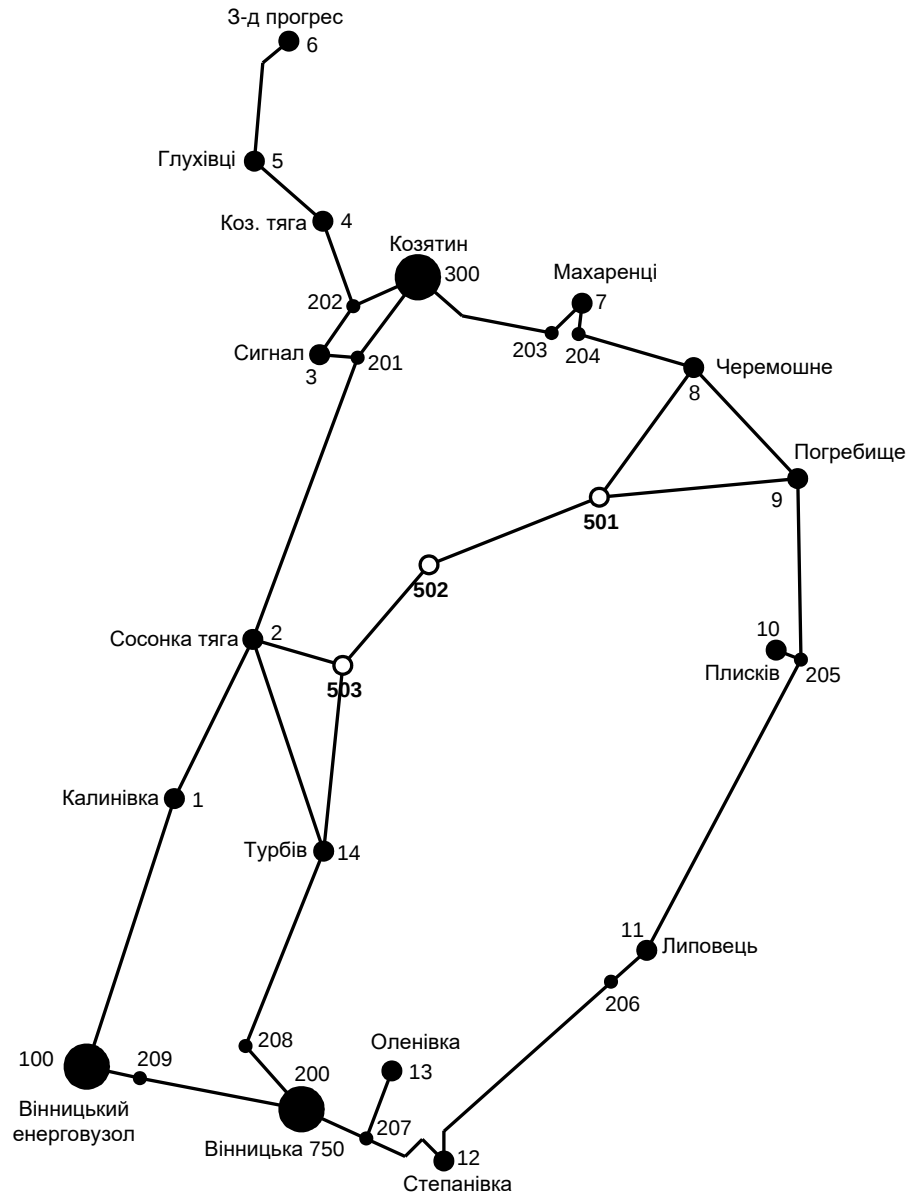
Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходиться в оптимальних межах.

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 № 2 – Сосонка тяга з рівнем напруги 108,00 кВ; вузол № 8 – Черемошне з рівнем напруги 108,17 кВ; вузол № 9 – Погребище з рівнем напруги 107,58 кВ; вузол № 14 Турбів – з рівнем напруги 108,08 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 $B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_i$, а оптимізованими змінними прийняти потужності P_i , які протікають лініями.

В загальному випадку залежності $B_i = f(P_i)$ нелінійні. Тому функція мети, що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути подана у вигляді нелінійної функції з лінійними і 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 дасконтовані витрати B_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 МЕН 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 (3633 год/рік для $T_{нб} = 5400$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 2,65 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1.

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	$U_{ном}$, 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	503	1,1	7,7	110	1573,680	0,131	3877,5	1,053	3982,9
8	501	1,9	13,3	110	1573,680	0,131	6697,6	1,819	6879,5
9	501	2,4	16,8	110	1573,680	0,131	8460,1	2,298	8689,9
14	503	2,2	15,4	110	1573,680	0,131	7755,1	2,107	7965,8
501	502	2,2	15,4	110	1573,680	0,131	7755,1	2,107	7965,8
502	503	1,6	11,2	110	1573,680	0,131	5640,1	1,532	5793,3

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

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнт. пот. Р, що перед. по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн	Коеф. а1, тис. грн	Коеф. b1, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн
2-503	1,1	13,1	4058,3	3993,2	4137,9	3877,5	13,799	4058,3	4022,2	4094,5
8-501	1,9	13,1	7009,8	6897,4	7147,2	6697,6	23,835	7009,8	6947,4	7072,3
9-501	2,4	13,1	8854,5	8712,5	9028,0	8460,1	30,107	8854,5	8775,6	8933,4
14-503	2,2	13,1	8116,6	7986,5	8275,7	7755,1	27,598	8116,6	8044,3	8188,9
501-502	2,2	13,1	8116,6	7986,5	8275,7	7755,1	27,598	8116,6	8044,3	8188,9
502-503	1,6	13,1	5903,0	5808,3	6018,7	5640,1	20,071	5903,0	5850,4	5955,6

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. Р, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн
2-503	1,1	13,1	4058,3	4024,0	4096,3	309,8	4058,3	3652,5	4464,1
8-501	1,9	13,1	7009,8	6950,5	7075,4	535,1	7009,8	6308,8	7710,8
9-501	2,4	13,1	8854,5	8779,6	8937,3	675,9	8854,5	7969,1	9740,0
14-503	2,2	13,1	8116,6	8047,9	8192,6	619,6	8116,6	7305,0	8928,3
501-502	2,2	13,1	8116,6	8047,9	8192,6	619,6	8116,6	7305,0	8928,3
502-503	1,6	13,1	5903,0	5853,0	5958,2	450,6	5903,0	5312,7	6493,3

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

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	2-503	8-501	9-501	14-503	501-502	502-501	502-503	503-502	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
501	0	1	1	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	7,92	-9,94
502	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	18,03	18,03
503	1	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	7,03	-14,08
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	255,9	407,5	998,0	1602,3	914,8	914,8	665,3	665,3	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		19238,325
Потужності ЛЕП	16,23692	17,86061	0	4,871076	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	3877,548	6697,583	0,000	7755,096	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		18330,226
Змінні складові витрат	277,706	580,405	0,000	49,987	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		908,098
Дисконтовані витрати, тис. грн																19238,325

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
	2-503	8-501	9-501	14-503	501-502	502-501	502-503	503-502	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
501	0	1	1	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	7,92	0,00
502	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	18,03	0,00
503	1	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	7,03	0,00
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	255,9	407,5	998,0	1602,3	914,8	914,8	665,3	665,3	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		21633,708
Потужності ЛЕП	25,05717	7,923216	0	0	0	0	0	18,0253	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	3877,548	6697,583	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	5640,070	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		16215,200
Змінні складові витрат	661,366	114,220	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	497,818	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1273,404
Дисконтовані витрати, тис. грн																17488,604

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

У таблиці на рис. 2.2 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.3.

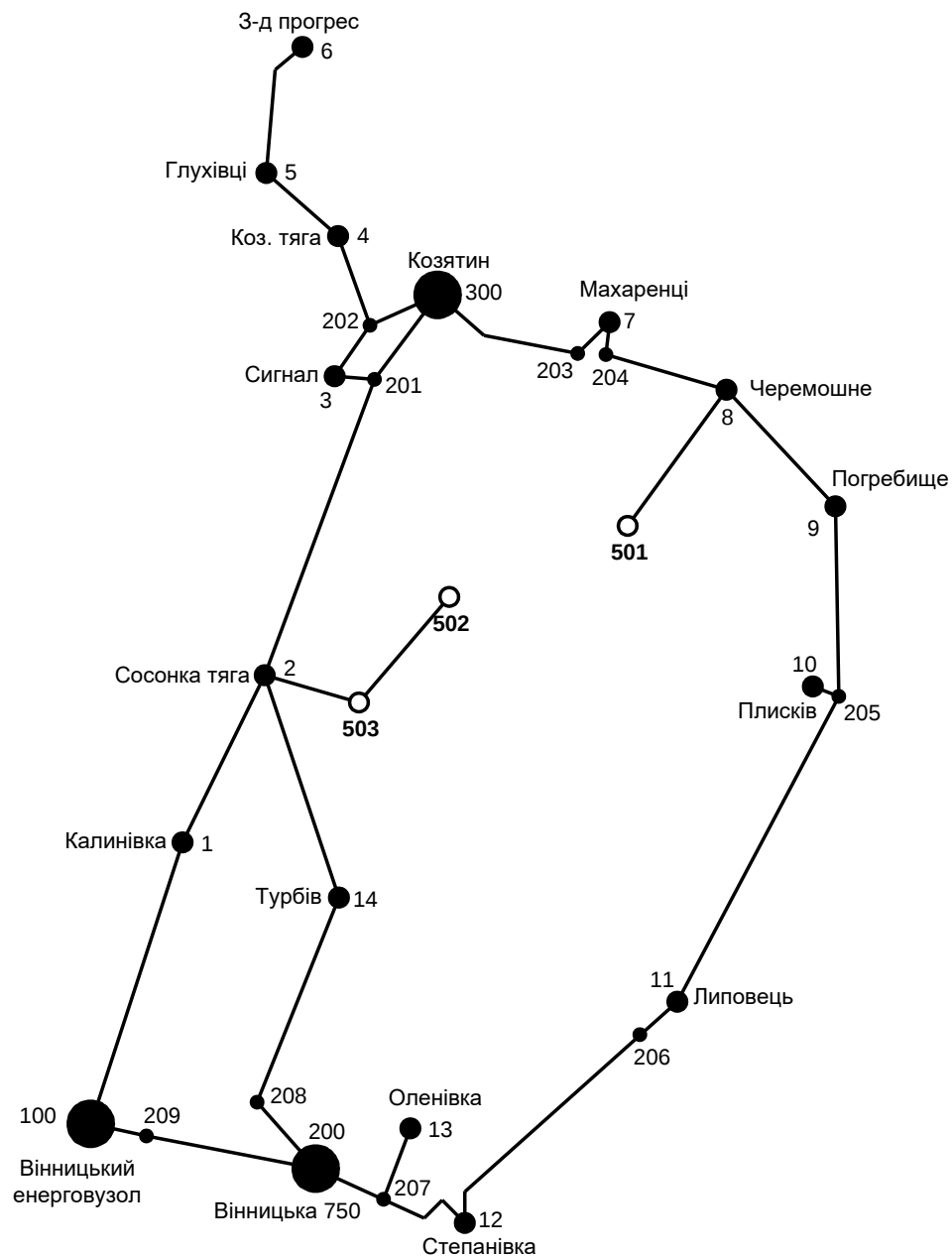


Рисунок 2.3 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

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

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткові ЛЕП між вузлами 501-502 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

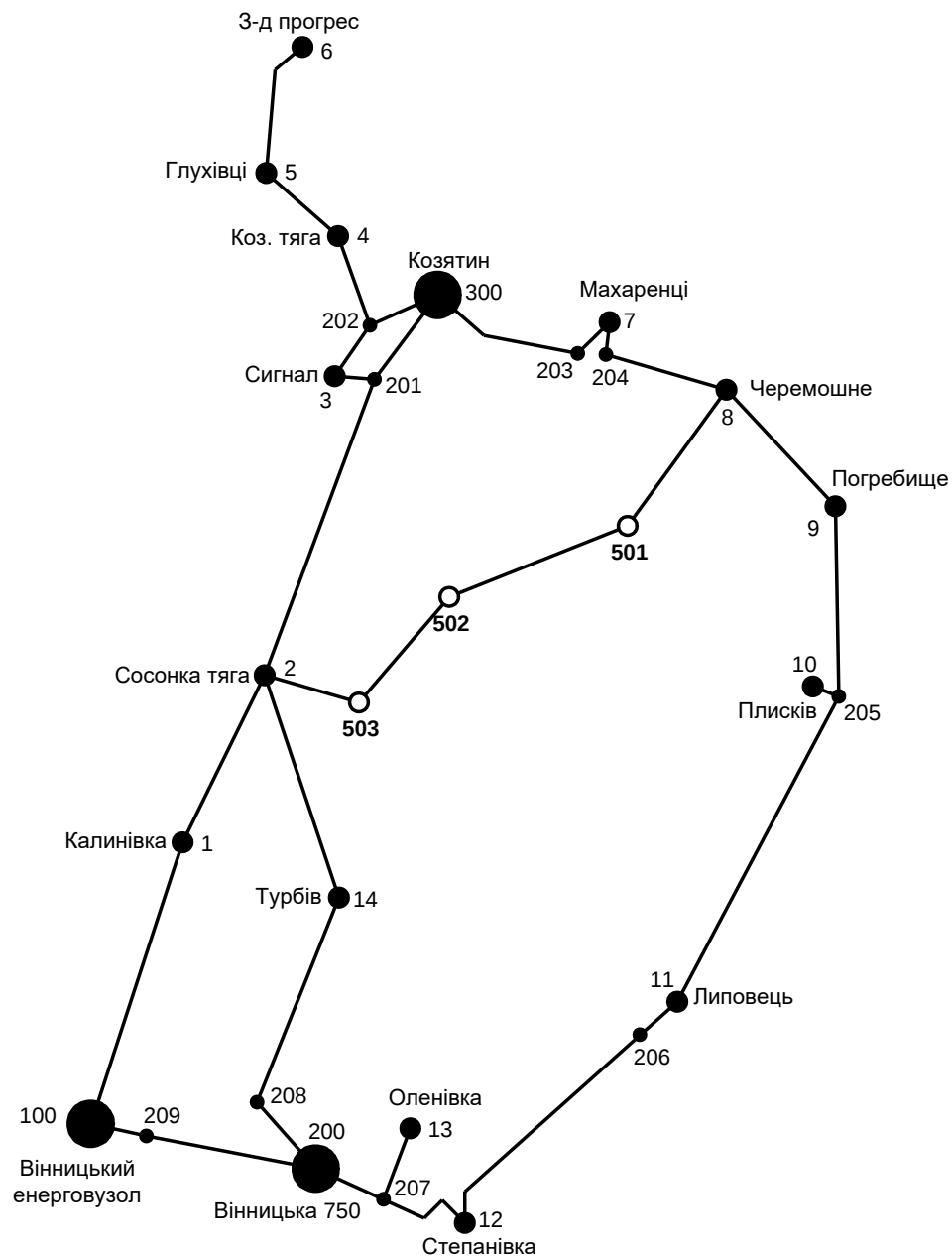


Рисунок 2.4 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

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 501-502 довжиною 15,4 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

2.3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування

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

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

2.3.1. Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 501, 502, 503). Для нашого варіанту приймаємо два опорних пунктів живлення: 2, 13 та 14 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (2.6)$$

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

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_d + E, \quad (2.7)$$

Для розв'язування необхідних задач (2.6) можна використовувати метод нелінійного програмування, одним з яких є метод динамічного програмування.

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

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

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (2.8)$$

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

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

На другому етапі рухаються від останнього року до першого уточнюють параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва за критерієм (2.8).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (2.6), при чому функція витрат B_t може бути як лінійною, так і нелінійною. Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (2.9)$$

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. 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 №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 8-501 та 503-2. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{8-501} + \Delta L_{2-503} = 13,3 + 7,7 = 21 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (2.9) розраховуються B_t , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл.2.4.

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 501-502. Результати розрахунків подано в табл.2.5.

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

Для варіанту 1 на третьому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію лінію 502 - 503. Результати розрахунків подано в табл.2.6.

Таблиця 2.4 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Bt	Вартість
1	1	8-501	13,3	7,9	21	23515,95	37523,8	31269,83	31269,83
		503-2	7,7	25,1		14007,85			
	2	502-503	11,2	18,1	18,9	20070,23	34078,08	28398,4	28398,4
		503-2	7,7	25,1		14007,85			
	3	8-501	13,3	7,9	13,3	23515,95	23515,95	19596,63	19596,63

Таблиця 2.5 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Bt	Вартість
2	11	501-502	15,4	8,6	15,4	27245,01	27245,01	18920,14	50189,98
	12	502-503	11,2	18,1	11,2	20070,23	20070,23	13937,66	45207,5
	21	8-501	13,3	7,9	13,3	23515,95	23515,95	16330,52	44728,92
	22	501-502	15,4	8,6	15,4	27245,01	27245,01	18920,14	47318,54
	31	502-503	11,2	18,1	18,9	20070,23	34078,08	23665,33	43261,96
		503-2	7,7	25,1		14007,85			
	32	501-502	15,4	8,6	15,4	27245,01	27245,01	18920,14	38516,77
	33	503-2	7,7	25,1	23,1	14007,85	41252,86	28647,82	48244,45
		501-502	15,4	8,6		27245,01			

Таблиця 2.6 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Bt	Вартість
3	111	502-503	11,2	18,1	11,2	20070,23	20070,23	11614,72	61804,7
	121	501-502	15,4	8,6	15,4	27245,01	27245,01	15766,79	60974,28
	211	501-502	15,4	8,6	15,4	27245,01	27245,01	15766,79	60495,71
	221	8-501	13,3	7,9	13,3	23515,95	23515,95	13608,77	60927,31
	311	501-502	15,4	8,6	15,4	27245,01	27245,01	15766,79	59028,75
	321	502-503	11,2	18,1	18,9	20070,23	34078,08	19721,11	58237,88
		503-2	7,7	25,1		14007,85			
	331	502-503	11,2	18,1	11,2	20070,23	20070,23	11614,72	59859,16

2.3.2. Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

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

Для варіанту 321 приєднання підстанцій 501, 502, 503 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому та другому році. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 2.6.

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

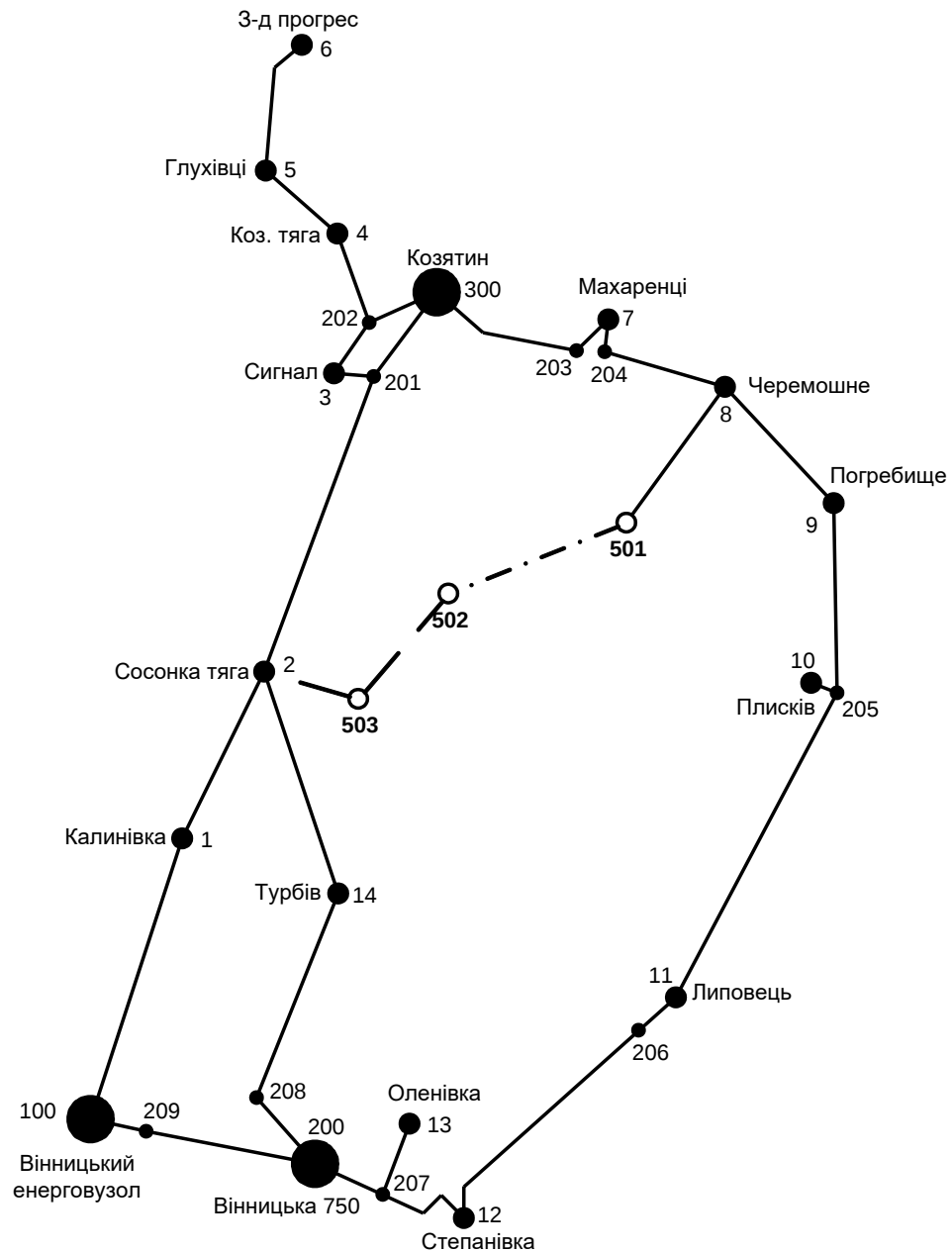


Рисунок 2.5 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

2.3.3. Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (2.10):

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_{\Sigma}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (2.10)$$

$$I_{\text{розр}^{8-501}} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\Sigma}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{11.424}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 62.96 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}503-2} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{3.243}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 17.871 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}501-502} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{2.527}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 13.925 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}502-503} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{17.549}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 96.715 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5400$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ годин.

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

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

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

1й – розрив лінії 8-501;

2й – розрив лінії 2-503;

3й – розрив лінії 8-501 та відсутня генерація на СЕС (503);

4й – розрив лінії 2-503 та відсутня генерація на СЕС (503);

5й – розрив лінії 501-503;

6й – розрив лінії 502-503.

Отримані результати представлені у таблиці 2.7

Таблиця 2.7 – 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
8-501	0	117.2	0	161.6	49.7	162.5	162.5	390	62.9	АС-185/19
2-503	118.2	0	161.7	0	68.1	43.3			17.9	АС-185/19
501-502	49.7	67.5	49.7	111.1	0	111.8			13.9	АС-185/19
502-503	161.5	43.4	161.6	0.9	111.7	0			96.7	АС-185/19

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-185/19.

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-185/19, було прийняте рішення використати провід АС-185/19, так як він повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

2.4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

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

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

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

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

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (2.11)$$

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

Для 501 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{8.0}{1.4 \cdot 0.87} = 6.568 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 10 МВА.

У вузлах 602 та 603 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 2.8 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _k	ΔP _k	ΔP _x	I _x	R	X	ΔQ _x
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
501	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
502	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
503	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 2.12:

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{(n_m - 1) \cdot S_n} \leq 1.4 \quad (2.12)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{7.55}{(2 - 1) \cdot 10} = 0.755 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{20.449}{(2 - 1) \cdot 16} = 1.278 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{7,889}{(2 - 1) \cdot 6,3} = 1.252 \leq 1.4$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає ≤ 1.4 , що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл. 2.8.

2.5. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій

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

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

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

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

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

- урахувати вимоги протиаварійної автоматики.

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

2.5.1. Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 501, 502 та 503 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему 110-3 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 2.6).

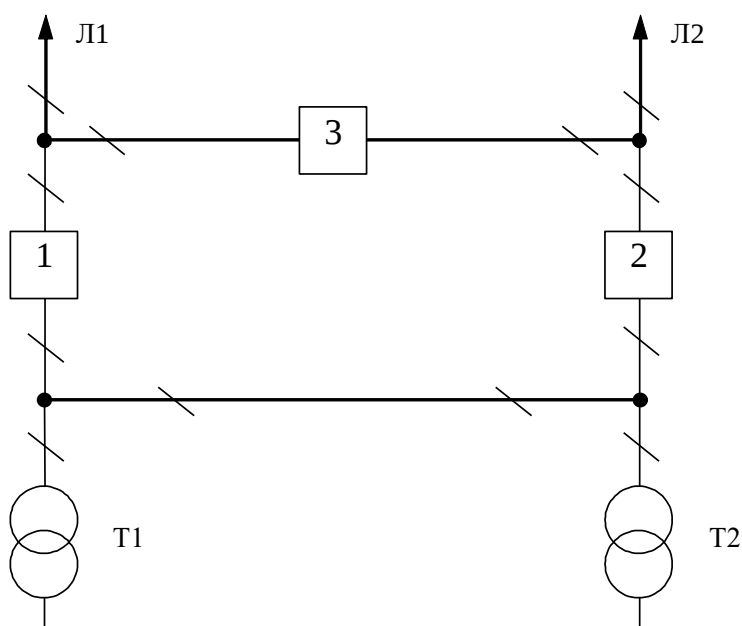


Рисунок 2.6 – Схема розподільного пристрою вузлів 501, 502 та 503

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

2.5.2. Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано ПС Черемошне (вузол 8). Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на відгалужувальну. Для розподільного пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Черемошне (вузол 8) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її

реконструкцію. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин» та замінити наявні короткозамикачі з відділювачами на вимикачі. Отож, для вказаної підстанції прийнято схему розподільного пристрою 110 кВ 110-5 – Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин (рис 2.7).

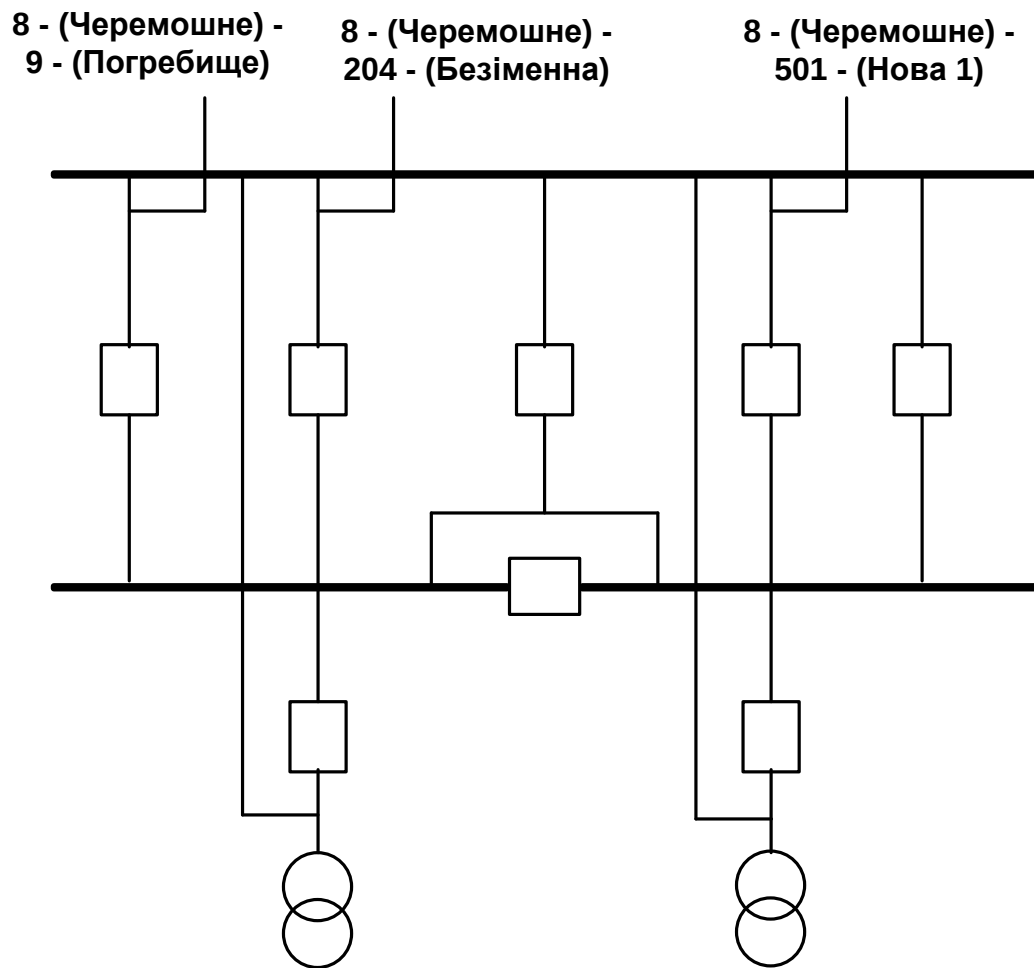


Рисунок 2.7 – Схема одна робоча, секціонована вимикачем, система шин

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято Безіменна (вузол 206) , що є місцем з'єднання проводів АС-150 ліній «Козятин - Калинівка» (див. нормальну схему)[3], тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання. Подібне рішення не призведе до

погіршення надійності та селективності релейного захисту ЛЕП «Козятин - Калинівка» оскільки розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-3» забезпечить обмеження зони захисту та його резервування.

2.5.3. Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми прохідної підстанції СЕС (вузол 603).

Показники надійності визначаються формалізованим методом В.Д. Тарівердієва. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутуються в РП, ω_i (1/рік), час поновлення вимикачів T_B (год.), періодичність m (1/рік), та тривалість планових ремонтів T_{Π} (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_r (год.) [3, табл. 6.2].

Розрахунок ведеться по формі табл. 2.9, де в лівому стовпці виписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j .

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

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (2.13)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (2.13) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

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

Для кожного сполучення i, j оцінюється наслідки відмов i -го елементу у j -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються. Далі розраховується математичне сподівання такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Наприклад:

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

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

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

де $T_{П1} = 23$ год;

Тоді:

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

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 2.9).

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

Таблиця 2.9 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільного пристрою

Вимикач що відмовив	Ймо- вірність	Параметр поток відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикаччі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_0=0,9985$	Q1	Q2	Q3	Q4
Q1	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23		ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23
			D(AT2,Л2)- 40		Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)-40	Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)- 40	Л2, АТ2-40
Q2	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23		ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	ЛЗ,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			Л1-40	Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)- 40		ЛЗ, Л1, D(AT1, АТ2, Л2) - 40	Л2,Л1, D(AT1, АТ2, Л1) - 40
Q3	$5,01 \cdot 10^{-6}$	0,0167	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)-23		ЛЗ,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			ЛЗ-40	ЛЗ D(AT1,Л1), D(AT2,Л2)- 40	G2,G1, D(W1,W2)-40		ЛЗ,Л2, D (АТ1АТ2,Л1) – 40
Q4	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л2, АТ2 – 23	Л2, АТ2-23	Л2,Л1, АТ2, D(AT1,Л3) – 23	ЛЗ,Л2,АТ2, D(AT1, Л1) – 23	
			Л2-40	Л2, АТ2-40	Л2,Л1,D(AT1, АТ2, Л3) - 40	ЛЗ, Л2, D(AT1, АТ2, Л1) - 40	

Таблиця 2.10 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
ЛЗ,Л2,Л1, АТ2, АТ1	4	1	0,016	0,064
Л2,Л1, АТ2, D(AT1,Л3)	1	1	0,016	0,016
Л2,Л1, D(AT1, АТ2,Л3)	2	5,2	0,00029955	5,99E-04

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

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

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($З_0 = 185$ грн./кВт·год.);

$$М_{ЗБ} = \Delta W_{HD} \cdot З_0 \quad (2.14)$$

$$М_{ЗБ} = 1731,4 \cdot 185 = 320309 \text{ (тис. грн.)}$$

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

$$W_{PIK} = 5400 \cdot 18,75 = 101250 \text{ (МВт·год),}$$

$$\Delta W_{HD} = K_{B\text{сум}} \cdot W_{PIK} \quad (2.16)$$

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

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W _{PIK} , МВт·год	ΔW _{HD} , МВт·год	Мзб, грн.
101250	1731,4	320309

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

2.6. Оцінювання балансу потужностей

2.6.1. 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 запишеться так:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 26,2 + 0,05 \cdot 26,2 = 24,89 \text{ (МВт)},$$

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

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

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

$$Q_{\Gamma} = 24,89 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 24,89 \cdot 0,34 = 8,463 \text{ (МВАр)}.$$

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

Реактивна потужність, яка споживається по району в цілому визначається по сумі відповідних навантажень в окремих пунктах з урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень орієнтовно рівного 0.95.

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

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

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 8-501

$$Q_{\text{ЛЕП8-501}} = 107,14^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 13,3) = 0,435 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,435 + 0,5 + 0,363 + 0,252 = 1,55 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 13,85 = 13,157 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 13,157 = 1,385 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 13,157 + 1,385 - 8,463 - 1,55 = 4,529 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 13,157 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 4,529 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-4950-450 УЗ на 4950 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 502.

2.7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі

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

2.7.1. 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.

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

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

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

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

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

2.7.2. 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.

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

Значення напруг у вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН (табл. 2.12).

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	101,54	96,31	106,75
502	101,45	96,22	106,66
503	102,01	96,81	107,19

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	7,87	6,63	9,27
502	8,47	7,44	8,71
503	7,79	6,49	9,01

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{HH} = \frac{U_{BH} - \Delta U'_T}{K_T} = \frac{\Delta U'_T}{K_T} \quad (2.20)$$

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

$$\Delta U'_T = \frac{P_H \cdot R_T + (Q_H - Q_{KV}) \cdot X_T}{U_{BH}} \quad (2.21)$$

де U_{BH} – 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_{HH6} (приймаємо U_{HH6} рівним 10.5 кВ, з метою компенсації спаду напруги у мережах 10 кВ).

$$K_{T6} = \frac{U_{BH}}{U_{HH6}}. \quad (2.22)$$

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

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

$$K_{Td} = \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (2.23)$$

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

За формулою (2.21) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 501.

$$\Delta U_{T501} = \frac{((7,92) \cdot (7,95 / 2)) + ((4,49) \cdot (139 / 2))}{106,75} = 3,218 \text{ кВ}$$

За (2.22) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T501d} = \frac{106,75 + 3,218}{10,5} = 10,473$$

Ближчий за табл. 2.14 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T501d} = 10,473$, що відповідає 8-й відпайці.

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

$$U_{\text{НН501д}} = \frac{106,75 + 3,218}{10,473} = 10,5 \text{ кВ.}$$

Таблиця 2.14 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

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

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми і заносимо їх в табл. 2.15.

Таблиця 2.15 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
501	3,218	10,473	10,5	8	10,611	0,09
502	4,122	10,551	10,5	8	10,611	0,09
503	4,004	10,59	10,5	8	10,611	0,09

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 501, 502, 503 (додаток Д). За отриманими результатами можна сказати, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

3 ВНУТРІШНІ ПЕРЕНАПРУГИ

Перенапряга – будь-яке підвищення напруги в електричній мережі, що є більшим за максимальну робочу напругу $U_{p.max} = U_H + (0,2 \div 0,05) \cdot U_H$ залежно від класу напруги [1].

При перенапругах створюються тяжкі умови для роботи ізоляції, оскільки вони можуть в багато разів перевищувати $U_{p.max}$.

Таблиця 3.1 – Класифікація перенапруг в ЛЕП [1]

Перенапруги									
Зовнішні			Внутрішні						
Грозові			Комутаційні				Квазістаціонарні та стаціонарні		
ПУБ	Індуковані	Прохід хвилі з лінії	Дугові (КЗ)	Вимкнення трансформатора	АПВ лінії	Вимкнення лінії або трансформатора	Параметричний резонанс	Ферорезонанс	Резонанс

Перенапруги поділяються на:

1. Зовнішні (грозові);
2. Внутрішні (комутаційні, тобто перехідні процеси в електричних мережах).

Виділяють такі характеристики перенапруг:

- Максимальне значення амплітуди напруги при перенапругах U_{max} чи кратність перенапруг:

$$K_{\Pi} = \frac{U_{max}}{U_{p.max}} \quad (3.1)$$

Тривалість впливу перенапруги.

- Форма кривої перенапруги (аперіодична, коливальна, високочастотна і ін.).
- Ширину охоплення елементів електричної мережі.

Всі перелічені характеристики мають стохастичну природу і мають значний статистичний розкид, котрий обов'язково враховується при розрахунках. Для ізоляції високовольтних пристроїв низьких класів напруги ($U \leq 220$ кВ) найбільш небезпечними є грозові перенапруги. Їх ізоляція витримує комутаційні перенапруги будь-якої кратності.

Для ізоляції високих і надвисоких класів напруг ($U > 330$ кВ) найбільш небезпечними є комутаційні перенапруги.

Тому на низьких класах напруги обмежують спеціальними пристроями тільки грозові перенапруги, а на високих класах примусово обмежують і внутрішні перенапруги.

3.1. Комутаційні перенапруги в електричних системах

Комутаційні перенапруги відносяться до внутрішніх, вони істотно пов'язані з перехідним процесом, що виникає в результаті «комутації», розуміючи під цим терміном будь-яке включення або відключення в електричній системі, викликане роботою вимикачів, короткозамикачів, запобіжників (комутаційної апаратури), а також при дугових замиканнях на землю [2].

3.2. Перенапруги при включенні лінії

Кожне включення ненавантаженої лінії супроводжується комутаційними перенапругами відносно невеликої кратності. Вивчення перенапруг цього виду

почалося при впровадженні електропередач 750-1150 кВ у зв'язку із зниженням рівнів ізоляції.

Найпростішу схему, в якій можна вивчати особливості комутаційних перенапруг на лініях, показано на рис. 3.1а. У цій схемі лінія довжиною l з хвильовим опором z підключається через реактивний опір мережі x_s до джерела синусоїдальної напруги.

Для коротких ліній дійсна Т-подібна або, точніше, П-подібна схема заміщення (рис. 3.1б,в). У обох випадках вся схема може бути представлена простим коливальним контуром rxb (рис. 3.1г). Для схеми на рис. 3.1б $x = x_s + x_l / 2$; $b = b_l$ для схеми на рис. 3.1в перетворюючи зірку реактивних опорів в трикутник, як це показано на рис. 3.1в пунктиром, отримуємо

$$b = \frac{b_l}{2} \left[1 + \left(1 + \frac{x_l}{x_s} - x_l b_l \right)^{-1} \right].$$

Це перетворення виконане на частоті джерела, і тому воно лише наближено дійсне в перехідному режимі.

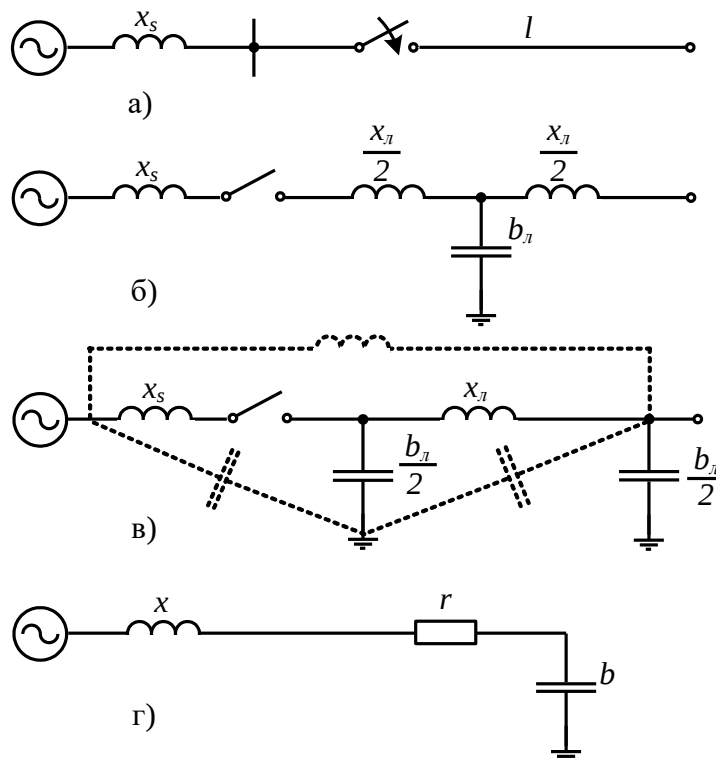


Рисунок 3.1 – Схеми для розрахунку перенапруг при включенні лінії,
 a – початкова схема; b – Т-подібна схема заміщення; $в$ – П-подібна схема
 заміщення; $г$ – розрахунковий коливальний контур.

Розрахунки показують, що перетворена схема на рис. 3.1г більш повно відображає початкову схему відносно протікання перехідного процесу ніж схема на рис. 3.1б.

Зазвичай, в електричних мережах Т-подібна схема заміщення застосовується для ліній довжиною до 200-300 км., а П-подібна схема (з перетворенням зірки в трикутник) – для ліній довжиною до 300–400 км. Активні втрати, як правило, малі, тобто багато менше характеристичного опору контура $\sqrt{x/b}$.

Амплітуда напруги на ємності b , тобто комутаційна перенапруга при включенні лінії на джерело напруги $E \cos(\tau + \psi)$, залежить від власної частоти контура $\omega_0 = 1 / \sqrt{xb}$ (вираженої в долях від частоти джерела) і фази комутації ψ .

Фаза ψ є випадковою величиною, залежною від моменту зближення контактів вимикача і електричного пробоя проміжку між контактами. Вимірювання, проведені на вимикачах, показали значний розкид величин ψ . Проте найбільш ймовірна комутація в результаті пробоя проміжку в момент, близький до максимальної напруги між контактами, тобто в момент, близький до $\psi = 0$. Оскільки значенню $\psi = 0$ відповідає при $\omega_0 \gg 1$ максимальна напруга на ємності, то в розрахунках граничних перенапруг приймається саме цей фазовий кут. При $\psi = 0$ і $\omega_0 \gg 1$ напруга на ємності має вигляд:

$$u_{пер} = U_{уст} \left(\cos \tau - e^{-\delta \tau} \cos \omega_0 \tau \right) \quad (3.2)$$

У цій формулі амплітуда примусової складової $U_{уст} = \frac{E}{1 - \frac{1}{\omega_0^2}}$, власна частота

коливань контуру $\omega_0 = 1/\sqrt{xb}$; коефіцієнт загасання $\delta = r/2x$ (з урахуванням джоулевих втрат на високих частотах і втрат на корону δ порядку 0,1).

На рис. 3.2 приведені характерні криві $U_{пер}(\tau)$ при різних значеннях ω_0 і $\delta = 0$.

Як видно з кривих, при $\omega_0 = 3$ максимум напруги настає на першій півхвилі, а при $\omega_0 = 1,7$ – на третій півхвилі. Ця закономірність має загальний характер: чим нижче власна частота ω_0 , тим далі зсувається максимум напруги. Проте за наявності втрат, тобто $\delta > 0$, власні коливання затухають і максимум не виникає далі третьої півхвилі. На рис. 3.2 приведено криві ударних коефіцієнтів $k_{y\partial 1}, k_{y\partial 2}, k_{y\partial 3}$ відповідно для максимумів на 1-й, 2-й і 3-й півхвилі залежно від частоти ω_0 . Криві побудовані для ланцюга без втрат ($\delta = 0$), і тому найбільші значення всіх $k_{y\partial}$ досягають 2. Втрати можна врахувати множенням $k_{y\partial n}$ на множник, $0,5 \left(1 + e^{-\delta n \frac{T}{2}} \right)$, де T – період власних коливань.

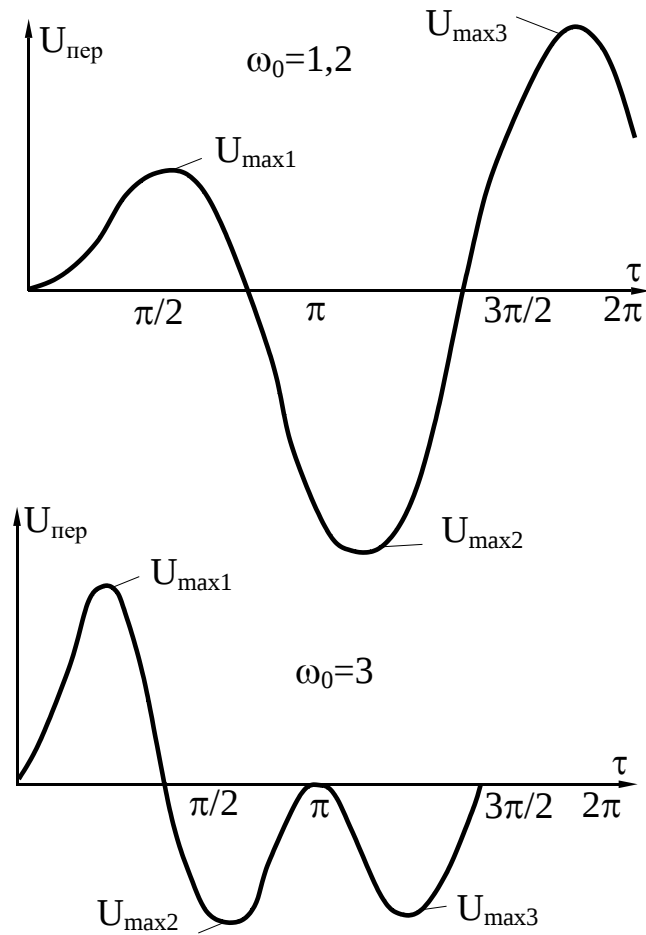


Рисунок 3.2 – Криві перехідного процесу під час включення лінії

При довжині ліній до 100-150 км. (лінії 110-220 кВ) $u_{пер}$ зазвичай досягає максимального значення поблизу амплітуди усталеної напруги. Тому для таких ліній дійсна наближена формула:

$$U_{пер} = U_{уст} \left(1 + e^{-\delta \frac{T}{2}} \right) \quad (3.3)$$

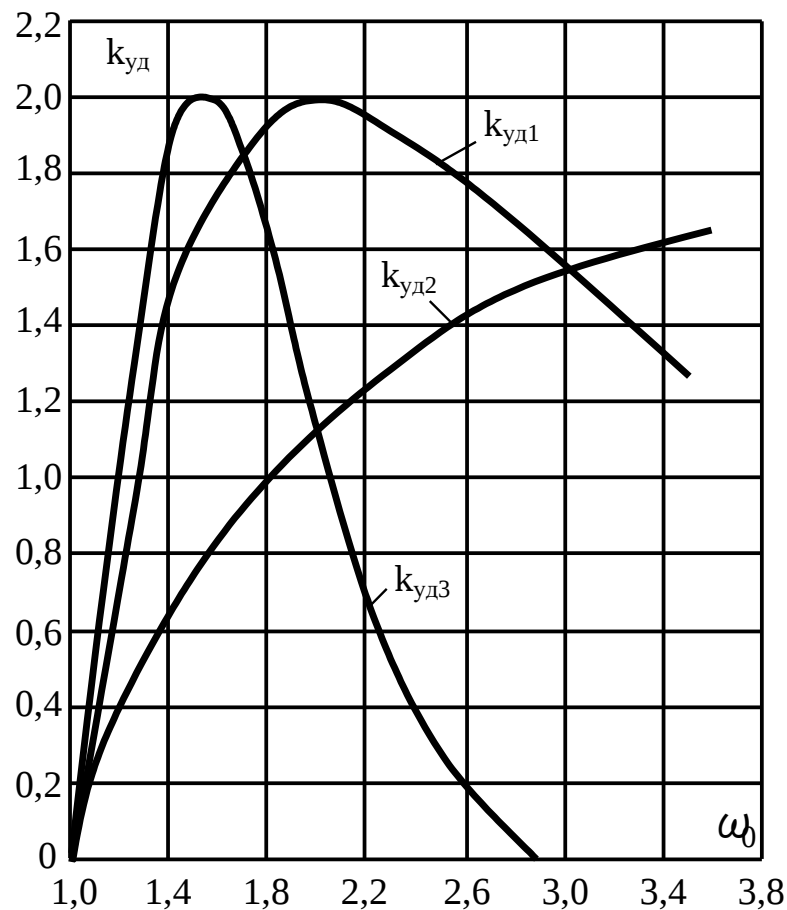


Рисунок 3.3 – Залежність ударних коефіцієнтів, що відповідають першим трьом максимумам напруги, від частоти власних коливань при $\delta = 0$.

Однофазна схема на рис. 3.1а та її схема заміщення – коливальний контур достатньо повно відображають реальну трифазну мережу при одночасному включенні всіх трьох фаз, коли вся напруга і струми у фазах утворюють симетричну систему. Але оскільки кути комутації ψ вимикачів є випадковими величинами, то завжди виникає деякий розкид в кутах ψ для різних фаз лінії. З цієї причини перехідні процеси на різних фазах лінії протікають із зміщенням в часі. Взаємодія цих процесів через взаємну індуктивність і ємність фаз лінії (інакше кажучи, через взаємний хвильовий опір фаз) приводить до додаткового підвищення напруги $u_{пер}$ на фазах, як це видно з осцилограм на рис. 3.4. Тому в реальній трифазній мережі слід зважати на можливість підвищення $u_{пер}$ розрахованого в однофазній схемі на рис. 3.4, на 15-25%.

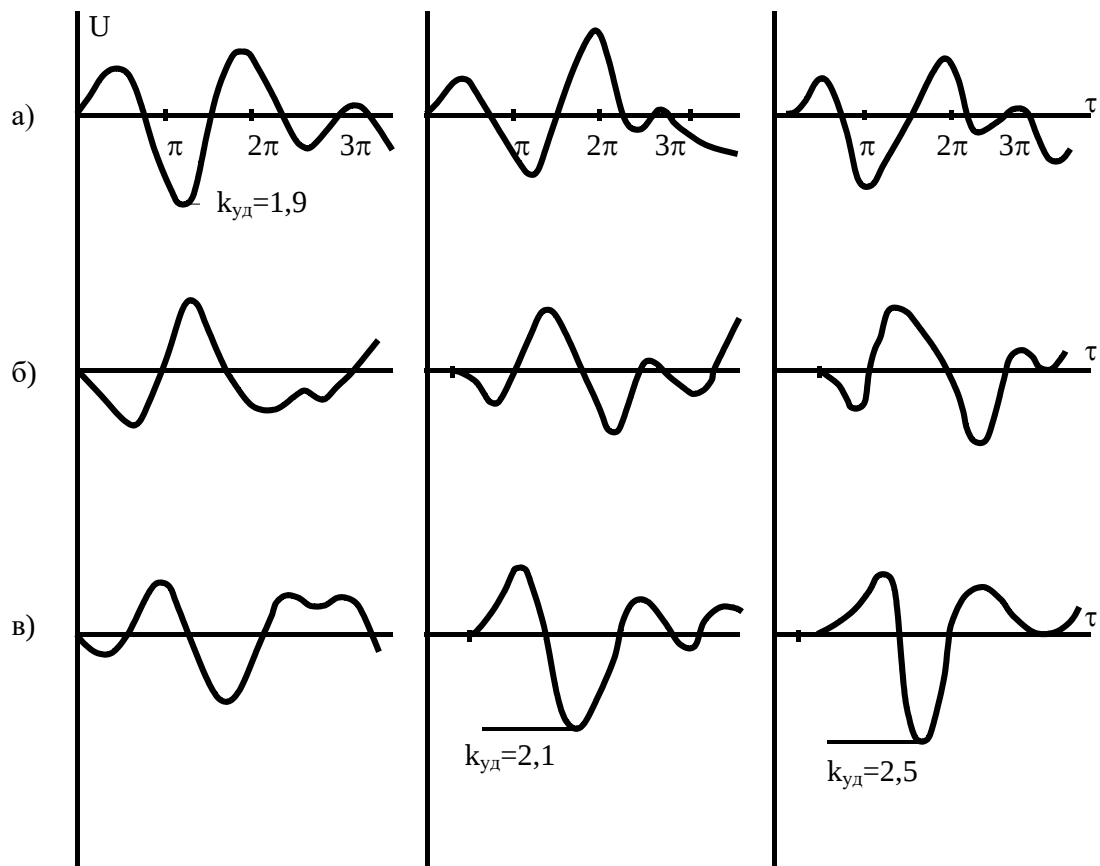


Рисунок 3.4 – Вплив неодноразності замикання контактів фаз вимикача при включенні ненавантаженої лінії на перенапруги на її розімкненому кінці.
а – осцилограма при одночасному замиканні контактів; *б* – осцилограма при неодноразному замиканні контактів (останньою вмикалася фаза С); *в* – те ж (останньою вмикалася фаза В); потужність к.з. живильної мережі 1250 МВА; лінія довжиною 200 км.

3.3. Перенапруги при відключенні ненавантаженої лінії з повторними пробоями

Припустимо, що в схемі на рис. 3.5а вимикач відключає ненавантаженої лінії. У вимикачі до відключення протікає синусоїдальний струм, і при обриві цього струму, що відбувається у момент проходження його через нуль, напруга на лінії має амплітудне значення:

$$U_{уст} = \frac{E}{1 - \frac{1}{\omega_0^2}}$$

Після обриву струму на лінії зберігається напруга $U_0 = U_{уст}$, що створюється зарядом на ємності лінії. Ця напруга впливає на лінійний полюс вимикача. З боку шин напруга у момент відключення падає з $U_{уст}$ до E (зникає ємнісний ефект) і далі напруга змінюється з частотою мережі (рис. 3.5б). Відновлювальна напруга на контактах вимикача змінюється по закону:

$$u_e(\tau) = E \cos \tau - U_0$$

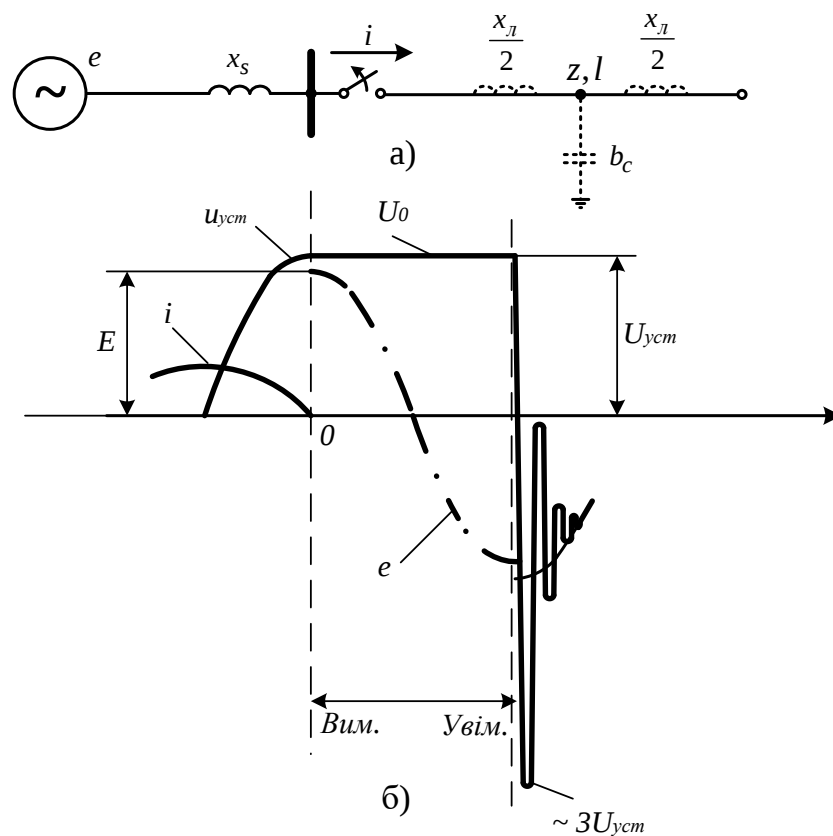


Рисунок 3.5 – Вимкнення холостої лінії з повторними пробоями
а – схема мережі; б – криві напруги на вимикачі зі сторони живлення та лінії

Якщо тепер при деякій фазі ψ , яка відлічується від моменту згасання ємнісного струму, виникне повторний пробій дугогасильного проміжку в вимикачі, виникає перехідний процес ввімкнення лінії з початковою напругою U_0 . Напруга на ємності лінії змінюється по формулі:

$$u_{nep} = U_{yct} \left(\cos(\tau + \psi) - \left[\cos \psi \cos \omega_0 \tau - \frac{1}{\omega_0} \sin \psi \sin \omega_0 \tau \right] e^{-\delta \tau} \right) + \\ - U_0 \cos \omega_0 \tau e^{-\delta \tau} \quad (3.4)$$

Максимальна напруга в перехідному процесі залежить від фази ψ , тобто моменту повторного пробою. Можливість виникнення повторного пробою визначається співвідношенням між ходом кривих зростання електричної ізоляції проміжків вимикача і відновлювальної напруги. Ці криві показано на рис. 3.6. Крива $u_{np}(t)$ зсунута вліво на час $\Delta t < 0,01$ с, що рівний інтервалу від моменту розходження контактів до моменту гасіння ємнісного струму і початку зростання $u_e(t)$. За час Δt контакти встигають розійтися на відстань $v\Delta t$ (v – швидкість руху контактів), і на початок зростання $u_e(t)$ електрична ізоляція проміжків швидко наростає, як це показано пунктирною лінією на рис.3.6.

Оскільки момент розходження контактів абсолютно випадковий, тобто величина Δt має однакову імовірність в межах від нуля до 0,01 с, то умови для виникнення повторного пробою підпорядковуються статистичній закономірності. В найгіршому випадку $\Delta t = 0$. Повторний пробій виникає за умови, що крива $u_e(t)$ перетинає криву $u_{np}(t)$; якщо цей перетин відбувається у момент максимуму $u_e(t)$, то перенапруги на лінії досягають максимального значення. Підставляючи у формулу (2.3) $\psi = 0$, знаходимо, що амплітуда U_{nep} з урахуванням ємнісного ефекту сягає $(3 \div 3,5) U_\phi$.

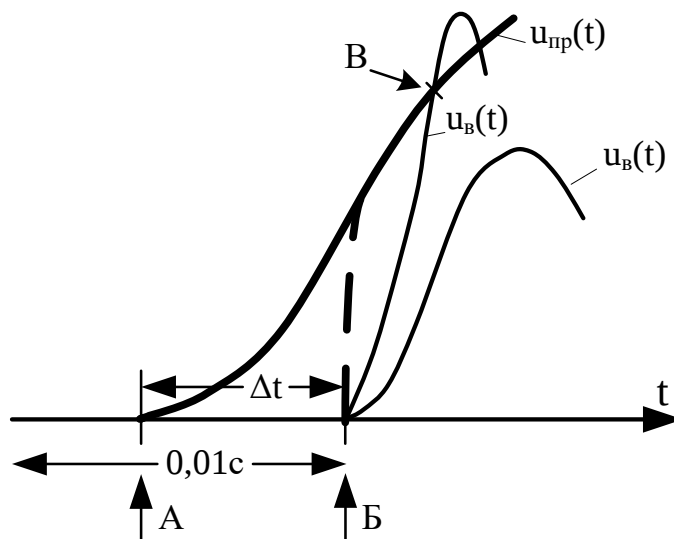


Рисунок 3.6 – Криві відновлювальної напруги u_{δ} та відновлювальної ізоляції $u_{нр}$ для вимикача лінії під час інтервалу Δt між початком розходження контактів та гасінням дуги. A – момент розходження контактів; B – момент гасіння дуги; B' – повторне запалення.

У повітряних і сучасних масляних вимикачах швидкість наростання кривої $u_{нр}(t)$ висока і найбільш ймовірний повторний пробій в початковий момент наростання $u_{\delta}(t)$. Такі повторні пробої не приводять до високих комутаційних перенапруг. У цьому можна переконатися, провівши розрахунок по формулі (3.4) при малих ψ . Тому було запропоновано повторні пробої, що відбуваються при $\psi < \pi/2$, називати повторними запаленнями і вважати ці комутації безпечними. Це, проте, справедливо тільки при великих ω_0 , коли можна нехтувати складовою $\frac{1}{\omega_0} \sin \psi \sin \omega_0 \tau$ у формулі (3.4). При $\omega_0 < 2$ (лінії великої довжини) комутація при $\psi < \pi/2$ приводить до $U_{нр}$, що сягає $(1,8 \div 1,9)U_{уст}$ або $(2,3 \div 2,5)U_{\phi}$, тобто є небезпечною перенапругою для ліній 500-1150 кВ. Тому для цих ліній, які характеризуються низькою ω_0 , граничний кут ψ при якому повторні пробої

можуть вважатися безпечними повторними запаленнями, повинен бути істотно знижений.

Сучасні вимикачі високої напруги повинні мати дугогасильні системи, які допускають тільки повторні запалення, але не повторні пробої. У системах з такими вимикачами перенапруги при відключенні ненавантаженої лінії є безпечними. Проте в деяких окремих випадках за несприятливої схеми мережі (великі реактивні опори мережі x_s), падінні тиску повітря в повітряному вимикачі і т.п. все ж таки можливі повторні пробої, що приводять до перенапруг порядку $3,0U_\phi$ або навіть вищих. Відключення ненавантажених ліній вимикачами застарілих конструкцій, особливо в мережах з ізольованою і компенсованою нейтраллю (35 кВ і нижче), часто супроводжуються повторними пробоями і комутаційними перенапругами високої кратності.

Сучасними правилами експлуатації допускається відключення ненавантажених ліній малої довжини і шин підстанцій роз'єднувачами. Під час відносно повільного розходження ножів роз'єднувача дуга ємнісного струму в місці розриву може багато разів гаснути і знов запалюватися. Досліди показали, що при цьому виникають перенапруги до $(3,0 \div 3,5)U_\phi$. Багатократне спрацювання розрядника під впливом цих перенапруг може його зруйнувати.

3.4. Перенапруги під час повторного включення лінії

Розглянемо схему на рис. 3.7а, в якій однофазне коротке замикання відключається з обох боків і далі відбувається автоматичне повторне включення (АПВ), причому через розкид часу дії вимикачі В1 і В2 відключають і включають лінію не одночасно. Припустимо для простоти вивчення перехідного процесу, що вимикач В1 останнім відключає лінію і першим її включає.

Коли лінія буде відключена вимикачем В2, напруга на здорових фазах лінії буде рівна

$$U_0 = U_{yct} \cdot k_3,$$

де $U_{yct} = \frac{E}{1 - \frac{1}{\omega_0^2}}$ усталена напруга в симетричному режимі; k_3 – коефіцієнт

підвищення напруги на непошкоджених фазах під час однофазного короткого замикання.

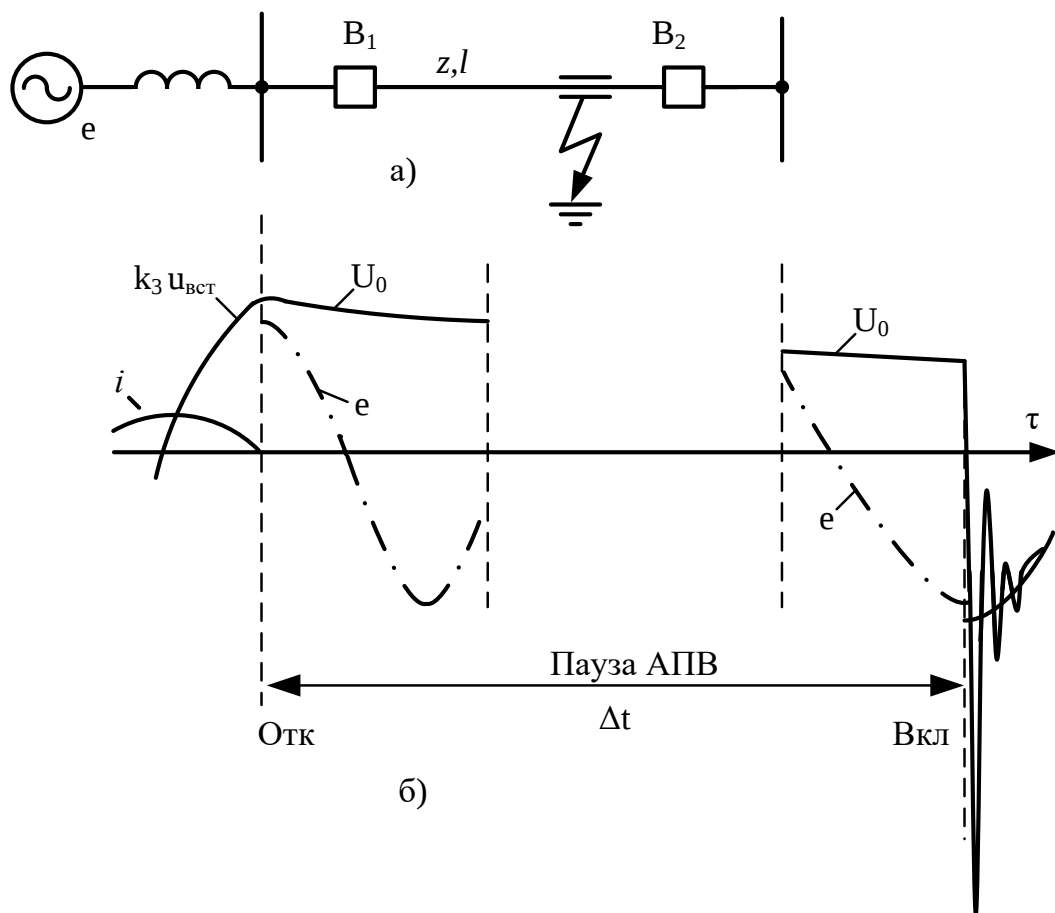


Рисунок 3.7 – Відключення і включення лінії в циклі АПВ.

а – схема мережі; б – крива напруги на вимикачі з боку живлення і лінії.

При відключенні лінії у фазах вимикача, що живлять здорові фази лінії, тече ємнісний струм, і при обриві цього струму у момент проходження через нульове значення напруга на проводах має амплітудне значення, тобто рівне $U_{yct} k_3$. Як і при відключенні ненавантаженої лінії, ця напруга після відключення В1

підтримується на проводах залишковими зарядами. Але на відміну від схеми на рис. 3.5 при повторному включенні лінії заряди на проводах протягом паузи АПВ частково стікають в землю по шляхах витоку ізоляторів. У дощ провідність цих шляхів висока, в суху погоду мала. Стікання заряду, а отже, і зниження напруги на здорових фазах враховуються коефіцієнтом k_q залежним від тривалості безструмової паузи. У суху погоду середні значення k_q рівні 0,7 для $\Delta t = 0,2$ с, 0,6 для $\Delta t = 0,4$ с і 0,5 для $\Delta t = 1$ с. Отже, за час безструмової паузи напруга на лінії спадає до $k_q k_3 U_{yct}$. Ця напруга і буде початковою напругою U_0 на ємностях здорових фаз при повторному включенні лінії.

Перехідний процес на здорових фазах лінії, як і раніше, виражається формулами простого коливального контуру. Якщо АПВ було успішним, тобто однофазне коротке замикання знов не виникає, то усталена напруга дорівнює U_{yct} симетричного режиму. Якщо АПВ виявилось неуспішним, усталена напруга на здорових фазах знов буде рівна $U_{yct} k_3$.

Припускаючи, що комутація повторного включення відбудеться при протилежній полярності джерела і в найсприятливішу фазу комутації (рис. 3.7б), одержуємо формулу для u_{nep} :

при успішному АПВ

$$u_{nep} = U_{yct} \left[\left(\cos \tau - \cos \omega_0 \tau e^{-\delta \tau} \right) - k_q k_3 \cos \omega_0 \tau e^{-\delta \tau} \right]; \quad (3.5a)$$

при неуспішному АПВ

$$u_{nep} = k_3 U_{yct} \left[\cos \tau - (1 + k_q) \cos \omega_0 \tau e^{-\delta \tau} \right], \quad (3.5б)$$

де k_3 визначається за допомогою спеціальних кривих.

Для коротких ліній максимальні напруги визначаються формулами (аналогічними формулі (3.3)):

при успішному АПВ

$$U_{nep} = U_{yсм} \left[1 + (1 + k_q k_3) e^{-\delta \frac{T}{2}} \right] \quad (3.6a)$$

при неуспішному АПВ

$$U_{nep} = k_3 U_{yсм} \left[1 + (1 + k_q) e^{-\delta \frac{T}{2}} \right] \quad (3.6б)$$

3.5. Комутаційні перенапруги і відновлювальні напруги при розриві електричної передачі в асинхронному режимі

Нехай в схемі на рис. 3.8, в якій генератори e_1 з'єднані через електропередачу з потужною приймальною системою e_2 , виник асинхронний режим. У цьому режимі ротор e_1 і відповідно вектор $\vec{E}_1$ обертаються з деякою малою частотою ковзання щодо вектора системи $\vec{E}_2$. Припустимо, що вимикач B відключає лінію в момент $\tau = 0$, близький до максимальної розбіжності векторів $\vec{E}_1$ і $\vec{E}_2$. Відповідно миттєві значення напруг $e_1 = E_1 \cos(\tau + \psi_1)$ і $e_2 = -E_2 \cos(\tau + \psi_2)$. При розриві лінії в коливальному контурі x_b виникає перехідний процес, обумовлений зміною напруги на ємності b ; до комутації $e_2 = u_c$, після комутації u_c прямує до величини, яка визначається тільки е.р.с. e_1 .

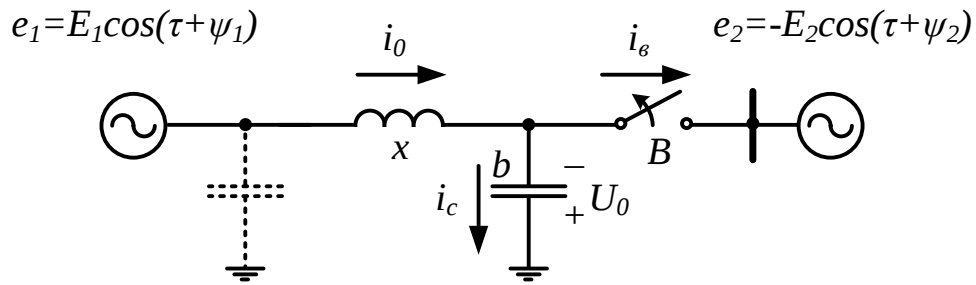


Рисунок 3.8 – Розрив електропередачі в асинхронному режимі

Коливальний процес в контурі відбувається за ненульових початкових умов. У момент $\tau = 0$ початкова напруга на ємності $U_0 = -E_2 \cos \psi_2$. Початковий струм в індуктивності x визначається з наступних міркувань. Вимикач B розриває ланцюг при проходженні струму $i_B = i_0 - i_c$ через нуль. Отже, у цей момент $i_0 = i_c = E_2 b \sin \psi_2$. Помітимо при цьому, що кути ψ_1 і ψ_2 зв'язані між собою співвідношенням

$$\frac{E_1 + E_2 \sin(\psi_1 - \psi_2)}{x} + E_2 b \sin \psi_2 = 0,$$

а отже, існує однозначний зв'язок між i_0 і розбіжністю векторів E_1 і E_2 .

За вказаних початкових умов напруга на ємності b виражається функцією

$$u_{nep} = U_{ycm} \left[(\cos \tau + \psi) - \left[\cos \psi \cos \omega_0 \tau - \frac{1}{\omega_0} \sin \psi \sin \omega_0 \tau \right] e^{-\delta \tau} \right] + U_0 \cos \omega_0 \tau e^{-\delta \tau} + i_0 \sqrt{\frac{x}{b}} \sin \omega_0 \tau e^{-\delta \tau}, \quad (3.7)$$

причому позначення $U_{уст}$, ω_0 , δ були введені раніше, $\psi = \psi_1 - \psi_2$

Виникненню асинхронного режиму звичайно передують форсування збудження генераторів (з метою уникнення асинхронного режиму). Тому значення E_1 може бути підвищеним до 1,2-1,3. Велика також початкова напруга:

$U_0 = -E_2 \cos \psi_2$. Наявність початкового струму $i_0 = E_2 b \sin \psi_2$ приводить в процесі колювання до додаткового підйому напруги u_{nep} . Внаслідок вказаних причин амплітуда U_{nep} при розриві електропередачі в асинхронному режимі доходить до $(3,5-4) \cdot U_\phi$ і ця комутація вважається найбільш небезпечною. Дуже висока і амплітуда відновлюваної напруги на вимикачі U_ϵ , рівна $U_\epsilon = U_{nep} + E_2$. Електрична ізоляція між контактами вимикача повинна зрости до значень, що перевищують U_ϵ за час півперіоду $T_0/2$ власних колювань контуру xb . Роботу вимикача полегшує невелика швидкість відновлення напруги внаслідок відносно малої частоти ω_0 .

Сучасна системна автоматика здійснює ресинхронізацію систем, що вийшли з синхронізму, без відключення електропередачі. Тому розрив електропередачі в асинхронному режимі в найсприятливіший момент максимальної розбіжності векторів, слід вважати малоімовірним явищем в системах. У електропередачах, схильних до випадання з синхронізму, наприклад, для слабких міжсистемних зв'язків, раціональний пристрій блокування, що виключає відключення вимикача в момент, близький до максимальної розбіжності векторів E_1 і E_2 .

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

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

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

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

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

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

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

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

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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

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

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

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

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

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

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..

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

На першому році:

- будівництво лінії електропередачі: Черемошне (вузол 8) – 501;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 501;

– розвиток відгалуджувальної підстанції пункту Черемошне (вузол 8).

На другому році:

– будівництво лінії електропередачі: 501 - 502;

– спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 502.

На третьому році:

– будівництво ліній електропередачі: 502 – 503, 503 – Сосонка тяга (вузол 2);

– спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 503;

– спорудження відгалуджувальної опори в ПЛ «Козятин – Калинівка».

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл. 4.1–4.2.

Таблиця 4.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 4.1 - 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 трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 4.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі 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. 4.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

Таблиця 4.2 – Вартість реконструкції підстанції «Черемошне» (вузол 8):

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						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 62 454,165 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

Продовження табл. 4.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9

Продовження табл. 4.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0

Продовження табл. 4.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			58 177,167						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 58 177,167 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році показані у табл. 4.4 – 4.5.

Таблиця 4.4 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ «Козятин – Калинівка» (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
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1	13,61	143,344	34,588	21,05	1,0	213,592	
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	372,645	100,0
Всього ВРУ 110 кВ			159,817	342,264	49,9	32,16	2	586,23	100
Загальна кошторисна вартість			586,23						

Таблиця 4.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0

Продовження табл. 4.5 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9

Продовження табл. 4.5 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
4.1.5	Камера з трансформа- торами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			579,24	4184,056	127,496	131,16	15	5036,616	97,2
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансфор- матора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

Продовження табл. 4.5 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			45 275,62						

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 45 861,85 тис. грн.

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 13,3 = 15\,392,538 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 15,4 = 17\,822,938 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 18,9 = 21\,873,606 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 62\,454,165 + 15\,392,538 = 77\,846,703 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 51\,054,247 + 17\,822,938 = 68\,877,185 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_3 = 45\,861,85 + 21\,873,606 = 67\,735,456 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\Pi} + \Delta W_t, \quad (4.7)$$

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

$$\Delta W_t = \Delta W_{tL} + \Delta W_{t\Pi}; \quad (4.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$B_{\text{п}} = (K_{\text{п/ст}} \cdot P_{\text{п}}\%)/100; \quad (4.10)$$

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

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

$$B_{\text{л1}} = (15\,392,538 \cdot 0,3)/100 = 46,178 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{л2}} = (17\,822,938 \cdot 0,3)/100 = 53,469 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{л3}} = (21\,873,606 \cdot 0,3)/100 = 65,621 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{п1}} = (62\,454,165 \cdot 3)/100 = 1873,625 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{п2}} = (51\,054,247 \cdot 3)/100 = 1531,627 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{п3}} = (45\,861,85 \cdot 3)/100 = 1375,856 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 4.6:

Таблиця 4.6 – 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: 8-501 П/ст: 501	+220	-	1,98
2	ЛЕП: 501-502 П/ст: 502	+1200	-	2,96
	ЛЕП: 502-503, 503-2 П/ст: 503	+580	-	2,33

Річні видатки було розраховано за виразом(4.7).

$$B_1 = 46,178 + 1873,625 + 1,98 \cdot 1,65 = 1923,07 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 53,469 + 1531,627 + 2,96 \cdot 1,65 = 1589,98 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 65,621 + 1375,856 + 2,33 \cdot 1,65 = 1445,321 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(\Sigma)} = 7,9 \cdot 5400 = 42660 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(\Sigma)} = 15,4 \cdot 5400 = 83160 \text{ МВт·год.}$$

$$W_{3(\Sigma)} = 43,2 \cdot 5400 = 233280 \text{ МВт·год.}$$

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

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 42660 - 1923,07 = 6523,61 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 83160 - 1589,98 = 14875,7 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_3 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 233280 - 1445,321 = 44744,119 \text{ тис.грн.};$$

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

$$E'_a = 0,274$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,274 = 3,6 \text{ роки.}$$

Таблиця 4.7 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	67,5
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	359 100
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	214 459,344
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	3,6
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,33
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,14
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	653,74
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	7,44

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів. Рентабельність проекту розвитку в цілому задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ($E_{ан} = 0,2$). Терміни окупності (3,6) підтверджують ефективність.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1. Задачі розділу

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

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

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

Небезпека ураження електричним струмом залежить від напруги електричної мережі, виду дотику людини, що обслуговує обладнання чи проводить його налагодження до електромережі, режиму роботи

електрообладнання, режиму нейтралі джерела живлення та наявності заземлення електроустановки.

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

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

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

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

а) фізичні:

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

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

в) психофізіологічні:

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

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

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

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

Закон України "Про охорону праці";

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

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

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

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

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

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

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

5.4. Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.4.1. Мікроклімат

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

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

Таблиця 5.1 – Допустимі норми параметрів мікроклімату

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

5.4.2. Склад повітря робочої зони

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

Таблиця 5.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

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

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

5.4.3. Виробниче освітлення. Природне освітлення

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

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

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

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

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

N – номер групи забезпеченості природним світлом.

Таким чином:

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

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

5.4.4. Штучне освітлення

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

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

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

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

5.4.5. Виробничий шум

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

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

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

5.5. Розрахунок захисного заземлення

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

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

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

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

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

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

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

Таблиця 5.5 – Питомі опори ґрунтів

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

Таблиця 5.6 – Кліматичні зони

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

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

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

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

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

м. На рисунку 5.1 зображена схема заземлення.

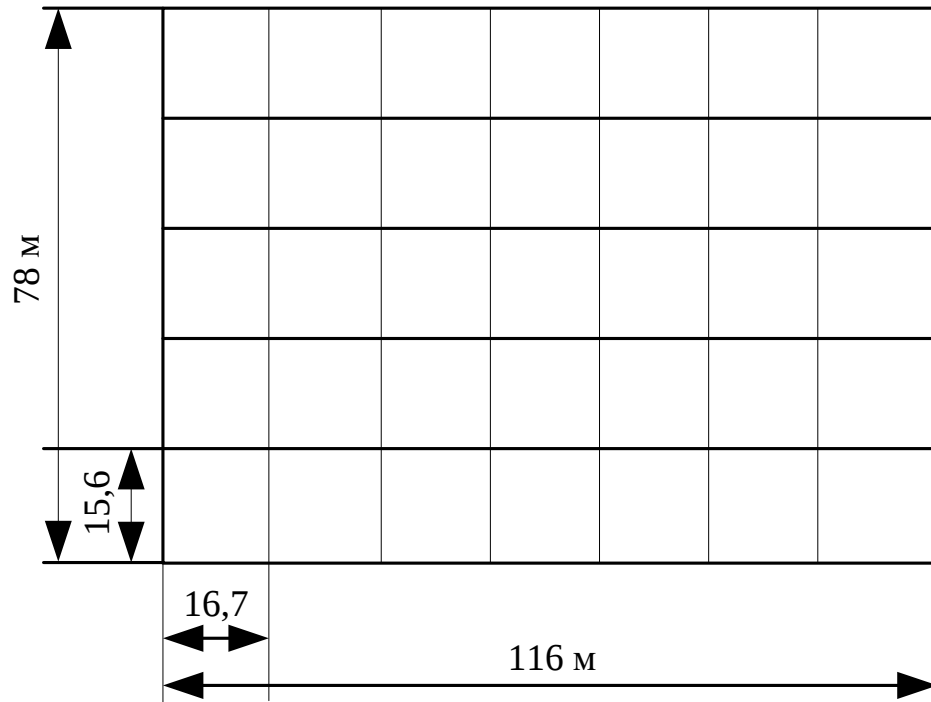


Рисунок 5.1 Схема заземлення ВРП 110 кВ.

Загальна довжина горизонтальних провідників:

$$L_{\Gamma} = 116 \cdot 6 + 78 \cdot 8 = 1320 \text{ (м)}.$$

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

$$L_B = l_B \cdot n_B, \text{ (м)}.$$

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

Середня відстань між вертикальними провідниками

$$\alpha = P / n_B, \text{ (м)}.$$

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

Визначаємо опір заземлювача

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

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

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

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

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

$$\rho_{\text{эк.с}} = \rho_2 \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^{\Delta}, (\text{Ом} \cdot \text{м}),$$

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

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

$$\Delta = 0,43 \frac{2 - 0,7}{15} + 0,27 \lg \frac{22,2}{15} = 0,09,$$

$$\rho_{\text{ек.с}} = 100 \left(\frac{500}{100} \right)^{0,09} = 113,288 \text{ (Ом} \cdot \text{м)},$$

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

Опір заземлювального пристрою, включаючи природні заземлювачі:

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

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

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

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

По таблиці 5.7 для тривалості впливу $\tau_B = 0,2$ с найбільша допустима напруга дотику УДОТ. ДОП = 400 В.

Таблиця 5.7 – Найбільша допустима напруга дотику

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

Розраховуємо напругу, яка прикладена до людини:

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

де α – коефіцієнт розподілу потенціалу по поверхні землі

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

З таблиці 5.8 визначаємо параметр М.

Таблиця 5.8 – Відношення опору верхнього шару ґрунту до нижнього

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

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

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

Коефіцієнт $\beta = \frac{R_{\text{Л}}}{R_{\text{Л}} + R_{\text{С}}},$

де $R_{\text{л}}=1000$ Ом – опір тіла людини;

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

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

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

$$I_{\text{п0}}^{(1)} \approx I_{\text{п0}}^{(3)} = 10 \text{ (кА)}.$$

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

$$U_{\text{л}} > U_{\text{ДОТ. ДОП.}}$$

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

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

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

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

$$U_{\text{л}} < U_{\text{ДОТ. ДОП.}}$$

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

5.6. Пожежна безпека

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

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

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

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

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

На території підприємства електричних мереж встановлено 3 пожежних щита. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт [29].

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

Встановлення блискавковідводів задля забезпечення пожежної безпеки ВРУ – 110кВ.

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

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

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

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

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

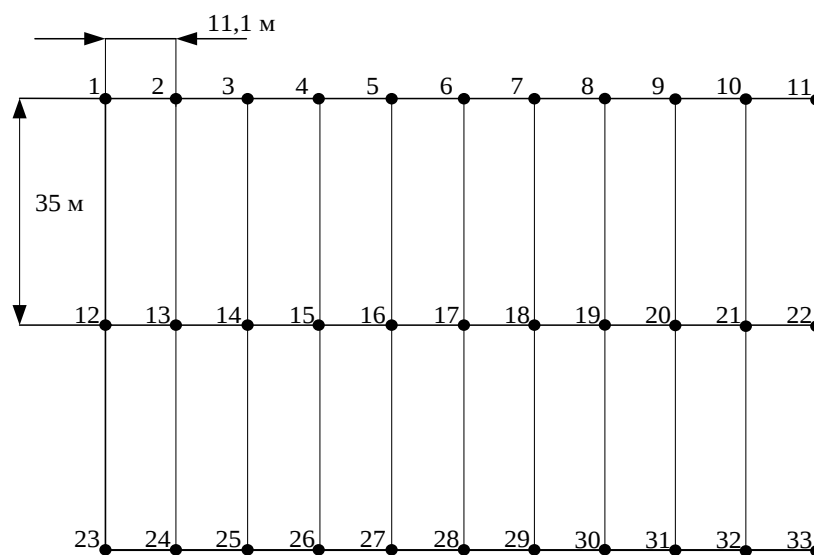


Рисунок 5.2 – План встановлення блискавковідводів на ВРУ 110 кВ

Для побудови зони захисту повинні виконуватися дані умови:

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

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

– h_0 – верхня границя зони захисту, м:

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблиця 5.9 – Розрахунки отриманих величин

	L_1 , м	L_2 , м	L_3 , м
r_x , м	7,125	7,125	7,125
h_0 , м	18,614	20,76	18,379
b_x , м	7	13,35	6,387

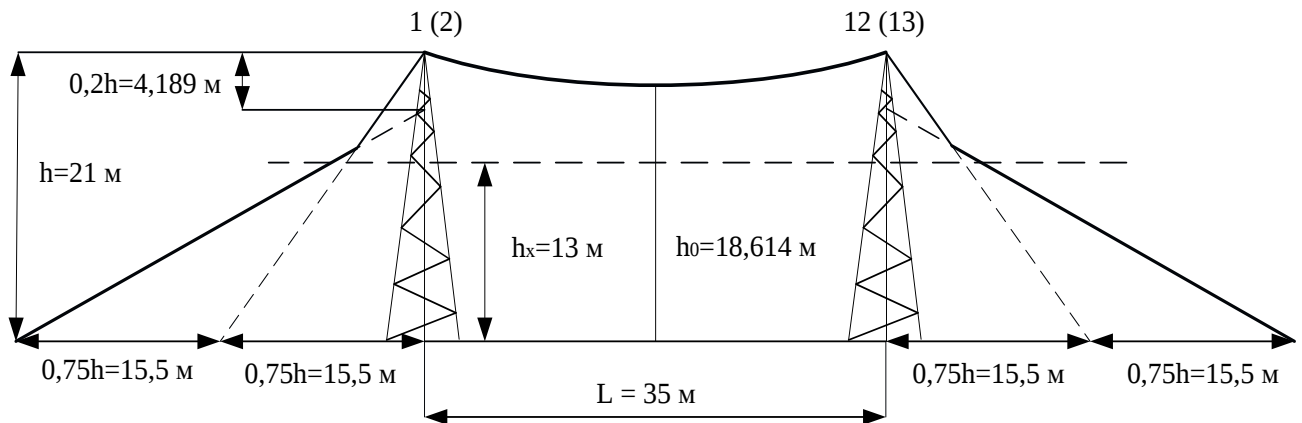


Рисунок 5.3 – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

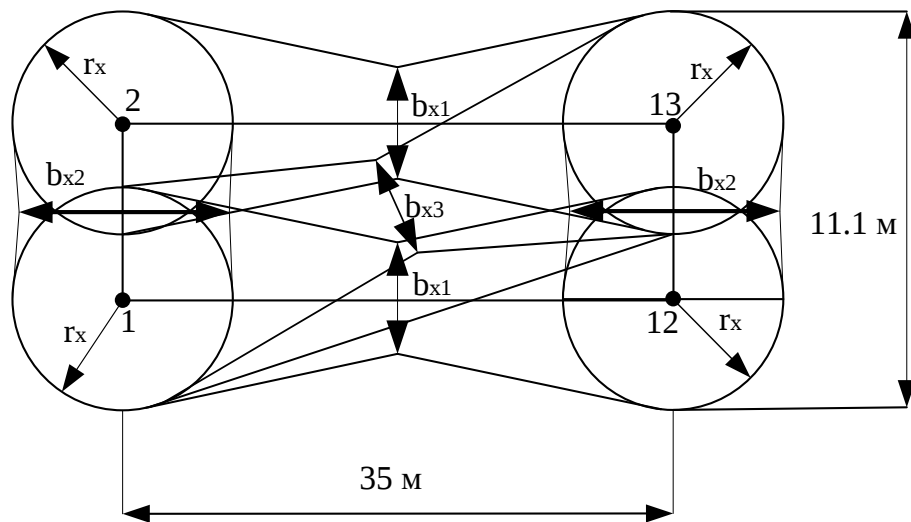


Рисунок 5.4 – Зони захисту ВРУ 110 кВ блискавковідводами, вид зверху

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

ВИСНОВКИ

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

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 501, 502 та 503) та СЕС (вузол 503). 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 Черемошне (вузол 8) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин», після чого, за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для нових ПС (501, 502, 503) 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 ПС Сосонка тяга (вузол 2), то там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання

Отримана мережа пройшла певну перевірку на такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. Відповідно до

результатів, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 2,33 МВт при сумарній активній потужності генерації 121,06 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 214 459,344 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0.274)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 3,6 роки.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Ochrona przed piorunowym impulsem elektromagnetycznym. Zasady ogólne. Ochrona przed piorunowym impulsem: PN-IEC 61312-1:2001.
3. Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах: навчальний посібник/ В. С. Собчук, Н. В. Собчук, О. Б. Бурикін.–Вінниця: ВНТУ, 2010.–145 с.
4. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва.
5. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
6. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
7. Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд (IEC 62305:2006, NEQ): ДСТУ Б В.2.5-38:2008. – Введений 01.01.2009. - Київ: Держстандарт України, 2008. - 65 с.
8. Ліщак І. В. Оцінка надійності схем грозозахисту повітряних ліній електропередавання / І. В. Ліщак, Т. В. Бінкевич // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». – 2014. – № 785 : Електроенергетичні та електромеханічні системи. – С. 39-45.
9. ДСТУ EN 62305:2012 “Захист від блискавки”.
10. СОУ-Н МЕН 40.1-21677681-67:2012 "Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 6-35 кВ. Настанова щодо вибору та застосування у розподільчих установках", затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 13 липня 2012 року № 515.
11. Котилко І. В., Загон Т. В., Лесько, В.; Нетребський, В.. ДОСЛІДЖЕННЯМ ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ. НТКП ВНТУ. Факультет електроенергетики та електромеханіки, Ukraine, jun. 2023. Available at:

<<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2023/paper/view/18423>>. Date accessed: 01 Jun. 2023.

12. СОУ-Н ЕЕ 40.12-001100227-47:2011 "Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 110-750 кВ. Настанова щодо вибору та застосування", затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 19 травня 2011 року № 124

13. ДБН В.1.1.7-2002 Пожежна безпека об'єктів будівництва - [Електронний ресурс] - Режим доступу: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002..pdf

14. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.

15. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.

16. Закон України «Про охорону праці» / Законодавство України про охорону праці. – К. Нова редакція 2002 р

17. 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.

18. Філіпчук, В.; Поліщук, А.; Нетребський, В.. ОСОБЛИВОСТІ БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ІЗ ЗАХИЩЕНИМИ ПРОВОДАМИ. НТКП ВНТУ. Факультет електроенергетики та електромеханіки, Ukraine, may. 2022. Available at: <<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2022/paper/view/15805/13270>>. Date accessed: 13 Jun. 2022.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з дослідженням захисту розподільних мереж від внутрішніх перенапруг.

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

ПОКАЗНИКИ ЗВІТУ ПОДІБНОСТІ UNICHECK

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
(підпис)

Сікорський В.О.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Лесько В. О.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

_____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства
«Вінницяобленерго» з дослідженням захисту розподільних мереж від внутрішніх
перенапруг»

08-21.МКР.021.00.007 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

_____ Лесько В. О.

Магістр групи ЕСМ-22мз

_____ Сікорська В. О.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) Дослідження комутаційних перенапруг в електричних апаратах є актуальною темою, оскільки на високих класах напруг вони є значними і небезпечними, тому дуже важливо щоб електричні апарати були розраховані витримувати ці перенапруги.

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

2. Мета і призначення МКР

а) мета – даної роботи є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

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

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Вказані в таблицях Б1-Б4

5. Економічні показники

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

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	20.01.24	формування технічного завдання
2	Прогнозування електричних навантажень	21.01.24	01.03.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень,

				розділ 1 ПЗ
3	Вибір оптимальної схеми	02.03.24	22.03.24	розділ 2 ПЗ
4	Оптимізація потоків реактивної потужності	23.03.24	15.04.24	розділ 3 ПЗ
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	16.04.24	01.05.24	розділ 4 ПЗ
6	Економічна частина	02.05.24	12.05.24	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	13.05.24	21.05.24	розділ 6 ПЗ
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24	пояснювальна записка
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	22.05.24	24.05.24	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	25.05.24	01.06.24	Відгук опонента
	Захист МКР	За графіком		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

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

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником та завідувачем кафедри ЕСС згідно зі встановленими термінами.

Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженої наказом ректора.

10. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. Б.1 (М 1:120000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. Б.1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. Б.2.

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 185 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік..

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

Пункти	Нова 1 (501)	Нова 2 (502)	СЕС3 (503)
Навантаження, МВт	8,0	18,2	7,1
cos φ	0,87	0,89	0,9
Категорія споживачів	I	I	I

Таблиця Б.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Макс. навантаж., %	95	98	90	92	91	92	95	96	97	100

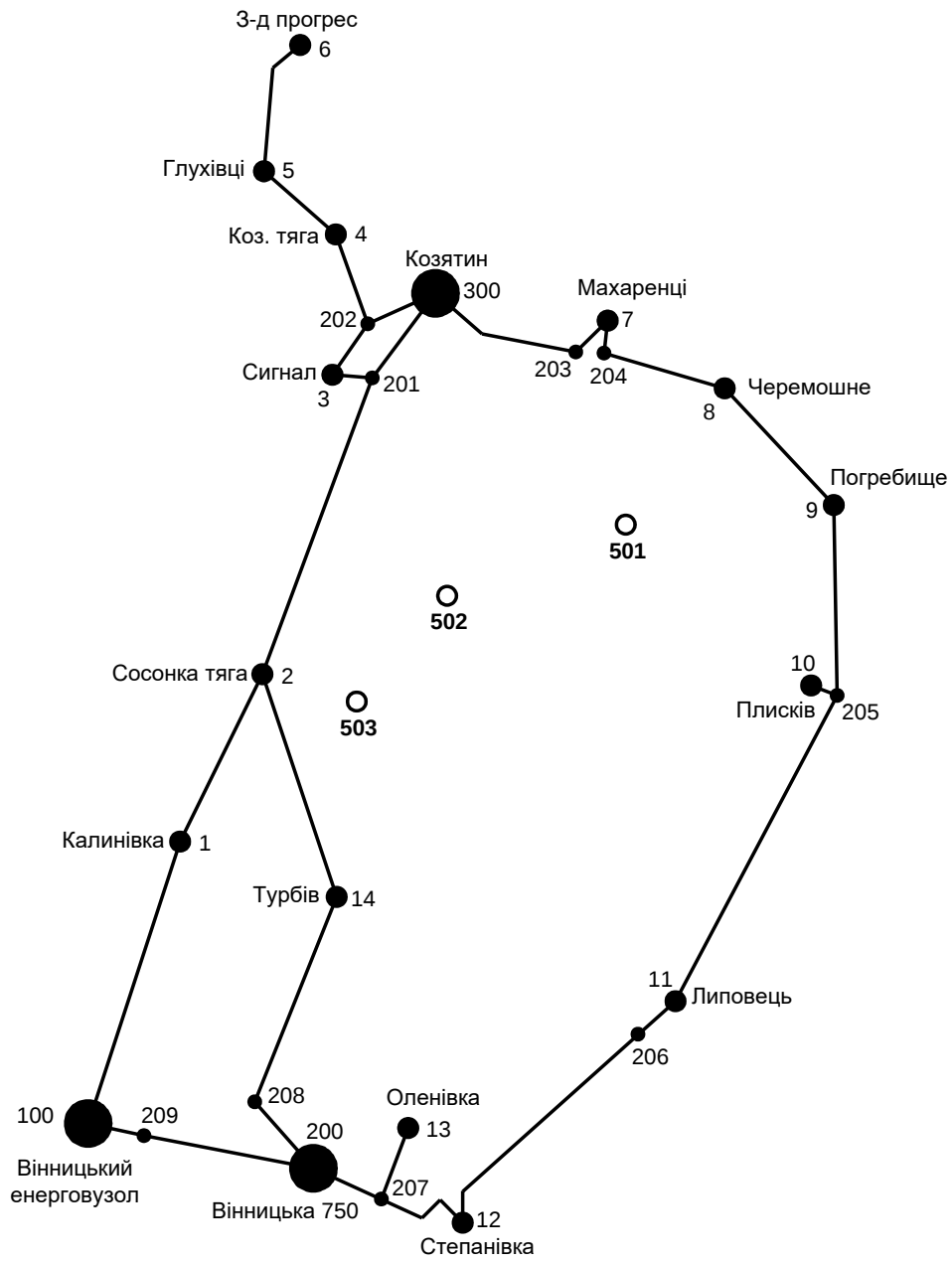


Рисунок Б.1 – Схема існуючої електричної мережі

Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
300	202	Козятин – 202	7,39	АС-185
202	4	202 – Козятинська тяга	12,56	АС-185
4	5	Козятинська тяга – Глухівці	8,3	АС-185
5	6	Глухівці – Завод Прогрес	18,5	АС-185
202	3	202 – Сигнал	0,06	АС-185
201	3	201 – Сигнал	0,01	АС-185
300	201	Козятин – 201	7,45	АС-185
201	2	201 – Сосонка тяга	45,18	АС-185
2	1	Сосонка тяга – Калинівка	5,22	АС-185
100	1	Вінницький енерговузол – Калинівка	53,1	АС-185
300	203	Козятин – 203	15,9	АС-185
203	7	203 – Махаренці	2,67	АС-120
7	204	Махаренці – 204	2,67	АС-120
204	8	204 – Черемошне	15,3	АС-185
8	9	Черемошне – Погребище	17,45	АС-120
9	205	Погребище – 205	11,5	АС-120
205	10	205 – Плисків	0,7	АС-120
11	205	Липовець – 205	27,5	АС-120
206	11	206 – Липовець	2,5	АС-120
12	206	Степанівка – 206	23,5	АС-150
207	12	207 – Степанівка	3,3	АС-150
207	13	207 – Оленівка	6,4	АС-150
200	207	Вінницька 750 – 207	4	АС-150
209	200	209 – Вінницька 750	15,75	АС-150
100	209	Вінницький енерговузол – 209	1,35	АС-150
200	208	Вінницька 750 – 208	5,2	АС-120
208	14	208 – Турбів	19,0	АС-120
14	2	Турбів – Сосонка тяга	14,93	АС-120

Таблиця Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_H , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750	0,85		ВРП 110 кВ	
300	Козятин	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Калинівка	0,89	$6,3 + j3,23$	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
2	Сосонка тяга	0,87	$13,0 + j7,37$	ТДТНЖ-25000/27/10	2
3	Сигнал	0,9	$7,4 + j3,58$	ТДТН-16000/110/35/10	2
4	Козятин тяга	0,87	$17,0 + j9,63$	ТДТНЖ-40000/27/10	2
5	Глухівці	0,9	$4,5 + j2,18$	ТДН-10000/110/10	1
6	Завод Прогрес	0,88	$5,8 + j3,13$	ТДН-16000/110/10	1
7	Махаренці	0,87	$4,8 + j2,72$	ТДТН-10000/110/35/10	1
8	Черемошне	0,86	$3,2 + j1,9$	ТМН-6300/110/10	1
9	Погребище	0,87	$5,1 + j2,89$	ТДТН-10000/110/35/10	2
10	Плисків	0,85	$2,8 + j1,74$	ТМН-6300/110/10	1
11	Липовець	0,9	$6,4 + j3,1$	ТДТН-16000/110/35/10	1
12	Степанівка	0,87	$2,9 + j1,64$	ТМН-6300/110/10	1
13	Оленівка	0,9	$3,0 + j1,45$	ТМН-6300/110/10	1
14	Турбів	0,88	$4,7 + j2,54$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 5400.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 2662.4 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 94.550 МВт / 510.570 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 92.840 МВт / 501.336 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 1.004 МВт / 2.673 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 1.004 МВт / 2.673 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.453 МВт / 2.445 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.305 МВт / 0.811 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.757 МВт / 3.256 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 1.762 МВт / 5.929 МЛН.КВТ*Г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВт	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
300	КОЗЯТИН	-63.070	-35.835	110.000	0.00
202		0.000	0.000	109.395	-0.23
4	КОЗ. ТЯГА	0.000	0.000	108.044	-0.72
5	ГЛУХІВЦІ	0.000	0.000	107.727	-0.85
6	З-Д ПРОГРЕС	0.000	0.000	107.313	-1.01
3	СИГНАЛ	0.000	0.000	109.397	-0.23
201		0.000	0.000	109.397	-0.23
2	СОСОНКА ТЯГА	0.000	0.000	107.996	-0.77
1	КАЛИНІВКА	0.000	0.000	108.074	-0.75
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-31.480	-15.328	110.000	0.00
203		0.000	0.000	109.088	-0.36
7	МАХАРЕНЦІ	0.000	0.000	108.889	-0.41
204		0.000	0.000	108.760	-0.44
8	ЧЕРЕМОШНЕ	0.000	0.000	108.174	-0.68
9	ПОГРЕБИЩЕ	0.000	0.000	107.582	-0.85
205		0.000	0.000	107.488	-0.89
10	ПЛИСКІВ	0.000	0.000	107.477	-0.90
11	ЛИПОВЕЦЬ	0.000	0.000	107.625	-0.89
206		0.000	0.000	107.712	-0.86
12	СТЕПАНІВКА	0.000	0.000	108.393	-0.62
207		0.000	0.000	108.528	-0.57
13	ОЛЕНІВКА	0.000	0.000	108.448	-0.60
200		0.000	0.000	108.739	-0.50
209		0.000	0.000	109.901	-0.04
208		0.000	0.000	108.602	-0.55
14	ТУРБІВ	0.000	0.000	108.078	-0.72
11101		0.000	0.000	106.651	-2.12
1351		0.000	0.000	35.815	-1.73
1101		6.730	3.450	10.190	-2.10
11102		0.000	0.000	107.000	-1.73
1352		0.000	0.000	35.815	-1.73
1102		0.000	0.000	10.190	-2.10
21101		0.000	0.000	105.977	-2.54
2271		0.000	0.000	25.457	-2.03
2101		13.890	7.870	10.123	-2.50
21102		0.000	0.000	106.483	-2.04
2272		0.000	0.000	25.457	-2.03
2102		0.000	0.000	10.124	-2.51
31101		0.000	0.000	107.632	-1.95
3351		0.000	0.000	36.034	-1.95
3101		7.900	3.820	10.285	-1.93
31102		0.000	0.000	107.636	-1.95
3102		0.000	0.000	10.286	-1.93
3352		0.000	0.000	36.034	-1.95
41101		0.000	0.000	106.183	-2.28
4271		0.000	0.000	25.390	-2.28
4101		18.160	10.290	10.047	-3.26

41102	0.000	0.000	106.182	-2.28
4272	0.000	0.000	25.390	-2.28
4102	0.000	0.000	10.048	-3.26
510	4.810	2.330	9.955	-4.18
610	6.200	3.340	9.962	-3.70
7110	0.000	0.000	104.052	-4.02
735	0.000	0.000	34.835	-4.02
710	5.130	2.910	9.692	-6.24
810	3.420	2.030	9.863	-4.41
91101	0.000	0.000	105.195	-2.78
9351	0.000	0.000	35.217	-2.78
9101	5.450	3.090	9.929	-3.91
91102	0.000	0.000	105.195	-2.78
9352	0.000	0.000	35.217	-2.78
9102	0.000	0.000	9.929	-3.92
1010	2.990	1.860	9.841	-4.17
11110	0.000	0.000	104.403	-4.02
1135	0.000	0.000	34.953	-4.02
1110	6.840	3.310	9.969	-3.97
1210	3.100	1.750	9.954	-3.96
1310	3.200	1.550	9.999	-4.05
141101	0.000	0.000	106.729	-1.92
14351	0.000	0.000	35.713	-1.90
14352	0.000	0.000	35.713	-1.90
141102	0.000	0.000	106.428	-2.20
14102	5.020	2.710	10.169	-2.16
14101	0.000	0.000	10.169	-2.16

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
4	41101	9.091	5.696	9.082	5.354	0.008	0.341	0.057	1.937
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.092	5.697	9.084	5.354	0.008	0.341	0.057	1.937
41102	4102	9.095	5.330	9.087	5.118	0.008	0.211	0.057	1.221
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.598	0.001
41101	4101	9.071	5.378	9.063	5.166	0.008	0.211	0.057	1.230
3	31101	3.956	2.063	3.951	1.911	0.004	0.151	0.024	1.826
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.958	2.058	3.953	1.906	0.004	0.151	0.024	1.822
31102	3102	3.954	1.902	3.950	1.902	0.004	0.000	0.023	0.098
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.246	0.000
31101	3101	3.950	1.915	3.945	1.915	0.004	0.000	0.024	0.098
300	202	23.373	13.357	23.297	13.190	0.075	0.166	0.141	0.606
202	3	-6.281	-4.416	-6.281	-4.416	0.000	0.000	-0.040	-0.002
3	201	-14.246	-8.867	-14.246	-8.867	0.000	0.000	-0.088	-0.001
201	300	-23.040	-13.036	-23.114	-13.201	0.074	0.164	-0.139	-0.604
201	2	8.794	5.057	8.728	4.910	0.066	0.146	0.053	1.410
2	14	-1.765	-0.283	-1.766	-0.284	0.001	0.002	-0.010	-0.082
14	208	-6.838	-2.900	-6.862	-2.935	0.024	0.035	-0.040	-0.528
208	200	-6.862	-2.552	-6.869	-2.561	0.006	0.009	-0.039	-0.137
200	207	14.049	7.224	14.031	7.191	0.018	0.032	0.084	0.212
207	12	10.805	5.647	10.796	5.631	0.009	0.016	0.065	0.136
12	206	7.671	3.994	7.640	3.937	0.031	0.057	0.046	0.687
206	11	7.640	4.349	7.636	4.343	0.004	0.006	0.047	0.088
11	205	0.746	0.858	0.745	0.857	0.001	0.001	0.006	0.138
205	9	-2.270	-0.693	-2.271	-0.695	0.002	0.002	-0.013	-0.096
9	8	-7.774	-3.952	-7.805	-3.997	0.031	0.045	-0.047	-0.596
8	204	-11.254	-5.888	-11.290	-5.967	0.036	0.079	-0.068	-0.590
204	7	-11.290	-5.670	-11.299	-5.684	0.010	0.014	-0.067	-0.130
7	203	-16.481	-9.376	-16.503	-9.407	0.022	0.032	-0.100	-0.200
203	300	-16.503	-9.098	-16.583	-9.277	0.080	0.178	-0.100	-0.914
9	91101	2.733	1.749	2.728	1.619	0.005	0.129	0.017	2.499
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.733	1.749	2.728	1.619	0.005	0.129	0.017	2.499
91102	9102	2.729	1.617	2.724	1.542	0.005	0.075	0.017	1.507
9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.182	0.000
91101	9101	2.727	1.621	2.723	1.546	0.005	0.075	0.017	1.510
200	209	-20.918	-9.382	-21.065	-9.651	0.147	0.268	-0.122	-1.166
209	100	-21.065	-9.368	-21.078	-9.391	0.012	0.023	-0.121	-0.099
14	141101	1.724	0.978	1.723	0.930	0.002	0.048	0.011	1.400
141101	14351	1.095	0.437	1.094	0.437	0.001	0.000	0.006	0.054
14351	14352	1.094	0.437	1.094	0.437	0.000	0.000	0.019	0.000

141102	14352	-1.094	-0.430	-1.094	-0.437	0.000	0.007	-0.006	-0.266
14	141102	3.305	1.903	3.301	1.789	0.003	0.113	0.020	1.719
141102	14102	4.395	2.220	4.389	2.220	0.006	0.000	0.027	0.110
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.045	-0.000
141101	14101	0.628	0.493	0.628	0.489	0.000	0.005	0.004	0.429
2	21101	6.484	3.843	6.477	3.572	0.007	0.270	0.040	2.114
21101	2101	9.475	4.910	9.460	4.910	0.016	0.000	0.058	0.134
2101	2102	-4.421	-2.955	-4.422	-2.955	0.000	0.000	-0.303	-0.000
21102	2102	4.424	3.010	4.422	2.955	0.002	0.054	0.029	0.673
2	21102	7.430	4.608	7.425	4.380	0.005	0.227	0.047	1.571
21102	2272	3.001	1.371	3.000	1.371	0.001	0.000	0.018	0.023
2272	2271	3.000	1.371	3.000	1.371	0.000	0.000	0.075	0.000
21101	2271	-2.999	-1.338	-3.000	-1.371	0.001	0.033	-0.018	-0.520
2	1	-3.502	-2.668	-3.504	-2.671	0.001	0.003	-0.023	-0.078
1	100	-10.295	-5.699	-10.402	-5.937	0.107	0.237	-0.063	-1.935
11102	1102	2.150	1.356	2.150	1.337	0.001	0.019	0.014	0.486
1102	1101	2.150	1.337	2.149	1.337	0.000	0.000	0.143	0.000
11101	1101	4.582	2.111	4.576	2.111	0.006	0.000	0.027	0.115
11101	1351	-1.489	-0.572	-1.490	-0.584	0.001	0.012	-0.009	-0.353
1351	1352	-1.490	-0.584	-1.490	-0.584	0.000	0.000	-0.026	-0.000
11102	1352	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.009	0.020
1	11102	3.643	2.022	3.641	1.940	0.002	0.082	0.022	1.114
1	11101	3.096	1.635	3.093	1.540	0.003	0.095	0.019	1.487
11	11110	6.865	3.791	6.850	3.308	0.014	0.481	0.042	3.466
11110	1135	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11110	1110	6.850	3.308	6.836	3.308	0.014	0.000	0.042	0.172
12	1210	3.115	2.007	3.098	1.749	0.017	0.257	0.020	4.570
207	13	3.226	1.765	3.225	1.762	0.002	0.003	0.020	0.080
13	1310	3.215	1.804	3.198	1.549	0.017	0.254	0.020	4.169
8	810	3.440	2.356	3.418	2.029	0.022	0.326	0.022	5.350
202	4	29.578	17.943	29.365	17.469	0.213	0.472	0.182	1.359
6	610	6.216	3.734	6.196	3.338	0.020	0.395	0.039	3.362
205	10	3.015	2.166	3.015	2.166	0.000	0.000	0.020	0.011
4	5	11.107	5.957	11.088	5.914	0.019	0.042	0.067	0.321
5	510	4.827	2.694	4.807	2.329	0.020	0.364	0.030	3.909
5	6	6.247	3.572	6.233	3.541	0.014	0.031	0.039	0.418
7	7110	5.163	3.669	5.145	3.188	0.018	0.479	0.034	5.091
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7110	710	5.145	3.188	5.127	2.908	0.018	0.279	0.034	3.064
10	1010	3.005	2.117	2.988	1.859	0.017	0.257	0.020	4.846

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 121.238 МВт / 654.686 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 118.790 МВт / 641.466 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.759 МВт / 4.683 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.759 МВт / 4.683 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.407 МВт / 2.200 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.342 МВт / 0.910 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.749 МВт / 3.110 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.508 МВт / 7.793 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-74.979	-43.349	105.000	0.00
202		0.000	0.000	104.308	-0.27
4	Коз. тяга	0.000	0.000	102.878	-0.81
5	Глухівці	0.000	0.000	102.540	-0.95
6	З-д прогрес	0.000	0.000	102.101	-1.13
3	Сигнал	0.000	0.000	104.310	-0.27
201		0.000	0.000	104.310	-0.27
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	102.219	-1.10
1	Калинівка	0.000	0.000	102.358	-1.05
100	Вінницький енерговузол	-39.230	-19.743	105.000	0.00
203		0.000	0.000	103.563	-0.59
7	Махаренці	0.000	0.000	103.251	-0.67
204		0.000	0.000	103.014	-0.74
8	Черемошне	0.000	0.000	101.955	-1.20
9	Погребище	0.000	0.000	101.482	-1.33
205		0.000	0.000	101.487	-1.33
10	Плисків	0.000	0.000	101.476	-1.33
11	Липовець	0.000	0.000	101.895	-1.22
206		0.000	0.000	102.012	-1.18
12	Степанівка	0.000	0.000	102.936	-0.83
207		0.000	0.000	103.108	-0.76
13	Оленівка	0.000	0.000	103.023	-0.79
200		0.000	0.000	103.367	-0.67
209		0.000	0.000	104.872	-0.05
208		0.000	0.000	103.173	-0.74
14	Турбів	0.000	0.000	102.442	-1.00
11101		0.000	0.000	100.849	-2.59
1351		0.000	0.000	33.879	-2.15
1101		6.730	3.450	9.634	-2.56
11102		0.000	0.000	101.219	-2.16
1352		0.000	0.000	33.879	-2.15
1102		0.000	0.000	9.634	-2.56
21101		0.000	0.000	100.075	-3.09
2271		0.000	0.000	24.052	-2.51
2101		13.890	7.870	9.558	-3.05
21102		0.000	0.000	100.611	-2.52
2272		0.000	0.000	24.052	-2.51
2102		0.000	0.000	9.559	-3.05
31101		0.000	0.000	102.450	-2.17
3351		0.000	0.000	34.299	-2.17

3101	7.900	3.820	9.789	-2.14
31102	0.000	0.000	102.455	-2.17
3102	0.000	0.000	9.790	-2.14
3352	0.000	0.000	34.299	-2.17
41101	0.000	0.000	100.906	-2.53
4271	0.000	0.000	24.129	-2.53
4101	18.160	10.290	9.536	-3.61
41102	0.000	0.000	100.906	-2.53
4272	0.000	0.000	24.129	-2.53
4102	0.000	0.000	9.537	-3.62
510	4.810	2.330	9.438	-4.64
610	6.200	3.340	9.445	-4.11
7110	0.000	0.000	98.035	-4.72
735	0.000	0.000	32.820	-4.72
710	5.130	2.910	9.099	-7.23
810	3.420	2.030	9.232	-5.42
91101	0.000	0.000	98.920	-3.49
9351	0.000	0.000	33.117	-3.49
9101	5.450	3.090	9.319	-4.78
91102	0.000	0.000	98.920	-3.49
9352	0.000	0.000	33.117	-3.49
9102	0.000	0.000	9.320	-4.79
1010	2.990	1.860	9.236	-5.03
11110	0.000	0.000	98.458	-4.73
1135	0.000	0.000	32.962	-4.73
1110	6.840	3.310	9.399	-4.68
1210	3.100	1.750	9.405	-4.55
1310	3.200	1.550	9.456	-4.64
141101	0.000	0.000	101.012	-2.33
14351	0.000	0.000	33.798	-2.32
14352	0.000	0.000	33.798	-2.32
141102	0.000	0.000	100.694	-2.64
14102	5.020	2.710	9.620	-2.61
14101	0.000	0.000	9.620	-2.61
501	7.920	4.490	101.543	-1.44
502	18.030	9.230	101.452	-1.50
503	-7.030	-3.410	102.008	-1.21

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	41101	9.092	5.757	9.083	5.377	0.009	0.379	0.060	2.060
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.094	5.758	9.085	5.377	0.009	0.379	0.060	2.060
41102	4102	9.096	5.353	9.087	5.118	0.009	0.234	0.060	1.298
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.630	0.001
41101	4101	9.072	5.401	9.063	5.166	0.009	0.234	0.060	1.308
3	31101	3.957	2.078	3.952	1.911	0.005	0.166	0.025	1.932
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.959	2.073	3.954	1.906	0.005	0.166	0.025	1.927
31102	3102	3.955	1.902	3.950	1.902	0.005	0.000	0.025	0.103
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.258	0.000
31101	3101	3.950	1.915	3.945	1.915	0.005	0.000	0.025	0.103
300	202	25.192	14.730	25.095	14.515	0.097	0.214	0.160	0.693
202	3	-4.509	-3.431	-4.509	-3.431	0.000	0.000	-0.031	-0.001
3	201	-12.471	-7.883	-12.471	-7.883	0.000	0.000	-0.082	-0.000
201	300	-24.840	-14.360	-24.936	-14.573	0.095	0.212	-0.159	-0.691
201	2	12.369	7.284	12.223	6.961	0.145	0.321	0.079	2.108
2	14	-4.000	-1.125	-4.007	-1.134	0.007	0.010	-0.023	-0.226
14	208	-9.076	-3.797	-9.124	-3.866	0.047	0.068	-0.055	-0.738
208	200	-9.124	-3.520	-9.136	-3.538	0.013	0.018	-0.055	-0.195
200	207	16.407	8.458	16.380	8.409	0.027	0.049	0.103	0.261

207	12	13.153	6.809	13.138	6.782	0.014	0.026	0.083	0.174
12	206	10.012	5.079	9.953	4.971	0.059	0.107	0.063	0.935
206	11	9.953	5.341	9.945	5.329	0.008	0.012	0.064	0.118
11	205	3.055	1.752	3.046	1.739	0.009	0.013	0.020	0.412
205	9	0.030	0.093	0.030	0.093	0.000	0.000	0.001	0.005
9	8	-5.471	-3.246	-5.490	-3.273	0.018	0.027	-0.036	-0.477
8	204	-19.263	-9.970	-19.380	-10.231	0.117	0.260	-0.123	-1.073
204	7	-19.380	-9.964	-19.413	-10.011	0.032	0.047	-0.122	-0.238
7	203	-24.597	-13.803	-24.651	-13.881	0.054	0.078	-0.157	-0.313
203	300	-24.651	-13.602	-24.851	-14.046	0.199	0.442	-0.157	-1.442
8	501	10.321	4.905	10.300	4.843	0.022	0.061	0.065	0.421
501	502	2.385	0.778	2.383	0.774	0.001	0.003	0.014	0.094
502	503	-15.635	-8.060	-15.679	-8.184	0.044	0.124	-0.100	-0.568
503	2	-8.654	-4.496	-8.663	-4.522	0.009	0.026	-0.055	-0.215
9	91101	2.734	1.776	2.729	1.629	0.005	0.146	0.019	2.718
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.734	1.776	2.729	1.629	0.005	0.146	0.019	2.719
91102	9102	2.730	1.627	2.724	1.542	0.005	0.085	0.019	1.638
9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.194	0.000
91101	9101	2.728	1.631	2.723	1.546	0.005	0.085	0.019	1.641
200	209	-25.543	-11.632	-25.787	-12.078	0.243	0.444	-0.156	-1.512
209	100	-25.787	-11.821	-25.808	-11.859	0.021	0.038	-0.156	-0.128
14	141101	1.725	0.985	1.723	0.931	0.002	0.053	0.011	1.497
141101	14351	1.095	0.438	1.094	0.438	0.001	0.000	0.007	0.056
14351	14352	1.094	0.438	1.094	0.438	0.000	0.000	0.020	0.000
141102	14352	-1.094	-0.430	-1.094	-0.438	0.000	0.007	-0.007	-0.285
14	141102	3.306	1.916	3.302	1.789	0.004	0.126	0.021	1.839
141102	14102	4.396	2.220	4.389	2.220	0.006	0.000	0.028	0.116
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.048	-0.000
141101	14101	0.628	0.494	0.628	0.489	0.000	0.005	0.005	0.457
11101	1101	4.583	2.111	4.576	2.111	0.007	0.000	0.029	0.121
1101	1102	-2.149	-1.337	-2.150	-1.337	0.000	0.000	-0.151	-0.000
11102	1102	2.150	1.358	2.150	1.337	0.001	0.022	0.014	0.520
11102	1352	1.490	0.585	1.490	0.585	0.000	0.000	0.009	0.021
1352	1351	1.490	0.585	1.490	0.585	0.000	0.000	0.027	0.000
11101	1351	-1.489	-0.572	-1.490	-0.585	0.001	0.013	-0.009	-0.380
1	11101	3.097	1.646	3.094	1.540	0.003	0.106	0.020	1.595
1	11102	3.643	2.036	3.641	1.943	0.002	0.092	0.024	1.194
2	1	-6.431	-4.315	-6.436	-4.327	0.005	0.011	-0.044	-0.141
1	100	-13.223	-7.445	-13.422	-7.885	0.198	0.438	-0.085	-2.659
21102	2102	4.424	3.016	4.422	2.955	0.002	0.061	0.031	0.721
2102	2101	4.422	2.955	4.421	2.955	0.000	0.000	0.321	0.000
21101	2101	9.477	4.910	9.460	4.910	0.017	0.000	0.061	0.141
21101	2271	-3.000	-1.338	-3.001	-1.375	0.002	0.037	-0.019	-0.560
2271	2272	-3.001	-1.375	-3.001	-1.375	0.000	0.000	-0.079	-0.000
21102	2272	3.002	1.375	3.001	1.375	0.001	0.000	0.019	0.024
2	21102	7.432	4.646	7.426	4.391	0.006	0.254	0.049	1.687
2	21101	6.486	3.876	6.478	3.572	0.008	0.302	0.043	2.271
13	1310	3.217	1.834	3.198	1.549	0.019	0.284	0.021	4.476
10	1010	3.008	2.152	2.988	1.859	0.019	0.292	0.021	5.255
11	11110	6.868	3.851	6.852	3.308	0.016	0.541	0.045	3.749
11110	1135	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11110	1110	6.852	3.308	6.836	3.308	0.016	0.000	0.045	0.181
12	1210	3.117	2.038	3.098	1.749	0.019	0.288	0.021	4.902
207	13	3.227	1.799	3.226	1.796	0.002	0.003	0.021	0.086
5	510	4.829	2.736	4.807	2.329	0.022	0.405	0.031	4.173
7	7110	5.167	3.772	5.147	3.226	0.020	0.544	0.036	5.542
205	10	3.016	2.196	3.016	2.196	0.000	0.000	0.021	0.012
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7110	710	5.147	3.226	5.127	2.908	0.020	0.316	0.036	3.332
8	810	3.443	2.403	3.418	2.029	0.025	0.372	0.024	5.841
202	4	29.604	18.252	29.367	17.726	0.237	0.525	0.192	1.440

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 121.456 МВт / 655.860 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 118.790 МВт / 641.466 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.974 МВт / 5.255 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.974 МВт / 5.255 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.367 МВт / 1.984 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.383 МВт / 1.020 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.751 МВт / 3.004 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.724 МВт / 8.259 млн.кВт*г (1.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-75.105	-44.587	100.000	0.00
202		0.000	0.000	99.263	-0.30
4	Коз. тяга	0.000	0.000	97.743	-0.89
5	Глухівці	0.000	0.000	97.382	-1.05
6	З-д прогрес	0.000	0.000	96.914	-1.24
3	Сигнал	0.000	0.000	99.265	-0.30
201		0.000	0.000	99.265	-0.30
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	97.032	-1.21
1	Калинівка	0.000	0.000	97.181	-1.16
100	Вінницький енерговузол	-39.321	-20.512	100.000	0.00
203		0.000	0.000	98.459	-0.64
7	Махаренці	0.000	0.000	98.127	-0.73
204		0.000	0.000	97.874	-0.81
8	Черемошне	0.000	0.000	96.743	-1.32
9	Погребище	0.000	0.000	96.235	-1.45
205		0.000	0.000	96.238	-1.45
10	Плисків	0.000	0.000	96.226	-1.46
11	Липовець	0.000	0.000	96.672	-1.33
206		0.000	0.000	96.797	-1.29
12	Степанівка	0.000	0.000	97.787	-0.90
207		0.000	0.000	97.971	-0.83
13	Оленівка	0.000	0.000	97.881	-0.87
200		0.000	0.000	98.249	-0.73
209		0.000	0.000	99.862	-0.06
208		0.000	0.000	98.043	-0.81
14	Турбів	0.000	0.000	97.268	-1.09
11101		0.000	0.000	95.584	-2.87
1351		0.000	0.000	32.123	-2.38
1101		6.730	3.450	9.130	-2.83
11102		0.000	0.000	95.974	-2.38
1352		0.000	0.000	32.123	-2.38
1102		0.000	0.000	9.130	-2.83
21101		0.000	0.000	94.760	-3.42
2271		0.000	0.000	22.788	-2.78
2101		13.890	7.870	9.049	-3.37
21102		0.000	0.000	95.327	-2.78
2272		0.000	0.000	22.788	-2.78
2102		0.000	0.000	9.049	-3.37
31101		0.000	0.000	97.300	-2.40
3351		0.000	0.000	32.575	-2.40
3101		7.900	3.820	9.296	-2.37
31102		0.000	0.000	97.305	-2.40
3102		0.000	0.000	9.296	-2.37
3352		0.000	0.000	32.575	-2.40
41101		0.000	0.000	95.647	-2.80
4271		0.000	0.000	22.871	-2.80
4101		18.160	10.290	9.026	-4.01

41102	0.000	0.000	95.647	-2.80
4272	0.000	0.000	22.871	-2.80
4102	0.000	0.000	9.027	-4.01
510	4.810	2.330	8.921	-5.15
610	6.200	3.340	8.929	-4.56
7110	0.000	0.000	92.501	-5.25
735	0.000	0.000	30.968	-5.25
710	5.130	2.910	8.550	-8.08
810	3.420	2.030	8.699	-6.04
91101	0.000	0.000	93.500	-3.87
9351	0.000	0.000	31.302	-3.87
9101	5.450	3.090	8.792	-5.32
91102	0.000	0.000	93.500	-3.87
9352	0.000	0.000	31.302	-3.87
9102	0.000	0.000	8.792	-5.32
1010	2.990	1.860	8.703	-5.59
11110	0.000	0.000	93.010	-5.25
1135	0.000	0.000	31.138	-5.25
1110	6.840	3.310	8.877	-5.19
1210	3.100	1.750	8.885	-5.06
1310	3.200	1.550	8.938	-5.15
141101	0.000	0.000	95.754	-2.57
14351	0.000	0.000	32.037	-2.56
14352	0.000	0.000	32.037	-2.56
141102	0.000	0.000	95.418	-2.92
14102	5.020	2.710	9.115	-2.88
14101	0.000	0.000	9.115	-2.88
501	7.920	4.490	96.308	-1.58
502	18.030	9.230	96.216	-1.65
503	-7.030	-3.410	96.806	-1.33

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	41101	9.095	5.828	9.084	5.404	0.010	0.423	0.064	2.198
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.096	5.829	9.086	5.405	0.010	0.423	0.064	2.198
41102	4102	9.097	5.380	9.087	5.118	0.010	0.262	0.064	1.384
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.666	0.001
41101	4101	9.073	5.428	9.063	5.166	0.010	0.262	0.064	1.395
3	31101	3.958	2.096	3.952	1.911	0.006	0.184	0.026	2.048
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.960	2.091	3.954	1.906	0.006	0.184	0.026	2.044
31102	3102	3.956	1.902	3.950	1.902	0.005	0.000	0.026	0.108
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.272	0.000
31101	3101	3.951	1.915	3.945	1.915	0.006	0.000	0.026	0.108
300	202	25.226	15.096	25.118	14.855	0.108	0.240	0.169	0.738
202	3	-4.520	-3.474	-4.520	-3.474	0.000	0.000	-0.033	-0.001
3	201	-12.479	-7.935	-12.479	-7.935	0.000	0.000	-0.086	-0.001
201	300	-24.862	-14.697	-24.970	-14.935	0.107	0.237	-0.168	-0.736
201	2	12.383	7.493	12.220	7.131	0.163	0.361	0.084	2.253
2	14	-4.010	-1.137	-4.017	-1.148	0.007	0.011	-0.025	-0.239
14	208	-9.085	-3.857	-9.138	-3.933	0.053	0.076	-0.058	-0.783
208	200	-9.138	-3.621	-9.152	-3.641	0.014	0.020	-0.058	-0.208
200	207	16.429	8.776	16.399	8.721	0.030	0.055	0.109	0.280
207	12	13.170	7.064	13.154	7.034	0.016	0.029	0.088	0.186
12	206	10.026	5.263	9.960	5.142	0.066	0.121	0.067	1.003
206	11	9.960	5.475	9.951	5.461	0.009	0.013	0.068	0.126
11	205	3.059	1.791	3.049	1.777	0.010	0.014	0.021	0.439
205	9	0.031	0.042	0.031	0.042	0.000	0.000	0.000	0.003
9	8	-5.470	-3.375	-5.491	-3.406	0.021	0.030	-0.038	-0.513
8	204	-19.267	-10.213	-19.399	-10.506	0.132	0.292	-0.130	-1.147
204	7	-19.399	-10.265	-19.435	-10.317	0.036	0.052	-0.129	-0.254
7	203	-24.623	-14.222	-24.684	-14.310	0.060	0.087	-0.167	-0.334
203	300	-24.684	-14.058	-24.909	-14.557	0.224	0.497	-0.166	-1.547
8	501	10.323	4.907	10.298	4.838	0.024	0.068	0.068	0.445
501	502	2.383	0.730	2.382	0.726	0.001	0.004	0.015	0.096
502	503	-15.637	-8.147	-15.686	-8.286	0.049	0.138	-0.106	-0.604
503	2	-8.660	-4.626	-8.671	-4.655	0.010	0.029	-0.058	-0.231
9	91101	2.736	1.805	2.729	1.640	0.006	0.164	0.020	2.918
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000

9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.736	1.805	2.730	1.640	0.006	0.164	0.020	2.918
91102	9102	2.730	1.638	2.724	1.542	0.006	0.096	0.020	1.757
9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.205	0.000
91101	9101	2.729	1.642	2.723	1.546	0.006	0.096	0.020	1.760
200	209	-25.581	-12.089	-25.855	-12.590	0.273	0.500	-0.166	-1.621
209	100	-25.855	-12.357	-25.879	-12.400	0.023	0.043	-0.165	-0.138
14	141101	1.725	0.992	1.723	0.933	0.002	0.059	0.012	1.592
141101	14351	1.095	0.438	1.095	0.438	0.001	0.000	0.007	0.059
14351	14352	1.095	0.438	1.095	0.438	0.000	0.000	0.021	0.000
141102	14352	-1.094	-0.430	-1.095	-0.438	0.000	0.008	-0.007	-0.304
14	141102	3.307	1.930	3.302	1.789	0.004	0.140	0.023	1.956
141102	14102	4.397	2.220	4.389	2.220	0.007	0.000	0.030	0.122
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.050	-0.000
141101	14101	0.628	0.494	0.628	0.489	0.000	0.006	0.005	0.484
11101	1101	4.584	2.111	4.576	2.111	0.008	0.000	0.030	0.127
1101	1102	-2.149	-1.337	-2.150	-1.337	0.000	0.000	-0.160	-0.000
11102	1102	2.151	1.361	2.150	1.337	0.001	0.024	0.015	0.552
11102	1352	1.491	0.587	1.490	0.587	0.000	0.000	0.010	0.023
1352	1351	1.490	0.587	1.490	0.587	0.000	0.000	0.029	0.000
11101	1351	-1.490	-0.572	-1.490	-0.587	0.001	0.015	-0.010	-0.404
1	11101	3.098	1.659	3.094	1.540	0.004	0.118	0.021	1.696
1	11102	3.644	2.050	3.641	1.947	0.003	0.102	0.025	1.269
2	1	-6.429	-4.406	-6.435	-4.419	0.006	0.013	-0.046	-0.150
1	100	-13.220	-7.619	-13.442	-8.113	0.222	0.492	-0.090	-2.839
21102	2102	4.424	3.023	4.422	2.955	0.003	0.068	0.032	0.767
2102	2101	4.422	2.955	4.421	2.955	0.000	0.000	0.339	0.000
21101	2101	9.479	4.910	9.460	4.910	0.019	0.000	0.065	0.149
21101	2271	-3.000	-1.338	-3.002	-1.379	0.002	0.041	-0.020	-0.597
2271	2272	-3.002	-1.379	-3.002	-1.379	0.000	0.000	-0.084	-0.000
21102	2272	3.003	1.379	3.002	1.379	0.001	0.000	0.020	0.025
2	21102	7.434	4.687	7.427	4.402	0.007	0.284	0.052	1.796
2	21101	6.489	3.911	6.479	3.572	0.009	0.337	0.045	2.419
13	1310	3.219	1.868	3.198	1.549	0.021	0.318	0.022	4.796
10	1010	3.010	2.189	2.988	1.859	0.022	0.329	0.022	5.641
11	11110	6.872	3.917	6.854	3.308	0.018	0.607	0.047	4.026
11110	1135	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11110	1110	6.854	3.308	6.836	3.308	0.018	0.000	0.047	0.190
12	1210	3.120	2.072	3.098	1.749	0.021	0.322	0.022	5.248
207	13	3.229	1.837	3.227	1.834	0.002	0.004	0.022	0.091
5	510	4.832	2.784	4.807	2.329	0.025	0.454	0.033	4.475
7	7110	5.173	3.886	5.150	3.268	0.023	0.616	0.038	6.006
205	10	3.018	2.229	3.018	2.228	0.000	0.000	0.022	0.012
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7110	710	5.150	3.268	5.127	2.908	0.023	0.358	0.038	3.607
8	810	3.446	2.450	3.418	2.029	0.028	0.420	0.025	6.279
202	4	29.637	18.607	29.372	18.018	0.264	0.586	0.203	1.531
6	610	6.221	3.831	6.196	3.338	0.025	0.492	0.043	3.832
4	5	11.120	6.262	11.096	6.209	0.024	0.053	0.075	0.365
5	6	6.253	3.712	6.235	3.674	0.017	0.039	0.043	0.474

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ 2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 121.686 МВт / 657.102 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 118.790 МВт / 641.466 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.200 МВт / 5.857 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.200 МВт / 5.857 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.449 МВт / 2.423 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.310 МВт / 0.825 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.759 МВт / 3.248 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.959 МВт / 9.106 млн.кВт*г (1.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-83.988	-48.367	110.000	0.00
202		0.000	0.000	109.386	-0.23
4	Коз. тяга	0.000	0.000	108.035	-0.73
5	Глухівці	0.000	0.000	107.718	-0.86
6	З-д прогрес	0.000	0.000	107.304	-1.02
3	Сигнал	0.000	0.000	109.388	-0.23
201		0.000	0.000	109.388	-0.23
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.877	-0.82
1	Калинівка	0.000	0.000	107.965	-0.80
100	Вінницький енерговузол	-37.698	-18.378	110.000	0.00
203		0.000	0.000	107.938	-0.78
7	Махаренці	0.000	0.000	107.494	-0.90
204		0.000	0.000	107.121	-1.00
8	Черемошне	0.000	0.000	105.453	-1.68
9	Погребище	0.000	0.000	105.330	-1.68
205		0.000	0.000	105.551	-1.62
10	Плисків	0.000	0.000	105.540	-1.62
11	Липовець	0.000	0.000	106.456	-1.35
206		0.000	0.000	106.614	-1.30
12	Степанівка	0.000	0.000	107.870	-0.82
207		0.000	0.000	108.086	-0.74
13	Оленівка	0.000	0.000	108.006	-0.77
200		0.000	0.000	108.396	-0.63
209		0.000	0.000	109.874	-0.05
208		0.000	0.000	108.289	-0.67
14	Турбів	0.000	0.000	107.873	-0.81
11101		0.000	0.000	106.540	-2.18
1351		0.000	0.000	35.778	-1.78
1101		6.730	3.450	10.179	-2.15
11102		0.000	0.000	106.890	-1.79
1352		0.000	0.000	35.778	-1.78
1102		0.000	0.000	10.179	-2.15
21101		0.000	0.000	105.856	-2.60
2271		0.000	0.000	25.428	-2.09
2101		13.890	7.870	10.112	-2.56
21102		0.000	0.000	106.362	-2.09
2272		0.000	0.000	25.428	-2.09
2102		0.000	0.000	10.112	-2.57
31101		0.000	0.000	107.623	-1.96
3351		0.000	0.000	36.031	-1.96
3101		7.900	3.820	10.284	-1.93
31102		0.000	0.000	107.627	-1.96
3102		0.000	0.000	10.285	-1.93
3352		0.000	0.000	36.031	-1.96
41101		0.000	0.000	106.173	-2.28
4271		0.000	0.000	25.388	-2.28
4101		18.160	10.290	10.046	-3.26
41102		0.000	0.000	106.173	-2.28
4272		0.000	0.000	25.388	-2.28

4102	0.000	0.000	10.047	-3.26
510	4.810	2.330	9.954	-4.18
610	6.200	3.340	9.961	-3.70
7110	0.000	0.000	102.569	-4.61
735	0.000	0.000	34.338	-4.61
710	5.130	2.910	9.546	-6.90
810	3.420	2.030	9.588	-5.60
91101	0.000	0.000	102.881	-3.69
9351	0.000	0.000	34.443	-3.69
9101	5.450	3.090	9.704	-4.88
91102	0.000	0.000	102.881	-3.69
9352	0.000	0.000	34.443	-3.69
9102	0.000	0.000	9.704	-4.88
1010	2.990	1.860	9.647	-5.02
11110	0.000	0.000	103.193	-4.55
1135	0.000	0.000	34.547	-4.55
1110	6.840	3.310	9.853	-4.50
1210	3.100	1.750	9.901	-4.20
1310	3.200	1.550	9.954	-4.25
141101	0.000	0.000	106.521	-2.01
14351	0.000	0.000	35.643	-1.99
14352	0.000	0.000	35.643	-1.99
141102	0.000	0.000	106.220	-2.29
14102	5.020	2.710	10.149	-2.25
14101	0.000	0.000	10.149	-2.26
501	7.920	4.490	104.391	-2.22
502	18.030	9.230	103.542	-2.67

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	41101	9.091	5.696	9.082	5.354	0.008	0.341	0.057	1.938
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.092	5.697	9.084	5.354	0.008	0.341	0.057	1.938
41102	4102	9.095	5.330	9.087	5.118	0.008	0.211	0.057	1.221
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.598	0.001
41101	4101	9.071	5.378	9.063	5.166	0.008	0.211	0.057	1.230
3	31101	3.956	2.063	3.951	1.911	0.004	0.151	0.024	1.827
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.958	2.058	3.953	1.906	0.004	0.151	0.024	1.823
31102	3102	3.954	1.902	3.950	1.902	0.004	0.000	0.023	0.098
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.246	0.000
31101	3101	3.950	1.915	3.945	1.915	0.004	0.000	0.024	0.098
300	202	23.765	13.542	23.688	13.369	0.077	0.172	0.143	0.615
202	3	-5.891	-4.237	-5.891	-4.237	0.000	0.000	-0.038	-0.001
3	201	-13.855	-8.688	-13.855	-8.688	0.000	0.000	-0.086	-0.001
201	300	-23.431	-13.217	-23.508	-13.386	0.076	0.169	-0.142	-0.613
201	2	9.576	5.416	9.498	5.244	0.077	0.172	0.058	1.521
2	14	-0.350	0.324	-0.350	0.324	0.000	0.000	-0.003	0.004
14	208	-5.422	-2.294	-5.437	-2.316	0.015	0.022	-0.031	-0.420
208	200	-5.437	-1.935	-5.441	-1.941	0.004	0.006	-0.031	-0.108
200	207	20.939	10.407	20.900	10.335	0.039	0.071	0.124	0.312
207	12	17.673	8.787	17.650	8.744	0.023	0.042	0.105	0.218
12	206	14.525	7.102	14.414	6.899	0.110	0.202	0.086	1.272
206	11	14.414	7.303	14.399	7.280	0.015	0.022	0.087	0.160
11	205	7.509	3.777	7.463	3.710	0.046	0.067	0.046	0.917
205	9	4.448	2.130	4.441	2.120	0.007	0.010	0.027	0.225
9	8	-1.061	-1.166	-1.062	-1.168	0.001	0.002	-0.009	-0.124
8	204	-30.658	-16.520	-30.942	-17.149	0.283	0.627	-0.190	-1.697
204	7	-30.942	-16.861	-31.020	-16.974	0.078	0.113	-0.190	-0.376
7	203	-36.202	-20.689	-36.311	-20.846	0.108	0.157	-0.224	-0.447
203	300	-36.311	-20.543	-36.715	-21.439	0.402	0.892	-0.223	-2.072
9	91101	2.733	1.758	2.728	1.623	0.005	0.135	0.018	2.617
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.733	1.758	2.728	1.623	0.005	0.135	0.018	2.617
91102	9102	2.729	1.621	2.724	1.542	0.005	0.078	0.018	1.576
9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.186	0.000
91101	9101	2.728	1.625	2.723	1.546	0.005	0.078	0.018	1.579
200	209	-26.380	-11.948	-26.617	-12.379	0.235	0.430	-0.154	-1.485

209	100	-26.617	-12.097	-26.637	-12.134	0.020	0.037	-0.153	-0.126
14	141101	1.724	0.978	1.723	0.930	0.002	0.048	0.011	1.406
141101	14351	1.095	0.437	1.094	0.437	0.001	0.000	0.006	0.054
14351	14352	1.094	0.437	1.094	0.437	0.000	0.000	0.019	0.000
141102	14352	-1.094	-0.430	-1.094	-0.437	0.000	0.007	-0.006	-0.267
14	141102	3.305	1.903	3.301	1.789	0.003	0.113	0.020	1.727
141102	14102	4.395	2.220	4.389	2.220	0.006	0.000	0.027	0.110
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.045	-0.000
141101	14101	0.628	0.493	0.628	0.489	0.000	0.005	0.004	0.430
21102	2102	4.424	3.010	4.422	2.955	0.002	0.054	0.029	0.674
2102	2101	4.422	2.955	4.421	2.955	0.000	0.000	0.303	0.000
21101	2101	9.476	4.910	9.460	4.910	0.016	0.000	0.058	0.134
21101	2271	-2.999	-1.338	-3.000	-1.371	0.001	0.033	-0.018	-0.521
2271	2272	-3.000	-1.371	-3.000	-1.371	0.000	0.000	-0.075	-0.000
21102	2272	3.001	1.371	3.000	1.371	0.001	0.000	0.018	0.023
2	21102	7.430	4.609	7.425	4.381	0.005	0.227	0.047	1.575
2	21101	6.484	3.843	6.477	3.572	0.007	0.270	0.040	2.119
2	1	-4.147	-2.943	-4.149	-2.947	0.002	0.004	-0.027	-0.089
1	100	-10.941	-5.978	-11.061	-6.245	0.120	0.266	-0.067	-2.045
11101	1351	-1.489	-0.572	-1.490	-0.584	0.001	0.012	-0.009	-0.354
1351	1352	-1.490	-0.584	-1.490	-0.584	0.000	0.000	-0.026	-0.000
11102	1352	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.009	0.020
11102	1102	2.150	1.356	2.150	1.337	0.001	0.019	0.014	0.487
1102	1101	2.150	1.337	2.149	1.337	0.000	0.000	0.143	0.000
11101	1101	4.582	2.111	4.576	2.111	0.006	0.000	0.027	0.115
1	11101	3.096	1.635	3.093	1.540	0.003	0.095	0.019	1.491
1	11102	3.643	2.023	3.641	1.940	0.002	0.082	0.022	1.117
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	1210	3.115	2.009	3.098	1.749	0.017	0.259	0.020	4.619
7110	710	5.145	3.197	5.127	2.908	0.018	0.287	0.034	3.154
205	10	3.015	2.175	3.015	2.175	0.000	0.000	0.020	0.011
10	1010	3.006	2.127	2.988	1.859	0.018	0.267	0.020	5.031
11	11110	6.865	3.802	6.850	3.308	0.015	0.492	0.042	3.559
11110	1135	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11110	1110	6.850	3.308	6.836	3.308	0.015	0.000	0.042	0.173
207	13	3.226	1.767	3.225	1.765	0.002	0.003	0.020	0.081
13	1310	3.215	1.806	3.198	1.549	0.017	0.256	0.020	4.209
8	810	3.441	2.375	3.418	2.029	0.023	0.345	0.023	5.645
5	6	6.247	3.572	6.233	3.541	0.014	0.031	0.039	0.418
8	501	26.146	13.630	26.010	13.246	0.136	0.382	0.161	1.096
501	502	18.095	9.204	18.019	8.989	0.076	0.214	0.112	0.882
202	4	29.578	17.944	29.365	17.470	0.213	0.472	0.182	1.359
6	610	6.216	3.735	6.196	3.338	0.020	0.395	0.039	3.363
4	5	11.107	5.957	11.088	5.915	0.019	0.042	0.067	0.321
5	510	4.827	2.695	4.807	2.329	0.020	0.365	0.030	3.910
7	7110	5.164	3.693	5.145	3.197	0.018	0.494	0.034	5.245

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ 3 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 121.063 МВт / 653.741 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 118.790 МВт / 641.466 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.578 МВт / 4.200 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.578 МВт / 4.200 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.449 МВт / 2.426 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.307 МВт / 0.818 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.757 МВт / 3.245 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.334 МВт / 7.445 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-74.878	-42.223	110.000	0.00
202		0.000	0.000	109.348	-0.25
4	Коз. тяга	0.000	0.000	107.997	-0.74
5	Глухівці	0.000	0.000	107.679	-0.87
6	З-д прогрес	0.000	0.000	107.266	-1.03
3	Сигнал	0.000	0.000	109.350	-0.25
201		0.000	0.000	109.350	-0.25
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.386	-1.01
1	Калинівка	0.000	0.000	107.517	-0.97
100	Вінницький енерговузол	-39.155	-19.024	110.000	0.00
203		0.000	0.000	108.655	-0.54
7	Махаренці	0.000	0.000	108.362	-0.61
204		0.000	0.000	108.139	-0.68
8	Черемошне	0.000	0.000	107.144	-1.10
9	Погребище	0.000	0.000	106.701	-1.22
205		0.000	0.000	106.708	-1.22
10	Плисків	0.000	0.000	106.697	-1.22
11	Липовець	0.000	0.000	107.092	-1.12
206		0.000	0.000	107.203	-1.09
12	Степанівка	0.000	0.000	108.068	-0.76
207		0.000	0.000	108.229	-0.70
13	Оленівка	0.000	0.000	108.149	-0.73
200		0.000	0.000	108.472	-0.61
209		0.000	0.000	109.880	-0.05
208		0.000	0.000	108.289	-0.68
14	Турбів	0.000	0.000	107.597	-0.92
11101		0.000	0.000	106.086	-2.36
1351		0.000	0.000	35.626	-1.96
1101		6.730	3.450	10.136	-2.33
11102		0.000	0.000	106.437	-1.96
1352		0.000	0.000	35.626	-1.96
1102		0.000	0.000	10.136	-2.33
21101		0.000	0.000	105.355	-2.81
2271		0.000	0.000	25.308	-2.29
2101		13.890	7.870	10.064	-2.77
21102		0.000	0.000	105.864	-2.29
2272		0.000	0.000	25.309	-2.29
2102		0.000	0.000	10.064	-2.77
31101		0.000	0.000	107.584	-1.97
3351		0.000	0.000	36.018	-1.97
3101		7.900	3.820	10.281	-1.95
31102		0.000	0.000	107.588	-1.97
3102		0.000	0.000	10.281	-1.95
3352		0.000	0.000	36.018	-1.97
41101		0.000	0.000	106.134	-2.30
4271		0.000	0.000	25.379	-2.30
4101		18.160	10.290	10.042	-3.28
41102		0.000	0.000	106.134	-2.30
4272		0.000	0.000	25.379	-2.30

4102	0.000	0.000	10.043	-3.28
510	4.810	2.330	9.951	-4.20
610	6.200	3.340	9.957	-3.72
7110	0.000	0.000	103.491	-4.27
735	0.000	0.000	34.647	-4.27
710	5.130	2.910	9.637	-6.52
810	3.420	2.030	9.759	-4.90
91101	0.000	0.000	104.290	-3.17
9351	0.000	0.000	34.915	-3.17
9101	5.450	3.090	9.841	-4.33
91102	0.000	0.000	104.290	-3.17
9352	0.000	0.000	34.915	-3.17
9102	0.000	0.000	9.841	-4.33
1010	2.990	1.860	9.763	-4.55
11110	0.000	0.000	103.852	-4.28
1135	0.000	0.000	34.768	-4.28
1110	6.840	3.310	9.916	-4.24
1210	3.100	1.750	9.921	-4.12
1310	3.200	1.550	9.969	-4.20
141101	0.000	0.000	106.242	-2.12
14351	0.000	0.000	35.550	-2.11
14352	0.000	0.000	35.550	-2.11
141102	0.000	0.000	105.939	-2.40
14102	5.020	2.710	10.122	-2.37
14101	0.000	0.000	10.122	-2.37
501	7.920	4.490	106.752	-1.32
502	18.030	9.230	106.663	-1.38
503	-7.030	-3.410	107.189	-1.11

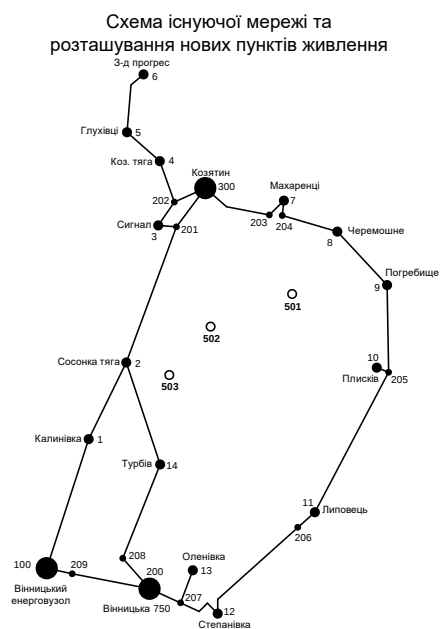
ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
4	41101	9.091	5.697	9.082	5.354	0.008	0.341	0.057	1.939
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.092	5.697	9.084	5.354	0.008	0.341	0.057	1.939
41102	4102	9.095	5.330	9.087	5.118	0.008	0.211	0.057	1.222
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.599	0.001
41101	4101	9.071	5.378	9.063	5.166	0.008	0.211	0.057	1.231
3	31101	3.956	2.063	3.951	1.911	0.004	0.151	0.024	1.828
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.958	2.058	3.953	1.906	0.004	0.151	0.024	1.824
31102	3102	3.954	1.902	3.950	1.902	0.004	0.000	0.024	0.098
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.246	0.000
31101	3101	3.950	1.915	3.945	1.915	0.004	0.000	0.024	0.098
300	202	25.166	14.400	25.078	14.206	0.087	0.193	0.152	0.653
202	3	-4.500	-3.402	-4.500	-3.402	0.000	0.000	-0.030	-0.001
3	201	-12.465	-7.854	-12.465	-7.854	0.000	0.000	-0.078	-0.000
201	300	-24.824	-14.054	-24.910	-14.246	0.086	0.190	-0.150	-0.651
201	2	12.359	7.088	12.228	6.798	0.130	0.288	0.075	1.979
2	14	-3.991	-1.113	-3.997	-1.121	0.006	0.009	-0.022	-0.213
14	208	-9.069	-3.741	-9.112	-3.803	0.043	0.062	-0.053	-0.698
208	200	-9.112	-3.422	-9.123	-3.438	0.011	0.016	-0.052	-0.184
200	207	16.389	8.162	16.365	8.118	0.024	0.044	0.097	0.244
207	12	13.139	6.571	13.126	6.548	0.013	0.023	0.078	0.163
12	206	10.001	4.908	9.948	4.812	0.052	0.096	0.059	0.875
206	11	9.948	5.220	9.941	5.209	0.007	0.011	0.060	0.111
11	205	3.051	1.716	3.044	1.705	0.008	0.011	0.019	0.388
205	9	0.028	0.143	0.028	0.143	0.000	0.000	0.001	0.007
9	8	-5.474	-3.126	-5.490	-3.150	0.016	0.024	-0.034	-0.446
8	204	-19.260	-9.736	-19.366	-9.970	0.105	0.233	-0.116	-1.008
204	7	-19.366	-9.676	-19.395	-9.718	0.029	0.042	-0.115	-0.224
7	203	-24.576	-13.418	-24.624	-13.488	0.048	0.069	-0.149	-0.295
203	300	-24.624	-13.181	-24.803	-13.577	0.178	0.395	-0.148	-1.350
8	501	10.320	4.897	10.300	4.841	0.020	0.056	0.061	0.400
501	502	2.385	0.820	2.384	0.817	0.001	0.003	0.014	0.091
502	503	-15.634	-7.976	-15.674	-8.088	0.040	0.112	-0.095	-0.536
503	2	-8.648	-4.371	-8.657	-4.394	0.008	0.023	-0.052	-0.201
9	91101	2.733	1.752	2.728	1.621	0.005	0.131	0.018	2.547
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000

ДОДАТОК Г

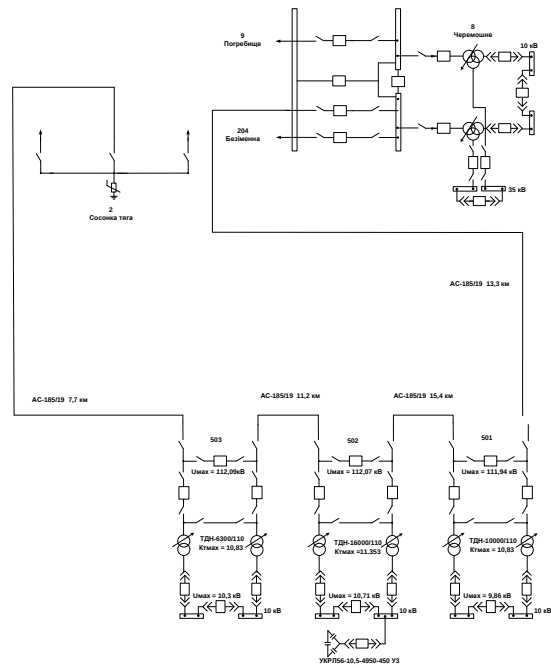
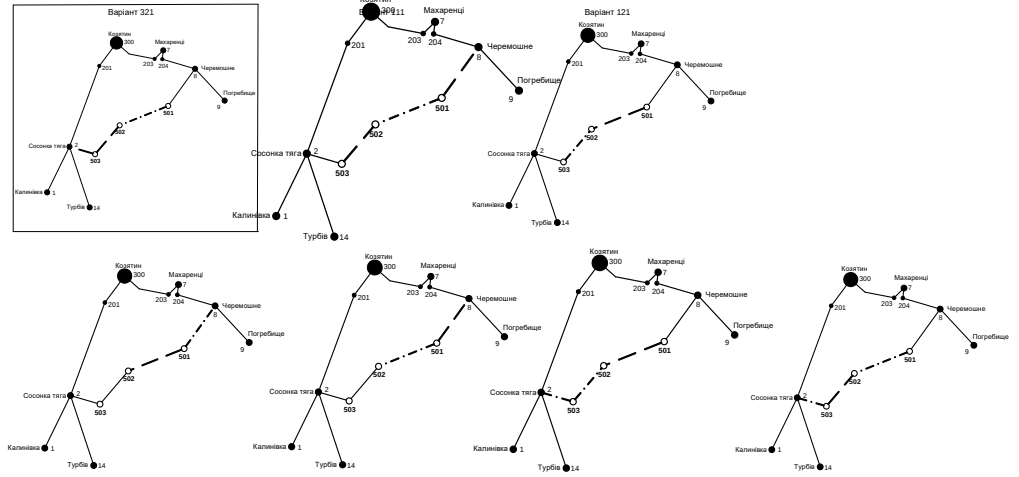
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

«Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства
«Вінницяобленерго» з дослідженням захисту розподільних мереж від внутрішніх
перенапруг»



Посадженість будівництва	
—	ЛЕТП має будуватися на першому році
- - - -	ЛЕТП має будуватися на другому році
—	ЛЕТП має будуватися на третьому році

Варіанти розвитку існуючої мережі



Класифікація перенапруг в ЛЕП

Перенапруги								
Зовнішні			Внутрішні					
Грозові			Комутаційні				Квазістаціонарні та стаціонарні	
ПУБ	Індуковані	Прокід хвилі з лінії	Дугові (КЗ)	Вимкнення трансформатора	АПВ ліній	Вимкнення ліній або трансформатора	Параметричний резонанс	Ферорезонанс
								Резонанс

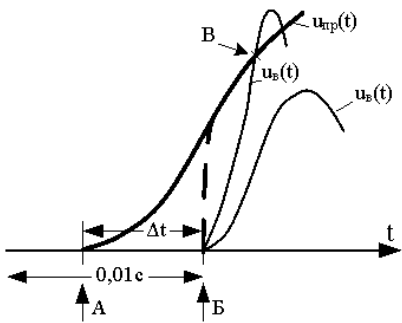
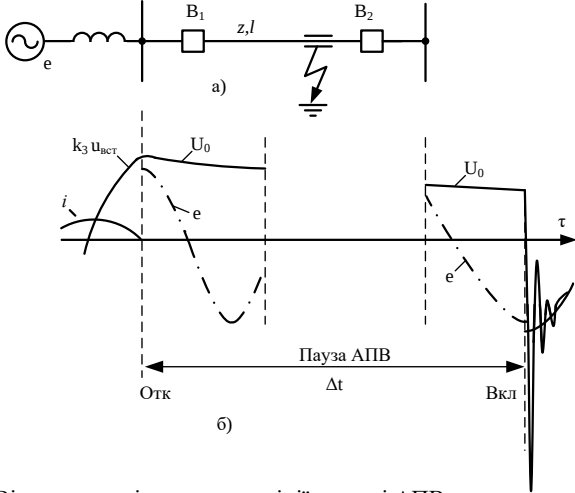


Рисунок 3.6 – Криві відновлювальної напруги u_r та відновлювальної ізоляції $u_{из}$ для вимикача лінії під час інтервалу Δt між початком розходження контактів та гасінням дуги. A – момент розходження контактів; B – момент гасіння дуги; B – повторне запалення.



Відключення і включення лінії в циклі АПВ.

а – схема мережі; б – крива напруги на вимикачі з боку живлення і лінії.

Основні техніко-економічні показники розвинутої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	67,5
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	359 100
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	214 459,344
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	3,6
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,33
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,14
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	653,74
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	7,44