

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням блискавкозахисту підстанції»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-21мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи і
мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Поліщук А.В.
 (прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Собчук Н. В.
 (прізвище та ініціали)

« 01 » 06 2023 р.

Опонент: к.т.н., доцент каф. ЕССЕМ

Ваденко О.В.
 (прізвище та ініціали)

« 03 » 06 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

Комар В. О.
 (прізвище та ініціали)

« 01 » 03 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

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

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




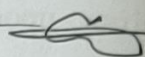
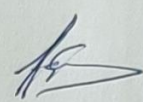
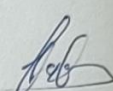
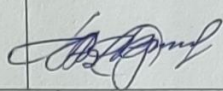
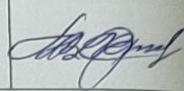
20.03 2023 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Поліщук Аллі Володимирівні
 (прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням блискавкозахисту підстанції»
 керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Собчук Н. В.
 затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2023 року № 68
2. Строк подання студентом роботи 31 травня 2023 року
3. Вихідні дані до роботи: Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення дорівнюють за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 85 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Обмеження на введення ЛЕП складає 25 км за рік.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Електротехнічна частина 2. Визначення повних витрат на розвиток електричної мережі. 3. Пристрої грозозахисту електричної мережі. 5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 6. Техніко-економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Варіанти розвитку схеми електричної мережі 2. Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності 3. Пристрої грозозахисту в електричній мережі. 4. Схема електричних з'єднань спроектованої мережі.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 15 березня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

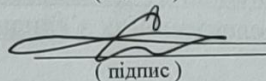
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Пр міт
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	12.03.23	13.03.23	б
2	Електротехнічна частина	20.03.23	26.03.23	б
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	27.03.23	05.04.23	б
4	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	06.04.23	20.04.23	б
5	Пристрої грозозахисту в електричній мережі	21.04.23	30.04.23	б
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.23	10.05.23	б
7	Техніко-економічна частина	11.05.23	16.05.23	б
8	Оформлення пояснювальної записки	17.05.23	25.05.23	б
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.05.23	30.05.23	б
10	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	31.05.23	01.05.23	б
11	Рецензування МКР	02.06.23	03.06.23	б
12	Захист МКР	05.06.23	-	б

Студент


(підпис)

А. В. Поліщук

Керівник роботи


(підпис)

Н. В. Собчук

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.3

Поліщук Алла Володимирівна «Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням блискавкозахисту підстанції». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2023. 100 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 16 назв; рис.: 27; табл. 14.

У магістерській кваліфікаційній роботі було розроблено проект оптимального розвитку електричної мережі, включаючи економічну оцінку. Був проведений аналіз результатів розрахунків режимів роботи існуючої мережі, а також розроблена оптимальна схема розвитку з урахуванням надійності та економічності. Ефективність пристроїв грозозахисту була досліджена, забезпечуючи всі необхідні показники електричної енергії у всіх режимах роботи. У розділі, присвяченому охороні праці, були запропоновані заходи та засоби для забезпечення безпечних умов праці персоналу на підстанції.

Ключові слова: оптимальний розвиток електричної мережі, економічні показники, аналіз результатів, розрахунок режимів, надійність електропостачання, ефективність, пристрої блискавкозахисту.

ANOTATION

UDC 621.316.3

Polishchuk Alla Volodymyrivna "Development of a fragment of the electrical network with a study of lightning protection of the substation." Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 100 p.

In Ukrainian speech Bibliography: 16 titles; Fig.: 27; table 14.

In the master's qualification work, a project of optimal development of the electric network was developed, including an economic evaluation. An analysis of the results of calculations of the operating modes of the existing network was carried out, as well as an optimal development scheme was developed, taking into account reliability and economy. The effectiveness of lightning protection devices was investigated, providing all the necessary indicators of electrical energy in all modes of operation. In the section devoted to labor protection, measures and means were proposed to ensure safe working conditions for personnel at the substation.

Keywords: optimal development of the electric network, economic indicators, analysis of results, calculation of modes, reliability of power supply, efficiency, lightning protection devices.

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ	7
ВСТУП.....	8
1 СКЛАДЕННЯ ПРОГНОЗУ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	10
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі.....	12
2 ОТРИМАННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	14
<u>4</u>	
2.1. Визначення методу оптимальної схеми.....	144
2.2 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ЗА ДОПОМОГОЮ МЕТОДУ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	25
2.2.1. Визначення методу оптимальної послідовності будівництва мережі, яка проектується.....	25
2.2.2. Визначення оптимальної схеми електричної мережі	26
2.2.3 Приймання кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі.....	30
2.3 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та вибір перерізу проводу	33
2.4 Вибір схем розподільних підстанцій.....	36
2.5 Оцінювання надійності схем вузлової підстанції.....	40
2.6 Оцінювання балансу потужностей.....	43
2.7 Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі.....	46
2.7.1. Регулювання напруги у мережі	47
3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	51
4 Захист підстанції від прямих ударів блискавки.....	71
4.1. Комплекс засобів захисту від блискавки	71
4.2. Зовнішня блискавкозахисна система.....	71
4.3. Вибір блискавковідводів.....	77

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.	92
5.1 Постановка задач з охорони праці.....	92
5.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем і обслуговуванням захисного заземлення для установок 110 та 10кВ.	93
5.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці при виконанні робіт з ремонту і обслуговування захисного заземлення 110 та 10кВ.....	95
5.4 Розрахунок параметрів захисного заземлення сонячної електростанції 110/10кВ.....	99
5.5 Дослідження стійкості роботи обладнання сонячної електростанції 110/10кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайної ситуації.	101
5.6 Пожежна безпека.....	105
ВИСНОВКИ	109
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	111
Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень	
Додаток Б. Технічне завдання МКР	
Додаток В Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ	
Додаток Г Результати розрахунку режиму максимальних навантажень після розвитку ЕМ	
Додаток Д Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ	
Додаток Е Результати розрахунку режиму післяаварійного навантаження після розвитку ЕМ	
Додаток Є Результати розрахунку режиму максимальних навантажень після встановлення бск на споживильних підстанціях	
Додаток И Результати розрахунку поетапного розвитку ЕМ 1 рік	
Додаток К Ілюстративна частина	

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

ПЛ – повітряна лінія;

ЛЕП – лінія електропередач;

ПС – підстанція;

КЗ – коротке замикання;

РУ – розподільча установка (розподільчий пристрій);

ОПН – обмежувач перенапруг;

КРУ – комплектний розподільчий пристрій;

КРПЗ – комплектна розподільча підстанція закритого типу;

КРУН – комплектні розподільчі пристрої зовнішньої установки;

ДБН – Державні будівельні норми;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

ДСТУ – Державний стандарт України;

ГОСТ – державний стандарт;

ВСТУП

Актуальність теми. Основна мета проектування електричних мереж полягає в застосуванні новітніх наукових і технічних розробок, а також обґрунтуванні прийнятих техніко-економічних рішень, що стосуються формування енергетичних кластерів, розвитку електростанцій, електричних систем та засобів їх експлуатації та керування, з метою забезпечення оптимальної надійності постачання споживачів електричною та тепловою енергією в потрібному обсязі з мінімальними витратами.

Під час проектування електричних мереж слід розглянути найбільш оптимальну конфігурацію мережі, вибрати потрібні значення номінальної напруги для всіх ділянок мережі, визначити необхідний перетин проводів ліній для створення мережі з необхідною конфігурацією. Під час проектування також необхідно встановити потужності трансформаторів на підстанціях, скласти схему електричних з'єднань для цих підстанцій, встановити потужність джерел реактивної потужності та економічно розподілити ці джерела, а також встановити необхідні пристрої для регулювання напруги на основі розрахунків.

Використання приведених народногосподарських затрат може служити оцінкою економічності. Основна мета проектування електричних мереж полягає у визначенні умов, які дозволять мінімізувати певний функціонал з обмеженнями з урахуванням розвитку мережі.

Для вирішення задачі проектування електричних мереж можна використовувати методи нелінійного динамічного програмування та системи автоматизованого проектування, що дозволить досягти оптимальної організації процесу. При цьому важливо враховувати загальні положення щодо безпеки праці під час будівництва, монтажу пристроїв грозозахисту та проведенні ремонтних робіт під час експлуатації об'єктів.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Магістерська кваліфікаційна робота була проведена з використанням актуальних наукових досліджень, проведених на кафедрі електричних станцій та систем ВНТУ, в рамках держбюджетних тематик.

Мета і задачі дослідження. Метою даної магістерської кваліфікаційної роботи є розвинення електричної мережі 110/35/10 кВ.

Для досягнення цілі МКР було виконано такі завдання::

- Проведено розрахунки для прогнозування майбутнього навантаження на теперішніх споживачів протягом наступних 5 років;
- Перевірено необхідність заміни обладнання, зокрема, трансформаторів на більш потужні;
- Визначені оптимальні перерізи проводів.

Об'єкт дослідження МКР : мережі електричні.

Предметом дослідження є: створення плану розвитку електричної мережі відповідно до технічного завдання.

Методи дослідження. Методи динамічного програмування та поконтурної оптимізації були використані і розв'язку поставлених задач.

Практичне значення отриманих результатів. Результати магістерської кваліфікаційної роботи використовуються у ВНТУ на кафедрі «Електричні станції та системи».

Особистий внесок здобувача. Отримані результати, які входять до складу основного змісту МКР, були отримані автором під керівництвом к.т.н., доцента кафедри ЕСС Собчук Н.В.

Апробація результатів МКР. Результати доповідались на НТКС факультету електроенергетики та електромеханіки ВНТУ у 2023 році.

1 СКЛАДЕННЯ ПРОГНОЗУ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

При плануванні потужності електрогенеруючих систем необхідно враховувати надійність енергопостачання. Максимальна потужність електростанцій має перевищувати передбачувані навантаження, щоб уникнути недовідпуску електроенергії споживачам. Якщо потужності електростанцій та навантаження співпадають, будь-яке зниження потужності або збільшення навантаження може призвести до дефіциту електроенергії для споживачів. Підвищення потужності електростанцій може зменшити збитки від недовідпуску електроенергії, але вимагає додаткових витрат на будівництво та експлуатацію. Необхідний прогноз навантажень, щоб уникнути зайвих витрат.

Розглянемо вираз, який встановлює залежність максимальної потужності від часу з найменшим значенням похибки. Цей вираз дозволяє використовувати метод найменших квадратів для отримання оптимального розв'язку. Метод найменших квадратів заміняє таблично-задану функцію $P_{\max}(T)$ на аналітичний вираз $P'_{\max}(T)$:

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

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

Відповідні числові коефіцієнти a' та b' можна визначити шляхом знаходження мінімального значення виразу, що відповідає методу найменших квадратів:

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

де $P_{\max,i}$ – максимальна потужність в i -тому році, отримана після розв'язання системи рівнянь:

$$\frac{\partial \Pi}{\partial a'} = 0; \quad \frac{\partial \Pi}{\partial b'} = 0; \quad (1.3)$$

Після застосування диференціювання до вхідної функції згідно з (1.3), отримаємо остаточну систему лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' :

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (1.4)$$

Підставимо вхідні дані з табл. 1. завдання у систему (1.4) і отримаємо:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20145 \cdot b' = 952, \\ 20145 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1917843. \end{cases}$$

тоді $a' = 0,4727$, $b' = -857,1$ а регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 0,4727 \cdot T - 857,1.$$

За допомогою редактора Excel була отримана апроксимаційна функція, а також визначені коефіцієнти цієї функції, як показано на рисунку 1.1.

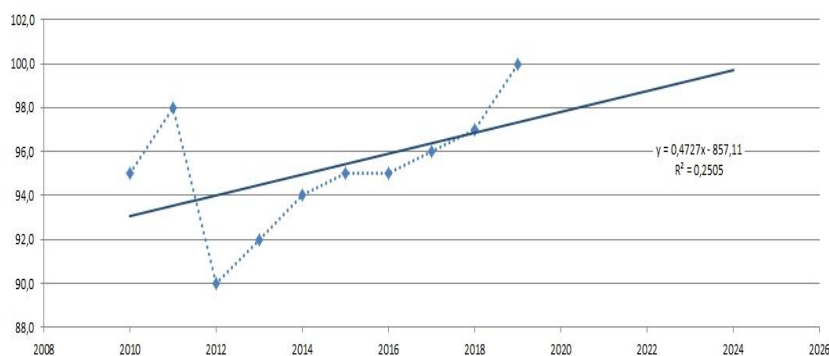


Рисунок 1.1 – Графіки таблиці заданої залежності $P_{\max}(T)$ і регресійної залежності $P'_{\max}(T)$ максимального навантаження від часу T

Дослідивши залежність (зображену на рисунку 1.1), було встановлено, що загальне навантаження з прогнозом на 2024 рік не збільшиться значно, а складе 99,6%. Тому необхідно вжити заходів для забезпечення надійності та якості електропостачання і перевірити, чи відповідають прогнозовані режими експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

Результати розрахунків максимальних навантажень в існуючій мережі (додаток А) з урахуванням прогнозу показали, що напруги в усіх вузлах відповідають встановленим обмеженням, або можуть бути до них приведені за допомогою наявних регулюючих пристроїв. Також була проведена перевірка, в результаті якої було підтверджено відповідність струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів. Це свідчить про те, що основне обладнання працює у економічних режимах або близьких до них (див. таблицю 1.1).

В районі, де розглядається розвиток електричних мереж, лінії передачі струму існуючої мережі мають достатню пропускну здатність для передачі електроенергії до нових споживачів, а також забезпечують необхідний рівень напруги у вузлах, який зазначений у таблиці 1.2

Таблиця 1.1– Струми проводів

Вітки	2-14	14-208	208-200	200-207	207-13
Марка проводу	АС-120	АС-120	АС-120	АС-150	АС-150
Допустимий струм, А	390	390	390	450	450
Розрах. струм, А	9	38	37	79	19

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	2	14	200	13
Напруга вузла,кВ	113,1	113,2	113,8	113,5

Проведено аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень, який показав, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (табл. 1.1) є незначним в порівнянні з допустимими значеннями. Це дає можливість без будь-яких змін у мережі передавати додаткову електроенергію до нових споживачів. Максимальний граф (рис. 1.2) був сформований, враховуючи місцезнаходження нових підстанцій та їх близькість до існуючої мережі. На графі показані можливі варіанти приєднання нових підстанцій. Розрахункові рівні напруги на шинах підстанцій, що знаходяться в зоні нового будівництва (табл. 1.2), свідчать про те, що всі вони можуть забезпечити приєднання додаткового навантаження по стороні ВН. Для визначення потенційних вузлів приєднання нових ЛЕП з економічних міркувань можна застосувати симплекс-метод.

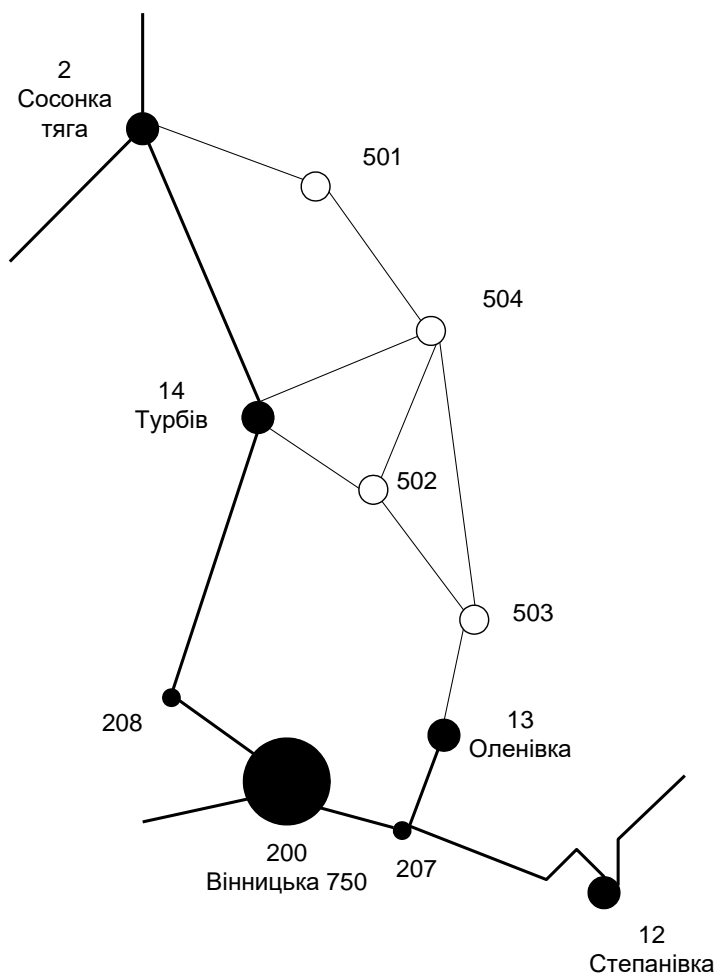


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2 ОТРИМАННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1. Визначення методу оптимальної схеми

У галузі електроенергетики, при проектуванні та розвитку енергетичних систем, важливо знайти оптимальний спосіб, який враховує технічні вимоги щодо якості електропостачання споживачів, витрат на будівництво та експлуатацію електромережі, а також забезпечення надійності та ефективного керування процесами в системі. При цьому потрібно враховувати різні фактори, такі як потужності електростанцій, їх розташування та конфігурацію, рівні напруги в мережах, параметри всіх елементів енергосистеми, які впливають на якість електропостачання, запас стійкості та організованість процесу керування.

Розробка оптимальної енергетичної системи вимагає вирішення багатьох підзадач, оскільки неможливо описати всі аспекти енергетичної системи за допомогою однієї математичної моделі. У процесі синтезу енергетичної системи використовуються комплекси математичних моделей, які дозволяють врахувати багато різних факторів, таких як потужності станцій, їх розташування та конфігурацію, рівні напруги, параметри усіх елементів енергосистеми та ін. Зазвичай використовуються моделі пошуку мінімуму народногосподарських витрат з урахуванням природних та економічних обмежень. Однак функції витрат є складними безперервними, нелінійними розривними функціями. Це означає, що застосування методів лінійної або нелінійної оптимізації без попереднього спрощення є неможливим в таких складних умовах.

Під час розвитку та експлуатації енергосистеми важливо мати постійний доступ до оновленої інформації. Зростає кількість математичних моделей, а також варіантів оптимізації, що призводить до складнішого використання лінійних та нелінійних методів.

Використання симплекс-методу для оптимізації схеми електричної мережі

Симплекс-метод є ефективним інструментом для вирішення задач лінійного програмування. В процесі роботи метод забезпечує поступове покращення

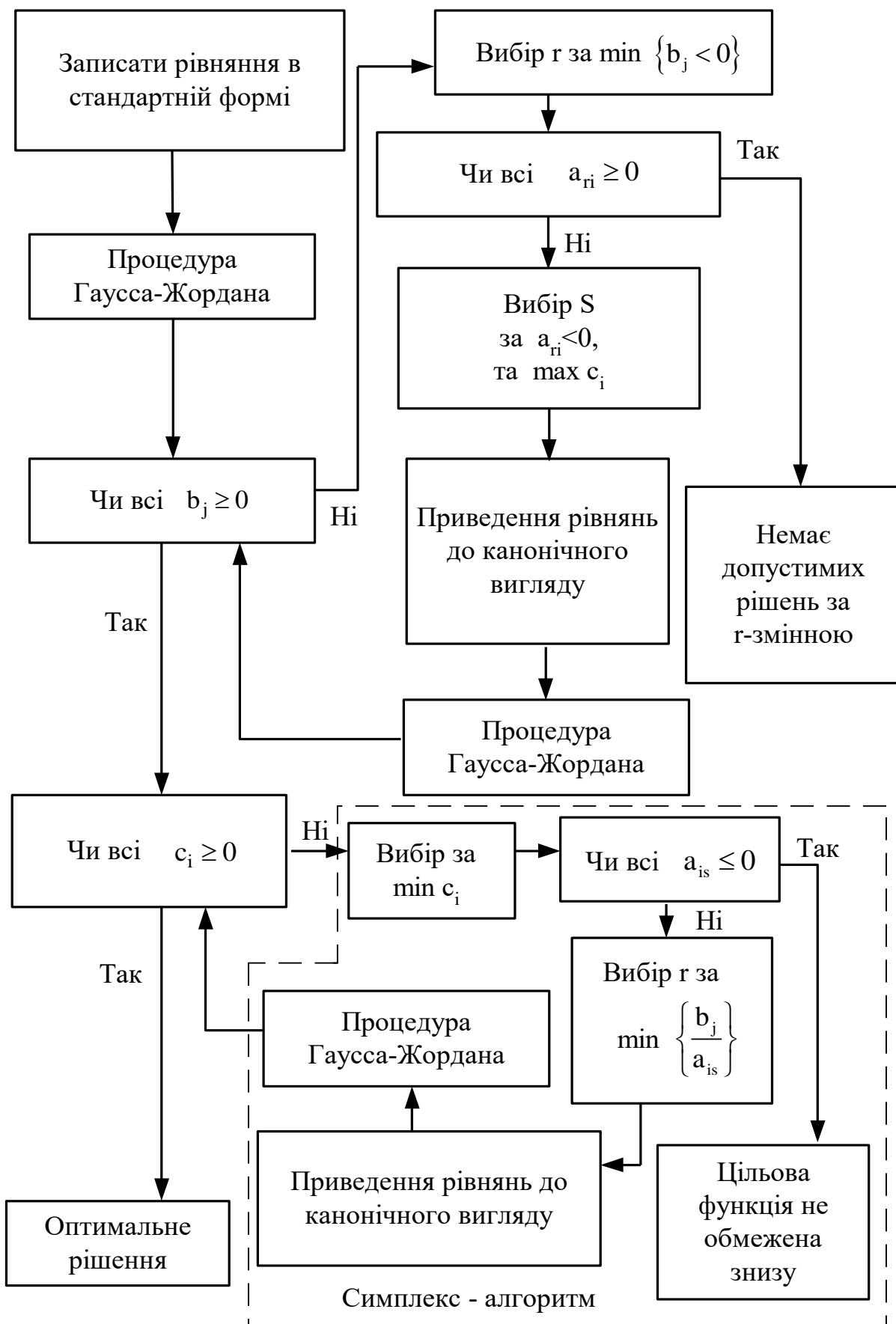


Рисунок 2.1 – Алгоритм Симплекс-методу

Якщо всі b_i , то систему рівнянь (2.3) можна привести до канонічного вигляду для симплекс алгоритму. Але якщо хоча б один з b_i є від'ємним, то потрібно виконати ще один крок. Для цього треба змінити склад змінних базисних і небазисних. Розглянемо алгоритм приведення системи (2.4) до канонічного виду :

1. Обираємо змінну x_r , яку потрібно вивести із базису і ввести до складу небазисних змінних. Індекс r вибирається відповідно до індексу від'ємного b_i .
2. Знаходимо відповідну базисну змінну x_s , використовуючи формулу (2.5)
3. Переходимо до нової системи рівнянь зі зміненими складом базисних і небазисних змінних.
4. Повторюємо кроки 1-3 до тих пір, поки всі b_i не будуть додатними. Після цього систему рівнянь можна привести до канонічного вигляду та провести оптимізацію за допомогою СА.

Кроки 1-4 повторюються до тих пір, поки всі значення системи рівнянь (2.4) не стануть додатними і система не буде приведена до канонічного вигляду. Після цього настає другий крок симплекс-методу, який включає оптимізацію системи рівнянь із першого кроку за допомогою симплекс-алгоритму.

Критерій, що визначає мінімум функції (2.1), полягає у тому, що всі коефіцієнти в системі (2.4) повинні бути додатними. Якщо хоча б один з коефіцієнтів у системі (2.4) є від'ємним, потрібно зменшити значення функції $u(x)$, збільшивши цей від'ємний коефіцієнт. Це досягається шляхом введення змінної x в базисні оптимальні змінні, при цьому x повинна бути виведена зі складу небазисних змінних.

У випадку, коли декілька коефіцієнтів в системі (2.4) є від'ємними, необхідно вибрати коефіцієнт з найбільшою абсолютною величиною для прискорення процесу оптимізації. Треба вибрати індекс s -змінної, яку потрібно перевести з небазисних змінних у базисну. Перевіряється знак коефіцієнтів в стовпці s . Якщо всі коефіцієнти від'ємні, то змінну x можна збільшити необмежено до нескінченності, і функція $u(x)$ не буде мати нижньої межі. В цьому

випадку мінімізація функції $y(x)$ не дасть результату, і необхідно уточнити умову задачі та відповідну модель.

У випадку, коли існують обмеження на збільшення змінної x , відповідні базисні змінні x мають зменшуватись. Першою базисною змінною, яка досягне нульового значення і задовольнятиме відповідне співвідношення, є та, для якої воно буде мінімальним. Вибір індексу r базисної невідомої x_r , яка виводиться із базису, виходить із умови:

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

де $a'_{is} > 0$.

Після визначення індексів r і s в системі рівнянь (2.4), необхідно обміняти місцями r -тий і s -тий стовпці. Ведучим елементом для цього обміну вибирається і після обміну система (2.4) буде перетворена у канонічний вигляд.

Алгоритм необхідно повторювати до тих пір, поки всі коефіцієнти в цільовій функції системи (2.4) не стануть додатними або рівними нулю. Коли це станеться, вважатимемо, що знайдено оптимальне рішення. Базисним змінним присвоюється значення відповідних вільних змінних, а небазисні змінні приймають значення нуля. Оптимальне значення цільової функції буде рівним елементу матриці (2.4), де - вільна змінна системи (2.4), що була перетворена. Вільна змінна не впливає на значення вектора змінних x , які оптимізуються за допомогою симплекс-методу. Для використання симплекс-методу лінеаризуємо цільову функцію (табл. 2.1-2.3).

Таблиця 2.1 –Коефіцієнти вартосні квадратичної цільової функції дисконтованих витрат $V_d=a+b \cdot P^2$

Вітки	Орієнтовна потужність P, що передається по ЛЕП, МВт	Коефіцієнт а, тис.грн	Коефіцієнт b, грн/МВт ²	Дисконтовані витрати для ЛЕП, тис.грн
2-501	17,8	4935,1	0,835	5018,5
14-502	17,8	4230,1	0,715	4301,6
14-504	17,8	6345,1	1,073	6452,4
13-503	17,8	3525,0	0,596	3584,7
501-504	17,8	6697,6	1,133	6810,9
504-502	17,8	6697,6	1,133	6810,9
502-503	17,8	3525,0	0,596	3584,7
504-503	17,8	8812,6	1,491	8961,7

Таблиця 2.2 –Коефіцієнти вартосні лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат $V_d=a_1+b_1 \cdot P$

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис.грн	Коефіцієнт а ₁ , тис.грн	Коефіцієнт b ₁ , грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис.грн
2-501	5199,2	4935,1	14,850	5199,2
14-502	4456,5	4230,1	12,729	4456,5
14-504	6684,7	6345,1	19,093	6684,7
13-503	3713,7	3525,0	10,607	3713,7
501-504	7056,1	6697,6	20,154	7056,1
504-502	7056,1	6697,6	20,154	7056,1
502-503	3713,7	3525,0	10,607	3713,7
504-503	9284,4	8812,6	26,518	9284,4

Таблиця 2.3 –Коефіцієнти вартосні лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат $V_d=c \cdot P$

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис.грн	Коефіцієнт с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис.грн
2-501	5199,2	292,3	5199,2
14-502	4456,5	250,5	4456,5
14-504	6684,7	375,8	6684,7
13-503	3713,7	208,8	3713,7
501-504	7056,1	396,6	7056,1
504-502	7056,1	396,6	7056,1
502-503	3713,7	208,8	3713,7
504-503	9284,4	521,9	9284,4

Таблиця Симплексу задачі рис. 2.2:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП								Потужност і вузлів	Небаланси по вузлах
	2-501	14-502	14-504	13-503	501-504	504-501	502-503	503-502		
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	5,38	5,38
502	0	1	0	0	0	0	-1	1	15,14	15,14
503	0	0	0	1	0	0	1	-1	11,06	11,06
504	0	0	1	0	1	-1	0	0	4,00	4,00
Коефіцієнти цільової функції	562,398	482,055	723,083	401,713	763,254	763,254	401,713	401,713		0,000
Потужності ЛЕП	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн										0,000

Рисунок 2.2 – Вихідні дані розв’язку задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за Симплекс-методом (початкова таблиця симплексу)

За допомогою Microsoft office Excel надстройки «Пошук рішень» розв’язок симплекс таблиці показаний на рис. 2.3:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП								Потужност і вузлів	Небаланси по вузлах
	2-501	14-502	14-504	13-503	501-504	504-501	502-503	503-502		
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	5,38	0,00
502	0	1	0	0	0	0	-1	1	15,14	0,00
503	0	0	0	1	0	0	1	-1	11,06	0,00
504	0	0	1	0	1	-1	0	0	4,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	562,398	482,055	723,083	401,713	763,254	763,254	401,713	401,713		17661,391
Потужності ЛЕП	5,3802792	15,14449	4	11,05946	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	4935,061	4230,052	6345,078	3525,044	0,000	0,000	0,000	0,000		19035,235
Змінні складові витрат	24,164	164,102	17,172	72,927	0,000	0,000	0,000	0,000		278,365
Дисконтовані витрати, тис. грн										19313,600

Рисунок 2.3 – Результат пошуку рішення з використанням Excel

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції шляхом зміни перетоків по лініях. У зв'язку з цим потрібно скоригувати вартісні коефіцієнти і здійснити повторний розрахунок:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП								Потужност і вузлів	Небаланси по вузлах
	2-501	14-502	14-504	13-503	501-504	504-501	502-503	503-502		
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	5,38	0,00
502	0	1	0	0	0	0	-1	1	15,14	0,00
503	0	0	0	1	0	0	1	-1	11,06	0,00
504	0	0	1	0	1	-1	0	0	4,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	921,741	290,149	1590,563	325,330	762,949	762,949	401,552	401,552		19313,600
Потужності ЛЕП	5,3802792	15,14449	4	11,05946	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	4935,061	4230,052	6345,078	3525,044	0,000	0,000	0,000	0,000		19035,235
Змінні складові витрат	24,164	164,102	17,172	72,927	0,000	0,000	0,000	0,000		278,365
Дисконтовані витрати, тис. грн										19313,600

Рисунок 2.4 – Відкориговані вартісні коефіцієнти при зміні перетікань потужності

Отриманий розрахунок має найменші значення витрат рис. 2.5:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП								Потужності і вузлів	Небаланси по вузлах
	2-501	14-502	14-504	13-503	501-504	504-501	502-503	503-502		
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	5,38	0,00
502	0	1	0	0	0	0	-1	1	15,14	0,00
503	0	0	0	1	0	0	1	-1	11,06	0,00
504	0	0	1	0	1	-1	0	0	4,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	921,741	290,149	1590,563	325,330	762,949	762,949	401,552	401,552		19313,600
Потужності ЛЕП	5,3802792	15,14449	4	11,05946	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	4935,061	4230,052	6345,078	3525,044	0,000	0,000	0,000	0,000		19035,235
Змінні складові витрат	24,164	164,102	17,172	72,927	0,000	0,000	0,000	0,000		278,365
Дисконтовані витрати, тис. грн										19313,600

Рисунок 2.5 – Друга ітерація пошуку рішення

Після проведення повторного уточнення коефіцієнтів цільової функції було отримано допустиму схему. На рисунку 2.6 показана оптимальна схема електричної мережі, яка відповідає найменшим значенням витрат.

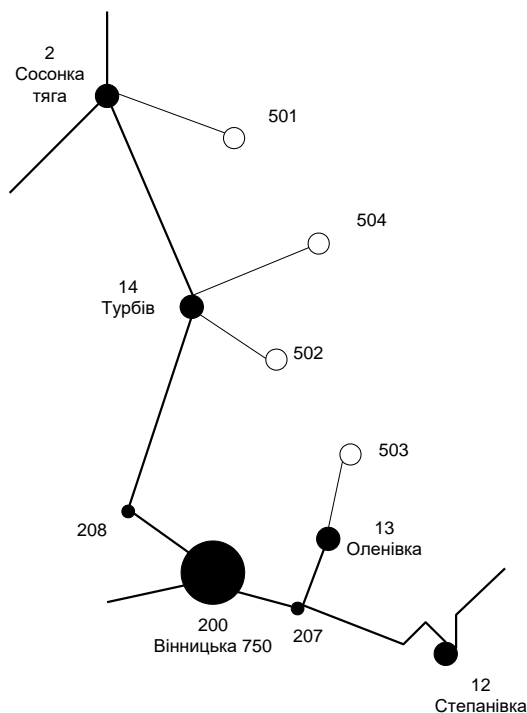


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми ЕМ, яка отримана за допомогою розрахунку Симплекс-методом

У відповідності до Правил устаткування електроустановок (ПУЕ) [1], схема, яку ми бачимо на рисунку 2.6, не може забезпечити нових споживачів з

необхідним рівнем надійності електропостачання, який вимагається для заданої категорії. В такому випадку, щоб вирішити цю проблему, ми можемо розглянути два варіанти.

Перший варіант - встановити дволанцюгові лінії електропередач. Це означає, що ми будемо мати два окремих шляхи, якими електрична енергія буде постачатися до споживачів. Це забезпечить додаткову надійність, оскільки в разі відмови одного ланцюга, інший зможе продовжувати постачання електроенергії.

Другий варіант - побудувати додаткові лінії для створення замкнутих контурів. Це означає, що ми будемо мати кілька альтернативних шляхів для подачі електричної енергії до споживачів. У разі відмови однієї лінії, електроенергія може бути постачана через інші лінії в замкнутому контурі, що забезпечить неперервне електропостачання.

Отже, для досягнення вимог щодо надійності електропостачання для нових споживачів, ми повинні розглянути можливість встановлення дволанцюгових ліній електропередач або побудувати додаткові лінії для створення замкнутих контурів.

Таким чином прийнято рішення збудувати додаткові ЛЕП між вузлами 502-503 та 501-504 внаслідок чого буде забезпечено живлення споживачів від двох незалежних джерел живлення. У таблиці на рис 2.8 розрахована вартість схеми відповідно до належної надійності. Розрахована вартість схеми збільшилась на 10226,960 тис.грн. Порівняно з схемою, яка отримана після відповідних розрахунків Сиплекс-методом.

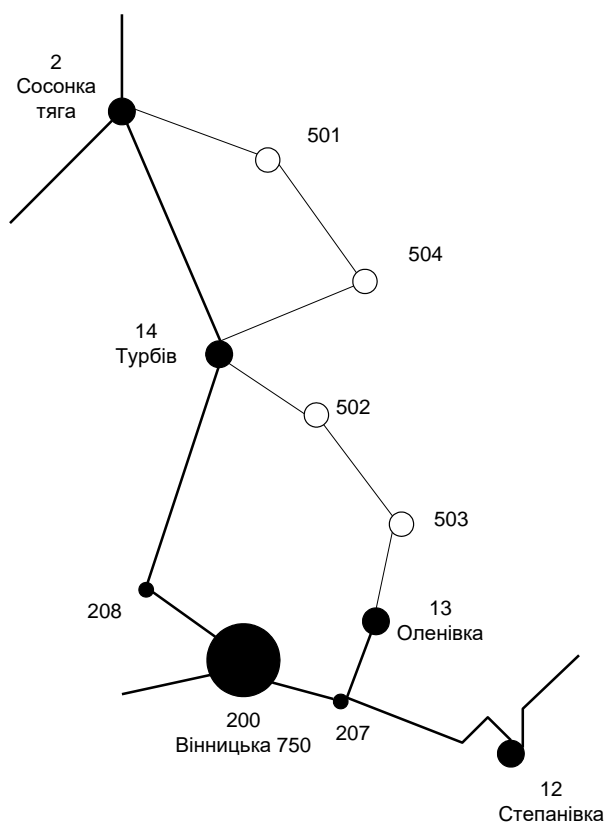


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема з врахуванням забезпечення споживачів першою категорією надійності

Номери вузлів	Перелік ЛЕП								Потужност і вузлів	Небаланси по вузлах
	2-501	14-502	14-504	13-503	501-504	504-501	502-503	503-502		
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	5,38	1,11
502	0	1	0	0	0	0	-1	1	15,14	2,22
503	0	0	0	1	0	0	1	-1	11,06	-2,22
504	0	0	1	0	1	-1	0	0	4,00	-1,11
Коефіцієнти цільової функції	921,741	290,149	1590,563	325,330	762,949	762,949	401,552	401,552		21051,918
Потужності ЛЕП	5,3802792	15,14449	4	11,05946	1,11	0	2,22	0		
Постійні складові витрат	4935,061	4230,052	6345,078	3525,044	6697,583	0,000	3525,044	0,000		29257,861
Змінні складові витрат	24,164	164,102	17,172	72,927	1,396	0,000	2,939	0,000		282,699
Дисконтовані витрати, тис. грн										29540,560

Рисунок 2.8 – Вартість відкоригованої схеми відповідно до забезпечення категорії надійності споживачів

2.2 Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі за допомогою методу динамічного програмування

2.2.1. Визначення методу оптимальної послідовності будівництва мережі, яка проектується

Для виконання різних технічних вимог до електропостачання споживачів в задачах електроенергетики при розвитку енергосистем, необхідно знайти найкращий спосіб, відносно витрат. В зв'язку з цим необхідно вибрати не тільки потужності станцій, розташування, конфігурацію, напруги мережі, а також параметри усіх елементів енергосистеми, які мають забезпечити необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу керування.

В математичній моделі це все втілити не можливо. В зв'язку з цим потрібно розглядати ряд взаємопов'язаних підзадач синтезу енергосистеми, які базуються на базі комплексів математичних моделей. За такі моделі можна прийняти моделі пошуку мінімуму витрат враховуючи природні та економічні обмеження. Але необхідно врахувати те, що функції витрат є безперервні, нелінійні розривні функції. Використання методів лінійної або нелінійної оптимізації для вирішення задач без попереднього спрощення не можливо.

Приймання оптимальних рішень при проведенні розвитку, при експлуатації енергосистеми зв'язане із поповненням інформації. З'являється більша кількість моделей, і відповідно більша кількість варіантів оптимізації. В зв'язку з цим виникають труднощі використання лінійних і нелінійних методів.

Разом з методами лінійної та нелінійної оптимізації можна застосувати метод динамічного програмування.

Динамічне програмування відноситься до методів нелінійного програмування. Даний метод дає можливість провести оптимізацію багатокрокового процесу для функції багатьох змінних. Внаслідок використання динамічного програмування операція розділяється на декілька кроків у кожному з них можливо оптимізувати функцію однієї змінної.

2.2.2. Визначення оптимальної схеми електричної мережі

Для електропостачання нових навантажень у схемі електричних мереж треба забезпечити розвиток. Електропостачання нових навантажень будуть вводиться на протязі двох років (вузли 501, 502, 503, 504). Для нашого варіанту вибираємо три опорних пункти живлення для даного варіанту: 2, 13 та 14 відповідно до яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Відповідна цільова функція:

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

де B_t – витрати на t період побудови об'єкту;

$E_{н.п}$ – нормативний коефіцієнт наведення різночасових витрати до 1 року ($E_{н.п} = 0,16 \div 0,20$);

T – тривалість будівництва (в роках).

Величину B_t для кожного року визначають за формулою:

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

Використаємо метод нелінійного програмування - метод динамічного програмування, для отримання розв'язку задач (2.5) можна.

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

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

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

Таким чином витрати для першого року треба розраховувати для усіх можливих варіантів реалізації. Варіант, який отримано так буде мати оптимальні дисконтовані витрати.

Враховуючи, що на попередніх роках не ясно, якими будуть варіанти наступного року, отриманий розв'язок буде приблизним і потребує уточнення.

На другому етапі розрахунок проводять від останнього року до першого параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва уточнюють за критерієм (2.7).

Цільова функція використовується при постановці задачі динамічного програмування (2.5). Функція витрат B_t буває як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

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

Для оптимізації електричної мережі відповідно завданню:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (2.8)$$

Коефіцієнти a_i та b_i вибираються з таблиці в Excel. Необхідно врахувати обмеження по максимальній довжині ЛЕП, яка буде побудована протягом року: $L_{\max} \leq 25$ км і обмеження балансу потужностей.

Перший крок. На протязі трьох років необхідно забезпечити енергопостачання наступних пунктів 501, 502, 503, 504. Впродовж одного року не можна вводити більше 25 км ліній. Таким чином впродовж першого року

розвитку можливо побудувати лінії тільки для одного чи двох споживачів. На другий рік – до інших двох та на третьому році завершити будівництво.

Варіант 1

1-ий рік – до вузла 504 побудуємо одноланцюгову лінію. Тобто сумарно довжина ліній електричної мережі збільшиться до 12,6 км., що не перевищує обмежень по введенню ліній а саме 25км. За формулою (3.4) розраховуються V_t , для кожної лінії, які буде побудовано на протязі першого року. Інші розрахунки варіантів розвитку схеми ЕС впродовж першого року виконуються так само. Результати розрахунків наведені в табл. 2.4.

Всі наступні кроки формуються з врахуванням розвитку електропостачання на попередньому кроці. Для кожного варіанту необхідно враховувати обмеження по введеній довжині лінії.

2-ий рік – побудуємо одноланцюгові лінії 504-501 та 13-503. Результати розрахунків наведені в табл. 2.5.

3-ий рік – побудуємо одноланцюгові лінії 502-503, 14-502 та 2-501. Результати розрахунків наведені в табл. 2.6.

Таблиця 2.4 - Імовірні варіанти розвитку схеми для 1-го року

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	V_i , тис.грн	V_{Σ} , тис.грн	V , тис.грн
1	14-504	12,6	12,6	4	6362,3	6362,3	8561,0
2	14-502	8,4	15,4	26,2	4721,2	8319,2	11194,3
	502-503	7		11,06	3598,0		
3	14-502	8,4	15,4	15,14	4394,1	7992,0	10754,1
	13-503	7		11,06	3598,0		
4	2-501	9,8	22,4	5,38	4959,2	11321,5	15234,2
	14-504	12,6		4	6362,3		
5	2-501	9,8	23,1	1,38	4936,7	11652,4	15679,4
	501-504	13,3		4	6715,7		
6	13-503	7	14	26,2	3934,3	7596,0	10221,2
	503-502	7		15,14	3661,7		

Таблиця 2.5 - Імовірні варіанти розвитку електричної мережі для 2-го року

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	V_i , тис.грн	V_{Σ} , тис.грн	B , тис.грн
1,1	504-501	13,3	20,3	13,3	6898,0	10496,0	12175,3
	13-503	7		11,06	3598,0		
1,2	14-502	8,4	22,4	11,6	4326,3	11514,7	13357,1
	502-503	7		3,6	3532,8		
	503-13	7		14,8	3655,6		
2,1	2-501	9,8	23,1	1,38	4936,7	11652,4	13516,7
	501-504	13,3		4	6715,7		
2,2	14-504	12,6	19,6	4	6362,3	10017,9	11620,8
	13-503	7		14,8	3655,6		
3,1	2-501	9,8	23,1	1,38	4936,7	11652,4	13516,7
	501-504	13,3		4	6715,7		
3,2	2-501	9,8	22,4	5,28	4958,3	11320,6	13131,9
	14-504	12,6		4	6362,3		
4,1	13-503	7	14	26,2	3934,3	7596,0	8811,4
	502-503	7		15,14	3661,7		
4,2	14-502	8,4	15,4	15,14	4394,1	7992,0	9270,8
	13-503	7		11,06	3598,0		
5,1	13-503	7	14	26,2	3934,3	7596,0	8811,4
	502-503	7		15,14	3661,7		
5,2	14-502	8,4	15,4	15,14	4394,1	7992,0	9270,8
	13-503	7		11,06	3598,0		
6,1	14-504	12,6	21	4	6362,3	10688,6	12398,8
	14-502	8,4		11,6	4326,3		
6,2	2-501	9,8	23,1	1,38	4936,7	11652,4	13516,7
	501-504	13,3		4	6715,7		

Таблиця 2.6 - Варіанти розвитку електричної мережі 3-го року

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	V_i , тис.грн	V_{Σ} , тис.грн	B , тис.грн	B_{Σ} , тис.грн
1,1,1	2-501	9,8	25,2	4,2	4949,8	12808,9	12808,9	33545,2
	14-502	8,4		11,6	4326,3			
	502-503	7		3,6	3532,8			

1,2,1	2-501	9,8	23,1	4,2	4949,8	11649,0	11649,0	33567,1
	501-504	13,3		1,2	6699,2			
2,1,1	14-504	12,6	19,6	2,7	6352,9	10008,5	10008,5	34719,5
	13-503	7		14,8	3655,6			
2,2,1	2-501	9,8	23,1	4,2	4949,8	11649,0	11649,0	34464,1
	501-504	13,3		1,2	6699,2			
3,1,1	502-503	7	19,6	3,6	3532,8	9885,7	9885,7	34156,5
	14-504	12,6		2,7	6352,9			
3,2,1	501-504	13,3	20,3	1,2	6699,2	11232,0	11232,0	35118,0
	502-503	7		3,6	3532,8			
4,1,1	14-502	8,4	21,7	11,6	4326,3	11025,5	11025,5	35071,1
	501-504	13,3		1,2	6699,2			
4,2,1	501-504	13,3	21,3	1,2	6699,2	10232,0	10232,0	34737,0
	502-503	7		3,6	3532,8			
5,1,1	14-504	12,6	21	2,7	6352,9	10679,2	10679,2	35170,0
	14-502	8,4		11,6	4326,3			
5,2,1	14-504	12,6	19,6	2,7	6352,9	9885,7	9885,7	34835,9
	502-503	7		3,6	3532,8			
6,1,1	2-501	9,8	23,1	4,2	4949,8	11649,0	11649,0	34269,0
	501-504	13,3		1,2	6699,2			
6,2,1	14-504	12,6	21	2,7	6352,9	10679,2	10679,2	34417,1
	14-502	8,4		11,6	4326,3			

2.2.3 Приймання кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі

Вибираємо найдешевший варіант відповідно до V_{Σ} з табл. 3.3. Враховуючи проведені розрахунки вартості будівництва мережі вибираємо умовно оптимальний варіант розв'язку (у нашому випадку розрахунку варіант 1.1.1). Надалі уточнюють потоки розподіл а також вартість будівництва по роках.

Враховуючи те, що для варіанту 1.1.1 приєднання підстанцій 2-501 та 14-502, 502-503 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, які побудовані на першому році, то необхідно уточнити витрати по даному варіанту, що показано в табл 2.7. Величини перетоків потужності наведені у додатку В.

Таблиця 2.7 – Уточнення варіанту розвитку електричної мережі

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	$V_{i_{зх}}$, тис.грн	$V_{\Sigma_{зх}}$, тис.грн	$V_{зх}$, тис.грн
1,1,1	2-501	9,8	25,2	4,2	4949,8	12808,9	12808,9
	14-502	8,4		11,6	4326,3		
	502-503	7		3,6	3532,8		
1,1	504-501	13,3	20,3	1,2	6699,2	10354,9	12011,6
	13-503	7		14,8	3655,6		
1	14-504	12,6	12,6	2,7	6352,9	6352,9	8548,5
						$V_{зх\Sigma}$	33369,0

Після уточнення витрати на 3 році зменшилися до сумарних витрат 33369,0 тис.грн, тому він залишається оптимальним. Враховуючи наведене для подальших розрахунків буде використана схема зображена на рис 2.9.

Отримана схема відповідає вимогам надійності для споживачів 1-ої та 2-ої категорії надійності і перетікаючі потужності відповідають економічним інтервалам струмів для одноланцюгових ліній.

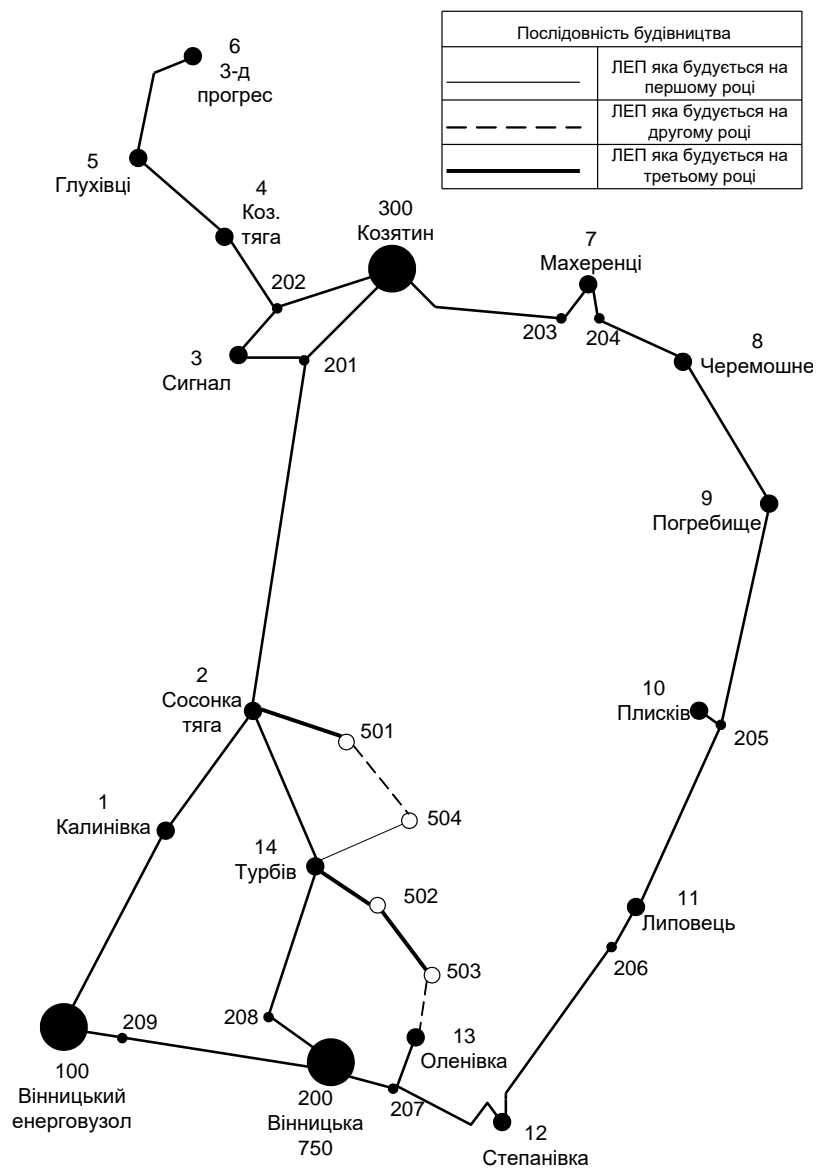


Рисунок 2.9 – Оптимальна схема відповідно до методу динамічного програмування

2.3 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та вибір перерізу проводу

Вибір трансформаторів

Проаналізувавши можливості перевантаження трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій при нормальних режимах роботи враховування реального графіка і коефіцієнта початкового навантаження, та температури навколишнього середовища не проводиться в даному проекті. Враховуючи досвід проектування, потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може бути вибрана за умов допустимого перевантаження для після аварійних режимів на 40% на час максимуму загальної добової, і не більше 6 годин на протязі не більше 5 діб.

Вибір трансформаторів проводиться відповідно до наступних критеріїв:

1. У випадку наявності в складі навантаження підстанції споживачів 1-ої категорії, число встановлюваних трансформаторів має бути не менше двох.

2. Для електрозабезпечення споживачів 2-ої і 3-ої категорії, дозволяється встановлення 1-го трансформатора, у випадку наявності в мережевому районі централізованого пересувного трансформаторного резерву і наявності заміни пошкодженого трансформатора за час не більше 1-єї доби.

Вибір трансформаторів здійснюється відповідно до наступних співвідношень:

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

де n_T - кількість трансформаторів;

Для 501 вузла відповідно (2.9) маємо:

$$S_{T.ном} \geq \frac{6,18}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 4,41 \text{ МВА.}$$

Вибиремо два двофазних трансформатора з номінальною потужністю 6,3 МВА.

Вибір трансформаторів інших підстанцій виконаний так само, результати наведені в табл.2.8.

У вузлах 502, 503 та 504 так само встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 2.8 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВАр
				ВН	НН							
501	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	11.5	0.8	14.7	220.4	50.4
502	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
503	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
504	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	11.5	0.8	14.7	220.4	50.4

Визначення конструктивних перерізів ЛЕП

Проведемо розрахунок струмів у всіх вітках відповідно до оптимального варіанту за формулою (2.10) :

$$I_{розрп} = \alpha_I \alpha_T \frac{|I_L|}{n_L}; \quad (2.10)$$

$$I_{розр2-501} = \alpha_I \alpha_T \frac{I_{2-501}}{n_L} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{28}{1} = 29,4 \text{ (A)};$$

$$I_{розр501-504} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{7}{1} = 7,3 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}504-14} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{14}{2} = 14,7 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}14-502} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{68}{1} = 71,4 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}502-503} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{23}{1} = 24,1 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}13-503} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{89}{1} = 93,4 \text{ (A)};$$

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

Відповідно до [3] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

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

Таблиця 2.9 – Марки проводів і перерізи ЛЕП

ЛЕП	P, МВт	$I_{\text{розр}}$, А	$I_{\text{Е}}$, А	Марка проводу
2-501	4,17	29,4	125	АС-120/19
501-504	1,25	7,3	125	АС-120/19
504-14	2,71	14,7	125	АС-120/19
14-502	11,61	71,4	125	АС-120/19
502-503	3,62	24,1	125	АС-120/19
503-13	14,80	93,4	125	АС-120/19

Згідно до ПУЕ [1] мережа 110кВ має бути прокладена прводом марки АС 240/39, але може бути АС-120/19. Для післяварійного режиму проведено розрахунки у програмі «Втрати-110» (Додаток Д), при розрахунках врахований вихід із ладу однієї з ліній 2-501,504-14 та 13-503,14-502. Наведені струми нових

віток для післяаварійного режиму, а також виконане порівняльна характеристика з гранично допустимими струмами для проводу марки АС-120/19.

Таблиця 2.10 – Значення струмів для післяаварійного режиму

ЛЕП Аварії на ЛЕП	2-501	504-14	13-503	14-502	$I_{па,мак}, А$	$I_{доп}, А$	Марка проводу
Струми	А	А	А	А	А	А	
2-501	0	17	35	20	35	390	АС-120/19
501-504	31	19	7	12	31	390	АС-120/19
504-14	17	0	22	8	22	390	АС-120/19
14-502	62	63	150	0	150	390	АС-120/19
502-503	24	23	63	87	87	390	АС-120/19
503-13	86	85	0	150	150	390	АС-120/19

Після проведення порівняльної характеристики отриманих результатів значень струмів для післяаварійного режиму порівняно з допустимим струмом для АС-120/19, зроблено висновок використати провід марки АС-120/19. Це пов'язано з тим, що він відповідає нормативним документам.

2.4 Вибір схем розподільних підстанцій

Кількість приєднань в залежності від призначення, ролі та місця розташування підстанції в електричній мережі енергосистеми (ліній і трансформаторів) необхідно враховувати при виборі схеми електричної підстанції.

В залежності від функцій підстанції в електричній мережі електрична схема має:

- підтримувати забезпечення надійного живлення споживачів, які приєднані при режимах нормальному, ремонтному і післяаварійному взаємності від до категорії надійності електропостачання споживачів у випадку, якщо наявні незалежні резервні джерела живлення;

- повинна підтримувати надійність транзиту потоків електроенергії підстанції при нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах на певній ділянці мережі;

- розвиток підстанції проводиться поетапно, з врахуванням динаміки зміни навантаження мережі. Дотримуватися принципу поетапного розвитку ПС і її головної схеми. Враховуючи розвиток підстанції без суттєвої реконструкції об'єктів, які знаходяться в експлуатації та з невеликими обмеженнями електропостачання споживачів;

- бути враховано автоматика протиаварійного захисту.

З огляду на експлуатаційні якості електрична схема РУ повинна бути обґрунтовано простою, наочною та забезпечувати відновлення живлення споживачів у післяаварійному режимі роботи засобами автоматики.

Для підстанції, яка побудована напругою від 6 кВ до 750 кВ потрібно навести електричні схеми РП. Найбільш вартісною частиною підстанції є вимикачі. В зв'язку з цим необхідно врахувати можливість відмови більшості вимикачів ВН підстанції.

Прохідні підстанції. Вибір схеми

Зважаючи на встановлення двох трансформаторів на підстанціях 501, 502, 503 та 504 і кількість ліній, які підходять до підстанції дорівнює двом. Необхідне встановлення для цих вузлів схеми місток з вимикачами в колах трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 2.10).

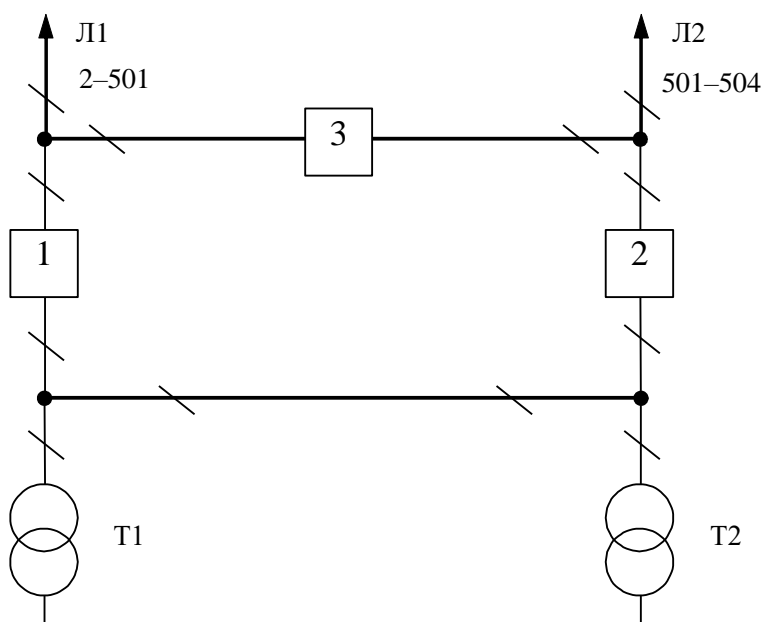


Рисунок 2.10 – Схема розподільчого пристрою для вузлів 501, 502, 503, 504

У випадку виходу із ладу одного з елементів РП на ВН, схема буде забезпечити транзит електроенергії.

Вибір схеми для розподільної підстанції

Необхідно провести реконструкцію наявних схем підстанцій Оленівка (вузол 13): запропоновано розгорнути схему місток а також замінити наявні короткозамикачі на вимикачі навантаження. Варіант схеми – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою зі сторони боку трансформаторів наведено на рис 2.11.

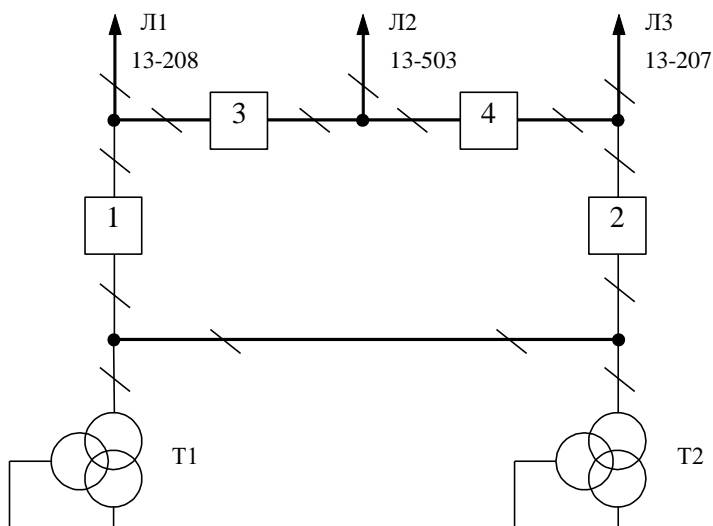


Рисунок 2.11– Схема вузлової підстанції (вузол 13) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

Для підстанції Турбів (вузол 14) – необхідно розширити схему місток а також замінити наявні короткозамикачі на вимикачі навантаження. Варіант схеми – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою зі сторони трансформаторів на рис 2.12.

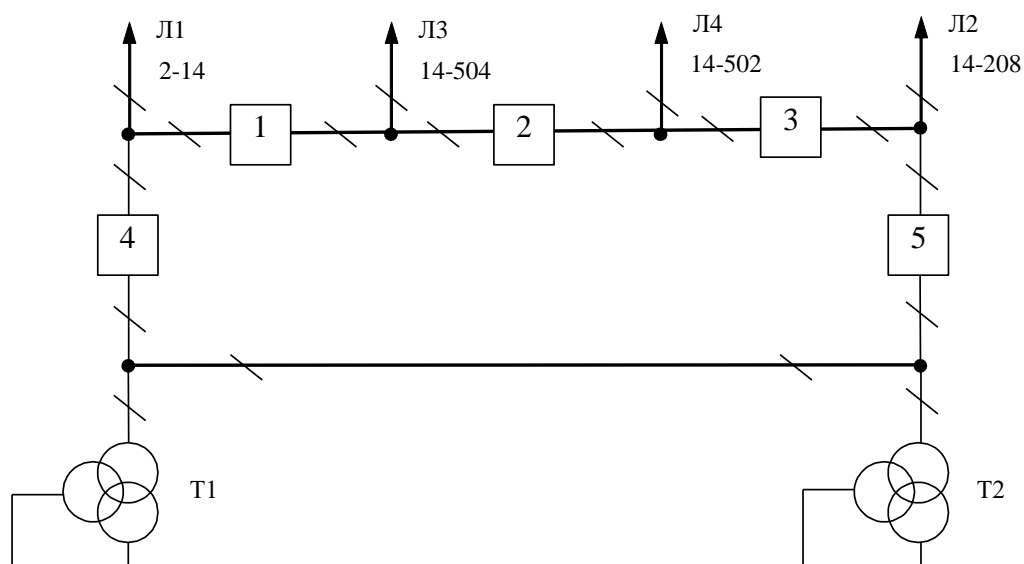


Рисунок 2.12 – Схема вузлової підстанції (вузол 14) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою зі сторони трансформаторів

Потребується підключення одноцепної лінії (2-501) розподільчого пристрою ВН на підстанції Сосонка-тяга (вузол 2) рис 2.13.

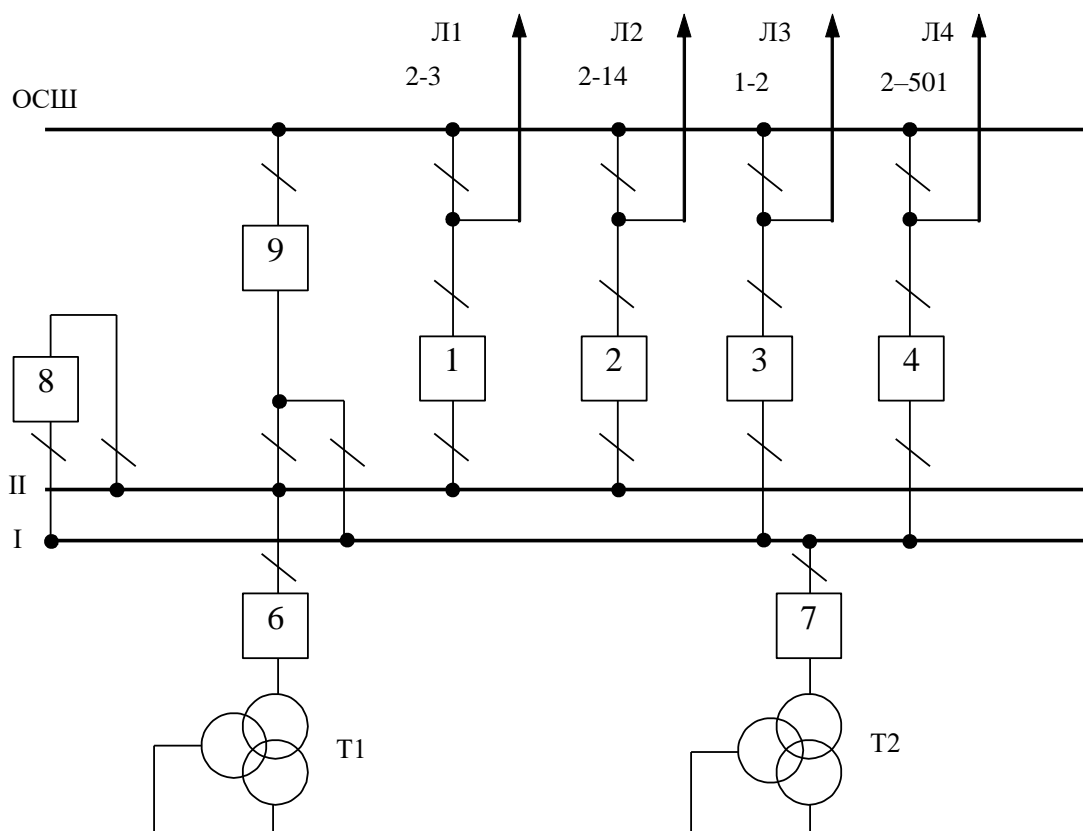


Рисунок 2.13– Схема розподільної підстанції (вузол 2) – дві працюючі та обхідна системи шин

2.5 Оцінка надійності схем вузлової підстанції

Визначення надійності схем розподільчих пристроїв лежить у математичних очікуваннях кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), які комутуються в РП. Розділення РП на електрично незв'язані частини і врахування тривалості вимушеного простою елементів, які відключені.

За допомогою формалізованого методу або табличного методу В.Д. Тарівердієва можна визначити показники надійності. Вихідні дані, які використовують при розрахунку це параметри потоку відмов вимикачів РП а також елементів, які комутуються в РП, ω_i (1/рік), час відновлення вимикачів T_B

(год.), періодичність m (1/рік), та тривалість проведення планових ремонтів T_{Π} (год.), час, потрібний для знаходження вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для виключення (включення) роз'єднувача T_p (год.).

У нашому випадку надійність розраховується для схеми підстанції (пункт 504) (рис. 2.14), ця підстанція є СЕС і відключення може вплинути на зміну перетоків потужності для ліній споживачів.

Необхідно провести розрахунок по табл. 2.11, у якій в лівому стовпці вписані елементи, відмови, і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, які знаходяться у ремонті а також відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j , які можна визначити $K_j = K_{\Pi} = 17,1 \cdot 10^{-3}$ (в.од.).

Позначимо нормальний режим роботи РП 0; тоді коефіцієнт нормального режиму дорівнює:

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

де n – кількість вимикачів в РП.

З (2.11) для варіантів схеми вузлової підстанції отримаєм:

$$K_0 = 1 - 3 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 0.9486.$$

Наступним етапом є оцінка наслідків відмов i -го елемента у j -му режимі, тобто необхідно визначити елементи, які відключаються. Потім необхідно розрахувати математичне очікування відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. $\omega_{1,2} = 0.0248 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 4,2 \cdot 10^{-4}$ 1/рік.

Можна визначити час планового простою відмови вимикача та вимикача, який знаходиться в плановому ремонті:

$$T_{B2;\Pi1} = T_{B2} - ((T_{B2})^2/2 \cdot T_{\Pi1}),$$

де $T_{ПІ} = 500$ год;

$$\text{Тоді } T_{В2ПІ} = 250 - (250)^2/2 \cdot 500 = 187,5 \text{ год.}$$

Визначення збитку від перерв електропостачання проводиться наступним чином:

$$Z_6 = \sum T_{н.б.} \cdot y_0 \cdot P \cdot K_B, \quad (2.12)$$

де y_0 – питомий збиток від недовідпуску електроенергії споживачем ($y_0 = 120 \text{ грн./кВт}\cdot\text{год.}$);

$T_{н.б.}$ – час максимальних навантажень ($T_{н.б.} = 5400$ год).

№ відмов елементів	Елемент, від-мови	Пара- метр потоку відмов $\omega_j, 1/\text{год}$	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елементу та коефіцієнти режиму K_j			
			$K_0 = 0.9486$	B_1 0,0171	B_2 0,0171	B_3 0,0171
			Для порядкового номеру режиму K_j			
			0	1	2	3
1	B_1	0,0248	Л1; Т1 0,0235 1; 250	–	Л1,Л2; Т1,Т2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1 0,0004 187,5
2	B_2	0,0248	Л2; Т2 0,0235 1; 250	Л1,Л2; Т1,Т2 0,0004 1; 187,5	–	Л2; Т2 0,0004 187,5
3	B_3	0,0248	Л1,Л2,Т1,Т2 0,0235 1	Л1,Т1; Л2, Т2 0,0004 187,5; 1	Л1,Т1; Л2,Т2 0,0004 1; 187,5	–

Таблиця 2.11 – Показники надійності елементів схеми РП підстанції (вузол 504)

Таблиця 2.12 – Основні характеристики надійності схеми вузлової підстанції (вузол 504)

Наслідки відмови	Час	Недовідпуск P, МВт	Wл*Кo	Wт*Кo	Wл*Кр	Wт*Кр	Недовідпуск ЕЕ
Л1,Л2,Т1,Т2	1	4	1		4		0,006785
Д(Л1,Л2),Д(Т1,Т2)	187,5	4			2		0,636120
			Загальна кількість недовідпущеної ЕЕ, МВт*год				0,642905
			Вартість недовідпущеної ЕЕ, грн/кВт*год				85
			Збиток від недовідпуску ЕЕ, тис. грн				54,646949

В наслідок перерви електропостачання для варіанту схем підстанції збитки визначаються:

$$Зб = (0,006785 + 0,642905) \cdot 85 = 54,65 \text{ (тис.грн.)};$$

В результаті отриманих розрахунків вартість збитку від перерв електропостачання для СЕС (вузол 504) = 54,65 тис.грн.

2.6 Оцінка балансу потужностей

Встановлення балансу потужностей на шинах джерела живлення

В електроенергетичній системі немає накопичувачів активної потужності. Таким чином джерела активної потужності у довільний момент часу усталеного режиму має віддавати в систему відповідну кількість електроенергії, яка необхідна споживачам з урахуванням втрат потужності при передачі. Запишемо баланс активних потужностей при частоті $f=f_{ном}$ для вузлів 501, 504 :

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{ni} + \Delta P_M; \quad (2.13)$$

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 5,38 + 0,05 \cdot 5,38 = 5,11 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність генерування на шинах підстанції;

$\sum P_{ni}$ - сумарна активна потужність навантажень;

$\Delta P_M = 0.05 \cdot \sum P_{Hi}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах дорівнює 5 % від $\sum P_{Hi}$;

$K = 0.9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

Повна потужність :

$$S_{\Gamma} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} ; \quad (2.14)$$

де $\cos \varphi_{\Gamma} = 0.95$.

$$S_{\Gamma} = \frac{5.11}{0.95} = 5.38 \text{ (МВА)}.$$

Реактивна потужність генерації:

$$Q_{\Gamma} = \sqrt{S_{\Gamma}^2 - P_{\Gamma}^2} ; \quad (2.15)$$

$$Q_{\Gamma} = \sqrt{5.38^2 - 5.11^2} = 1.68 \text{ (МВАр)}.$$

Споживча реактивна потужність може бути визначена, як сума навантажень на окремих пунктах.

$$Q_{СП} = \sum_{i=1}^k Q_{Hi} ; \quad (2.16)$$

$$Q_{СП} = 3.05 \text{ (МВАр)};$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторах.

$$\Delta Q_{ЛЕП,ТР} = 0.1 \cdot Q_{СП} ; \quad (2.17)$$

$$\Delta Q_{ЛЕП,ТР} = 0.1 \cdot 3.05 = 0.3 \text{ (МВАр)};$$

Реактивна потужність в лініях:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = \sum_{i=1}^k U^2 \cdot (b_0 \cdot I_{\text{ЛЕП}}); \quad (2.18)$$

Для ділянки ЛЕП 14–502.

$$Q_{\text{ЛЕП14-504}} = 111,86^2 \cdot (2,69 \cdot 10^{-6} \cdot 12,6) = 0,42 (\text{МВАр}).$$

Для інших ділянок так само визначаємо сумарну генерацію ділянки:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,33 + 0,45 + 0,42 = 1,2 (\text{МВАр}).$$

Визначимо розрахункову потужність компенсуючого пристрою за наступним співвідношенням:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = Q_{\text{СП}} + \Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} - Q_{\Gamma} - Q_{\text{ЛЕП}}; \quad (2.19)$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}} = 3,05 + 0,3 - 1,68 - 1,2 = 0,47 (\text{МВАр}).$$

Після проведення розра

Проведемо порівняльну характеристику сумарної потужності споживачів 3,05 МВАр та потужності джерел постачання 1,68 МВАр. В результаті доцільно встановити компенсуючі пристрої УКРЛ56-10,5-600-200 У3 на 0,6 МВАр у вузол, який має найменшу напругу, це вузол 501.

Перевіримо наявну можливість встановлення компенсуючого пристрою у вузлах 502 та 503 :

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 26,20 + 0,05 \cdot 26,20 = 24,89 (\text{МВт});$$

$$S_{\Gamma} = \frac{24,89}{0,95} = 26,20 (\text{МВА});$$

$$Q_{\Gamma} = \sqrt{26,84^2 - 26,20^2} = 8,18 (\text{МВАр});$$

$$Q_{\text{СП}} = \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 13,12 (\text{МВАр});$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot 13,12 = 1,3 (\text{МВАр});$$

$$Q_{\text{ЛЕП 14-502}} = 111,75^2 \cdot (2,69 \cdot 10^{-6} \cdot 8,4) = 0,28 (\text{МВАр});$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕН}} = 0,28 + 0,23 + 0,24 = 0,75 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}} = 13,12 + 1,3 - 8,18 - 0,75 = 5,50 \text{ (МВАр)}.$$

Порівняємо отриману сумарні потужності споживачів 13,12 МВАр і джерел постачання 8,18 МВАр. Тому доцільно встановити компенсуючі пристрої УКРЛ56-10,5-5850-450 УЗ на 5,85 МВАр з низької сторони вузла 502.

2.7 Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі

При проведенні розрахунків усталеного режиму електричної мережі використовувався програмний комплекс Втрати “RVM – Hign”. Він дає можливість на базі даної інформації про вітки, тобто довжини, марки проводу, а також про вузли, тобто номінальна напруга, трансформатори провести розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ.

Утворення розрахункової схеми електричної мережі і використання початкових даних

Інформація вводилась для всіх наявних віток електричної мережі і наведена у в додатку Б.

Наведення результатів розрахунків

В результаті розрахунків за допомогою даної програми отримаємо втрати потужності та електроенергії для даної електричної мережі.

У додатку В наведені три таблиці – загальні результати розрахунків втрат електричної енергії, результатів розрахунків по вітках та по вузлах для усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ.

В додатку Г наведений файл вхідних даних з врахуванням проведення розвитку. Також у ньому наведені результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ після проведення розвитку.

Проаналізувавши отриману інформацію можна зробити висновок, що напруга допустима у всіх вузлах.

Вхідна електрична мережа має невеликі втрати потужності 1,688 МВт чи 1,9% .

У додатках Д і Е наведена вхідна інформація а також результати розрахунку мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку.

2.7.1 Регулювання напруги у мережі

Показники якості електроенергії це значення частоти і напруги при яких споживачі можуть ефективно працювати. Забезпечення необхідних показників якості енергії це задача підтримання напруги в живлячих мережах.

Наведені величини напруг в вузлах на стороні високої і низької напруги без пристрою 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	112,13	109,20	116,49
502	111,76	108,98	116,80
503	111,82	109,01	116,03
504	112,17	109,24	115,70

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	10,44	10,32	10,81
502	10,57	10,31	10,77
503	10,31	10,29	10,69
504	10,75	10,47	11,19

Напруги на шинах низької напруги споживачів повинні бути

$$(0.95 \div 1.05) U_{\text{ном}} = 9.5 \div 10.5 \text{ кВ}$$

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень наведені у додатку В.
Наявний рівень напруги у вузлі:

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

де $\Delta U'_{\text{T}}$ – втрати напруги в трансформаторах, на стороні ВН.

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

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

Потрібний коефіцієнт трансформації можна визначити за умов забезпечення на стороні НН трансформаторної підстанції необхідної напруги $U_{\text{ННб}}$.

$$K_{T6} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН6}} . \quad (2.22)$$

Наявний коефіцієнт трансформації:

$$K_{Tд} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{11} = 10.45 \quad (2.23)$$

Відповідно до (2.21) можна визначити втрати напруги в трансформаторах, які наведені до сторони ВН для підстанції 501.

$$\Delta U_{T501} = \frac{((2,70 + 2,70) \cdot (14,7 / 2)) + ((1,39 + 1,39) \cdot (220,4 / 2))}{112,13} = 3,08 \text{ кВ.}$$

Коефіцієнт трансформації:

$$K_{T501д} = \frac{112,13 - 3,08}{10,5} = 10,38$$

Із табл. 2.14 $K_{T501д} = 10,298$, відповідно до десятої відпайки.

Розрахуємо наявний рівень напруги в першому вузлі за (2.21).

$$U_{НН501д} = \frac{112,13 - 3,08}{10,298} = 10,59 \text{ кВ.}$$

Таблиця 2.14 – Наявні коефіцієнти трансформації трансформаторів

№ ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
К _{Т6}	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

Таблиця 2.15 – Розрахунки з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
501	3,08	10,38	10,59	10	10,298	0,097
502	1,35	10,51	10,56	9	10,455	0,095
503	4,28	10,24	10,60	11	10,141	0,098
504	0,40	10,64	10,53	8	10,611	0,094

Внаслідок регулювання напруги на підстанціях споживачів розрахований режим максимальних навантажень ЕМ після того, як виставлені необхідні коефіцієнти трансформації на підстанціях 501, 502, 503, 504, які наведені у додатку Є. Із отриманих результатів видно, що використані методи регулювання на підстанціях можуть забезпечити якісною напругою на стороні 10 кВ.

3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

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

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1+E)^3}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2 + K_3 / (1+E)^3}, \quad (3.1)$$

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тис.грн; $E = E_{ан} = 0.16$ – 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:

$$\Pi_t = C_T \gamma W_t - B_t, \quad (3.2)$$

де C_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $C_T = 1,65$ грн/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0.12$ [2]); W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням

електромережевого об'єкта, МВт·год; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

$$B_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (3.3)$$

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

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (3.4)$$

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 (5400 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (3.5)$$

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

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

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

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

На першому році:

- будівництво ліній електропередач: 14-504;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пункті 504;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту 14.

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 13-503 та 501-504;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 501,503.
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту 13.

На третьому році:

- будівництво ліній електропередач: 14-502, 2-501 та 503-502;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 502.
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту 2.

У відповідності з цим укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 70581,037 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 3.1–3.2:

У відповідності укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 123682,054 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 3.3–3.5:

У відповідності укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році складають 68156,473 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 3.6–3.7:

	кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансфор- матора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
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
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	689,954	18,628	20,904	2,000	808,718	13,8
4.1.5	Камера з трансформа- торами напруги 10 кВ	2 од.	77,232	275,736	12,844	10,476	2,000	378,288	13,8
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			386,160	2873,389	86,710	88,988	10,000	3445,246	64,2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	100 кВ·А	2 од.	27,244	463,324	23,416	13,474	2,000	529,458	20,0
Всього			27,244	463,324	23,416	13,474	2,000	529,458	20,0
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

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
5.1.10	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			1296,994	5874,770	300,057	207,699	9,186	7688,705	252,0
Загальна кошторисна вартість			41295,594						

Таблиця 3.2 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 14)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	4 од.	746,616	10981,048	459,872	319,6	4,964	12512,096	820,0

2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	3 од.	224,730	8128,254	333,933	222,861	3,648	8913,426	375,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	4 од.	152,304	4088,204	234,772	116,440	4,176	4595,896	288,0
2.10	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
Всього ВРУ 110 кВ			1265,189	26098,062	1164,062	741,626	15,926	29285,443	1868,0
Загальна кошторисна вартість			29285,443						

Таблиця 3.3 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 13)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	3 од.	559,962	8235,786	344,904	239,700	3,723	9384,072	615,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	149,820	5418,836	222,622	148,574	2,432	5942,284	250,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	3 од.	114,228	3066,153	176,079	87,33	3,132	3446,922	216,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0

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	
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	10 од.	617,856	5519,632	149,024	167,232	10,000	6469,744	110,4	
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6	
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0	
Всього ЗРУ 10 кВ			1004,016	7978,803	229,950	245,792	26,000	9484,560	174,6	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:									
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0	
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0	
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0	
5	ЗПК:									
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ									
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0	
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0	
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0	

	панель)								
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			53884,766						

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
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	6 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	6,000	3639,231	62,1
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	2 од.	77,232	275,736	12,844	10,476	2,000	378,288	13,8
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19	6654,047	126,3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	100 кВ·А	2 од.	27,244	463,324	23,416	13,474	2,000	529,458	20,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
4.10	Установка компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням 0,6 МВАр	1 компл						909,100	
Всього			135,424	2055,654	102,568	60,326	4,026	3267,098	72
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
5.1.10	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			1365,715	6287,658	321,542	221,554	10,186	8206,655	264
Загальна кошторисна вартість			47759,985						

Таблиця 3.6 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 2)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1	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
2.2	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	1 од.	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72
Всього ВРУ 110 кВ			224,73	3767,313	173,661	109,01	2,285	4276,998	277
Загальна кошторисна вартість			4276,998						

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	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
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	14 од.	888,168	7934,471	214,222	240,396	14,000	9300,257	158,7
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			1274,328	10393,642	295,148	318,956	33	12315,073	222,9
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб 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
4.10	Установка компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням 4.05 МВАр	1 компл						1658,7	
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	4058,866	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
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, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,715	6287,658	321,542	221,554	10,186	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			63879,475						

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_{\text{T}} \cdot l, \quad (3.6)$$

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

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1431,052 \cdot 12,6 = 18031,255 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1431,052 \cdot 20,3 = 29050,356 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1431,052 \cdot 25,2 = 36062,510 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 70581,037 + 18031,255 = 88612,292 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 123682,054 + 29050,356 = 152732,410 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_3 = 68156,473 + 36062,510 = 104218,983 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\Pi} + \Delta W_t, \quad (3.7)$$

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:

$$\Delta W_t = \Delta W_{tL} + \Delta W_{t\Pi}; \quad (3.8)$$

де ΔW_{tL} , $\Delta W_{t\Pi}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт×год.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_L = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_L\%) / 100; \quad (3.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$V_{\Pi} = (K_{\Pi/ст} \cdot P_{\Pi\%})/100; \quad (3.10)$$

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

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

$$V_{\Pi 1} = (18031,255 \cdot 0,3)/100 = 54,1 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi 2} = (29050,356 \cdot 0,3)/100 = 87,2 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi 3} = (36062,510 \cdot 0,3)/100 = 108,2 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi 1} = (70581,037 \cdot 3)/100 = 2117,4 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi 2} = (123682,054 \cdot 3)/100 = 3710,5 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi 3} = (68156,473 \cdot 3)/100 = 2044,7 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток 3), зміна втрат електроенергії по роках подання в табл 3.8:

Таблиця 3.8 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Втрати в ЛЕП, кВт	Втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:14–504 П/ст:14,504	0,021	0,009	130,7
2	ЛЕП:2–501,503–502 П/ст:2,501,502	0,16	0,1	1160,0
3	ЛЕП:14–502,504–502 П/ст:14,504	0,28	0,15	1930,0

Річні видатки було розраховано за виразом(3.7).

$$B_1 = 54,1 + 2117,4 + 130,7 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 2171,7 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 87,2 + 3710,5 + 1160,0 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 3799,5 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 108,2 + 2044,7 + 1930,0 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 2156,1 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_1 = (-4) \cdot 1200 = 4800 \text{ МВт} \times \text{год};$$

$$W_2 = (5,38 + 11,06) \cdot 5400 = 88776,0 \text{ МВт} \times \text{год}.$$

$$W_3 = 15,14 \cdot 5400 = 81756,0 \text{ МВт} \times \text{год}.$$

У відповідності з (3.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\Pi_1 = 18,55 \cdot 0,12 \cdot 4800 - 2171,7 = 8513,1 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 88776 - 3799,5 = 13778,1 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_3 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 81756 - 2156,1 = 14031,6 \text{ тис.грн.}$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (3.1):

$$E'_a = \frac{8513,1 / (1 + 0.16) + 13778,1 / (1 + 0.16)^2 + 88612,3 / (1 + 0.16) + 152732,4 / (1 + 0.16)^2 + 14031,6 / (1 + 0.16)^3}{+104218,9 / (1 + 0.16)^3} = 0,104$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,104 = 9,7 \text{ років.}$$

4. ЗАХИСТ ВІД ПРЯМИХ УДАРІВ БЛИСКАВКИ

4.1. Комплекс засобів захисту від блискавки

Комплекс засобів блискавкозахисту будівель або споруд включає в себе пристрої захисту від прямих ударів блискавки [зовнішня блискавко-захисна система (БЗС)] і пристрої захисту від вторинних впливів блискавки (внутрішня БЗС). В окремих випадках блискавкозахист може містити тільки зовнішні або тільки внутрішні пристрої. У загальному випадку частина струмів блискавки протікає по елементам внутрішнього блискавко захисту.

Зовнішня БЗС може бути ізольована від споруди (окремо стоять блискавковідводи - стрижневі або тросові, а також сусідні споруди, що виконують функції природних блискавковідводів), або може бути встановлена на будівлі що захищається і навіть бути його частиною.

Внутрішні пристрої блискавкозахисту призначені для обмеження електромагнітних впливів струму блискавки і запобігання іскріння всередині об'єкта, що захищається.

Струми блискавки, що потрапляють в блискавкоприймачі, відводяться в заземлювач через систему струмовідводів (спусків) і розтікаються в землі [1].

4.2. Зовнішня блискавкозахисна система

Зовнішня БЗС у загальному випадку складається з блискавкоприймачів, струмовідводів і заземлювачів. Їхній матеріал і переріз елементів вибирають по табл. 4.1.

Таблиця 2.1 Матеріал і мінімальний переріз елементів зовнішньої БЗС

Рівень захисту	Матеріал	Переріз, мм ²		
		блискавкоприймача	струмовідводу	заземлювача
I—IV	Сталь	50	50	30
I—IV	Алюміній	70	25	Не застосовується
I—IV	Мідь	35	16	50

Примітка. Зазначені значення можуть бути збільшені залежно від підвищення корозії або механічних впливів.

4.2.1. Блискавкоприймачі

Блискавкоприймачі можуть бути спеціально встановленими, в тому числі на об'єкті, або їх функції виконують конструктивні елементи об'єкта що захищається в останньому випадку вони називаються природними блискавкоприймачами.

Блискавкоприймачі можуть складатися з довільної комбінації наступних елементів: стрижнів, натягнутих проводів (тросів), сітчастих провідників (сіток).

Наступні конструктивні елементи будинків і споруд можуть розглядатися як природні блискавкоприймачі:

а) металеві покрівлі захищених об'єктів за умови, що: електрична безперервність між різними частинами забезпечена на довгий термін;

товщина металу покрівлі становить не менше значення t , наведеного в табл.

4.2 якщо необхідно захистити покрівлю від пошкодження або прогорання;

товщина металу покрівлі становить не менше 0,5мм, якщо її не обов'язково захищати від:

пошкоджень і немає небезпеки займання горючих матеріалів, які перебувають під покрівлею;

покрівля не має ізоляційного покриття. При цьому невеликий шар антикорозійної фарби або шар 0,5мм асфальтового покриття, або шар 1мм пластикового покриття не вважається ізоляцією;

неметалеві покриття на/або під металевою покрівлею не виходять за межі, що захищається;

б) металеві конструкції даху (ферми, з'єднана між собою сталеві арматура);

в) металеві елементи типу водостічних труб, прикрас, огорожень по краю даху і т.п., якщо їх переріз не менше значень, передбачених для звичайних блискавкоприймачів;

Таблиця 4.2 Товщина покриття, труби або корпусу резервуара, що виконують функції природного блискавкоприймача

Рівень захисту	матеріал	Товщина t не менше, мм
I – IV	Залізо	4
I – IV	Мідь	5

I – IV	Алюміній	7
--------	----------	---

г) технологічні металеві труби та резервуари, якщо вони виконані з металу товщиною не менше 2,5мм і проплавлення або пропалу цього металу не призведе до небезпечних або неприпустимих наслідків;

д) металеві труби та резервуари, якщо вони виконані з металу товщиною не менше значення t , наведеного в табл. 4.2, і якщо підвищення температури з внутрішньої сторони об'єкта в точці удару блискавки не становить небезпеки.

З метою зниження ймовірності виникнення небезпечного іскріння струмовідводи розташовуються таким чином, щоб між точкою пошкодження і землею:

- а) струм розтікався по декількох паралельних шляхах;
- б) довжина цих шляхів була зведена до мінімуму.

Якщо блискавкоприймач складається зі стрижнів, встановлених на окремих опорах (або одній опорі), на кожній опорі передбачається не менше одного струмовідводу.

Якщо блискавкоприймач складається з окремих горизонтальних проводів (тросів) або з одного дроту (троса), на кожному кінці дроту (троса) виконується не менше одного струмовідводу.

Якщо блискавкоприймач представляє собою сітчасту конструкцію, підвішену над об'єктом, що захищається, на кожній її опорі виконується не менше одного струмовідводу. Загальна кількість струмовідводів приймається не менше двох.

Струмовідводи розташовуються по периметру об'єкта, що захищається таким чином, щоб середня відстань між ними була не менше значень, наведених у табл. 4.3.

Струмовідводи з'єднуються горизонтальними поясами поблизу поверхності землі і через кожні 20м. по висоті будівлі.

Таблиця 4.3 Середня відстань між струмовідводами в залежності від рівня захисту

Рівень захисту	Середня відстань, м
I	10
II	15
III	20
IV	25

Бажано, щоб струмовідводи рівномірно розташовувалися по периметру об'єкта що захищається. По можливості вони прокладаються поблизу кутів будівель.

Не ізольовані від об'єкта, що захищається струмовідводи прокладаються наступним чином:

якщо стіна виконана з негорючого матеріалу, струмовідводи можуть бути закріплені на поверхні стіни або проходити в стіні; якщо стіна виконана з горючого матеріалу, струмовідводи можуть бути закріплені безпосередньо на поверхні стіни, так щоб підвищення температури при протіканні струму блискавки не представляло небезпеки для матеріалу стіни;

якщо стіна виконана з горючого матеріалу і підвищення температури струмовідводів представляє для нього небезпеку, струмовідводи розміщуються таким чином, щоб відстань між ними і об'єктом, що захищається завжди перевищувала 0,1м. Металеві скоби для кріплення струмовідводів можуть бути в контакті зі стіною.

Не слід прокладати струмовідводи у водостічних трубах. Рекомендується розміщувати струмовідводи на максимально можливих відстанях від дверей і вікон.

Струмовідводи прокладаються по горизонтальним і вертикальним лініям, так щоб шлях до землі був по можливості найкоротшим. Не рекомендується прокладка струмовідводів у вигляді петель.

Наступні конструктивні елементи будівель можуть вважатися природними струмовідводами:

а) металеві конструкції за умови, що:

електрична безперервність між різними елементами є довговічною;

вони мають не менші розміри, ніж потрібні для спеціально передбачених струмовідводів;

Металеві конструкції можуть мати ізоляційне покриття.

б) металевий каркас будівлі або споруди;

в) з'єднана між собою сталева арматура будівлі або споруди;

г) частини фасаду, профільовані елементи і опорні металеві конструкції фасаду за умови, що:

їх розміри відповідають вказівкам, які належать до струмовідводів, а їх товщина складає не менше 0,5мм;

металева арматура залізобетонних будівель вважається такою, що забезпечує електричну безперервність, якщо вона задовільняє такі умови:

- Приблизно 50% з'єднань вертикальних і горизонтальних стрижнів виконані зварюванням або мають жорсткий зв'язок (болтове кріплення, в'язка дротом);

- електрична неперервність забезпечена між сталеною арматурою різних задалегідь заготовлених бетонних блоків і арматурою бетонних блоків, підготовлених на місці. У прокладці горизонтальних поясів немає необхідності, якщо металеві каркаси будівлі або сталева арматура залізобетону використовується як струмовідводи.

У всіх випадках, за винятком використання окремо стоячого блискавковідводу, заземлювач блискавкозахисту поєднується з заземлювачами електроустановок та засобів зв'язку. Якщо ці заземлювачі розділяються з яких-небудь технологічних міркувань, їх слід об'єднати в загальну систему за допомогою системи вирівнювання потенціалів.

Доцільно використовувати такі типи заземлювачів: один або декілька контурів, вертикальні (або похилі) електроди, радіально розходяться електроди або заземлюючий контур, покладений на дні котловану, заземлюючі сітки.

Сильно заглиблені заземлювачі виявляються ефективними, якщо питомий опір ґрунту зменшується з глибиною і на великій глибині виявляється істотно меншим, ніж на рівні звичайного розташування.

Заземлювач у вигляді зовнішнього контуру переважно прокладається на глибині не менше 0,5м від поверхні землі і на відстані не менше 1м від стін. Заземлюючі електроди повинні розташовуватися на глибині не менше 0,5м за межами об'єкта, що захищається і бути як можна більш рівномірно розподіленими; при цьому треба прагнути звести до мінімуму їх взаємне екранування.

Глибина прокладання та тип заземлюючих електродів вибираються за умови забезпечення мінімальної корозії, а також можливо меншої сезонної варіації опору заземлення в результаті висихання та промерзання ґрунту.

В якості заземлюючих електродів може використовуватися з'єднана між собою арматура залізобетону або інші підземні металеві конструкції. Якщо арматура залізобетону використовується як заземлювальні електроди, підвищені вимоги пред'являються до місць її сполук, щоб виключити механічне руйнування бетону. Якщо використовується зверхнапружений бетон, слід врахувати можливі наслідки протікання струму блискавки, який може викликати неприпустимі механічні навантаження.

Блискавкоприймачі і струмовідводи жорстко закріплюються, так щоб виключити будь-який розрив або ослаблення кріплення провідників під дією електродинамічних сил або випадкових механічних впливів (наприклад, від пориву вітру або падіння снігового шару).

Кількість з'єднань провідника зводиться до мінімального. З'єднання виконуються зварюванням, паянням, допускається також вставка в затискаючий наконечник або болтове кріплення.

4.3. Вибір блискавковідводів

Вибір типу і висоти блискавковідводів здійснюється, виходячи з значень необхідної надійності P_3 . Об'єкт вважається захищеним, якщо сукупність всіх його блискавковідводів забезпечує надійність захисту не менше P_3 .

У всіх випадках система захисту від прямих ударів блискавки вибирається так, щоб максимально використовувалися природні блискавковідводи, а якщо забезпечувана ними захищеність недостатня – в комбінації із спеціально встановленими блискавковідводами.

У загальному випадку вибір блискавковідводів проводиться за допомогою відповідних комп'ютерних програм, здатних обчислювати зони захисту або ймовірність прориву блискавки в об'єкт (групу об'єктів) будь-якої конфігурації при довільному розташуванні практично будь-якого числа блискавковідводів різних типів.

За інших рівних умов висоту блискавковідводів можна знизити, якщо замість стрижневих конструкцій застосовувати тросові, особливо при їх підвісці по зовнішньому периметру об'єкта.

Якщо захист об'єкта забезпечується найпростішими блискавковідводами (одиначним стрижневим, одиначним тросовим, подвійним стрижневим, подвійним тросовим, замкнутим тросовим), розміри блискавковідводів можна визначати, користуючись заданими в цьому нормативі зонами захисту.

У разі проектування блискавкозахисту для звичайного об'єкту, можливо визначення зон захисту за захисним кутом або методом сфери що обертається відповідно до стандарту Міжнародної електротехнічної комісії за умови, що розрахункові вимоги Міжнародної електротехнічної комісії виявляються більш жорсткими.

4.3.1. Типові зони захисту стрижневих і тросових блискавковідводів
Стандартною зоною захисту одного стрижневого блискавковідводу висотою h є круговий конус висотою $h_0 < h$ вершина якого співпадає з вертикальною віссю блискавковідводу (рис. 4.1).

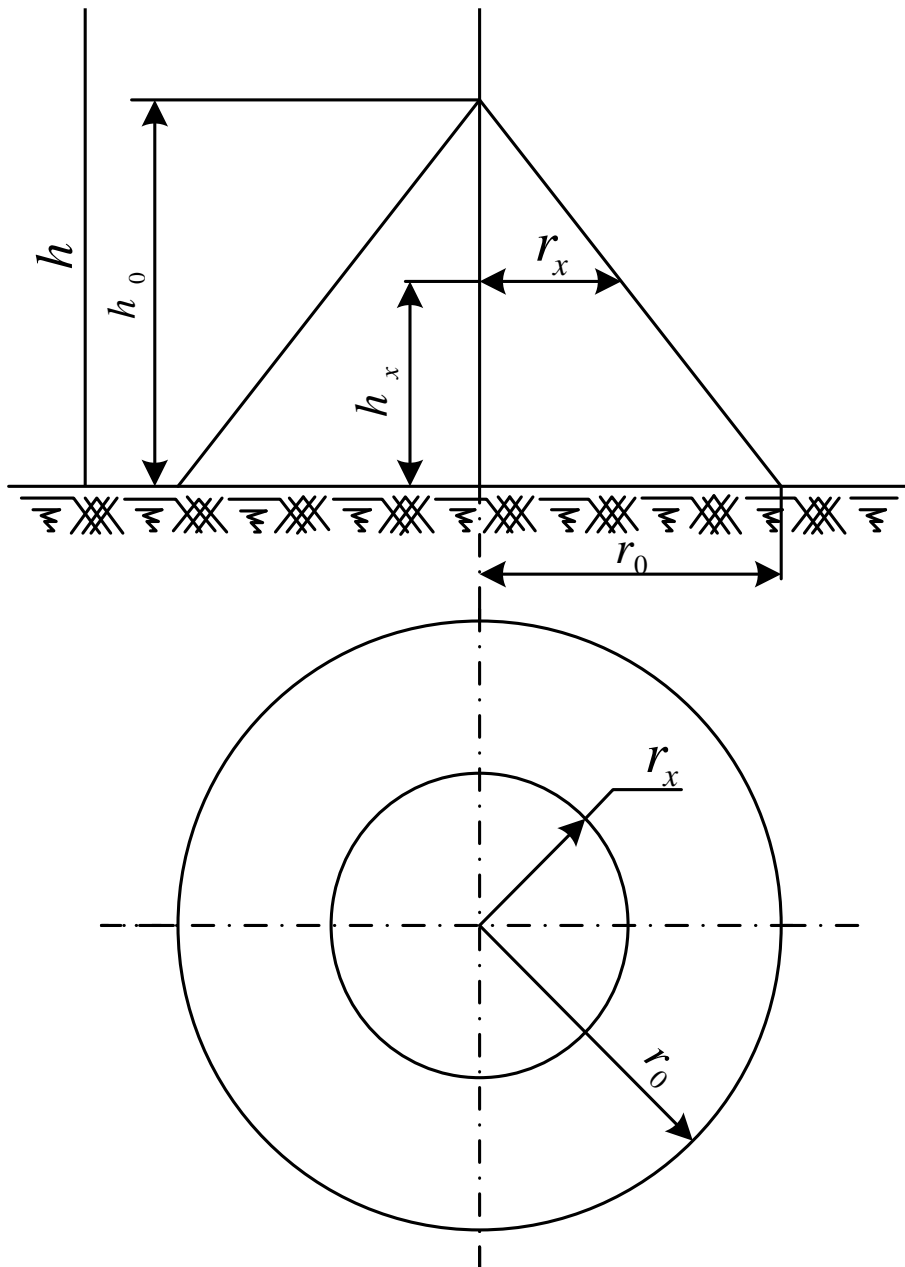


Рисунок 4.1. Зона захисту одного стрижневого блискавковідводу

Габарити зони визначаються двома параметрами: висотою конуса h_0 і радіусом конуса на рівні землі r_0 .

Наведені нижче розрахункові формули (табл. 4.4) придатні для блискавковідводів висотою до 150м. При більш високих блискавковідводах слід користуватися спеціальною методикою розрахунку.

Для зони захисту необхідної надійності (рис. 4.1) радіус горизонтального перерізу r_x на висоті h_x визначається за формулою:

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}. \quad (4.1)$$

Таблиця 4.4 Розрахунок зони захисту одного стрижневого блискавковідводу

Надійність захисту P_3	Висота блискавковідвода h , м	Висота конуса h_0 , м	Радіус конуса r_0 , м
0,9	Від 0 до 100	0,85h	1,2h
	Від 100 до 150	0,85h	$[1,2 - 10^{-3} (h-100)]h$
0,99	Від 0 до 30	0,85h	0,8h
	Від 30 до 100	0,85h	$[0,8 - 1,43 \cdot 10^{-3} (h-30)]h$
	Від 100 до 150	$[0,8 - 10^{-3} (h-100)]h$	0,7h
0,999	Від 0 до 30	0,7h	0,6h
	Від 30 до 100	$[0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4} (h-30)]h$	$[0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3} (h-30)]h$
	Від 100 до 150	$[0,65 - 10^{-3} (h-100)]h$	$[0,5 - 2 \cdot 10^{-3} (h-100)]h$

Стандартні зони захисту одного тросового блискавковідводу висотою h обмежені симетричними двосхилими поверхнями, утворюють у вертикальному перерізі рівнобедрений трикутник з вершиною на висоті $h_0 < h$ і основою на рівні землі $2r_0$ (рис., 4.2).

Таблиця 2.5 Розрахунок зони захисту одного тросового блискавковідводу

Надійність захисту P_3	Висота блискавковідводу h , м	Висота конуса h_0 , м	Радіус конуса r_0 , м
0,9	Від 0 до 150	0,87h	1,5h
0,99	Від 0 до 30	0,8h	0,95h
	Від 30 до 100	0,8h	$[0,95 - 7,14 \cdot 10^{-4} (h - 30)]h$
	Від 100 до 150	0,8h	$[0,9 - 10^{-3} (h - 100)]h$
0,999	Від 0 до 30	0,75h	0,7h
	Від 30 до 100	$[0,75 - 4,28 \cdot 10^{-4} (h - 30)]h$	$[0,7 - 1,43 \cdot 10^{-3} (h - 30)]h$
	Від 100 до 150	$[0,72 - 10^{-3} (h - 100)]h$	$[0,6 - 10^{-3} (h - 100)]h$

Наведені нижче розрахункові формули (табл. 2.5) придатні для блискавковідводів висотою до 150м. При більшій висоті слід користуватися спеціальним програмним забезпеченням. Тут і далі під h розуміється мінімальна висота троса над рівнем землі (з урахуванням провисання).

Половина ширини r_x зони захисту необхідної надійності (рис. 2.2) на висоті h_x від поверхні землі визначається виразом (2.2):

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} \quad (2.2)$$

При необхідності розширити об'єм, що захищається до країв зони захисту тросового блискавковідводу можуть додаватися зони захисту несучих опор, які розраховуються за формулами одиноких стрижневих блискавковідводів, представленими в табл. 2.4. У разі великих провисань тросів, наприклад, на повітряних лініях електропередачі, рекомендується розраховувати забезпечувану імовірність прориву блискавки програмними методами, оскільки побудова зон захисту за мінімальною висотою троса в прольоті може призвести до невиправданих запасів.

Блискавковідвід вважається подвійним, коли відстань між стержневими блискавкоприймачами L не перевищує граничного Значення L_{\max} . В іншому випадку обидва блискавковідводи розглядаються як поодинокі.

Конфігурація вертикальних і горизонтальних перерізів стандартних зон захисту подвійного стрижневого блискавковідводу (висотою h і відстанню L між блискавковідводами) представлена на рис 2.3. Побудова зовнішніх областей зон подвійного блискавковідводу (полуконусів з габаритами h_0, r_0) проводиться за формулами табл. 4.4 для одиночних стрижневих блискавковідводів.

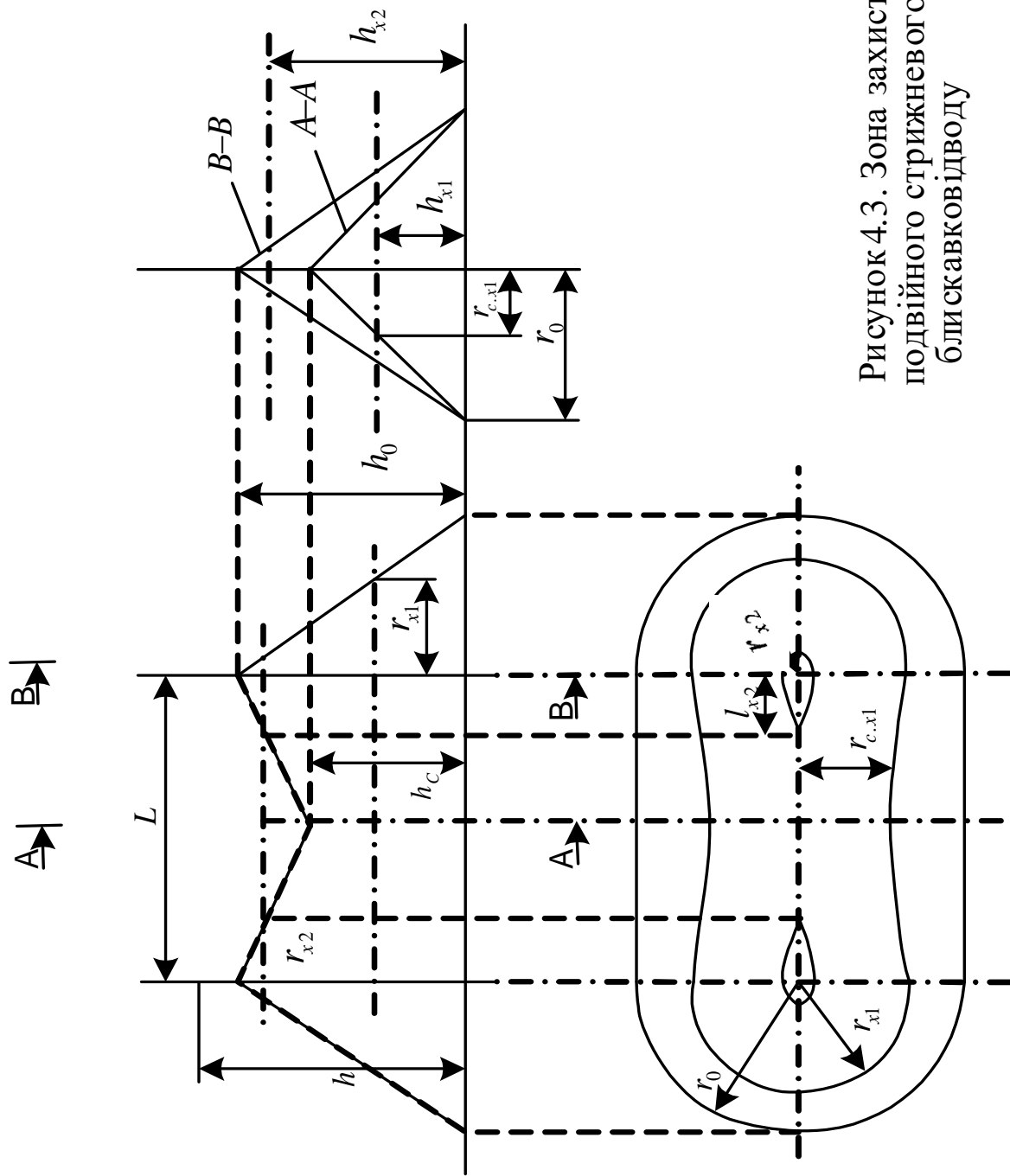


Рисунок 4.3. Зона захисту
подвійного стрижневого
бліскавковідводу

Розміри внутрішніх областей визначаються параметрами h_0 і h_c , перший з яких задає максимальну висоту зони безпосередньо біля блискавковідводів, а другий - мінімальну висоту зони по середині між блискавковідводами. При відстані між блискавковідводами $L \leq L_c$ межа зони не має провисання ($h_c = h_0$). Для відстаней $L_c \leq L \leq L_{\max}$ висота h_c визначається за виразом:

$$h_c = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_c} h_0. \quad (4.3)$$

Вхідні в нього граничні відстані L_{\max} і L_c обчислюються за емпіричними формулами табл. 4.6, придатними для блискавковідводів висотою до 150м. При більшій висоті блискавковідводів слід користуватися спеціальним програмним забезпеченням.

Таблиця 4.6 Розрахунок параметрів зони захисту подвійного стрижневого блискавковідводу

Надійність захисту P_3	Висота блискавковідводу h , м	h_{\max} , м	L_c , м
0,9	Від 0 до 30	5,75h	2,5h
	Від 30 до 100	$[5,75 - 3,57 \cdot 10^{-3} (h-30)]h$	2,5h
	Від 100 до 150	5,5h	2,5h
0,99	Від 0 до 30	4,75h	2,25h
	Від 30 до 100	$[4,75 - 3,57 \cdot 10^{-3} (h-30)]h$	$[2,25 - 0,0107(h-30)]h$
	Від 100 до 150	4,5h	1,5h
0,999	Від 0 до 30	4,25h	2,25h
	Від 30 до 100	$[4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} (h-30)]h$	$[0,7 - 1,43 \cdot 10^{-3} (h-30)]h$
	Від 100 до 150	4,0h	1,5h

Розміри горизонтальних перерізів зони обчислюються за такими формулами, загальними для всіх рівнів надійності захисту: максимальна напівширина зони r_x в горизонтальному перерізі на висоті h_x :

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} \quad (4.4)$$

довжина горизонтального перерізу l_x на висоті $h_x \geq h_c$:

$$l_x = \frac{L(h_0 - h_x)}{2(h_0 - h_c)}, \quad (4.5)$$

причому при $h_x < h_c$ $l_x = L/2$;

ширина горизонтального перерізу в центрі між блискавковідводами $2r_{cx}$ на висоті $h_x \leq h_c$:

$$r_{cx} = \frac{r_0(h_c - h_x)}{h_c} \quad (4.6)$$

Блискавковідвід вважається подвійним, коли відстань між тросами L не перевищує максимального значення L_{\max} . В іншому випадку обидва блискавковідводи розглядаються як одиночні.

Конфігурація вертикальних і горизонтальних перерізів стандартних зон захисту подвійного тросового блискавковідводу (висотою h і відстанню між тросами L) представлена на рис. 4.4. Побудова зовнішніх областей зон (двох односхилих поверхонь з габаритами h_0, r_0) проводиться по формулам табл. 4.5 для одиночних тросових блискавковідводів.

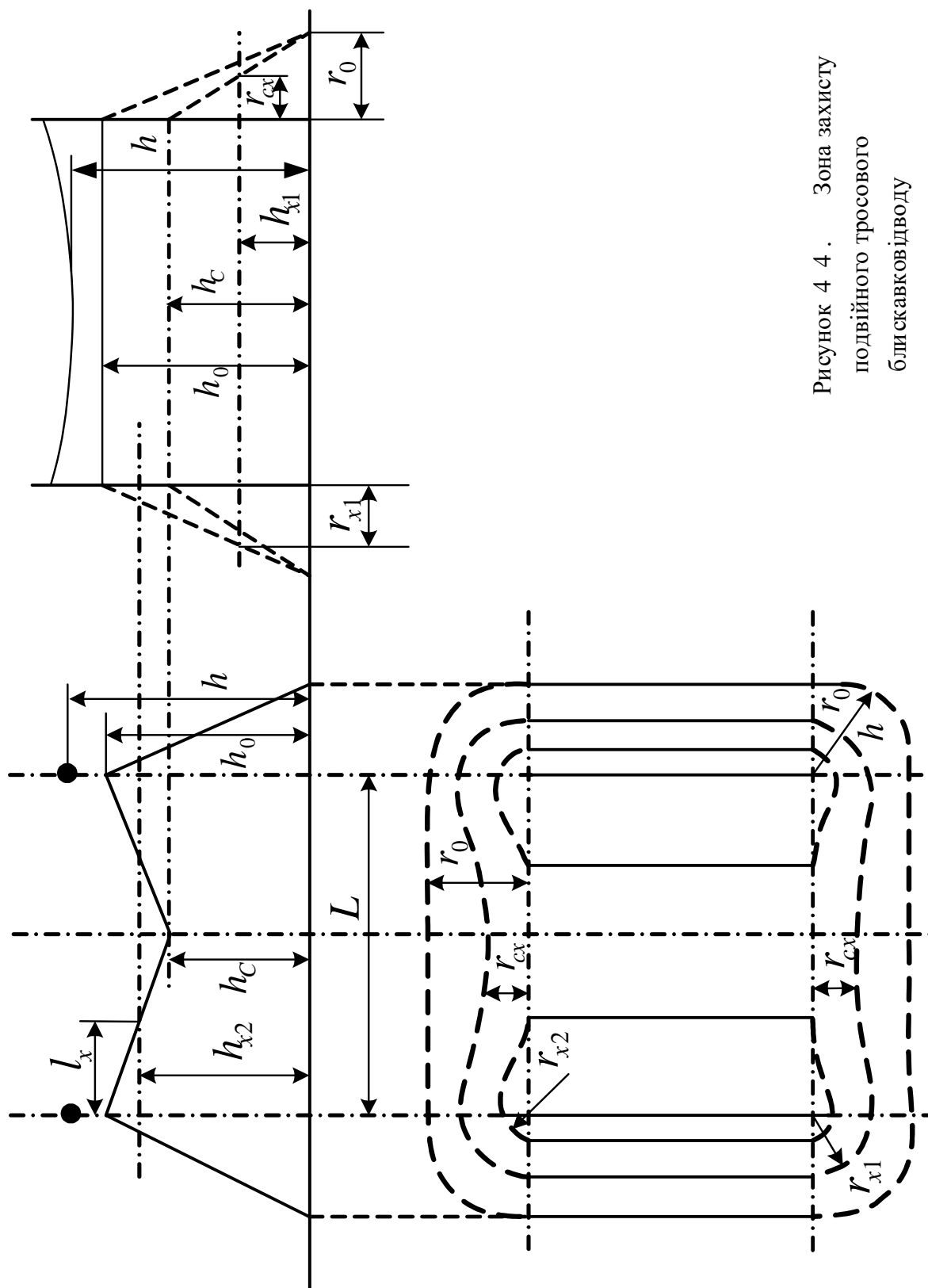


Рисунок 4 4 . Зона захисту
подвійного тросового
блискавквідводу

Розміри внутрішніх областей визначаються параметрами h_0 і h_c перший з яких задає максимальну висоту зони безпосередньо біля тросів, а другий –

мінімальну висоту зони по середині між тросами. При відстані між тросами $L \leq L_C$ межа зони не має провисання ($h_c = h_0$). Для відстаней $L_C \leq L \leq L_{\max}$ висота h_c визначається за виразом:

$$h_c = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_C} h_0. \quad (4.7)$$

Вхідні в нього граничні відстані L_{\max} і L_C обчислюються за емпіричними формулами табл. 4.7, придатними для тросів з висотою підвісу до 150м. При більшій висоті блискавковідводів слід користуватися спеціальним програмним забезпеченням.

Довжина горизонтального перерізу зони захисту на висоті h_x визначається за формулами:

$$\left. \begin{aligned} l_x &= L/2, \quad \text{при } h_c \geq h_x; \\ l_x &= \frac{L(h_0 - h_x)}{2(h_0 - h_c)}, \quad 0 < h_c < h_x. \end{aligned} \right\} \quad (4.8)$$

Таблиця 4.7 Розрахунок зони захисту подвійного тросового блискавковідводу

Надійність захисту P_3	Висота блискавковідводу h , м	h_{\max} , м	L_C , м
0,9	Від 0 до 150	6,0h	3,0h
0,99	Від 0 до 30	5,0h	2,5h
	Від 30 до 100	5,0h	$[2,5 - 7,14 \cdot 10^{-3} (h-30)]h$
0,999	Від 100 до 150	$[5,0 - 5 \cdot 10^{-3} (h-100)]h$	$[2,0 - 5 \cdot 10^{-3} (h-100)]h$
	Від 0 до 30	4,75h	2,25h
	Від 30 до 100	$[4,75 - 3,57 \cdot 10^{-3} (h-30)]h$	$[2,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} (h-30)]h$
	Від 100 до 150	$[4,5 - 5 \cdot 10^{-3} (h-100)]h$	$[2,0 - 5 \cdot 10^{-3} (h-100)]h$

Для розширення об'єму, що захищається на зону подвійного тросового блискавковідводу може бути накладена зона захисту опор, несучих троси, яка будується як зона подвійного стрижневого блискавковідводу, якщо відстань L

між опорами менше L_{\max} , обчисленого за формулами табл. 4.6. В іншому випадку опори розглядаються як одиночні стрижневі блискавковідводи.

Коли троси непаралельні або різної висоти, або їх висота змінюється по довжині прольоту, для оцінки надійності їх захисту слід скористатися спеціальним програмним забезпеченням. Так само рекомендується діяти при великих провисаннях тросів в прольоті, щоб уникнути зайвих запасів по надійності захисту.

Розрахункові формули можуть використовуватися для визначення висоти підвісу замкнутого тросового блискавковідводу, призначеного для захисту з необхідною надійністю об'єктів висотою $h_0 < 30M$, розміщених на прямокутному майданчику площею S_0 у внутрішньому об'ємі зони при мінімальному горизонтальному зсуві між блискавковідводом і об'єктом, рівному D (рис. 4.5). Під висотою підвісу троса мається на увазі мінімальна відстань від троса до поверхні землі з урахуванням можливих провисань в літній сезон.

Для розрахунку h використовується вираз:

$$h = A + Bh_0 \quad (4.9)$$

в якому константи A і B визначаються залежно від рівня надійності захисту за такими формулами:

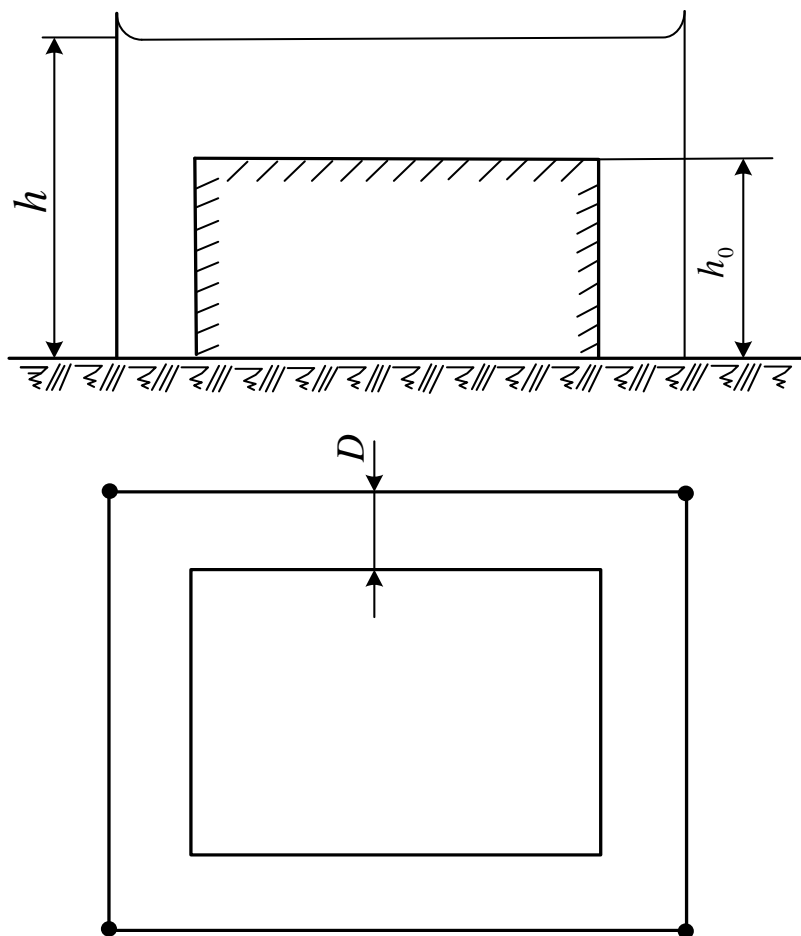


Рисунок 2.5. Зона захисту закритого тросового блискавковідводу

а) надійність захисту $P_3 = 0,99$

$$A = -0,14 + 0,252(D - 5) + [0,127 + 6,4 \cdot 10^{-4}(D - 5)]\sqrt{S_0}; \quad (4.10)$$

$$B = 1,05 - 9,08 \cdot 10^{-3}(D - 5) + [-3,44 \cdot 10^{-3} + 5,87 \cdot 10^{-5}(D - 5)]\sqrt{S_0}; \quad (4.11)$$

б) надійність захисту $P_3 = 0,999$

$$A = -0,08 + 0,324(D - 5) + [0,16 + 2,41 \cdot 10^{-4}(D - 5)]\sqrt{S_0}; \quad (4.12)$$

$$B = 1,1 - 0,0115(D - 5) + [4,24 \cdot 10^{-3} + 1,25 \cdot 10^{-4}(D - 5)]\sqrt{S_0}. \quad (4.13)$$

Розрахункові співвідношення справедливі, коли $D > 5\text{м}$. Робота з меншими горизонтальними зміщеннями троса не доцільна через високу ймовірність зворотніх перекриттів блискавки з троса на захищаний об'єкт. Замкнуті тросові блискавковідводи не рекомендуються, коли необхідна надійність захисту менше 0,99.

Якщо висота об'єкта перевищує 30м, висота замкнутого тросового блискавковідводу визначається за допомогою програмного забезпечення. Так само слід діяти для замкнутого контуру складної форми.

Після вибору висоти блискавковідводів по їх зонам захисту рекомендується перевірити фактичну ймовірність прориву комп'ютерними засобами, а в разі великого запасу по надійності провести коригування, задаючи меншу висоту блискавковідводів.

Визначення зон захисту за рекомендаціями МЕК

Нижче наводяться правила визначення зон захисту для об'єктів висотою до 60м, викладених у стандарті МЕК (ІЕС 61024-1-1). При проектуванні може бути обраний будь-який спосіб захисту, однак практика показує доцільність використання окремих методів у наступних випадках:

метод захисного кута для простих за формою споруд або для маленьких частин великих споруд;

метод фіктивної сфери - для споруд складної форми;

застосування захисної сітки доцільно в загальному випадку і особливо для захисту поверхонь.

У табл. 4.8 для рівнів захисту I-IV наводяться значення кутів при вершині зони захисту, радіуси фіктивної сфери, а також гранично припустимий крок комірки сітки.

Стрижневі блискавкоприймачі, щогли і троси розміщуються так, щоб всі частини споруди, перебували в зоні захисту, утвореного під кутом α до вертикалі. Захисний кут вибирається по табл. 4.8, причому h є висотою блискавковідводу над поверхнею, яка буде захищена.

Метод захисного кута не використовується, якщо h більше, ніж радіус фіктивної сфери, визначений за табл. 4.8 для відповідного рівня захисту.

Метод фіктивної сфери використовується для визначення зони захисту для частини або областей споруди, коли згідно з табл. 4.4 виключено визначення зони

захисту за захисним кутом. Об'єкт вважається захищеним, якщо фіктивна сфера, торкаючись поверхні блискавковідводу і площини, на якій той встановлений, не має спільних точок з об'єктом, що захищається.

Сітка захищає поверхню, якщо виконані наступні умови:

провідники сітки проходять по краю даху, дах виходить за габаритні розміри будівлі;

провідник сітки проходить по гребеню даху, якщо нахил даху перевищує 1/10;

Таблиця 4.8 Параметри для розрахунку блискавкоприймачів по рекомендаціям МЕК

Рівень захисту	Радіус уявної сфери R, м	Кут α^0 коло вершини блискавковідводу для заданої будь-якої висоти h, м				Крок комірки сітки, м
		20	30	45	60	
I	20	25	*	*	*	5
II	30	35	25	*	*	10
III	45	45	35	25	*	10
IV	60	55	45	35	25	20

* в цих випадках використовуються тільки сітки або фіктивні сфери.

бічні поверхні споруди на рівнях вище, ніж радіус фіктивної сфери (див. табл. 4.8), захищені блискавковідводами або сіткою;

розміри комірки сітки не більші наведених у табл. 4.8;

сітка виконується таким способом, щоб струм блискавки мав завжди не менше двох різних шляхів до заземлювача;

ніякі металеві частини не повинні виступати за зовнішні контури сітки.

Провідники сітки прокладаються, наскільки це можливо, найкоротшими шляхами.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.

5.1 Постановка задач з охорони праці

У магістерській кваліфікаційній роботі досліджувались пристрої грозозахисту в розподільчих електричних мережах 110/10кВ. Обслуговування електроустановок здійснюється адміністративно-технічним, черговим, ремонтним або оперативно-ремонтним електротехнічним персоналом. У процесі експлуатації електроустановок проводяться роботи, передбачені графіками планово-попереджувального ремонту діючого встаткування, профілактичні випробування ізоляції електромашин, трансформаторів, кабелів, релейного захисту й автоматики та ін. Для запобігання ураження робітників електричним струмом дотримуються правил техніки безпеки.

Згідно ПУЕ для захисту людей від ураження електричним струмом повинно бути застосовано: заземлення або занулення. Заземленням називається навмисне електричне з'єднання даної точки системи або установки, або обладнання з локальною землею за допомогою заземлювального пристрою. [4]

Зануленням називається навмисне електричне з'єднання нейтральної провідної частини (нейтрального провідника) в електроустановці до 1 кВ з заземленою нейтраллю трансформатора на підстанції.

Нейтральний провідник - частина електроустановки, здатна проводити електричний струм, потенціал якої в нормальному експлуатаційному режимі дорівнює або близький до нуля.

Найчастіше при експлуатації електроустановок не струмоведучих частини їх виявляються під напругою. Величина його може бути різною в залежності від причини.

Найбільш часта причина - наведення напруги від близько розташованих струмоведучих частин. Зокрема, наприклад на корпус трансформатора наводиться потенціал від проходять крізь нього магнітних потоків. Таким чином, не будучи

живити корпус стає небезпечним для дотику. До таких же об'єктів можна віднести ще й сітчасті огорожі на РП, корпуси двигунів і генераторів, інше обладнання.

Другою причиною може стати замикання на корпус однієї або декількох фаз. При цьому корпус виявляється під напругою.

Таким чином, неструмоведучі частини електроустановок або елементи РП виявляються під напругою, ті мають потенціал щодо землі не дорівнює нулю. Зрозуміло, що при зіткненні з ним станеться поразка людини електричним струмом, що проявляється в електричному ударі і опіку зовнішніх і внутрішніх органів. Наслідком ураження електричним струмом можуть бути судоми м'язів грудної клітини, припинення діяльності органів дихання, втрата свідомості і розлад серцевої діяльності зі смертельними наслідками.

Ступінь ураження визначається величиною струму, шляхом і тривалістю проходження через тіло людини. Величина струму залежить від напруги дотику і опору всієї електричної ланцюга в яку послідовно «включається» людина.

5.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем і обслуговуванням захисного заземлення для установок 110 та 10кВ.

Необхідність проведення захисних заходів, а також пристрій заземлювачів або занулення будь-яких електроустановок залежить від ряду факторів.

До них в першу чергу відносяться:

- робоча напруга електроустановки
- режим роботи нейтралі електроустановки

Заземлення або занулення електроустановок слід виконувати:

- 1) при напрузі 380 В і вище змінного струму і 440 В і вище постійного струму - у всіх електроустановках.
- 2) при номінальних напругах вище 42 В, але нижче 380 В змінного струму і вище 110 В, але нижче 440 В постійного струму - тільки в приміщеннях з підвищеною небезпекою, особливо небезпечних і в зовнішніх установках.

До приміщень з підвищеною небезпекою необхідно віднести ті приміщення, де є

- струмопровідна пил
- струмопровідні підлоги
- висока температура більше 350°
- відносна вологість більше 75%

3) у вибухонебезпечних приміщеннях при всіх напруженнях.

До останніх можна віднести акумуляторні на підстанціях, в кисневих, водневих та інших цехах різних підприємств.

Згідно з ПУЕ до частин, що підлягають занулення або заземлення відносяться:

- 1) корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, світильників тощо.
- 2) приводи електричних апаратів;
- 3) вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів
- 4) каркаси розподільних щитів, щитів управління, щитків і шаф, а також знімні або частини, що відкриваються, якщо на останніх встановлено електрообладнання напругою вище 42 В змінного струму або більше 110 В постійного струму;
- 5) металеві конструкції розподільних пристроїв, металеві кабельні конструкції, металеві кабельні з'єднувальні муфти, металеві оболонки і броня контрольних і силових кабелів, металеві оболонки проводів, металеві рукави і труби електропроводки, кожухи і опорні конструкції шинопроводів, лотки, коробки, струни, троси і сталеві смуги, на яких укріплені кабелі та проводи (крім струн, тросів і смуг, по яких прокладені кабелі з заземлення або занулення металеві оболонкою або бронею), а також є інші металеві конструкції, на яких встановлюється електрообладнання;
- б) металеві оболонки і броня контрольних і силових кабелів і проводів напругою до 42 В змінного струму і до 110 В постійного струму, прокладених на загальних металевих конструкціях, в тому числі в загальних трубах, коробах, лотках тощо
Разом з кабелями і проводами, металеві оболонки і броня яких підлягають заземленню або занулення;

- 7) металеві корпуси пересувних і переносних електроприймачів;
- 8) електрообладнання, розташоване на рухомих частинах верстатів, машин і механізмів.

Ряд вимог відображає умови безпечної роботи електроустановки для обслуговуючого персоналу, проте існують вимоги, які безпосередньо залежать від умов роботи електроустановки. Так наприклад, недотримання вимоги щодо заземлення вторинної обмотки трансформатора струму призведе в кращому випадку зміни класу точності що негативно позначиться на свідченнях приладів або роботи релейного захисту включених в ланцюг трансформатора струму. У гіршому випадку це призведе до несправності апарату.

5.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці при виконанні робіт з ремонту і обслуговування захисного заземлення 110 та 10кВ.

Як зазначалося, заземленням називається навмисне електричне з'єднання даної точки системи або установки, або обладнання з локальною землею за допомогою заземлювального пристрою.

Розрізняють 3 види заземлень [3]

- захисне, яке гарантуватиме безпечне обслуговування електроустановок
- робоче, що забезпечує нормальну роботу електроустановок в обраних режимах
- грозозахисні, яке служить для захисту від атмосферних перенапруг.

Значення опорів захисних заземлюючих пристроїв (табл.5.1).

Таблиця 5.1 – Допустимі опору заземлювального пристрою в електроустановках до і вище 1000 В

Найбільші допустимі значення $R_3, \text{Ом}$	Характеристика електроустановок
$R_3 \leq 0,5$	Для електроустановок напругою вище 1000 В і розрахунковим струмом замикання на землю $I_3 > 500 \text{ А}$
$R_3 = 250/I_3 \leq 10$	Для електроустановок напругою вище 1000 В і розрахунковим струмом замикання на землю $I_3 < 500 \text{ А}$
$R_3 = 125/I_3 \leq 10$	За умови, що заземлюючих пристроїв є загальним для електроустановок напругою до і вище 1000 В і розрахунковому струмі замикання на землю $I_3 < 500 \text{ А}$
$R_3 \leq 2$	В електроустановках напругою 660/380В
$R_3 \leq 4$	В електроустановках напругою 380/220 В
$R_3 \leq 8$	В електроустановках напругою 220/127 В

В якості останнього, званим заземлювачем, використовуються різні пристрої. Їх умовно можна розділити на природні та штучні. Відмінність полягає в тому, що пристрій перших не потрібно, так як вони вже існують незалежно від заземлюється електроустановки.

Як природні заземлювачі рекомендується використовувати:

- 1) прокладені в землі водопровідні та інші металеві трубопроводи, за винятком трубопроводів горючих рідин, горючих або вибухових газів і сумішей;
- 2) обсадні труби свердловин;
- 3) металеві та залізобетонні конструкції будівель і споруд, що знаходяться в зіткненні з землею;
- 4) металеві шунти гідротехнічних споруд, водоводи, затвори і т.д .;

5) свинцеві оболонки кабелів, прокладених в землі. Алюмінієві оболонки кабелів не дозволяється використовувати в якості природних заземлювачів.

Якщо оболонки кабелів служать єдиними заземлювачами, то в розрахунку заземлюючих пристроїв вони повинні враховуватися при кількості кабелів не менше двох;

6) заземлювачі опор ПЛ, з'єднані з заземлювальним пристроєм електроустановки за допомогою грозозахисного троса ПЛ, якщо трос не ізольований від опор ПЛ;

7) нульові проводу ПЛ до 1 кВ з повторними заземлювачами при кількості ПЛ не менше двох;

Заземлювачі повинні бути пов'язані з магістралями заземлень не менше ніж двома провідниками, приєднаними до заземлювача в різних місцях. Ця вимога не поширюється на опори ПЛ., Повторне заземлення нульового проводу і металеві оболонки кабелів.

Як природні заземлювачі неприпустимо використання теплотрас, трубопроводів з горючими речовинами такими як бензин, природним газом, нафтою і ін.

Використання природних заземлювачів зменшує капіталовкладення в установки, спрощує монтаж обладнання і тд.

Якщо з певних причин, такими як: неможливість використання природних заземлювачів, для підвищення надійності заземлення, використовують штучні заземлювачі.

- сталеві труби від 2 м з товщиною стінки від 3.5 мм

- смугову або кутову сталь товщиною не менше 4 мм

- Пруткова сталь діаметром 10 мм довжиною 10 метрів і більше

Пристрій захисного заземлення

Застосування захисного заземлення найчастіше потрібно на РУ підстанцій. Для цього по контуру підстанції забиваються в землю вертикальні електроди. У їх якості виступають найчастіше сталеві стрижні. Потім вони оперізуються горизонтальним заземлювачем, в якості якого служить сталева смуга. Спосіб з'єднання їх зварювання. Місця з'єднання рекомендується проливати бітумом для

зменшення корозії. При необхідності число вертикальних електродів, так само як і горизонтальних збільшують. Це визначається в результаті розрахунку, який зводиться до визначення опору розтікання струму заземлювача. Воно залежить від провідності ґрунту, конструкції заземлювача і глибини його закладення. Провідність ґрунту характеризується його питомим опором - опором між протилежними сторонами кубика ґрунту зі стороною 1 см. Воно залежить від характеру і будови ґрунту, його вологості, глибини промерзання. Так при промерзанні ґрунту його питомий опір зростає.

При влаштуванні заземлення на підстанції також необхідно звернути увагу і на пристрій входу і в'їзду в підстанцію. Тут потрібно закладати дві-три сталеві смуги в формі козирка з поступовим заглибленням на 1,5-2 м, чим досягається зниження напруги кроку. У місцях перехрещення заземлюючих провідників з кабелями, трубопроводами, залізничними коліями, в місцях їх введення в будівлі і в інших місцях, де можливі механічні пошкодження заземлюючих захисних провідників, ці провідники повинні бути захищені.

Пристрій занулення.

Застосування даної захисту потрібно найчастіше приміщеннях з великою кількістю електроприймачів, так як заземлення на місці кожного з них буває неможливим в силу об'єктивних причин. Для цього, наприклад в цеху, прокладаються магістральні захисні провідники зі смужової сталі, перетин якої зазначено раніше. У зовнішніх установках заземлення і нульові захисні провідники допускається прокладати в землі, в підлозі або по краю майданчиків, фундаментів технологічних установок і т.п. Потім занулення частини приймачів підключаються до магістралі. Відгалуження від магістралей до електроприймачів до 1 кВ допускається прокладати приховано безпосередньо в стіні, під чистою підлогою і т.п. із захистом їх від впливу агресивних середовищ. Такі відгалуження не повинні мати з'єднань. Спосіб прокладки їх залежить від приміщення в якому вони виконуються.

У приміщеннях сухих, без агресивного середовища, заземлюючі і нульові захисні провідники допускається прокладати безпосередньо по стінах.

У вологих, сирих і особливо сирих приміщеннях і в приміщеннях з агресивним середовищем заземлюючі і нульові захисні провідники слід прокладати на відстані від стін не менше ніж 10 мм.

Сама магістраль виводиться до місця влаштування заземлення. Не допускається використовувати в якості нульових захисних провідників нульові робочі провідники, що йдуть до переносних електроприймачів однофазного і постійного струму. Також можна навести і додаткові вимоги до пристрою ланцюга заземлюючих і нульових захисних провідників:

- в їх не повинно бути роз'єднувальних пристроїв та запобіжників.
- нульові захисні провідники ліній не допускається використовувати для занулення електрообладнання, що живиться по інших лініях.
- заземлюючі і нульові захисні провідники повинні бути забезпечені від хімічних впливів.
- використання спеціально прокладених заземлюючих або нульові захисні провідники для інших цілей не допускається.

5.4 Розрахунок параметрів захисного заземлення сонячної електростанції 110/10кВ.

1. Захисту підлягає сонячна електростанція 110/10кВ [6]
2. Виконання мережа з ізолюваною нейтраллю. Напруга мережі $U=380/220\text{В}$.
3. Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталеві труби з розмірами $l_B = 2,5\text{м}$, $d_B = 0,045\text{м}$, відстань між вертикальними заземлювачами $a = 2,5\text{м}$. Глибина закладення заземлювачів $H_0 = 0,7\text{м}$, $B_C = 0,08\text{м}$.
4. Ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна.
Кліматична зона-3.

Розв'язання

Визначаємо допустиме (нормативне) значення опору розтікання струму в заземленому пристрої. Згідно з ПУЕ, $R_D \leq 40\text{м}$.

Визначаємо розрахунковий питомий опір ґрунту для 3 кліматичної зони, вологість нормальна.:

$$\rho_{POЗP} = 60 \cdot 1,5 = 90(\text{Ом} \cdot \text{м}) \quad (5.1)$$

Визначаємо H – відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача (рис.5.1)

$$H = H_0 + l_B / 2 = 0,7 + 2,5 / 2 = 1,95(\text{м}) \quad (5.2)$$

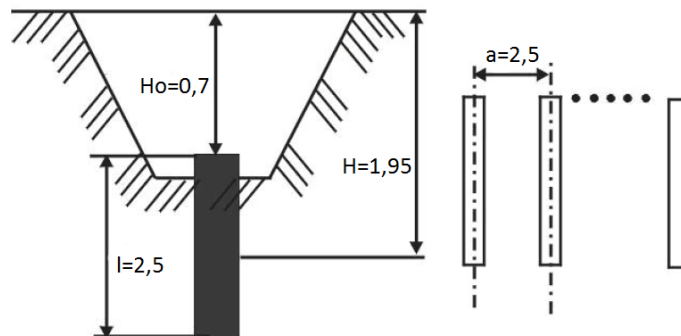


Рисунок 5.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{POЗP}}{l_B} \left(\ln \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4H + l_B}{4H - l_B} \right) = \frac{90}{2,5} \left(\ln \frac{2 \cdot 2,5}{0,038} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,2 + 2,5}{4 \cdot 2,2 - 2,5} \right) = 69,75(\text{Ом}) \quad (5.3)$$

Визначаємо орієнтовану кількість вертикальних заземлювачів:

$$n_{op} = \frac{R_B}{R_d \cdot \eta_B} = \frac{69,75}{4 \cdot 1} = 17,4 \approx 18(\text{шт}) \quad (5.4)$$

Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з урахуванням коефіцієнта використання:

$$n_B = n_{op} / \eta_B = 18 / 0,7 = 25,71 \approx 26(\text{шт}) \quad (5.5)$$

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при $\eta_B = 23$, врахування з'єднувальної стрічки:

$$R_{POЗP.B} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B} = \frac{69,75}{26 \cdot 0,7} = 3,83(\text{Ом}) \quad (5.6)$$

Визначаємо довжину з'єднувальної стрічки:

$$L_c = 1,05 \cdot a(n-1) = 1,05 \cdot 5(26-1) = 65,62(\text{м}) \quad (5.7)$$

Визначаємо опір розтікання струму для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті :

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр}}}{L_c} \ln \frac{2L_c^2}{H_0 \cdot B_c} = 0,366 \frac{90}{115,5} \ln \frac{2 \cdot 65,62^2}{0,7 \cdot 0,08} = 5,5(\text{Ом}) \quad (5.8)$$

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з урахуванням η_Γ 6:

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{R_\Gamma}{\eta_\Gamma} = \frac{5,5}{0,56} = 9,82(\text{Ом}) \quad (5.9)$$

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлюваного пристрою:

$$R_{\text{розр}} = \frac{R_{\text{розр.В}} \cdot R_{\text{розр.}\Gamma}}{R_{\text{розр.В}} + R_{\text{розр.}\Gamma}} = \frac{3,83 \cdot 9,82}{3,83 + 9,82} = 2,75(\text{Ом}) \quad (5.10)$$

Висновок: отриманий розрахунковий опір розтікання струму становить 2,75 Ом, що менший за допустимий це становить $R_{\text{розр}} \leq R_{\text{доп}}$, що відповідає вимогам ПУЕ

5.5 Дослідження стійкості роботи обладнання сонячної електростанції 110/10кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайної ситуації.

Надзвичайні ситуації природного характеру формуються внаслідок таких природних явищ, як повені, землетруси, посухи тощо. Загалом надзвичайні ситуації розрізняють за конкретними природними явищами, що викликають ці ситуації. До них належать великі повені, катастрофічні затоплення, землетруси та зсувні процеси, лісові та польові пожежі, великі снігопади та ожеледі, урагани, смерчі та шквальні вітри тощо.

Обладнання відкритого типу постійно зазнає впливу кліматичних факторів і дуже уразливі при екстремальних природних явищах. Тому для забезпечення надійної роботи необхідно забезпечувати захист різними пристроями в залежності

від виду кліматичних впливів.

Обладнання призначені для генерації і передачі великих потужностей між електричними станціями і великими районними підстанціями для електропостачання великих міст або економічних районів на відстані до 600 км. А тому вихід з ладу такого обладнання призведе знеструмлення підстанції, а й може спричинити ситуації, що загрожуватимуть життю та здоров'ю людей.

Найчастішою причиною пошкодження сонячних електростанцій є блискавка та викликані неї перепади напруги. Наслідки потрапляння блискавки є руйнівними: фізичні пошкодження фотоелектричних модулів, інверторів та кабельно-провідникового обладнання, вибухи, пожежі, вихід з ладу приладів.

Отже, тому при встановленні сонячної електростанції потрібно потурбуватись про належний зовнішній блискавкозахист та захисне заземлення.

5.5.1 Дослідження стійкості роботи СЕС 110/10кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу.

За критерій стійкості роботи СЕС 110/10 кВ в умовах дії ЕМІ можна прийняти КБ окремо для вертикальних і горизонтальних струмопровідних частин

Отже, допустиме коливання напруги живлення для пульта керування при $U_{ж} = 24\text{В}$ становить:

$$U_{д}^* = 24 + \frac{24}{100} \cdot 10 = 26,4 \text{ (В)}. \quad (5.11)$$

Допустиме коливання напруги живлення для системи збору і обробки даних при $U_{ж} = 12\text{В}$ становить:

$$U_{д}^* = 12 + \frac{12}{100} \cdot 10 = 13,2 \text{ (В)}. \quad (5.12)$$

Допустиме коливання напруги живлення для система а захисту при $U_{ж} = 5\text{В}$ становить:

$$U_{д}^m = 5 + \frac{5}{100} \cdot 10 = 5,5 \text{ (В)}. \quad (5.13)$$

Визначимо горизонтальну складову напруженості електричного поля за формулою:

$$E_{г} = 10^{-3} \cdot E_{в}, \text{ [кВ/м]}. \quad (5.14)$$

Отже, горизонтальна складова напруженості електричного поля при $E_{в}=12,82$ кВ/м буде становити:

$$E_{г} = 10^{-3} \cdot 11,23 \cdot 10^3 = 11,23 \text{ (В/м)}. \quad (5.15)$$

Визначимо максимальні довжини струмопровідних частин підстанції:

$$l_{гi} = 4,73 \text{ м}, l_{вi} = 1,26 \text{ м} \quad (5.16)$$

4. Використовуючи 5.14 та 5.15:

$$U_{вi} = E_{г} \cdot l_{вi}; \text{ [В]} \quad (5.17)$$

$$U_{гi} = E_{в} \cdot l_{гi}, \text{ [В]} \quad (5.18)$$

Визначимо напруги наводок у струмопровідних частинах.

Пульт керування:

$$U'_{гi} = 11,23 \cdot 0,1 = 1,28 \text{ (В)}; \quad (5.19)$$

$$U'_{вi} = 11,23 \cdot 1,3 = 16,71 \text{ (кВ)}.$$

Система збору і обробки даних:

$$U_{zi}'' = 11,23 \cdot 2,7 = 34,72 (B); \quad (5.20)$$

$$U_{ei}'' = 11,23 \cdot 1,2 = 15,43 (\kappa B).$$

Система захисту:

$$U_{zi}''' = 11,23 \cdot 4,3 = 55,2 (B); \quad (5.21)$$

$$U_{ei}''' = 11,23 \cdot 1,6 = 20,5 (\kappa B).$$

Визначимо коефіцієнти безпеки:

$$K_{B_{ei}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\partial}}{U_{ei}'}, [\partial B]; \quad (5.22)$$

$$K_{B_{zi}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\partial}}{U_{zi}'}, [\partial B]. \quad (5.23)$$

Отже, коефіцієнти безпеки для пульта керування будуть дорівнювати:

$$K_{B_{ei}}' = 20 \cdot \lg \frac{26,4}{16,71} \approx 4 \text{ (дБ)}; \quad (5.24)$$

$$K_{B_{zi}}' = 20 \cdot \lg \frac{26,4}{1,28} \approx 26,856 \text{ (дБ)}. \quad (5.25)$$

Коефіцієнти безпеки для системи збору і обробки даних будуть дорівнювати:

$$K''_{B_{\text{вi}}} = 20 \cdot \lg \frac{13,2}{15,43} \approx -1,3 \text{ (дБ)}; \quad (5.26)$$

$$K''_{B_{\text{zi}}} = 20 \cdot \lg \frac{13,2}{34,72} \approx -8,373 \text{ (дБ)}. \quad (5.27)$$

Коефіцієнти безпеки для системи захисту будуть дорівнювати:

$$K''_{B_{\text{вi}}} = 20 \cdot \lg \frac{5,5}{20,5} \approx -11,428 \text{ (дБ)}; \quad (5.28)$$

$$K''_{B_{\text{zi}}} = 20 \cdot \lg \frac{5,5}{55,2} \approx -20,1 \text{ (дБ)}. \quad (5.29)$$

Результати обчислень для інших блоків занесемо до таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Розрахунок коефіцієнтів безпеки по блоках ЛЕП 110 кВ

	Блок ЛЕП	$I_{\text{Гi}}$	$I_{\text{вi}}$	$K_{\text{Бвi}}$, дБ	$K_{\text{БГi}}$, дБ	Стійкість блоку
1	Блок пульта керування	0,1	1,3	4	26,634	нестійкий
2	Блок пам'яті	2,7	1,2	-1,3	-8,373	нестійкий
3	Блок захисту	4,3	1,6	-11,428	-20	нестійкий

Оскільки $K_{\text{Бвi}} < 40$ дБ та $K_{\text{БГi}} < 40$ дБ, то підстанція нестійка в роботі в умовах дії електромагнітного імпульсу.

5.6 Пожежна безпека.

Приміщення сонячної станції відноситься до категорії Д – негорючі речовини у холодному стані з зонами П-І (місця встановлення трансформаторів), де застосовуються горючі рідини з температурою спалаху більше 61 °С. [2]

Будівля сонячної станції характеризується III ступенем вогнестійкості.

До III ступенем вогнестійкості відносяться будівлі з штучними та захисними конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону. Для перекриття допускається застосування дерев'яних інструкцій, захищених штукатуркою або важкогорючими листовими, а також нитковими матеріалами. До елементів покриття висуваються вимога по межах огнестійкості та межах розповсюдження полум'я; при цьому елементи укриття з деревини піддаються вогнезахисній обробці.

Межі вогнестійкості занесені у таблицю 5.3

У чисельнику вказуються межі вогнестійкості будівельних конструкцій; у знаменнику - межі розповсюдження полум'я по них.

Таблиця 5.3 - Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій і максимальні межі розповсюдження полум'я по них

Ступінь вогнестійкості будівлі	Стіни				Колони	Сходові площадки, балки, косоури, марші сходових кліток	Плити, настили (з утеплювачем), несучі конструкції перекриття	Елементи перекриття	
	Несучі	Самонесучі	Зовнішні несучі	Внутрішні несучі (перегородки)				Плити, настили, прогони	Балки, ферми, арки, рами
III	1/0	0,5/0	0,2/4 0	0,2/4 0	0,25/0	1/0	0,25/0	0,25/25	0,25/0

В таблиці 5.4 приведені протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх огнестійкості.

Таблиця 5.4 – Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості

Номер п/п	Протипожежна перешкода	Типи протипожежних перешкод або їх елементів	Мінімальні межі вогнестійкості протипожежних перешкод або їх
1	Протипожежні стіни	1	2.5
		2	0.75
2	Протипожежні перегородки	1	0.75
		2	0.25
3	Протипожежні перекриття	1	2.5
		2	1
4	Протипожежні вікна і двері	1	1.2
		2	0.6

В таблиці 5.5 приведена допустима кількість поверхів і площа поверху і межах пожежного відсіку будівлі відповідно до ступеня вогнестійкості.

Таблиця 5.5 - Допустима кількість поверхів і площа поверху в межах пожежного відсіку будівлі.

Категорія будівлі (пожежних відсіків)	Допустима кількість поверхів	Ступінь вогнестійкості будівлі	Площа поверху в межах пожежного відсіку, м ² , будівель		
			Одноповерхових	багатоповерхових	
				2 поверхи	3 поверхи і
Д	1	III	не обмежується		
			-	-	-

Мінімальні відстані між будівлями і спорудами відповідно до III ступеня вогнестійкості становлять 12 м.

У випадку виникнення пожежі робітники повинні: прийняти всі заходи по ліквідації вогню; місце, яке загорілось слід гасити вогнегасником; при загоранні електропроводів слід відключити лінію, а ізоляцію електропроводів необхідно гасити тільки вуглекислотним вогнегасником або піском; зупинити обладнання.

Біля входу станції необхідно встановити 1 порошковий вогнегасник ВП-5. На території повинно бути розташовано 2 пожежних щита, до комплексу засобів

пожежогасіння, які розміщені на ньому, включені: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском - 1шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті розміром 2м x 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску має місткість 3,0 м³ та укомплектований совковою лопатою. Конструкція ящика повинна забезпечувати зручність діставання піску та виключати попадання опадів.

- повністю залежать від кліматичних умов;
- потребують великих площ для побудови;
- на даний момент спорудження такої станції досить дороге;
- необхідність акумуляції електроенергії.

Висновки

У розділі для мінімізації ризику травматизму та ураження струмом були вирішенні наступні задачі:

- Проведено аналіз умов праці технічного персоналу при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем грозозахисту та захисного заземлення;
- Розроблено організаційні, технічні рішення з охорони праці при електричному монтажі грозозахисту та захисного заземлення;
- Визначено параметри заземлюваного пристрою сонячної електростанції 110/10кВ
- Описано основні заходи протипожежного захисту в роботі з енергообладнанням та на території СЕС 110/10кВ.

Врахування та виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при виконанні робіт при монтажі та експлуатації грозозахисту та захисного заземлення на території сонячної підстанції.

ВИСНОВКИ

У магістерській кваліфікаційній роботі було розроблено план розвитку електричної мережі з напругою 110/35/10 кВ. Здійснений розрахунок та визначено типи заземлення та захисту від грози для підстанції з напругою 110/10 кВ.

У магістерській кваліфікаційній роботі були прогнозовані навантаження на шинах підстанції протягом 5-річного періоду, з урахуванням резервної потужності. Здійснено розрахунки усталеного режиму, включаючи вимірювання напруги в вузлах, струми та потужності на різних ділянках мережі. На основі отриманих даних було визначено доцільність використання пристроїв для регулювання напруги трансформаторів з метою підтримання необхідного рівня напруги. Також були розраховані мінімальний та післяаварійний режими, в яких необхідно відключити найбільш навантажену лінію в запроєктованій електричній мережі.

У дослідженні розглянуто можливість підключення нових споживачів до існуючої електричної мережі. Конкретно, розглянуто підключення споживачів у вузлах №501, №502, №503 та №504. Враховуючи, що ці споживачі вимагають високої надійності електропостачання (1 категорія), для них були запропоновані одноланцюгові лінії з двома джерелами живлення та встановлення двох трансформаторів на споживаючих підстанціях. Застосовуючи методи динамічного програмування, була вибрана оптимальна схема електричної мережі. Крім того, для вузлової підстанції (вузол 504), що вже встановлена, були визначені збитки, які виникають внаслідок перерв у електропостачанні.

Для підстанцій Турбів і Оленівка (вузли 13, 14) було заплановано проведення реконструкції РП ВН, і була обрана схема типу "розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів". Згідно з проектом, отримана мережа має низькі втрати активної потужності - 2,7 МВт, загальна активна потужність генерації становить 127,1 МВт. Загальні витрати на мережу складають 345563,7 тис. грн. Результати розрахунків показали, що проект є рентабельним, з високою ефективністю,

оскільки значення E наближається до E_a' , а також термін окупності становить 9,7 років.

У магістерській кваліфікаційній роботі були досліджені пристрої, призначені для захисту підстанції від грозових розрядів.

Заходи по зменшенню ризиків отримання травм розглянути у розділі охорони праці в надзвичайних ситуаціях. Проаналізовані умови роботи технічного персоналу під час виконання робіт по проведенню монтажу блискавкозахисту та захисного заземлення.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
2. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с.
3. Лесько В.О., Волинець В.І., Нетребський В.В. Електричні апарати. практикум. Луцьк: ЛТНУ. 2015. 114 с.
4. Електричні системи і мережі. Частина 2: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. –Вінниця : ВНТУ, 2021. 162 с.
5. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.
6. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи. Підручник. Видавництво: Львівська політехніка, 2015. · 540 ·с.
7. Саух С.Є. Проблеми математичного моделювання конкурентної рівноваги на ринках електроенергії // Вісник Національної академії 332 наук України, 2018, 40, №4, с. 53 – 67. Режим доступу: <https://DOI.org/10.15407/visn2018.04.053>.
8. Математичне моделювання в електроенергетиці: Підручник. / О.В. Кириленко, М.С. Сегеда, О.Ф. Буткевич, Т. А. Мазур. Львів : Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2010. 608 с.
9. Саух, С. Є. Математичне моделювання електроенергетичних систем в ринкових умовах: монографія / С. Є. Саух, А. В. Борисенко. К.: «Три К», 2020. 340 с
10. Задачин В.М., Конюшенко І.Г. Чисельні методи: навчальний посібник. Х.: Вид. ХНЕУ ім. Кузнеця, 2014. 180 с.

11. Методичні вказівки, захисні заходи електробезпеки та розрахунок занулення для самостійної роботи студентів всіх спеціальностей / Уклад. Є. А. Бондаренко, В. О. Дрончак – Вінниця : ВНТУ, 2012. – 31 с.
12. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка : навч. посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.
13. 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.
14. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
15. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
16. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

ДОДАТОК А

113

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток електричної мережі з дослідженням грозозахисту підстанції

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

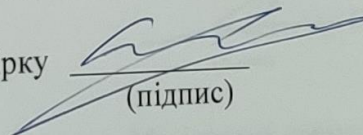
ПОКАЗНИКИ ЗВІТУ ПОДІБНОСТІ UNICHECK

Оригінальність 86,5 % Схожість 13,5 %

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.

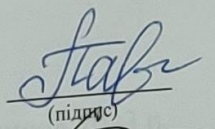
Особа, відповідальна за перевірку


(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

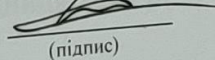
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи


(підпис)

Поліщук А.В.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Собчук Н.В.
(прізвище, ініціали)

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

- а) актуальність досліджень обумовлена концентрацією електричних навантажень і виникненням крупних територіально-промислових комплексів, часто віддалених від джерел електропостачання, які потребують збільшення напруги живлячих ліній електропередачі;
- б) наказ ректора ВНТУ № 68 від 20 березня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

- а) мета – розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ;
- б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

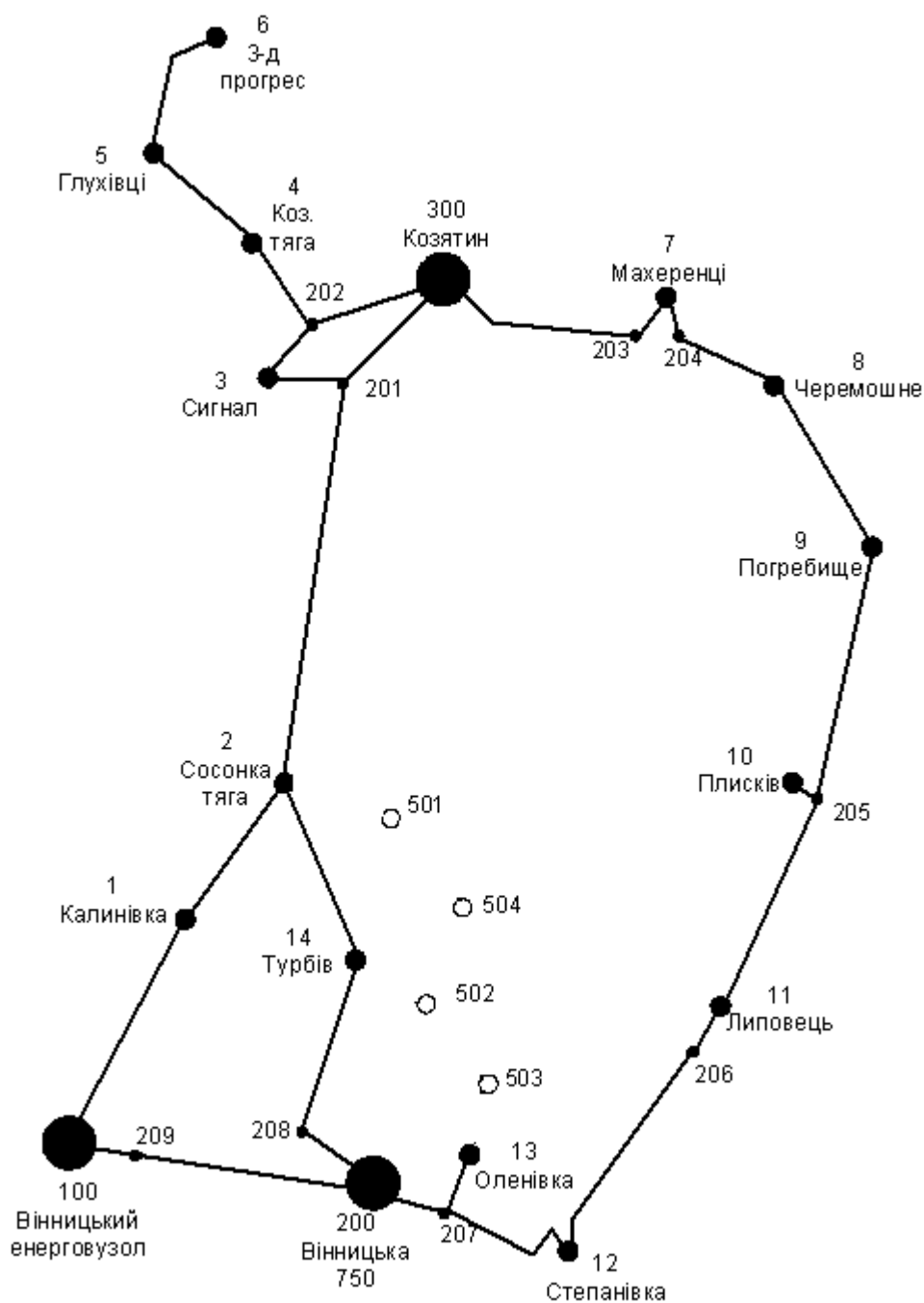
3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
2. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с.
3. Електричні системи і мережі. Частина 2: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. –Вінниця : ВНТУ, 2021. 162 с.
4. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Для проектування розвитку електричної мережі з використанням оптимізаційних методів використовується схема існуючої мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. 1. Параметри електроспоживання останніх подані в табл. 1. Дані для прогнозування навантажень району подано в табл. 2.



Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення дорівнюють за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 85 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження на введення ЛЕП складає 25 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (501)	Нова 2 (502)	Нова 3 (503)	СЕС 4 (504)
Навантаження, МВт	5,4	15,2	11,1	-4,0
cos φ	0,87	0,89	0,9	1,00
Категорія споживачів	I	I	I	II

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Макс. навантаж.,%	95	98	90	92	94	95	95	96	97	100

Таблиця 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 – Махеренці	2.67	АС – 120
7	204	Махеренці – 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 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 110кВ	
200	ВП ПС-750	0,85		ВРП 110кВ	
300	Козятин	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110кВ	
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	Махеренці	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

4. Вимоги до виконання МКР

- метод динамічного програмування;
- - метод поконтурної оптимізації

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розробка технічного завдання	02.03.23	06.03.23	Формування технічного завдання
2	Електротехнічна частина	07.03.23	12.03.23	Аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	13.03.23	05.04.23	розділ 2
4	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	06.04.23	20.04.23	розділ 3
5	Пристрої грозозахисту в електричній мережі	21.04.23	30.04.23	розділ 4
6	Розробка заходів безпеки життєдіяльності та цивільного захисту	01.05.23	10.05.23	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки та презентації	11.05.23	16.05.23	пояснювальна записка, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відзив наукового керівника, відзив опонента, протоколи складання державних екзаменів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 94.528 МВт / 829.429 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 92.840 МВт / 813.278 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.907 МВт / 8.992 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.907 МВт / 8.992 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.503 МВт / 4.405 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.278 МВт / 2.754 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.781 МВт / 7.159 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.688 МВт / 16.151 млн.кВт*г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300		-63.023	-34.967	115.000	0.00
202		0.000	0.000	114.428	-0.21
4	Козятин тяг	0.000	0.000	113.148	-0.66
5	Глухівці	0.000	0.000	112.848	-0.78
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.457	-0.93
3	Сигнал	0.000	0.000	114.429	-0.21
201		0.000	0.000	114.430	-0.21
2	Сосонка тяг	0.000	0.000	113.104	-0.71
1	Калинівка	0.000	0.000	113.178	-0.69
100		-31.452	-14.810	115.000	0.00
203		0.000	0.000	114.147	-0.33
7	Махаренці	0.000	0.000	113.960	-0.38
204		0.000	0.000	113.838	-0.41
8	Черемощне	0.000	0.000	113.289	-0.63
9	Погребище	0.000	0.000	112.731	-0.79
205		0.000	0.000	112.643	-0.83
10	Плисків	0.000	0.000	112.632	-0.83
11	Липовець	0.000	0.000	112.771	-0.82
206		0.000	0.000	112.853	-0.80
12	Степанівка	0.000	0.000	113.492	-0.57
207		0.000	0.000	113.618	-0.53
13	Оленівка	0.000	0.000	113.542	-0.55
200		0.000	0.000	113.816	-0.46
209		0.000	0.000	114.908	-0.04
208		0.000	0.000	113.686	-0.51
14	Турбів	0.000	0.000	113.184	-0.67
10011		0.000	0.000	111.823	-1.94
10035		0.000	0.000	37.542	-1.58
10010		6.730	3.450	10.685	-1.91
10012		0.000	0.000	112.156	-1.59
100035		0.000	0.000	37.542	-1.58
100010		0.000	0.000	10.685	-1.92
2001		0.000	0.000	110.984	-2.44
20027		0.000	0.000	26.539	-2.44
20010		13.890	7.870	10.606	-2.41
3001		0.000	0.000	112.749	-1.78
30035		0.000	0.000	37.747	-1.79
30010		7.900	3.820	10.775	-1.76
40010		18.160	10.290	10.549	-2.97
20011		0.000	0.000	110.991	-2.44
200027		0.000	0.000	26.539	-2.44
200010		0.000	0.000	10.607	-2.41
30001		0.000	0.000	112.753	-1.79
300035		0.000	0.000	37.747	-1.79
300010		0.000	0.000	10.775	-1.76
400010		0.000	0.000	10.550	-2.97

50010		4.810	2.330	10.464	-3.80
60010		6.200	3.340	10.469	-3.37
70010		5.130	2.910	10.219	-5.67
7001		0.000	0.000	109.415	-3.66
70035		0.000	0.000	36.630	-3.66
80010		3.420	2.030	10.378	-4.01
9001		0.000	0.000	110.472	-2.54
9002		0.000	0.000	110.472	-2.54
90035		0.000	0.000	36.984	-2.54
90010		5.450	3.090	10.440	-3.57
900035		0.000	0.000	36.984	-2.54
900010		0.000	0.000	10.440	-3.57
1000010		2.990	1.860	10.358	-3.80
110010		6.840	3.310	10.478	-3.62
11001		0.000	0.000	109.719	-3.66
110035		0.000	0.000	36.732	-3.66
120010		3.100	1.750	10.463	-3.61
130010		3.200	1.550	10.505	-3.69
14001		0.000	0.000	111.900	-1.75
140035		0.000	0.000	37.445	-1.74
140010		5.020	2.710	10.665	-1.98
14002		0.000	0.000	111.615	-2.01
1400035		0.000	0.000	37.445	-1.74
1400010		0.000	0.000	10.666	-1.98
4001		0.000	0.000	111.382	-2.08
40027		0.000	0.000	26.634	-2.08
40001		0.000	0.000	111.382	-2.08
400027		0.000	0.000	26.634	-2.08

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	4001	9.089	5.644	9.082	5.334	0.007	0.309	0.054	1.831
4001	40027	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
40027	400027	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
40001	400027	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	40001	9.090	5.645	9.083	5.334	0.007	0.309	0.055	1.831
40001	400010	9.094	5.310	9.086	5.118	0.007	0.191	0.054	1.154
400010	40010	9.086	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.570	0.001
4001	40010	9.071	5.358	9.063	5.166	0.007	0.192	0.055	1.163
3	3001	3.955	2.049	3.951	1.911	0.004	0.137	0.022	1.734
3001	30035	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
30035	300035	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
30001	300035	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	30001	3.957	2.044	3.953	1.906	0.004	0.137	0.022	1.730
30001	300010	3.954	1.902	3.950	1.902	0.004	0.000	0.022	0.094
300010	30010	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.234	0.000
3001	30010	3.949	1.915	3.945	1.915	0.004	0.000	0.022	0.094
300	202	23.358	13.101	23.290	12.950	0.068	0.151	0.134	0.573
202	3	-6.268	-4.355	-6.269	-4.355	0.000	0.000	-0.038	-0.001
3	201	-14.236	-8.811	-14.236	-8.811	0.000	0.000	-0.084	-0.001
201	300	-23.033	-12.799	-23.100	-12.948	0.067	0.148	-0.133	-0.571
201	2	8.796	4.960	8.737	4.827	0.060	0.132	0.051	1.333
2	14	-1.766	-0.327	-1.767	-0.328	0.001	0.001	-0.009	-0.081
14	208	-6.843	-2.903	-6.865	-2.935	0.022	0.032	-0.038	-0.505
208	200	-6.865	-2.515	-6.871	-2.523	0.006	0.008	-0.037	-0.131
200	207	14.038	6.958	14.022	6.928	0.016	0.029	0.079	0.199
207	12	10.797	5.434	10.789	5.420	0.008	0.014	0.061	0.127
12	206	7.665	3.843	7.637	3.792	0.028	0.051	0.044	0.644
206	11	7.637	4.244	7.633	4.238	0.004	0.006	0.045	0.083
11	205	0.743	0.829	0.743	0.828	0.001	0.001	0.006	0.128
205	9	-2.272	-0.641	-2.273	-0.643	0.001	0.002	-0.012	-0.089
9	8	-7.777	-3.837	-7.805	-3.878	0.028	0.040	-0.044	-0.562
8	204	-11.253	-5.691	-11.285	-5.763	0.032	0.071	-0.064	-0.553
204	7	-11.285	-5.437	-11.294	-5.449	0.009	0.013	-0.063	-0.122
7	203	-16.473	-9.067	-16.493	-9.096	0.020	0.028	-0.095	-0.188
203	300	-16.493	-8.757	-16.565	-8.917	0.072	0.160	-0.094	-0.855
9	9001	2.732	1.729	2.728	1.612	0.004	0.117	0.017	2.356
9001	90035	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
90035	900035	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9002	900035	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	9002	2.732	1.729	2.728	1.612	0.004	0.117	0.017	2.356
9002	900010	2.729	1.610	2.724	1.542	0.004	0.068	0.017	1.422
900010	90010	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.173	0.000
9001	90010	2.727	1.614	2.723	1.546	0.004	0.068	0.017	1.425
200	209	-20.909	-9.040	-21.041	-9.282	0.132	0.241	-0.115	-1.095

209	100	-21.041	-8.973	-21.053	-8.994	0.011	0.020	-0.115	-0.092
14	14001	1.724	0.973	1.722	0.930	0.002	0.043	0.010	1.329
14001	140035	1.096	0.432	1.095	0.432	0.001	0.000	0.006	0.051
140035	1400035	1.095	0.432	1.095	0.432	0.000	0.000	0.018	0.000
14002	1400035	-1.095	-0.427	-1.095	-0.432	0.000	0.006	-0.006	-0.250
14	14002	3.305	1.892	3.302	1.789	0.003	0.103	0.019	1.630
14002	1400010	4.397	2.215	4.391	2.215	0.005	0.000	0.025	0.105
1400010	140010	4.391	2.215	4.391	2.215	0.000	0.000	0.266	0.000
14001	140010	0.626	0.497	0.626	0.493	0.000	0.004	0.004	0.411
2	2001	6.953	4.227	6.945	3.940	0.008	0.287	0.041	2.213
2001	20010	6.941	3.951	6.933	3.951	0.008	0.000	0.041	0.094
20010	200010	-6.949	-3.914	-6.949	-3.914	0.000	0.000	-0.433	-0.001
20011	200010	6.957	3.914	6.949	3.914	0.008	0.000	0.041	0.094
2	20011	6.960	4.213	6.952	3.925	0.008	0.286	0.041	2.206
20011	200027	-0.005	0.012	-0.005	0.012	0.000	0.000	-0.000	0.003
200027	20027	-0.005	0.012	-0.005	0.012	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2001	20027	0.005	-0.012	0.005	-0.012	0.000	0.000	0.000	-0.003
2	1	-3.506	-2.650	-3.508	-2.653	0.001	0.003	-0.022	-0.074
1	100	-10.303	-5.601	-10.400	-5.816	0.097	0.214	-0.060	-1.830
10012	100010	2.150	1.354	2.150	1.337	0.001	0.018	0.013	0.461
100010	10010	2.150	1.337	2.149	1.337	0.000	0.000	0.137	0.000
10011	10010	4.582	2.111	4.576	2.111	0.006	0.000	0.026	0.109
10011	10035	-1.489	-0.572	-1.490	-0.583	0.001	0.011	-0.008	-0.335
10035	100035	-1.490	-0.583	-1.490	-0.583	0.000	0.000	-0.025	-0.000
10012	100035	1.490	0.583	1.490	0.583	0.000	0.000	0.008	0.019
1	10012	3.642	2.012	3.640	1.937	0.002	0.075	0.021	1.057
1	10011	3.095	1.626	3.093	1.540	0.003	0.086	0.018	1.411
11	11001	6.862	3.745	6.849	3.308	0.013	0.435	0.040	3.264
11001	110035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11001	110010	6.849	3.308	6.836	3.308	0.013	0.000	0.040	0.164
12	120010	3.114	1.982	3.098	1.749	0.015	0.232	0.019	4.312
207	13	3.225	1.737	3.224	1.734	0.001	0.003	0.019	0.076
13	130010	3.213	1.780	3.198	1.549	0.015	0.230	0.019	3.931
8	80010	3.438	2.325	3.418	2.029	0.020	0.295	0.021	5.041
202	4	29.558	17.674	29.365	17.245	0.193	0.427	0.173	1.287
6	60010	6.214	3.697	6.196	3.338	0.018	0.358	0.037	3.173
205	10	3.014	2.146	3.014	2.146	0.000	0.000	0.019	0.010
4	5	11.103	5.824	11.086	5.786	0.017	0.038	0.064	0.302
5	50010	4.825	2.660	4.807	2.329	0.018	0.330	0.028	3.682
5	6	6.246	3.512	6.233	3.484	0.013	0.028	0.037	0.395
7	7001	5.159	3.593	5.143	3.160	0.016	0.431	0.032	4.766
7001	70035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7001	70010	5.143	3.160	5.127	2.908	0.016	0.251	0.032	2.871
10	1000010	3.004	2.092	2.988	1.859	0.015	0.232	0.019	4.56

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 127.225 МВт / 1117.034 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 124.420 МВт / 1089.919 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.782 МВт / 17.673 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.782 МВт / 17.673 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.604 МВт / 5.291 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.419 МВт / 4.150 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.023 МВт / 9.442 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.805 МВт / 27.115 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300		-71.193	-40.679	115.000	0.00
202		0.000	0.000	114.348	-0.23
4	Козятин тяг	0.000	0.000	113.067	-0.69
5	Глухівці	0.000	0.000	112.767	-0.81
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.376	-0.95
3	Сигнал	0.000	0.000	114.349	-0.23
201		0.000	0.000	114.349	-0.23
2	Сосонка тяг	0.000	0.000	112.061	-1.01
1	Калинівка	0.000	0.000	112.226	-0.96
100		-51.968	-28.282	115.000	0.00
203		0.000	0.000	114.002	-0.38
7	Махаренці	0.000	0.000	113.784	-0.43
204		0.000	0.000	113.631	-0.48
8	Черемощне	0.000	0.000	112.944	-0.75
9	Погребище	0.000	0.000	112.187	-0.96
205		0.000	0.000	111.969	-1.03
10	Плисків	0.000	0.000	111.959	-1.03
11	Липовець	0.000	0.000	111.791	-1.10
206		0.000	0.000	111.847	-1.08
12	Степанівка	0.000	0.000	112.264	-0.93
207		0.000	0.000	112.360	-0.89
13	Оленівка	0.000	0.000	111.915	-1.03
200		0.000	0.000	112.752	-0.77
209		0.000	0.000	114.823	-0.06
208		0.000	0.000	112.543	-0.83
14	Турбів	0.000	0.000	111.754	-1.06
10011		0.000	0.000	110.859	-2.24
10035		0.000	0.000	37.220	-1.88
10010		6.730	3.450	10.593	-2.21
10012		0.000	0.000	111.195	-1.88
100035		0.000	0.000	37.220	-1.88
100010		0.000	0.000	10.593	-2.21
2001		0.000	0.000	109.918	-2.78
20027		0.000	0.000	26.285	-2.78
20010		13.890	7.870	10.504	-2.75
3001		0.000	0.000	112.667	-1.81
30035		0.000	0.000	37.720	-1.81
30010		7.900	3.820	10.767	-1.79
40010		18.160	10.290	10.541	-2.99
20011		0.000	0.000	109.925	-2.78
200027		0.000	0.000	26.285	-2.78
200010		0.000	0.000	10.505	-2.75
30001		0.000	0.000	112.671	-1.81
300035		0.000	0.000	37.720	-1.81
300010		0.000	0.000	10.768	-1.79

400010	0.000	0.000	10.542	-3.00
50010	4.810	2.330	10.456	-3.83
60010	6.200	3.340	10.461	-3.39
70010	5.130	2.910	10.201	-5.74
7001	0.000	0.000	109.229	-3.73
70035	0.000	0.000	36.568	-3.73
80010	3.420	2.030	10.344	-4.15
9001	0.000	0.000	109.915	-2.72
9002	0.000	0.000	109.915	-2.72
90035	0.000	0.000	36.798	-2.72
90010	5.450	3.090	10.386	-3.76
900035	0.000	0.000	36.798	-2.72
900010	0.000	0.000	10.386	-3.76
1000010	2.990	1.860	10.290	-4.04
110010	6.840	3.310	10.381	-3.95
11001	0.000	0.000	108.709	-3.99
110035	0.000	0.000	36.394	-3.99
120010	3.100	1.750	10.341	-4.04
130010	3.200	1.550	10.344	-4.27
14001	0.000	0.000	110.452	-2.17
140035	0.000	0.000	36.960	-2.16
140010	5.020	2.710	10.526	-2.40
14002	0.000	0.000	110.163	-2.43
1400035	0.000	0.000	36.960	-2.16
1400010	0.000	0.000	10.527	-2.41
4001	0.000	0.000	111.300	-2.10
40027	0.000	0.000	26.614	-2.10
40001	0.000	0.000	111.300	-2.10
400027	0.000	0.000	26.614	-2.10
501	0.000	0.000	111.840	-1.04
504	0.000	0.000	111.861	-1.01
502	0.000	0.000	111.329	-1.17
503	0.000	0.000	111.451	-1.14
501010	5.380	3.050	10.353	-3.74
5010010	0.000	0.000	10.354	-3.74
5020010	15.140	7.760	10.304	-4.23
502010	0.000	0.000	10.305	-4.23
503010	11.060	5.360	10.270	-4.72
5030010	0.000	0.000	10.270	-4.72
5040010	-4.000	0.000	10.718	1.01
504010	0.000	0.000	10.718	1.01

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	4001	9.089	5.645	9.082	5.334	0.007	0.310	0.055	1.834
4001	40027	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
40027	400027	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
40001	400027	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	40001	9.090	5.646	9.083	5.335	0.007	0.310	0.055	1.834
40001	400010	9.094	5.310	9.086	5.118	0.007	0.192	0.055	1.156
400010	40010	9.086	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.570	0.001
4001	40010	9.071	5.358	9.063	5.166	0.007	0.192	0.055	1.165
3	3001	3.955	2.049	3.951	1.911	0.004	0.137	0.022	1.737
3001	30035	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
30035	300035	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
30001	300035	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	30001	3.957	2.044	3.953	1.906	0.004	0.137	0.022	1.733
30001	300010	3.954	1.902	3.950	1.902	0.004	0.000	0.022	0.094
300010	30010	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.235	0.000
3001	30010	3.949	1.915	3.945	1.915	0.004	0.000	0.022	0.094
300	202	26.112	15.158	26.025	14.966	0.086	0.191	0.151	0.653
202	3	-3.534	-2.344	-3.534	-2.344	0.000	0.000	-0.021	-0.001
3	201	-11.501	-6.799	-11.502	-6.799	0.000	0.000	-0.067	-0.000
201	300	-25.772	-14.818	-25.857	-15.008	0.085	0.189	-0.150	-0.652
201	2	14.270	8.989	14.103	8.618	0.167	0.369	0.085	2.305
2	14	3.917	3.189	3.909	3.177	0.008	0.012	0.026	0.309
14	208	-10.092	-4.882	-10.143	-4.957	0.051	0.075	-0.058	-0.796
208	200	-10.143	-4.545	-10.157	-4.565	0.014	0.020	-0.057	-0.211
200	207	26.328	14.347	26.268	14.238	0.059	0.108	0.153	0.395
207	12	8.201	4.018	8.197	4.010	0.005	0.008	0.047	0.097
12	206	5.072	2.419	5.060	2.396	0.012	0.023	0.029	0.423
206	11	5.060	2.841	5.058	2.838	0.002	0.003	0.030	0.056
11	205	-1.831	-0.584	-1.833	-0.588	0.002	0.003	-0.010	-0.181
205	9	-4.848	-2.067	-4.855	-2.077	0.007	0.010	-0.027	-0.220

9	8	-10.358	-5.278	-10.409	-5.351	0.050	0.073	-0.060	-0.763
8	204	-13.857	-7.170	-13.907	-7.280	0.049	0.110	-0.080	-0.693
204	7	-13.907	-6.956	-13.920	-6.975	0.013	0.019	-0.079	-0.153
7	203	-19.100	-10.595	-19.126	-10.634	0.026	0.038	-0.111	-0.219
203	300	-19.126	-10.296	-19.225	-10.513	0.098	0.217	-0.110	-1.000
9	9001	2.732	1.731	2.728	1.613	0.004	0.118	0.017	2.380
9001	90035	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
90035	900035	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9002	900035	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	9002	2.732	1.731	2.728	1.613	0.004	0.118	0.017	2.380
9002	900010	2.729	1.611	2.724	1.542	0.004	0.068	0.017	1.436
900010	90010	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.174	0.000
9001	90010	2.727	1.615	2.723	1.546	0.004	0.068	0.017	1.439
207	13	18.067	10.456	18.021	10.372	0.046	0.085	0.107	0.449
13	503	14.797	8.747	14.752	8.682	0.044	0.064	0.089	0.468
503	502	3.620	2.466	3.617	2.461	0.003	0.004	0.023	0.123
502	14	-11.606	-6.348	-11.638	-6.394	0.032	0.046	-0.068	-0.428
502	502010	7.595	4.413	7.568	3.873	0.027	0.539	0.045	3.859
502010	5020010	7.568	3.873	7.567	3.873	0.000	0.000	0.475	0.001
502	5020010	7.590	4.423	7.563	3.882	0.027	0.539	0.045	3.866
503	503010	5.551	3.135	5.526	2.681	0.025	0.453	0.033	4.424
503010	5030010	-5.527	-2.676	-5.528	-2.676	0.000	0.000	-0.345	-0.001
503	5030010	5.553	3.131	5.528	2.676	0.025	0.453	0.033	4.418
200	209	-36.485	-18.479	-36.920	-19.275	0.434	0.793	-0.209	-2.082
209	100	-36.920	-18.966	-36.957	-19.034	0.037	0.068	-0.208	-0.177
14	14001	1.724	0.975	1.722	0.930	0.002	0.044	0.010	1.362
14001	140035	1.096	0.433	1.095	0.433	0.001	0.000	0.006	0.052
140035	1400035	1.095	0.433	1.095	0.433	0.000	0.000	0.018	0.000
14002	1400035	-1.095	-0.427	-1.095	-0.433	0.000	0.006	-0.006	-0.257
14	14002	3.305	1.894	3.302	1.789	0.003	0.105	0.020	1.671
14002	1400010	4.397	2.215	4.391	2.215	0.005	0.000	0.026	0.106
1400010	140010	4.391	2.215	4.391	2.215	0.000	0.000	0.269	0.000
14001	140010	0.626	0.498	0.626	0.493	0.000	0.004	0.004	0.419
14	504	-2.712	-0.569	-2.714	-0.572	0.002	0.003	-0.014	-0.110
504	501	1.253	-0.407	1.253	-0.408	0.000	0.001	0.007	0.023
501	2	-4.169	-3.558	-4.175	-3.567	0.006	0.009	-0.028	-0.222
501	501010	2.700	1.704	2.688	1.525	0.012	0.179	0.016	3.808
501010	5010010	-2.689	-1.523	-2.689	-1.523	0.000	0.000	-0.172	-0.000
501	5010010	2.701	1.703	2.689	1.523	0.012	0.179	0.016	3.805
504	504010	-1.994	0.071	-1.999	0.000	0.005	0.070	-0.010	-0.191
504010	5040010	-1.999	0.000	-1.999	0.000	0.000	0.000	-0.107	-0.000
504	5040010	-1.994	0.070	-1.999	-0.000	0.005	0.070	-0.010	-0.193
2001	20027	0.005	-0.012	0.005	-0.012	0.000	0.000	0.000	-0.003
20027	200027	0.005	-0.012	0.005	-0.012	0.000	0.000	0.000	0.000
20011	200027	-0.005	0.012	-0.005	0.012	0.000	0.000	-0.000	0.003
20011	200010	6.957	3.914	6.949	3.914	0.008	0.000	0.042	0.094
200010	20010	6.949	3.914	6.949	3.914	0.000	0.000	0.438	0.001
2001	20010	6.941	3.951	6.933	3.951	0.008	0.000	0.042	0.094
2	2001	6.954	4.233	6.946	3.940	0.008	0.292	0.042	2.254
2	20011	6.961	4.219	6.952	3.925	0.008	0.292	0.042	2.247
10012	100035	1.490	0.583	1.490	0.583	0.000	0.000	0.008	0.020
100035	10035	1.490	0.583	1.490	0.583	0.000	0.000	0.025	0.000
10011	10035	-1.489	-0.572	-1.490	-0.583	0.001	0.011	-0.008	-0.341
10011	10010	4.582	2.111	4.576	2.111	0.006	0.000	0.026	0.110
10010	100010	-2.149	-1.337	-2.150	-1.337	0.000	0.000	-0.138	-0.000
10012	100010	2.150	1.355	2.150	1.337	0.001	0.018	0.013	0.469
1	10012	3.642	2.014	3.640	1.937	0.002	0.076	0.021	1.075
1	10011	3.095	1.628	3.093	1.540	0.003	0.088	0.018	1.436
2	1	-7.997	-5.798	-8.004	-5.814	0.007	0.015	-0.051	-0.167
1	100	-14.798	-8.777	-15.011	-9.248	0.211	0.469	-0.088	-2.790
12	120010	3.114	1.988	3.098	1.749	0.016	0.238	0.019	4.406
8	80010	3.438	2.327	3.418	2.029	0.020	0.297	0.021	5.073
13	130010	3.214	1.787	3.198	1.549	0.016	0.237	0.019	4.053
202	4	29.559	17.678	29.365	17.248	0.193	0.428	0.174	1.288
6	60010	6.214	3.697	6.196	3.338	0.018	0.358	0.037	3.177
5	50010	4.825	2.660	4.807	2.329	0.018	0.330	0.028	3.687
4	5	11.103	5.826	11.086	5.788	0.017	0.038	0.064	0.303
11	11001	6.862	3.753	6.849	3.308	0.013	0.444	0.040	3.326
5	6	6.246	3.513	6.233	3.485	0.013	0.028	0.037	0.396
7	7001	5.159	3.595	5.143	3.161	0.016	0.433	0.032	4.782
7001	70035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7001	70010	5.143	3.161	5.127	2.908	0.016	0.252	0.032	2.880
205	10	3.014	2.149	3.014	2.148	0.000	0.000	0.019	0.010
10	1000010	3.004	2.095	2.988	1.859	0.016	0.235	0.019	4.621
11001	110035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
11001	110010	6.849	3.308	6.836	3.308	0.013	0.000	0.040	0.165

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 42.093 МВт / 368.988 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 41.300 МВт / 361.788 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.166 МВт / 1.642 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.166 МВт / 1.642 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.571 МВт / 5.003 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.056 МВт / 0.555 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.627 МВт / 5.558 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 0.793 МВт / 7.200 млн.кВт*г (2.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300		-22.544	-9.165	110.000	0.00
202		0.000	0.000	109.811	-0.09
4	Козятин тяг	0.000	0.000	109.405	-0.25
5	Глухівці	0.000	0.000	109.317	-0.30
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	109.199	-0.35
3	Сигнал	0.000	0.000	109.812	-0.09
201		0.000	0.000	109.812	-0.09
2	Сосонка тяг	0.000	0.000	109.224	-0.35
1	Калинівка	0.000	0.000	109.268	-0.33
100		-15.527	-5.631	110.000	0.00
203		0.000	0.000	109.754	-0.15
7	Махаренці	0.000	0.000	109.694	-0.18
204		0.000	0.000	109.655	-0.19
8	Черемощне	0.000	0.000	109.480	-0.30
9	Погребище	0.000	0.000	109.271	-0.38
205		0.000	0.000	109.218	-0.41
10	Плисків	0.000	0.000	109.214	-0.41
11	Липовець	0.000	0.000	109.164	-0.43
206		0.000	0.000	109.180	-0.42
12	Степанівка	0.000	0.000	109.275	-0.35
207		0.000	0.000	109.297	-0.33
13	Оленівка	0.000	0.000	109.159	-0.38
200		0.000	0.000	109.408	-0.28
209		0.000	0.000	109.954	-0.02
208		0.000	0.000	109.357	-0.30
14	Турбів	0.000	0.000	109.142	-0.36
10011		0.000	0.000	108.830	-0.77
10035		0.000	0.000	36.469	-0.65
10010		2.200	1.100	10.406	-0.76
10012		0.000	0.000	108.938	-0.65
100035		0.000	0.000	36.469	-0.65
100010		0.000	0.000	10.406	-0.76
2001		0.000	0.000	108.519	-0.94
20027		0.000	0.000	25.949	-0.94
20010		4.500	2.600	10.377	-0.93
3001		0.000	0.000	109.274	-0.64
30035		0.000	0.000	36.584	-0.64
30010		2.600	1.200	10.449	-0.64
40010		5.900	3.400	10.375	-1.04
20011		0.000	0.000	108.522	-0.94
200027		0.000	0.000	25.949	-0.94
200010		0.000	0.000	10.377	-0.93
30001		0.000	0.000	109.276	-0.64
300035		0.000	0.000	36.584	-0.64
300010		0.000	0.000	10.449	-0.64

400010	0.000	0.000	10.375	-1.04
50010	1.600	0.800	10.345	-1.34
60010	2.000	1.100	10.351	-1.17
70010	1.700	0.900	10.291	-1.99
7001	0.000	0.000	108.374	-1.32
70035	0.000	0.000	36.282	-1.32
80010	1.100	0.700	10.318	-1.43
9001	0.000	0.000	108.556	-0.99
9002	0.000	0.000	108.556	-0.99
90035	0.000	0.000	36.343	-0.99
90010	1.800	1.000	10.342	-1.34
900035	0.000	0.000	36.343	-0.99
900010	0.000	0.000	10.342	-1.34
1000010	1.000	0.600	10.314	-1.44
110010	2.200	1.100	10.341	-1.37
11001	0.000	0.000	108.169	-1.38
110035	0.000	0.000	36.213	-1.38
120010	1.000	0.600	10.320	-1.37
130010	1.000	0.500	10.329	-1.41
14001	0.000	0.000	108.712	-0.73
140035	0.000	0.000	36.389	-0.73
140010	1.600	0.900	10.385	-0.81
14002	0.000	0.000	108.615	-0.82
1400035	0.000	0.000	36.389	-0.73
1400010	0.000	0.000	10.385	-0.81
4001	0.000	0.000	108.829	-0.74
40027	0.000	0.000	26.023	-0.74
40001	0.000	0.000	108.829	-0.74
400027	0.000	0.000	26.023	-0.74
501	0.000	0.000	109.201	-0.35
502	0.000	0.000	108.982	-0.42
503	0.000	0.000	109.012	-0.41
504	0.000	0.000	109.238	-0.31
501010	1.900	1.100	10.324	-1.33
5010010	0.000	0.000	10.324	-1.33
502010	5.300	2.700	10.308	-1.51
5020010	0.000	0.000	10.308	-1.51
503010	3.900	1.900	10.294	-1.70
5030010	0.000	0.000	10.294	-1.70
504010	-4.000	0.000	10.467	1.81
5040010	0.000	0.000	10.467	1.81

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	4001	2.950	1.754	2.949	1.720	0.001	0.034	0.018	0.583
4001	40027	0.004	-0.008	0.004	-0.008	0.000	0.000	0.000	0.000
40027	400027	0.004	-0.008	0.004	-0.008	0.000	0.000	0.000	0.000
40001	400027	-0.004	0.008	-0.004	0.008	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	40001	2.950	1.754	2.949	1.720	0.001	0.034	0.018	0.583
40001	400010	2.953	1.712	2.952	1.691	0.001	0.021	0.018	0.368
400010	40010	2.952	1.691	2.952	1.691	0.000	0.000	0.189	0.000
4001	40010	2.945	1.728	2.944	1.707	0.001	0.021	0.018	0.371
3	3001	1.300	0.616	1.299	0.600	0.000	0.016	0.008	0.544
3001	30035	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	-0.001
30035	300035	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
30001	300035	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	0.001
3	30001	1.300	0.614	1.300	0.599	0.000	0.016	0.008	0.543
30001	300010	1.300	0.597	1.300	0.597	0.000	0.000	0.008	0.032
300010	30010	1.300	0.597	1.300	0.597	0.000	0.000	0.079	0.000
3001	30010	1.299	0.602	1.298	0.602	0.000	0.000	0.008	0.032
300	202	8.237	3.730	8.228	3.711	0.008	0.019	0.047	0.189
202	3	-1.406	-1.046	-1.406	-1.046	0.000	0.000	-0.009	-0.000
3	201	-4.058	-2.610	-4.058	-2.610	0.000	0.000	-0.025	-0.000
201	300	-8.145	-3.670	-8.154	-3.688	0.008	0.019	-0.047	-0.188
201	2	4.088	1.955	4.075	1.926	0.013	0.029	0.024	0.590
2	14	1.101	0.758	1.100	0.757	0.001	0.001	0.007	0.081
14	208	-2.655	-1.310	-2.659	-1.316	0.004	0.005	-0.016	-0.215
208	200	-2.659	-0.927	-2.660	-0.928	0.001	0.001	-0.015	-0.052
200	207	8.411	3.282	8.406	3.271	0.006	0.010	0.048	0.111
207	12	2.792	0.423	2.791	0.423	0.000	0.001	0.015	0.023
12	206	1.781	0.173	1.779	0.171	0.001	0.002	0.009	0.096
206	11	1.779	0.594	1.779	0.594	0.000	0.000	0.010	0.016
11	205	-0.448	-0.237	-0.448	-0.237	0.000	0.000	-0.003	-0.054
205	9	-1.459	-0.277	-1.460	-0.278	0.001	0.001	-0.008	-0.053

9	8	-3.298	-1.070	-3.303	-1.077	0.005	0.007	-0.018	-0.210
8	204	-4.414	-1.332	-4.419	-1.342	0.005	0.010	-0.024	-0.176
204	7	-4.419	-1.040	-4.420	-1.041	0.001	0.002	-0.024	-0.039
7	203	-6.141	-2.036	-6.144	-2.039	0.002	0.004	-0.034	-0.060
203	300	-6.144	-1.726	-6.153	-1.746	0.009	0.020	-0.034	-0.247
9	9001	0.900	0.520	0.900	0.507	0.000	0.013	0.005	0.728
9001	90035	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
90035	900035	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
9002	900035	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	9002	0.900	0.520	0.900	0.507	0.000	0.013	0.005	0.728
9002	900010	0.900	0.507	0.900	0.499	0.000	0.007	0.005	0.441
900010	90010	0.900	0.499	0.900	0.499	0.000	0.000	0.057	0.000
9001	90010	0.900	0.508	0.899	0.500	0.000	0.007	0.005	0.442
207	13	5.614	3.072	5.609	3.064	0.005	0.008	0.034	0.139
13	503	4.598	2.695	4.594	2.688	0.004	0.007	0.028	0.148
503	502	0.662	0.724	0.662	0.723	0.000	0.000	0.005	0.030
502	14	-4.676	-2.081	-4.682	-2.088	0.005	0.007	-0.027	-0.161
502	502010	2.651	1.417	2.648	1.351	0.003	0.066	0.016	1.251
502010	5020010	-2.649	-1.347	-2.649	-1.347	0.000	0.000	-0.166	-0.000
502	5020010	2.653	1.413	2.649	1.347	0.003	0.066	0.016	1.248
503	503010	1.952	1.007	1.948	0.950	0.003	0.056	0.012	1.438
503010	5030010	-1.949	-0.949	-1.949	-0.949	0.000	0.000	-0.121	-0.000
503	5030010	1.952	1.005	1.949	0.949	0.003	0.056	0.012	1.436
200	209	-11.071	-3.802	-11.109	-3.872	0.038	0.069	-0.062	-0.548
209	100	-11.109	-3.589	-11.112	-3.594	0.003	0.006	-0.061	-0.046
14	14001	0.549	0.311	0.548	0.307	0.000	0.005	0.003	0.437
14001	140035	0.350	0.144	0.350	0.144	0.000	0.000	0.002	0.017
140035	1400035	0.350	0.144	0.350	0.144	0.000	0.000	0.006	0.000
14002	1400035	-0.350	-0.143	-0.350	-0.144	0.000	0.001	-0.002	-0.082
14	14002	1.052	0.605	1.051	0.594	0.000	0.011	0.006	0.536
14002	1400010	1.401	0.737	1.400	0.737	0.001	0.000	0.008	0.035
1400010	140010	1.400	0.737	1.400	0.737	0.000	0.000	0.088	0.000
14001	140010	0.199	0.163	0.199	0.162	0.000	0.000	0.001	0.135
14	504	-2.571	-0.332	-2.572	-0.335	0.002	0.003	-0.014	-0.096
504	501	1.396	-0.191	1.395	-0.191	0.001	0.001	0.007	0.037
501	2	-0.527	-0.933	-0.527	-0.933	0.000	0.000	-0.006	-0.023
501	501010	0.951	0.573	0.949	0.550	0.002	0.023	0.006	1.296
501010	5010010	-0.950	-0.549	-0.950	-0.549	0.000	0.000	-0.061	-0.000
501	5010010	0.951	0.572	0.950	0.549	0.002	0.023	0.006	1.295
504	504010	-1.994	0.073	-1.999	-0.000	0.005	0.073	-0.011	-0.142
504010	5040010	1.999	-0.000	1.999	-0.000	0.000	0.000	0.110	0.000
504	5040010	-1.994	0.074	-1.999	0.000	0.005	0.073	-0.011	-0.140
2001	20027	0.002	-0.004	0.002	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.001
20027	200027	0.002	-0.004	0.002	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
20011	200027	-0.002	0.004	-0.002	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.001
20011	200010	2.252	1.293	2.251	1.293	0.001	0.000	0.014	0.032
200010	20010	2.251	1.293	2.251	1.293	0.000	0.000	0.144	0.000
2001	20010	2.247	1.305	2.246	1.305	0.001	0.000	0.014	0.031
2	2001	2.249	1.333	2.248	1.301	0.001	0.032	0.014	0.717
2	20011	2.251	1.329	2.251	1.297	0.001	0.032	0.014	0.715
10012	100035	0.486	0.182	0.486	0.182	0.000	0.000	0.003	0.007
100035	10035	0.486	0.182	0.486	0.182	0.000	0.000	0.008	0.000
10011	10035	-0.486	-0.181	-0.486	-0.182	0.000	0.001	-0.003	-0.105
10011	10010	1.496	0.672	1.495	0.672	0.001	0.000	0.009	0.037
10010	100010	-0.703	-0.428	-0.703	-0.428	0.000	0.000	-0.046	-0.000
10012	100010	0.704	0.430	0.703	0.428	0.000	0.002	0.004	0.148
1	10012	1.190	0.620	1.189	0.612	0.000	0.008	0.007	0.335
1	10011	1.010	0.500	1.010	0.491	0.000	0.010	0.006	0.446
2	1	-2.142	-1.519	-2.143	-1.520	0.001	0.001	-0.014	-0.045
1	100	-4.397	-1.998	-4.414	-2.037	0.018	0.039	-0.025	-0.733
12	120010	1.001	0.625	0.999	0.600	0.002	0.026	0.006	1.408
8	80010	1.101	0.732	1.099	0.700	0.002	0.032	0.007	1.633
13	130010	1.001	0.523	0.999	0.500	0.002	0.024	0.006	1.205
202	4	9.634	5.097	9.613	5.050	0.021	0.046	0.057	0.408
6	60010	2.001	1.138	1.999	1.099	0.002	0.038	0.012	0.995
5	50010	1.601	0.837	1.599	0.799	0.002	0.038	0.010	1.187
4	5	3.636	1.419	3.635	1.415	0.002	0.004	0.021	0.088
11	11001	2.201	1.146	2.200	1.099	0.001	0.047	0.013	1.023
5	6	2.020	0.940	2.018	0.937	0.001	0.003	0.012	0.119
7	7001	1.702	0.971	1.701	0.926	0.002	0.045	0.010	1.348
7001	70035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7001	70010	1.701	0.926	1.699	0.899	0.002	0.026	0.010	0.818
205	10	1.011	0.676	1.011	0.676	0.000	0.000	0.006	0.003
10	1000010	1.001	0.625	0.999	0.600	0.002	0.026	0.006	1.411
11001	110035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11001	110010	2.200	1.099	2.199	1.099	0.001	0.000	0.013	0.055

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО
НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 31.897 МВт / 279.788 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 31.580 МВт / 276.641 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.191 МВт / 1.895 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.191 МВт / 1.895 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.126 МВт / 1.253 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.126 МВт / 1.253 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "нова": 0.317 МВт / 3.148 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
2	Сосонка тяг	0.000	0.000	117.844	-1.03
501		0.000	0.000	116.488	-1.22
504		0.000	0.000	116.801	-1.15
14	Турбів	0.000	0.000	116.974	-1.17
502		0.000	0.000	116.032	-1.39
503		0.000	0.000	115.702	-1.47
13	Оленівка	0.000	0.000	118.837	-0.72
501010		5.380	3.050	10.813	-3.70
5010010		0.000	0.000	10.814	-3.70
502010		0.000	0.000	10.771	-4.20
5020010		15.140	7.760	10.770	-4.19
503010		11.060	5.360	10.693	-4.78
5030010		0.000	0.000	10.694	-4.78
504010		0.000	0.000	11.190	0.70
5040010		-4.000	0.000	11.190	0.70

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп,МВт	Qп,МВАр	Rк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
2	501	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
504	501	5.432	3.292	5.421	3.276	0.011	0.015	0.031	0.317
14	504	1.468	3.092	1.465	3.087	0.003	0.004	0.017	0.172
14	502	26.530	15.242	26.375	15.017	0.155	0.224	0.151	0.952
502	503	11.154	6.302	11.131	6.268	0.023	0.033	0.064	0.334
503	13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
501	501010	2.699	1.690	2.688	1.525	0.011	0.164	0.016	3.642
501	5010010	2.700	1.688	2.689	1.523	0.011	0.164	0.016	3.640
501010	5010010	-2.689	-1.523	-2.689	-1.523	0.000	0.000	-0.165	-0.000
502	502010	7.593	4.368	7.568	3.873	0.025	0.493	0.044	3.689
502	5020010	7.588	4.377	7.563	3.882	0.025	0.493	0.044	3.696
502010	5020010	7.568	3.873	7.567	3.873	0.000	0.000	0.455	0.001
503	503010	5.549	3.100	5.526	2.681	0.023	0.418	0.032	4.255
503	5030010	5.551	3.095	5.528	2.676	0.023	0.418	0.032	4.250
503010	5030010	-5.527	-2.676	-5.528	-2.676	0.000	0.000	-0.331	-0.000
504	504010	-1.994	0.065	-1.999	0.000	0.004	0.064	-0.010	-0.204
504	5040010	-1.994	0.064	-1.999	-0.000	0.004	0.064	-0.010	-0.206
504010	5040010	-1.999	0.000	-1.999	0.000	0.000	0.000	-0.103	-0.000

ДОДАТОК Є

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК НА СПОЖИВИЛЬНИХ ПІДСТАНЦЯХ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 31.775 МВт / 278.573 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 31.580 МВт / 276.641 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.073 МВт / 0.726 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.073 МВт / 0.726 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.122 МВт / 1.206 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.122 МВт / 1.206 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "нові": 0.195 МВт / 1.932 млн.кВт*г (0.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
2	Сосонка тяг	0.000	0.000	112.309	-1.07
501		0.000	0.000	112.127	-1.11
504		0.000	0.000	112.171	-1.08
14	Турбів	0.000	0.000	112.084	-1.15
502		0.000	0.000	111.763	-1.29
503		0.000	0.000	111.819	-1.24
13	Оленівка	0.000	0.000	112.216	-1.11
501010		5.380	3.050	10.442	-3.80
5010010		0.000	-0.600	10.442	-3.81
502010		0.000	-5.850	10.575	-4.32
5020010		15.140	7.760	10.574	-4.32
503010		11.060	5.360	10.306	-4.80
5030010		0.000	0.000	10.307	-4.80
504010		0.000	0.000	10.747	0.92
5040010		-4.000	0.000	10.747	0.92

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп,МВт	Qп,МВАр	Rк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
501	2	-4.187	-2.421	-4.192	-2.429	0.005	0.007	-0.025	-0.183
504	501	1.232	0.091	1.232	0.090	0.000	0.001	0.006	0.045
14	504	-2.733	-0.074	-2.735	-0.076	0.002	0.003	-0.014	-0.089
502	14	-11.593	-2.920	-11.619	-2.957	0.026	0.037	-0.062	-0.328
503	502	3.619	-0.209	3.617	-0.212	0.002	0.003	0.019	0.058
13	503	14.790	6.056	14.752	6.001	0.038	0.055	0.082	0.402
501	501010	2.699	1.386	2.688	1.225	0.011	0.161	0.016	3.179
501	5010010	2.700	1.385	2.689	1.224	0.011	0.161	0.016	3.177
501010	5010010	-2.689	-1.823	-2.689	-1.823	0.000	0.000	-0.179	-0.000
502	502010	7.591	1.363	7.570	0.949	0.021	0.412	0.040	1.488
502	5020010	7.582	1.372	7.561	0.960	0.021	0.411	0.040	1.495
502010	5020010	7.570	6.796	7.569	6.796	0.000	0.000	0.554	0.001
503	503010	5.551	3.132	5.526	2.681	0.025	0.450	0.033	4.417
503	5030010	5.553	3.127	5.528	2.676	0.025	0.450	0.033	4.411
503010	5030010	-5.527	-2.676	-5.528	-2.676	0.000	0.000	-0.343	-0.001
504	504010	-1.994	0.070	-1.999	0.000	0.005	0.070	-0.010	-0.197
504	5040010	-1.994	0.069	-1.999	-0.000	0.005	0.070	-0.010	-0.199
504010	5040010	-1.999	0.000	-1.999	0.000	0.000	0.000	-0.107	-0.000

ДОДАТОК Ж

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 31.775 МВт / 278.573 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 31.580 МВт / 276.641 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.073 МВт / 0.726 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.073 МВт / 0.726 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.122 МВт / 1.206 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.122 МВт / 1.206 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "нові": 0.195 МВт / 1.932 млн.кВт*г (0.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
2	Сосонка тяг	0.000	0.000	112.309	-1.07
501		0.000	0.000	112.127	-1.11
504		0.000	0.000	112.171	-1.08
14	Турбів	0.000	0.000	112.084	-1.15
502		0.000	0.000	111.763	-1.29
503		0.000	0.000	111.819	-1.24
13	Оленівка	0.000	0.000	112.216	-1.11
501010		5.380	3.050	10.601	-3.80
5010010		0.000	-0.600	10.601	-3.81
502010		0.000	-5.850	10.575	-4.32
5020010		15.140	7.760	10.574	-4.32
503010		11.060	5.360	10.626	-4.80
5030010		0.000	0.000	10.626	-4.80
504010		0.000	0.000	10.589	0.92
5040010		-4.000	0.000	10.589	0.92

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	R _p , МВт	Q _p , МВАр	R _k , МВт	Q _k , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
501	2	-4.187	-2.421	-4.192	-2.429	0.005	0.007	-0.025	-0.183
504	501	1.232	0.091	1.232	0.090	0.000	0.001	0.006	0.045
14	504	-2.733	-0.074	-2.735	-0.076	0.002	0.003	-0.014	-0.089
502	14	-11.593	-2.920	-11.619	-2.957	0.026	0.037	-0.062	-0.328
503	502	3.619	-0.209	3.617	-0.212	0.002	0.003	0.019	0.058
13	503	14.790	6.056	14.752	6.001	0.038	0.055	0.082	0.402
501	501010	2.699	1.386	2.688	1.225	0.011	0.161	0.016	3.179
501	5010010	2.700	1.385	2.689	1.224	0.011	0.161	0.016	3.177
501010	5010010	-2.689	-1.823	-2.689	-1.823	0.000	0.000	-0.177	-0.000
502	502010	7.591	1.363	7.570	0.949	0.021	0.412	0.040	1.488
502	5020010	7.582	1.372	7.561	0.960	0.021	0.411	0.040	1.495
502010	5020010	7.570	6.796	7.569	6.796	0.000	0.000	0.554	0.001
503	503010	5.551	3.132	5.526	2.680	0.025	0.450	0.033	4.416
503	5030010	5.553	3.128	5.528	2.676	0.025	0.450	0.033	4.411
503010	5030010	-5.527	-2.676	-5.528	-2.676	0.000	0.000	-0.333	-0.000
504	504010	-1.994	0.070	-1.999	0.001	0.005	0.070	-0.010	-0.197
504	5040010	-1.994	0.069	-1.999	-0.001	0.005	0.070	-0.010	-0.199
504010	5040010	-1.999	0.001	-1.999	0.001	0.000	0.000	-0.109	-0.000

ДОДАТОК 3

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ З ВСТАНОВЛЕНИМИ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯМ РПН

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 127.099 МВт / 1115.728 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 124.420 МВт / 1089.919 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.671 МВт / 16.522 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.671 МВт / 16.522 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.606 МВт / 5.309 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.402 МВт / 3.978 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.008 МВт / 9.287 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.679 МВт / 25.809 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
2	Сосонка тяг	0.000	0.000	112.309	-1.07
501		0.000	0.000	112.127	-1.11
504		0.000	0.000	112.171	-1.08
14	Турбів	0.000	0.000	112.084	-1.15
502		0.000	0.000	111.763	-1.29
503		0.000	0.000	111.819	-1.24
13	Оленівка	0.000	0.000	112.216	-1.11
501010		5.380	3.050	10.601	-3.80
5010010		0.000	-0.600	10.601	-3.81
502010		0.000	-5.850	10.575	-4.32
5020010		15.140	7.760	10.574	-4.32
503010		11.060	5.360	10.626	-4.80
5030010		0.000	0.000	10.626	-4.80
504010		0.000	0.000	10.589	0.92
5040010		-4.000	0.000	10.589	0.92

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
501	2	-4.187	-2.421	-4.192	-2.429	0.005	0.007	-0.025	-0.183
504	501	1.232	0.091	1.232	0.090	0.000	0.001	0.006	0.045
14	504	-2.733	-0.074	-2.735	-0.076	0.002	0.003	-0.014	-0.089
502	14	-11.593	-2.920	-11.619	-2.957	0.026	0.037	-0.062	-0.328
503	502	3.619	-0.209	3.617	-0.212	0.002	0.003	0.019	0.058
13	503	14.790	6.056	14.752	6.001	0.038	0.055	0.082	0.402
501	501010	2.699	1.386	2.688	1.225	0.011	0.161	0.016	3.179
501	5010010	2.700	1.385	2.689	1.224	0.011	0.161	0.016	3.177
501010	5010010	-2.689	-1.823	-2.689	-1.823	0.000	0.000	-0.177	-0.000
502	502010	7.591	1.363	7.570	0.949	0.021	0.412	0.040	1.488
502	5020010	7.582	1.372	7.561	0.960	0.021	0.411	0.040	1.495
502010	5020010	7.570	6.796	7.569	6.796	0.000	0.000	0.554	0.001
503	503010	5.551	3.132	5.526	2.680	0.025	0.450	0.033	4.416
503	5030010	5.553	3.128	5.528	2.676	0.025	0.450	0.033	4.411
503010	5030010	-5.527	-2.676	-5.528	-2.676	0.000	0.000	-0.333	-0.000
504	504010	-1.994	0.070	-1.999	0.001	0.005	0.070	-0.010	-0.197
504	5040010	-1.994	0.069	-1.999	-0.001	0.005	0.070	-0.010	-0.199
504010	5040010	-1.999	0.001	-1.999	0.001	0.000	0.000	-0.109	-0.000

ДОДАТОК И

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ 1РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 4.000 МВТ / 35040.000 ТИС.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 3.987 МВТ / 34909.323 ТИС.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 0.004 МВТ / 41.092 ТИС.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 ТИС.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 0.004 МВТ / 41.092 ТИС.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.000 МВТ / 0.000 ТИС.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.009 МВТ / 89.585 ТИС.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.009 МВТ / 89.585 ТИС.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ "НОВІ": 0.013 МВТ / 130.677 ТИС.КВТ*Г (0.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
504		0.000	0.000	113.475	-0.44
14	ТУРБІВ	0.000	0.000	113.359	-0.53
504010		0.000	0.000	10.712	1.51
5040010		-4.000	0.000	10.712	1.51

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП,МВТ	QП,МВАР	РК,МВТ	QК,МВАР	DP,МВТ	DQ,МВАР	I, КА	DU, КВ
14	504	-3.963	0.058	-3.967	0.052	0.004	0.006	-0.020	-0.118
504	504010	-1.994	0.069	-1.999	0.001	0.005	0.068	-0.010	-0.154
504	5040010	-1.994	0.068	-1.999	-0.001	0.005	0.068	-0.010	-0.156
504010	5040010	-1.999	0.001	-1.999	0.001	0.000	0.000	-0.108	-0.000

2РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 16.557 МВТ / 145.175 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 16.440 МВТ / 144.014 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 0.037 МВТ / 0.369 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 0.037 МВТ / 0.369 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.080 МВТ / 0.792 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.080 МВТ / 0.792 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ "НОВІ": 0.117 МВТ / 1.160 МЛН.КВТ*Г (0.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
501		0.000	0.000	112.199	-0.85
504		0.000	0.000	112.497	-0.77
14	ТУРБІВ	0.000	0.000	112.652	-0.77
503		0.000	0.000	112.184	-0.93
13	ОЛЕНІВКА	0.000	0.000	112.526	-0.85
501010		5.380	3.050	10.608	-3.54
5010010		0.000	-0.600	10.608	-3.54

503010				11.060	5.360	10.663	-4.46
5030010				0.000	0.000	10.664	-4.46
504010				0.000	0.000	10.620	1.23
5040010				-4.000	0.000	10.620	1.23

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
504	501	5.429	2.692	5.419	2.677	0.010	0.015	0.031	0.300
14	504	1.464	2.525	1.462	2.522	0.002	0.003	0.015	0.155
13	503	11.157	6.357	11.132	6.322	0.025	0.036	0.066	0.345
501	501010	2.699	1.386	2.688	1.225	0.011	0.161	0.016	3.153
501	5010010	2.700	1.385	2.689	1.224	0.011	0.161	0.016	3.151
501010	5010010	-2.689	-1.823	-2.689	-1.823	0.000	0.000	-0.177	-0.000
503	503010	5.550	3.129	5.526	2.680	0.025	0.446	0.033	4.362
503	5030010	5.552	3.124	5.528	2.676	0.025	0.446	0.033	4.357
503010	5030010	-5.527	-2.676	-5.528	-2.676	0.000	0.000	-0.332	-0.000
504	504010	-1.994	0.070	-1.999	0.001	0.005	0.069	-0.010	-0.175
504	5040010	-1.994	0.069	-1.999	-0.001	0.005	0.069	-0.010	-0.177
504010	5040010	-1.999	0.001	-1.999	0.001	0.000	0.000	-0.108	-0.000

ЗРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 31.775 МВт / 278.573 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 31.580 МВт / 276.641 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.073 МВт / 0.726 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.073 МВт / 0.726 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.122 МВт / 1.206 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.122 МВт / 1.206 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "нові": 0.195 МВт / 1.932 млн.кВт*г (0.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав, МВТ	Qнав, МВАР	U, кВ	Фаза, град
2	Сосонка тяг	0.000	0.000	112.309	-1.07
501		0.000	0.000	112.127	-1.11
504		0.000	0.000	112.171	-1.08
14	Турбів	0.000	0.000	112.084	-1.15
502		0.000	0.000	111.763	-1.29
503		0.000	0.000	111.819	-1.24
13	Оленівка	0.000	0.000	112.216	-1.11
501010		5.380	3.050	10.601	-3.80
5010010		0.000	-0.600	10.601	-3.81
502010		0.000	-5.850	10.575	-4.32
5020010		15.140	7.760	10.574	-4.32
503010		11.060	5.360	10.626	-4.80
5030010		0.000	0.000	10.626	-4.80
504010		0.000	0.000	10.589	0.92
5040010		-4.000	0.000	10.589	0.92

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВТ	Qп, МВАР	Рк, МВТ	Qк, МВАР	dP, МВТ	dQ, МВАР	I, КА	dU, КВ
501	2	-4.187	-2.421	-4.192	-2.429	0.005	0.007	-0.025	-0.183
504	501	1.232	0.091	1.232	0.090	0.000	0.001	0.006	0.045
14	504	-2.733	-0.074	-2.735	-0.076	0.002	0.003	-0.014	-0.089
502	14	-11.593	-2.920	-11.619	-2.957	0.026	0.037	-0.062	-0.328
503	502	3.619	-0.209	3.617	-0.212	0.002	0.003	0.019	0.058
13	503	14.790	6.056	14.752	6.001	0.038	0.055	0.082	0.402
501	501010	2.699	1.386	2.688	1.225	0.011	0.161	0.016	3.179
501	5010010	2.700	1.385	2.689	1.224	0.011	0.161	0.016	3.177
501010	5010010	-2.689	-1.823	-2.689	-1.823	0.000	0.000	-0.177	-0.000

502	502010	7.591	1.363	7.570	0.949	0.021	0.412	0.040	1.488
502	5020010	7.582	1.372	7.561	0.960	0.021	0.411	0.040	1.495
502010	5020010	7.570	6.796	7.569	6.796	0.000	0.000	0.554	0.001
503	503010	5.551	3.132	5.526	2.680	0.025	0.450	0.033	4.416
503	5030010	5.553	3.128	5.528	2.676	0.025	0.450	0.033	4.411
503010	5030010	-5.527	-2.676	-5.528	-2.676	0.000	0.000	-0.333	-0.000
504	504010	-1.994	0.070	-1.999	0.001	0.005	0.070	-0.010	-0.197
504	5040010	-1.994	0.069	-1.999	-0.001	0.005	0.070	-0.010	-0.199
504010	5040010	-1.999	0.001	-1.999	0.001	0.000	0.000	-0.109	-0.000

ДОДАТОК К

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**«Розвиток електричної мережі з дослідженням грозозахисту
підстанції»**