

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток електричної мережі з дослідженням грозозахисту підстанції»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-20м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи і
мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Ковальчук Р.О.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Собчук Н. В.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Опонент: к.т.н., доцент каф.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Вінниця ВНТУ - 2021 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.

_____ 2021 року

ЗАВДАННЯ **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

_____ Ковальчуку Роману Олександровичу _____

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розвиток електричної мережі з дослідженням грозозахисту підстанції»

керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Собчук Н. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2021 року № 277

2. Строк подання студентом роботи 30 листопада 2021 року

3. Вихідні дані до роботи: Параметри ліній та трансформаторів існуючої мережі 110/35 кВ, ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження. 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.б. 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	Бондаренко Є. А. д.т.н., проф., професор каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 24 вересня 2021 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При-мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.21	06.09.21	
2	Електротехнічна частина	07.09.21	12.09.21	
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	13.09.21	05.10.21	
4	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	06.10.21	20.10.21	
5	Пристрої грозозахисту в електричній мережі	21.10.21	30.10.21	
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.21	10.11.21	
7	Техніко-економічна частина	11.11.21	16.11.20	
8	Оформлення пояснювальної записки	17.11.21	25.11.20	
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.11.21	30.11.21	

Студент

(підпис)

Ковальчук Р.О.

Керівник роботи

(підпис)

Н. В. Собчук

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.3

Ковальчук Роман Олександрович «Розвиток електричної мережі з дослідженням грозозахисту підстанції». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2021. 122 с.

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

В магістерській кваліфікаційній роботі запропоновано проект оптимального розвитку електричної мережі також наведені оцінки економічних показників. Проведений аналіз результатів розрахунку режимів роботи спроектованої мережі, яка існує. В усіх режимах забезпечені всі показники електричної енергії. Обрана оптимальна схема розвитку також розраховані показники надійності і економічності. В роботі проаналізована ефективність пристроїв грозозахисту.

Ключові слова: електрична мережа, грозозахист, блискавковідвод, силові трансформатори.

В розділі охорони праці запропоновані заходи і засоби для безпечної роботи персоналу підстанції.

Ключові слова: електрична система, динамічне програмування, оптимізація, грозозахист, блискавковідвід.

ANOTATION

UDC 621.316.3

Kovalchuk Roman Oleksandrovich "Development of electrical hedge from the past to the lightning operator of the station". Master of quality robots for special skills 141 - Electroenergetics, electrical engineering and electrical engineering. Vinnytsia: VNTU. 2021.122 s.

In ukr. mov. Bibliogr .: 16 titles; fig .: 27; tab. fourteen.

In the master's qualification robots, a project for the optimal development of electrical fences has been promoted, as well as the assessment of economic indicators. Carrying out an analysis of the results in the design of the modes in the robotic design of the hedge, as is the case. In the best modes, all indicators of electrical energy are secured. An optimal development scheme has been selected as well as indicators of reliability and economy. In the robot, the efficiency of the attachment to the lightning machine has been analyzed.

Key words: electric grid, lightning protection, bliskavkovdvod, power transformers.

In the distribution of protection, please come in and send for the safety of the robot and the staff of the production station.

Key words: electrical system, dynamic program, optimization, thunderstorm, bliskavkovidvid.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	8
ВСТУП.....	9
1 СКЛАДЕННЯ ПРОГНОЗУ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	11
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі	12
2 ОТРИМАННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	156
2.1. Визначення методу оптимальної схеми	156
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	27
2.2.3 Приймання кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі	30
2.3 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та вибір перерізу проводу	34
2.4 Вибір схем розподільних підстанцій.....	37
2.5 Оцінювання надійності схем вузлової підстанції.....	44
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 ІЗОЛЯЦІЇ ПЛ ЗА ДОПОМОГОЮ ОБМЕЖУВАЧІВ ПЕРЕНАПРУГ.....	70
4.1 Традиційні способи зниження грозових перенапруг на ізоляції повітряної лінії.....	75
4.2 Обмежувачі перенапруг.....	80
4.3 Способи приєднання обмежувачів перенапруг до повітряних ліній.....	92
4.4 Вибір характеристик обмежувачів перенапруг і оцінка ризику його пошкодження.....	96

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ. ..	101
5.1 Постановка задач з охорони праці.....	101
5.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем і обслуговуванням захисного заземлення для установок 110 та 10кВ.	102
5.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці при виконанні робіт з ремонту і обслуговування захисного заземлення 110 та 10кВ.	104
5.4 Розрахунок параметрів захисного заземлення сонячної електростанції 110/10кВ.....	108
5.5 Дослідження стійкості роботи обладнання сонячної електростанції 110/10кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайної ситуації.	110
5.6 Пожежна безпека.	114
ВИСНОВКИ	119
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	121
ДОДАТКИ	

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

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. Основною метою проектування проектування електричних мереж являється використання нових досягнень науки і техніки а також техніко-економічного обґрунтування прийнятих рішень, які мають відношення до формування енергетичних скупчень, розвинення електричних станцій, електричних систем і засобів їх експлуатації та керування, з забезпеченням оптимальної надійності постачання споживачів електричною та тепловою енергією в потрібних розмірах а також з найменшими затратами.

Під час проектування електричних мереж необхідно врахувати найдоцільнішу конфігурацію мережі, вибрати номінальну напругу всіх ділянок мережі, перетини проводів ліній, які створюють мережу потрібної конфігурації. Під час розроблення проекту необхідно встановити потужності трансформаторів на підстанціях, а також побудова схеми електричних з'єднань для цих підстанцій, встановлюється потужність джерел реактивної потужності, на базі розрахунків проводиться економічний розподіл цих джерел і встановлюються потрібні пристрої для регулювання напруги.

Величина приведених народногосподарських затрат може бути використана для характеристики оцінки економічності. Задачею проектування електричних мереж є пошук умов, які призведуть до мінімуму певного функціоналу з обмеженнями, враховуючи розвиток мережі.

Ця задача є в околі нелінійного динамічного програмування. За допомогою систем автоматизованого проектування, можливо досягнути найкращу форму організації процесу проектування.

Під час проектування розвитку електричних мереж необхідно враховувати загальні положення із забезпечення безпечних умов праці при побудові, монтажі пристроїв грозозахисту а також проведенні ремонтних робіт під час експлуатації об'єктів.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Магістерська кваліфікаційна робота була виконана з врахуванням наукових досліджень кафедри електричних станцій та систем ВНТУ згідно держбюджетних тем.

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

Для того, щоб досягнути поставлену мету в МКР досліджені наступні задачі:

- були проведені розрахунки для визначення прогнозу навантаження теперешніх споживачів на майбутній період (5 років);
- було перевірено необхідність виконання заміни обладнання (трансформаторів на потужніші);
- визначенні перерізи проводів.

Об'єктом дослідження МКР є: мережі електричні.

Предметом дослідження є: розвиток електричної мережі згідно 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 2020 та 2021 роках.

1 СКЛАДЕННЯ ПРОГНОЗУ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

При виборі оптимальної потужності, яка встановлена необхідно враховувати надійність електропостачання в енергосистемі. Встановлена потужність генеруючих агрегатів енергосистеми має бути більше за відповідний максимум навантаження, яке прогнозується. Якщо вказані потужності рівні, то будь-яке відхилення потужностей, тобто агрегатів в сторону зниження, а також навантаження в сторону збільшення. Це призведе до дефіциту потужності та недовідпуску електроенергії споживачам. Якщо збільшаться встановлені потужності генеруючих агрегатів в електричній системі порівняно з навантаженням, тобто поява резерву активної потужності в енергосистемі призведе з однієї сторони до підвищення надійності електропостачання а також зменшенню збитку від недовідпуску електроенергії споживачам, а з іншої – вимагає витрати на побудову, експлуатацію додаткової генеруючої потужності на електростанціях. Необхідне прогнозування навантажень для того, щоб витрати не були перевищені.

Розглянемо вираз для залежності максимальної потужності від часу з найменшим значенням похибки, який дає можливість знайти метод найменших квадратів. 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.

Визначити відповідні числові коефіцієнти a' та b' можна за рахунок мінімізації виразу, який записано відповідно до 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:

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

Отримаємо остаточний варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' після диференціювання вхідної функції у відповідності з (1.3):

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

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 Ексел отримана апроксимаційна функція а також коефіцієнти функції (рис 1.1).

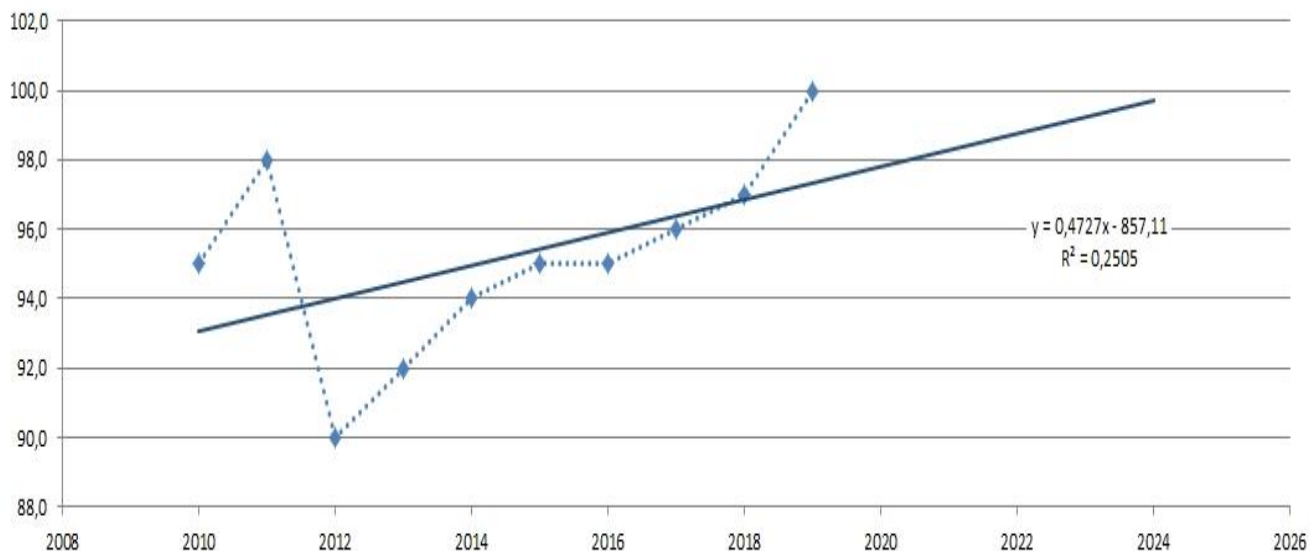


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої залежності $P_{\max}(T)$ і регресійної залежності $P'_{\max}(T)$ максимального навантаження від часу T

Проаналізуємо залежність (рис. 1.1). Сумарне навантаження з прогнозом на 2024-й рік не збільшиться сильно, а буде 99,6 %. Тому потрібно виконати заходи для підтримання надійності та якості електропостачання, і перевірити чи відповідає прогнозовані режими експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

З отриманих результатів розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі (додаток А) з урахуванням прогнозу можна побачити, що напруги у всіх вузлах знаходяться відповідано до обмежень чи їх можна бути привести до них за рахунок наявних регулювальних пристроїв.

Також наявна перевірка у якій видно відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів. Це вказує, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах чи близьких до них табл. 1.1.

У районі розвитку електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі є запас пропускній спроможності для передачі електроенергії до нових споживачів та відповідні рівні напруг у вузлах табл. 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

Проведемо аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень. Струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (табл. 1.1) є невеликим, відносно до тривало допустимого струму. Це дає можливість транспортувати додаткову електроенергію до нових споживачів без конструктивних змін у існуючі мережі.

Сформовано максимальний граф рис.1.2, з врахуванням місця розташування нових підстанцій та наближеності до існуючої мережі. На рисунку 1.2 зображено можливі варіанти приєднання нових підстанцій.

Враховуючи розрахункові рівні напруги на шинах підстанції, які знаходяться в зоні нового будівництва (табл. 1.2) можна сказати, що всі вони забезпечують можливість приєднання додаткового навантаження по стороні ВН. Здійснювати визначення потенційних вузлів приєднання нових ЛЕП з економічних міркувань можна за допомогою симплекс-методу.

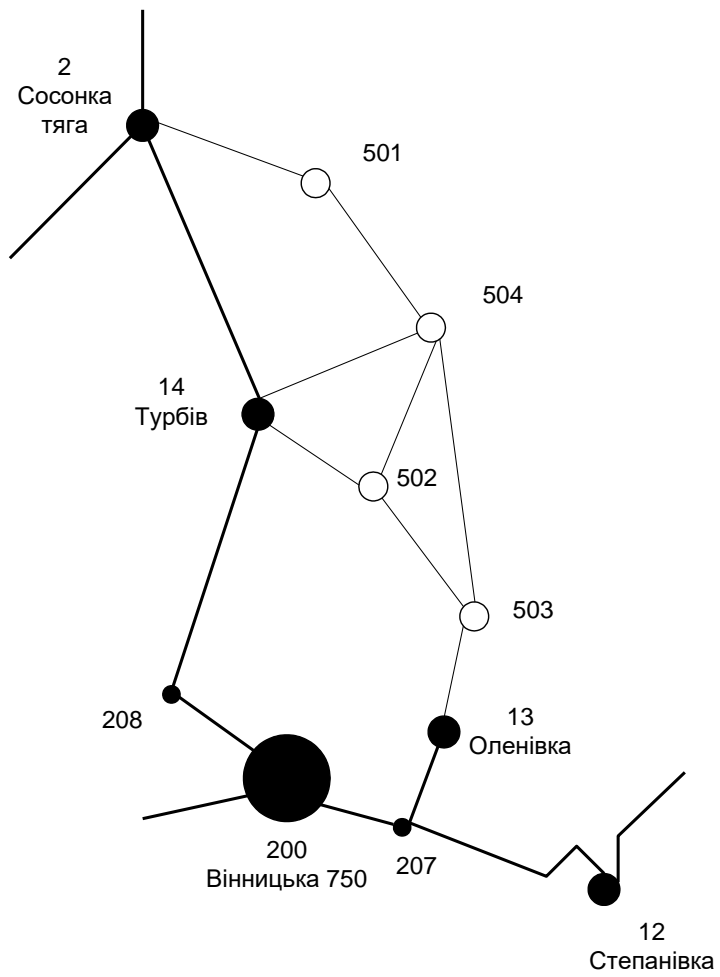


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2 ОТРИМАННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1. Визначення методу оптимальної схеми

У задачах електроенергетики при розвитку енергосистем необхідно забезпечити пошук найкращого, зі сторони витрат способу при якому будуть виконувались різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Потрібно враховувати потужності станцій, розташування, конфігурацій, напруги мереж, параметрів усіх елементів енергосистеми, які мають забезпечувати необхідну якість електроенергії, запас стійкості та організованість процесу керування.

Це не можливо виконати за допомогою однієї математичної моделі. Враховуючи це потрібно розглянути ряд взаємопов'язаних підзадач синтезу енергосистеми базуючись на комплексах математичних моделей. Зазвичай використовуються моделі пошуку мінімуму народногосподарських витрат з врахуванням обмежень природних та економічних. Але функції витрат є безперервними, нелінійними розривними функціями. Зважаючи на це застосування методів лінійної або нелінійної оптимізації для задач в таких умовах без попереднього спрощення неможливе.

Отримання оптимальних рішень при розвитку і підчас експлуатації енергосистеми потребує постійного поповнення інформації. Відбувається збільшення кількості моделей, а також кількості варіантів оптимізації, це призводить до додаткових ускладнень щодо використання лінійних і нелінійних методів.

2.1.2 Використання симплекс-методу для оптимізації схеми електричної мережі

Симплекс-метод використовується для розв'язку задач лінійного програмування, за допомогою якого здійснюється скерований рух по опорним планам у бік знаходження оптимального розв'язку; у симплекс-методі відбувається поступове покращення плану.

Після цього визначимо систему базисних і небазисних змінних. Тоді матриця коефіцієнтів системи рівнянь (2.3):

$$\begin{array}{cccc|c}
 a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} & b_1 \\
 a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} & b_2 \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
 a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{mn} & b_m \\
 \hline
 c_1 & c_2 & \dots & c_n & b_{n+1}
 \end{array}$$

Відповідно до методу Гаусса-Жордана можна записати:

$$\begin{array}{cccccc|c}
 1 & 0 & a'_{1,m+1} & a'_{1,m+2} & a'_{1,m+3} & \dots & a'_{1n} & b'_1 \\
 0 & 0 & a'_{2,m+1} & a'_{2,m+2} & a'_{2,m+3} & \dots & a'_{2n} & b'_2 \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
 0 & 1 & a'_{mm+1} & c'_{mm+2} & c'_{mm+3} & \dots & a'_{mn} & b'_m \\
 \hline
 0 & 0 & c'_{m+1} & c'_{m+2} & c'_{m+3} & \dots & c'_n & b'_{n+1}
 \end{array} \quad (2.4)$$

Має виконуватись умова $x_i \geq 0, i = \overline{1, n}$, тоді вираз (2.4) приведений до канонічного вигляду для симплекс алгоритму тоді, коли всі $b'_j (j = \overline{1, m})$ мають невід'ємний вигляд, тобто $b'_j \geq 0$. Наступний етап в СМ це перевірка умов $b'_j \geq 0$. Імовірно два випадки. Якщо всі $b'_j \geq 0$, то система рівнянь (2.3) наведена до канонічного вигляду і далі оптимізація ведеться за допомогою СА.

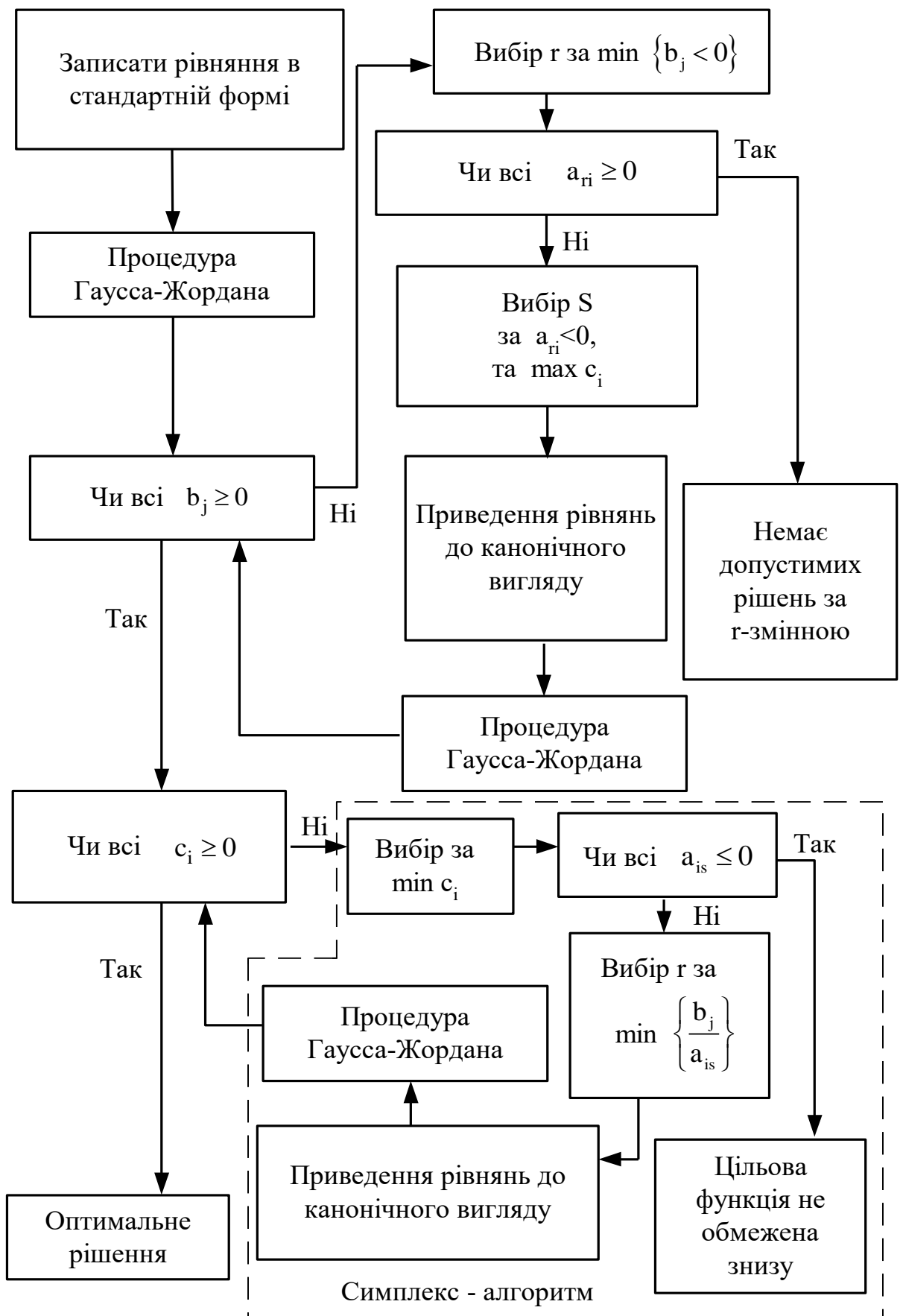


Рисунок 2.1 – Алгоритм Симплекс-методу

Якщо $b'_j < 0$, то того, щоб провести систему (2.4) до канонічного вигляду потрібно виконати ще один крок. Необхідно змінити склад змінних базисних і небазисних. Розглянемо алгоритм приведення системи (2.4) до канонічного виду :

1. Вберемо змінну x_r , яку потрібно вивести із базису і ввести до складу небазисних змінних. Обираємо індекс r відповідно до індексу від'ємних b'_j .

2. Обираємо в рядку r , починаючи з $m+1$ -го стовпця коефіцієнти з від'ємним знаком a_{ri} ($i = \overline{m+1, n}$). У випадку, якщо відсутні такі коефіцієнти, задача оптимізації сформульована некоректно, це свідчить про відсутність допустимих рішень за змінною x_r . Якщо наявні від'ємні коефіцієнти a'_{ri} , індекс змінної небазисної, яка переведена у базисну, треба шукати в стовпці i . Індекс s необхідно визначити із умови відповідності a'_{rs} максимальному c'_s .

3. У матриці (2.4) стовпці r і s треба поміняти місцями і тоді система приводиться до канонічного виду.

4. Необхідно перевірити умову $b'_j \geq 0$, $j = \overline{1, m}$.

Кроки 1-4 треба виконувати поки всі b'_j не стануть додатними $b'_j \geq 0$, тобто система рівнянь (2.4) не буде приведена до канонічного вигляду. Після цього виконується другий крок симплекс методу.

На другому кроці СМ виконується оптимізація за допомогою СА системи рівнянь із першого кроку.

Критерій, який характеризує мінімум функції (2.1) це додатність всіх коефіцієнтів c'_i в системі (2.4). Коли в системі (2.4) хоча б 1 із коефіцієнтів $c'_i < 0$, то необхідно зменшити значення функції $y(x)$ за допомогою збільшення x_i . Враховуючи, що змінна x_i має бути виведена зі складу небазисних змінних і потім введена в базисні оптимальні змінні. У випадку, коли кілька коефіцієнтів $c'_i < 0$, необхідно для прискорення процесу оптимізації вибирати коефіцієнт, який буде найбільшим по абсолютній величині. Необхідно вибрати індекс s -змінної, яку потрібно з небазисних перевести у базисну змінну. Перевіряється знак

коефіцієнтів a'_{is} в стовпці s . У випадку коли всі $a'_{is} \leq 0$, то x_s можна збільшити без жодних обмежень до $+\infty$ і функція $y(x)$ не буде мати обмежень знизу. У цьому випадку мінімізація функції $y(x)$ не дасть результату. Задача створена некоректно і необхідно уточнити умову задачі і модель, яка їй відповідає. У вивадку, якщо $a'_{is} > 0$ на збільшення змінної x_s накладаються певні обмеження і в цьому випадку відповідні базисні змінні x_i мають зменшуватись. Першою досягне нульового значення базисна змінна x_i , для якої буде виконуватись

співвідношення $\frac{b'_j}{a'_{is}}$ і 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 того, як визначені індекси r і s в системі рівнянь (2.4) міняються місцями r -тий і s -тий стовпці. Ведучим елементом необхідно вибрати a_{rs} і система (2.4) буде приведена до канонічного вигляду.

Наведений алгоритм необхідно повторювати поки у функції мети системи (2.4) всі c'_i не будуть мати додатні або рівні нулю знаки. Тоді оптимальне рішення знайдено. Базисним змінним присвоюють значення відповідних вільних змінним b'_j ($j = \overline{1, m}$). Небазисні змінні дорівнюють нулю. Оптимальне значення цільової функції y_{\min} буде дорівнювати $n+1$ елементу матриці (2.4), $y_{\min} = b'_{n+1}$, де b'_{n+1} - вільна змінна системи (2.4), яка перетворена. Вільна змінна b'_{n+1} не впливає на значення вектор змінних, які оптимізуються х симплекс-методом. Ліанеаризуємо цільову функцію для використання симплекс-методу (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 відповідно до рис. 2.2:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП								Потужності 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								Потужності 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

Уточнення коефіцієнтів цільової функції передбачається Симплекс-методом через зміну перетоків по лініях, у зв'язку з цим необхідно відкоригувати вартісні коефіцієнти і провести повторний розрахунок :

Номери вузлів	Перелік ЛЕП								Потужності 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 найменше значення витрат рис. 2.5:

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	0	5,38	0,00
502	0	1	0	0	0	0	-1	1	1	15,14	0,00
503	0	0	0	1	0	0	1	-1	-1	11,06	0,00
504	0	0	1	0	1	-1	0	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

При проведенні повторного уточнення коефіцієнтів цільової функції отримано допустиму схему. На рис.2.6 наведена оптимальна схема ЕМ відповідно до найменших значень витрат.

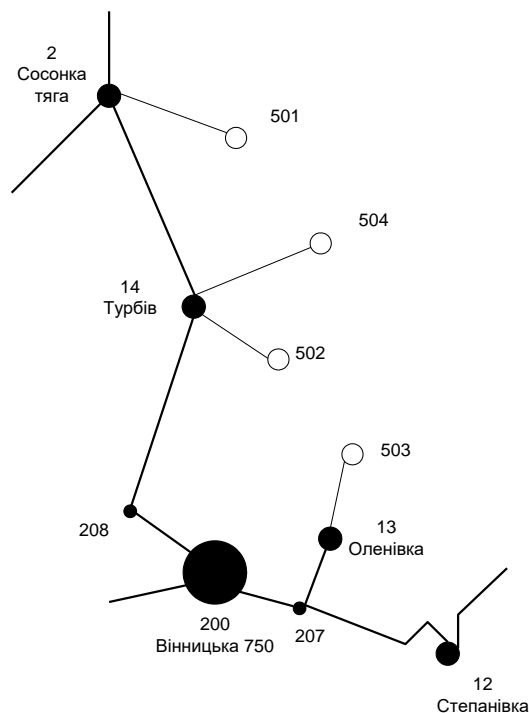


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми ЕМ, яка отримана за допомогою розрахунку Симплекс-методом

Оскільки отримана схема рис.2.6 згідно ПУЕ [1] не забезпечує нових споживачів відповідним рівнем надійності електропостачання, яка відноситься до заданої категорії. У зв'язку з цим потрібно додатково встановити дволанцюгові

лінії електропередач чи 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.

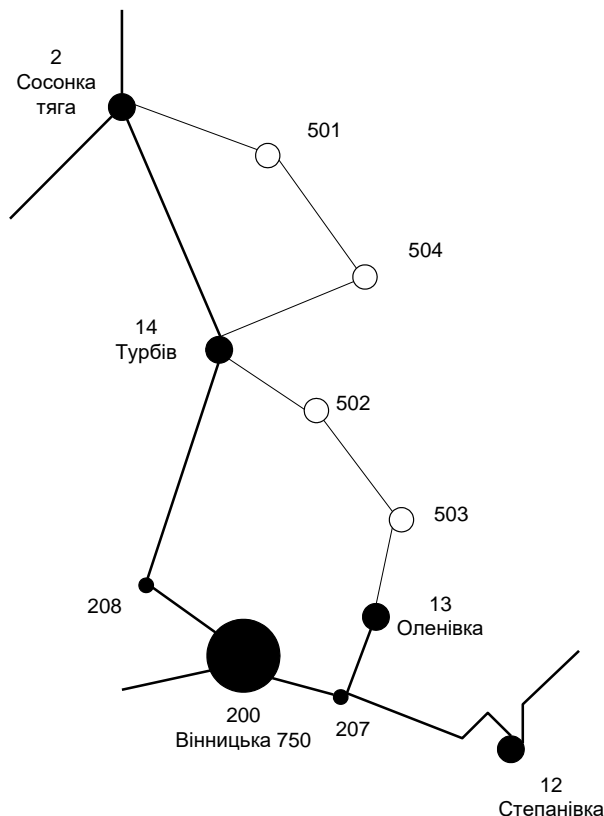


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема з врахуванням забезпечення споживачів першою категорією надійності

Номери вузлів	Перелік ЛЕП								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	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:

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

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

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

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_i , 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	V , 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	V, тис.грн	V _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 атакож 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	$V_{ізх}$, тис.грн	$V_{\Sigmaзх}$, 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.

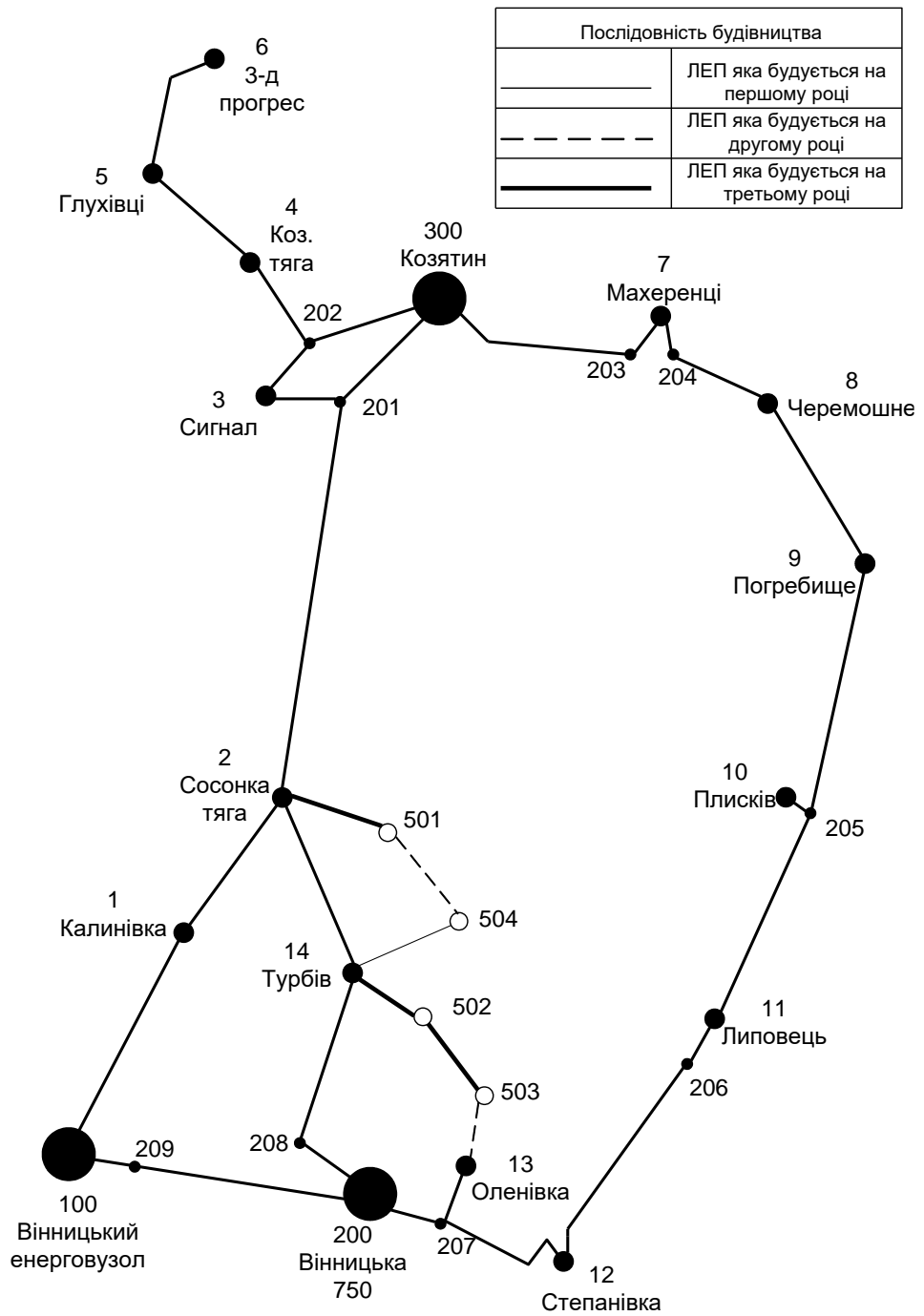


Рисунок 2.9 – Оптимальна схема відповідно до методу динамічного програмування

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:

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

де n_T - кількість трансформаторів;

Для 501 вузла відповідно (2.9) маємо:

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

Вибірємо 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) :

$$I_{розрп} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|I_d|}{n_n}; \quad (2.10)$$

$$I_{розр2-501} = \alpha_1 \alpha_T \frac{I_{2-501}}{n_n} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{28}{1} = 29,4 \text{ (A)};$$

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

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

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

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

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

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_E , 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 проводом марки АС 240/39, але може бути АС-120/19. Для післяаварійного 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	$I_{па,мах}, А$	$I_{доп}, А$	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 в залежності 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).

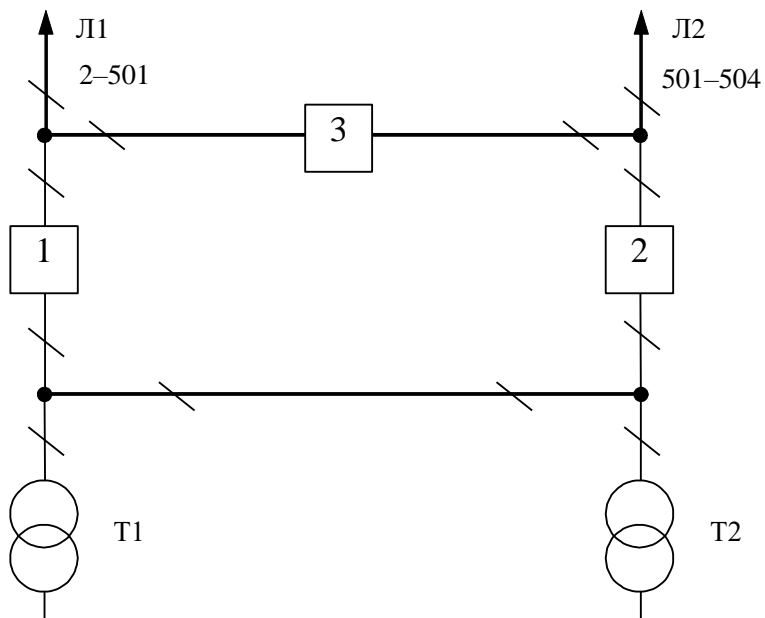


Рисунок 2.10 – Схема розподільчого пристрою для вузлів 501, 502, 503, 504

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.

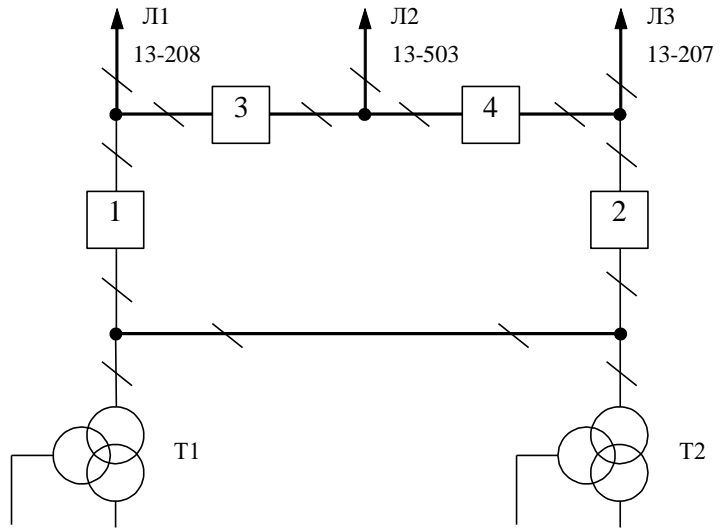


Рисунок 2.11– Схема вузлової підстанції (вузол 13) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

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.

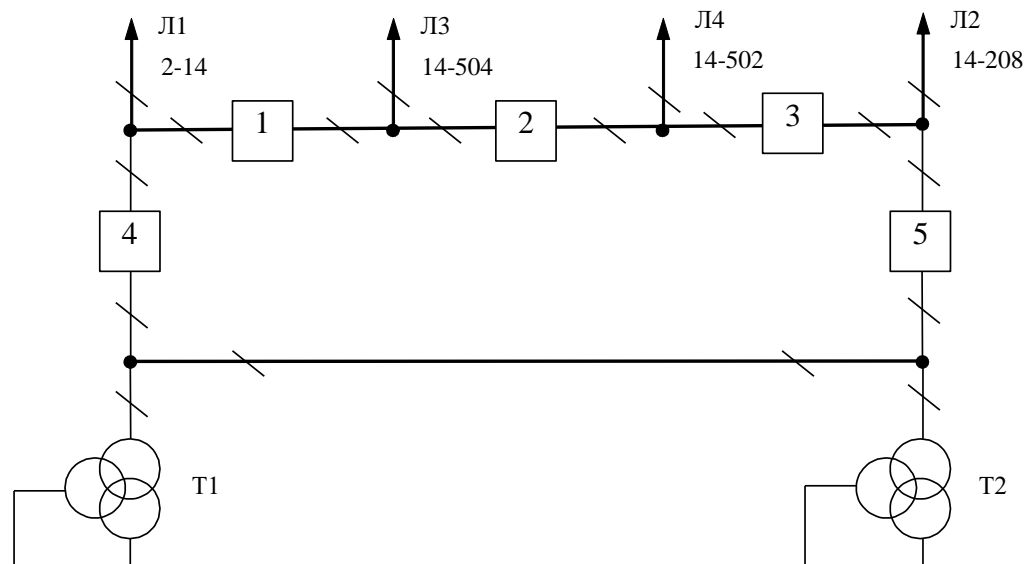


Рисунок 2.12 – Схема вузлової підстанції (вузол 14) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою зі сторони трансформаторів

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

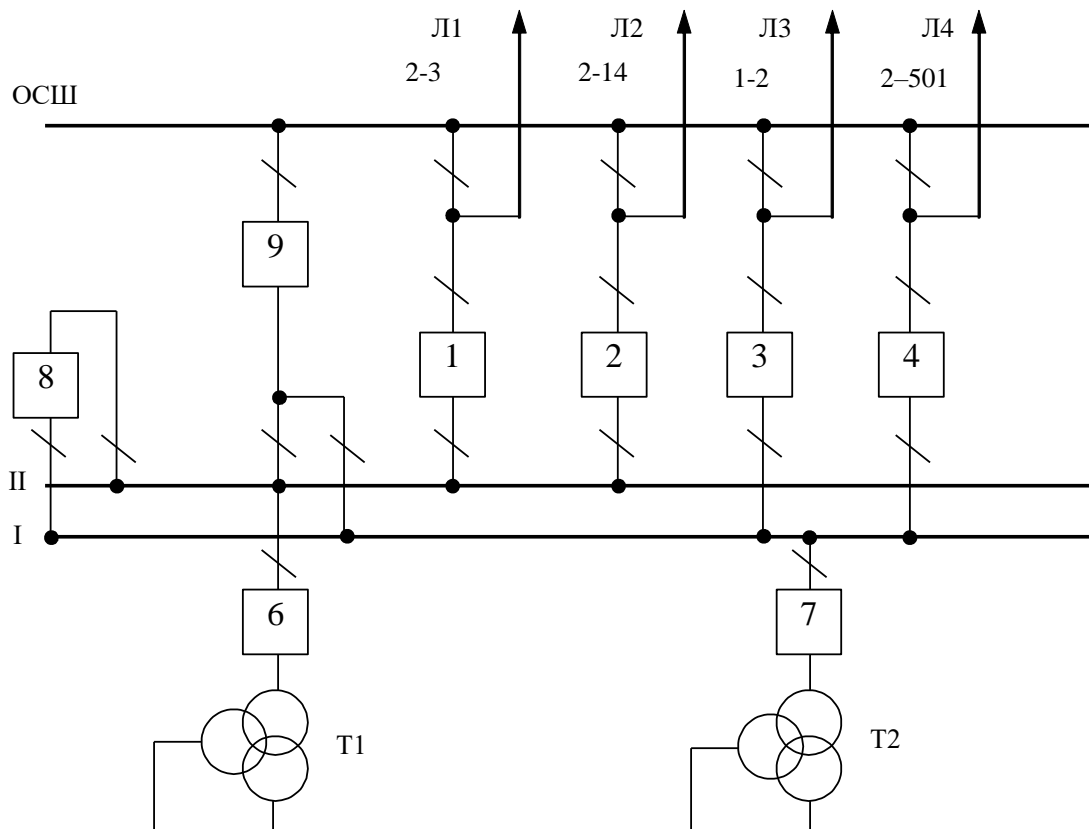


Рисунок 2.13– Схема розподільної підстанції (вузол 2) – дві працюючі та обхідна системи шин

2.5 Оцінка надійності схем вузлової підстанції

Визначення надійності схем розподільчих пристроїв лежить у математичних очікуваннях кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), які кумулюються 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 виписані 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 $K_j = K_{П} = 17,1 \cdot 10^{-3}$ (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 елементу 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:

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

де $T_{П1} = 500$ год;

$$\text{Тоді } T_{B2П1} = 250 - (250)^2 / 2 \cdot 500 = 187,5 \text{ год.}$$

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 ($T_{н.б.} = 5400 \text{ год.}$).

№ 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*Ко	Wт*Ко	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 $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 501, 504 :

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 5,38 + 0,05 \cdot 5,38 = 5,11 \text{ (МВт)},$$

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

$\sum P_{\text{ні}}$ - 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:

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

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

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 УЗ на 0,6 МВАр у вузол, який має найменшу напругу, це вузол 501.

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

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

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

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

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

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

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

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

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

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

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 велечини 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 $U_{\text{НН6}}$.

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

Наявний коефіцієнт трансформації:

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

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:

$$K_{T5016} = \frac{112,13 - 3,08}{10,5} = 10,38$$

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
K_{T6}	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

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; В – 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:

Таблиця 3.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,488	13498,936	451,372	371,798	3,430	14843,022	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,905	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								

4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
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 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			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 трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0

5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.10	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 трансфор-	3 од.	224,730	8128,254	333,933	222,861	3,648	8913,426	375,0

	маторами струму								
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
Всього ВРУ 110 кВ			965,549	19621,913	879,090	558,329	12,425	22037,303	1466,0
Загальна кошторисна вартість			22037,303						

Таблиця 3.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 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	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 панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0

5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
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						

Таблиця 3.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,488	13498,936	451,372	371,798	3,430	14843,022	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,905	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								

4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
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 устанавлення 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						

Таблиця 3.7 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22566,376	734,56	601,984	4,916	24509,718	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
Всього ВРУ 110 кВ			665,905	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								

4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача	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:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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

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

$$V_{Л1} = (18031,255 \cdot 0,3)/100 = 54,1 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{Л2} = (29050,356 \cdot 0,3)/100 = 87,2 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{Л3} = (36062,510 \cdot 0,3)/100 = 108,2 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П1} = (70581,037 \cdot 3)/100 = 2117,4 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П2} = (123682,054 \cdot 3)/100 = 3710,5 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П3} = (68156,473 \cdot 3)/100 = 2044,7 \text{ (тис.грн.)};$$

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).

$$V_1 = 54,1 + 2117,4 + 130,7 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 2171,7 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_2 = 87,2 + 3710,5 + 1160,0 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 3799,5 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_3 = 108,2 + 2044,7 + 1930,0 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 2156,1 \text{ (тис.грн.)};$$

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):

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

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

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

4. ЗАХИСТ ІЗОЛЯЦІЇ ПЛ ЗА ДОПОМОГОЮ ОБМЕЖУВАЧІВ ПЕРЕНАПРУГ

В процесі експлуатації відключення повітряних ліній може бути викликано різними причинами, однією з яких є перекриття ізоляції внаслідок перенапруг, що впливають на ізоляцію фазних проводів. Як правило, при перенапруженнях на повітряних лініях мова йде саме про перекриття ізоляції, а не про пробої. Іншими словами, при перекритті ізоляції працездатність ізоляції (і ПЛ в цілому) з високою ймовірністю може бути відновлена після проходження циклу автоматичного повторного включення АПВ, тоді як при пробі ізоляції АПВ буде неуспішно, і лінію потрібно виводити в ремонт.

При перенапругах перекриття ізоляції ПЛ найбільш вірогідні на опорах, оскільки там виявляється мінімальним відстань від проводів до заземлених конструкцій (траверс і стійок опори), яке визначається класом напруги лінії, застосовуваними типами опор і ізолюючих підвісок (ізоляторів) фазних проводів.

Ймовірність перекриття ізолюючої підвіски визначається багатьма факторами і, в тому числі, величиною і формою впливають перенапруг. Зовнішні (грозові) і внутрішні (комутаційні, квазістаціонарних) перенапруги володіють різними параметрами, але досвід експлуатації, випробування і розрахунки показують, що з усіх перенапруг причиною перекриття ізоляції найбільш часто стають грозові перенапруги. Саме тому узагальнене поняття «захист ізоляції ПЛ від перенапруг» нерідко ототожнюють з його окремим випадком: «захистом ізоляції ПЛ від грозових перенапруг»

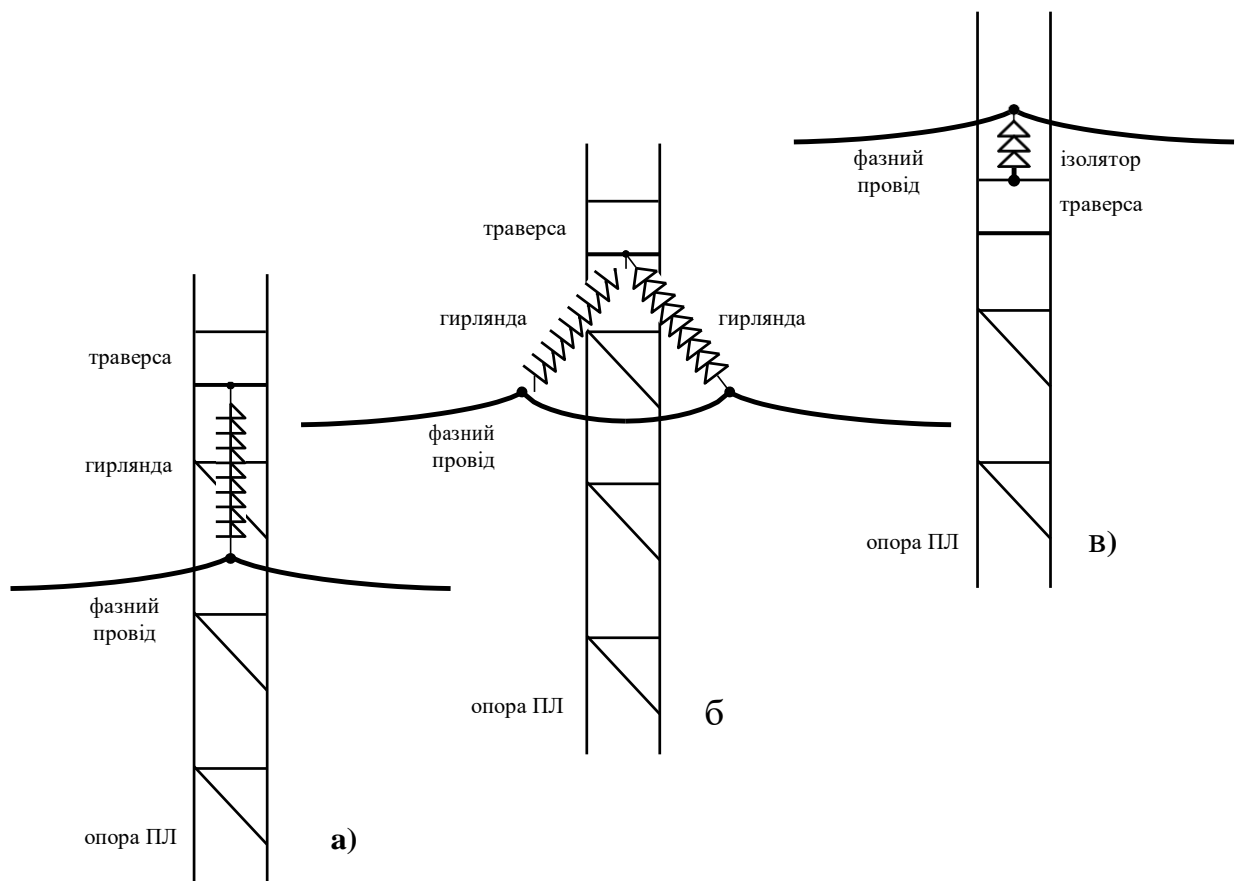


Рисунок 4.1. Найбільш поширені ізолюючі підвіски фазних проводів ПЛ 6-750 кВ: підвісна (а) і натяжна (б) гірлянди ізоляторів; штирьовий ізолятор (в).

Перенапруги викликають порушення нормальної роботи ПЛ. Так само причинами можуть бути:

- перекриття зволоженої ізоляції під робочою напругою;
- «пташині» відключення (перекриття забрудненої ізоляції, перекриття по струменю посліду, перекриття через великих птахів);
- перекриття на дерева;
- перекриття ізоляції при лісових та степових пожежах;
- пробою ізоляції;
- розстріл ізоляції мисливцями;

- обрив фазних проводів і тросів (з падінням на фазні дроти) через вібрації, нерозрахованих вітрових і ожеледних навантажень;
- падіння опор через нерозрахованих вітрових і ожеледних навантажень;
- наїзд техніки на ПЛ (обрив проводів і тросів, падіння опор);
- інші причини

Число відключень ПЛ через вплив грозових перенапруг залежить від ряду факторів [2,3], таких як:

- число розрядів блискавки в ПЛ і поряд з нею;
- імпульсна міцність ізоляції ПЛ;
- імпульсний опір заземлення опор ПЛ;
- наявність блискавкозахисних тросів (їх число і розташування щодо фазних проводів);
- наявність на ПЛ спеціальних засобів для обмеження перенапруг (наприклад, обмежувачів перенапруг нелінійних ОПН).

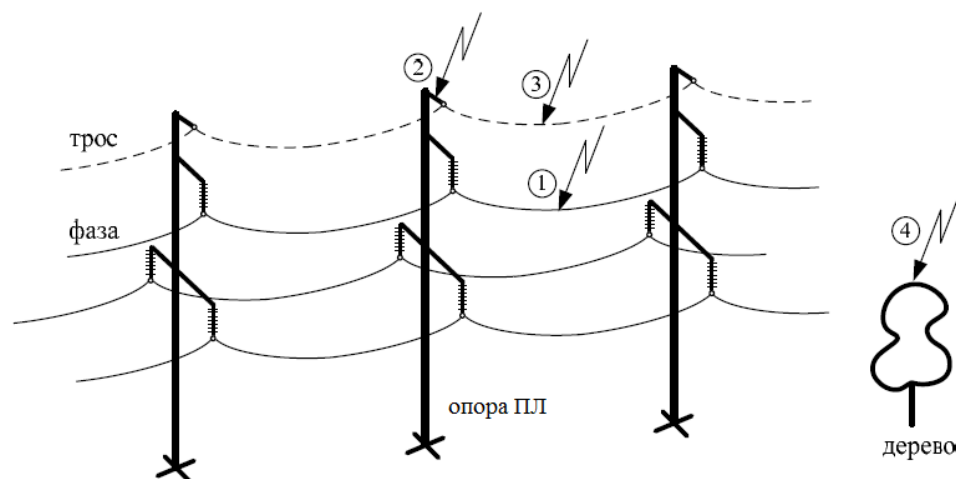


Рисунок 4.2. Розряди блискавки - причини грозових перенапруг на ізоляції

Основними джерелами грозових перенапруг на ізоляції ПЛ, як це показано на рис.4.2, є наступні дії блискавки:

- прямі розряди в ПЛ (в фазний провід - 1, в опорі - 2, в трос - 3);
- розряди поблизу від ПЛ (в землю або в якісь об'єкти - 4).

У випадках 1,2,3 на ізоляції ПЛ є перенапруги прямого розряду блискавки, 4 - індукційні перенапруги.

Існують різні методики для оцінки числа розрядів блискавки в ПЛ, оцінки числа розрядів в елементи її конструкції (точки 1,2,3 на рис.4.2). Реальне число розрядів блискавки в ПЛ залежить від багатьох факторів, не всі з яких можна врахувати при проведенні розрахунків, тобто слово «розрахунок» коректніше замінити словом «оцінка».

При оцінках числа розрядів блискавки в ПЛ необхідно враховувати:

- грозову активність в районі проходження ПЛ, що виражається або середнім числом розрядів блискавки на одиницю площі земної поверхні (на 1 км²), або так званім річним «числом днів з грозою», або так званім річним «числом грозових годин»;

- площа, яку займає лінією (залежить від довжини ПЛ і ширини її траси, яка в свою чергу залежить від типу опор);

- висота опор, що визначає «тінь», що відкидається лінією (розряди блискавки в землю можливі лише на деякому віддаленні від траси ПЛ, так як в протилежному випадку їх можна вважати прямими розрядами в ПЛ).

Фактори, які складно врахувати при оцінках конкретного числа розрядів блискавки в ПЛ, описані в теорії виборчого врізання [19,20]:

- наявність по трасі окремих високих опор;
- переходи ПЛ через водні перешкоди;
- перетину ПЛ з іншими ПЛ;
- вигини траси ПЛ і вигини йдуть паралельно ліній або трубопроводів;

- місця по трасі, де змінюється характер ґрунту і рівень ґрунтових вод;
- характер місцевості (ліс / поле / гори) і наявність будівель.

З огляду на викладене, існуючими методиками можна більш менш довіряти лише в разі їх використання для довгих, порівняно високих і габаритних ПЛ 35-750 кВ, число розрядів в які не сильно залежить від характеру місцевості, як для ПЛ 6-10 кВ.

4.1 Традиційні способи зниження грозових перенапруг на ізоляції повітряної лінії

На рис.4.3-4.4 показані різні конструкції опор ПЛ 6-750 кВ і відзначені фази, в які найбільш вірогідні розряди блискавки:

- в будь-які проводи для досить компактних ПЛ 6-10 кВ;
- в верхні проводи при розташуванні фаз в вершинах трикутника або при вертикальному розташуванні фаз;
- в крайні проводи при горизонтальному розташуванні фаз.

Для інших фаз ймовірність розряду блискавки є, але вона помітно нижче і, іноді, прориви блискавки на них взагалі не беруться до уваги.

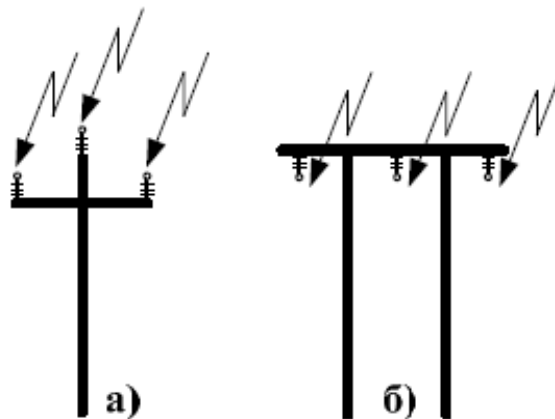


Рисунок 4.5. Фазні проводи ПЛ 6-10 кВ, в які найбільш імовірні прямі розряди блискавки.

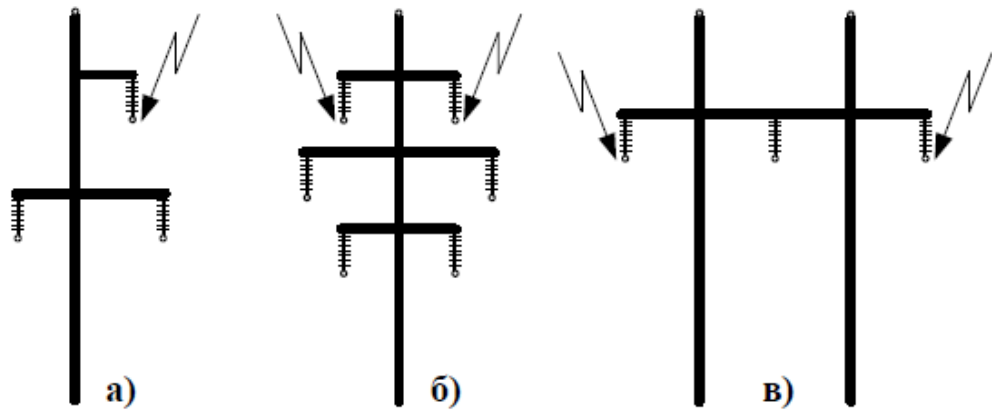


Рисунок 4.6. Фазні проводи ПЛ 35-750 кВ, в які вірогідні прямі розряди блискавки.

При розряді блискавки в фазний провід струм блискавки (хвиля струму) буде поширюватися вліво і вправо від місця розряду (рис.4.7-4.8):

$$u_{\phi}(t) = \frac{Z_B}{2} \cdot i_M(t),$$

де Z_B - хвильовий опір фазного проводу [2].

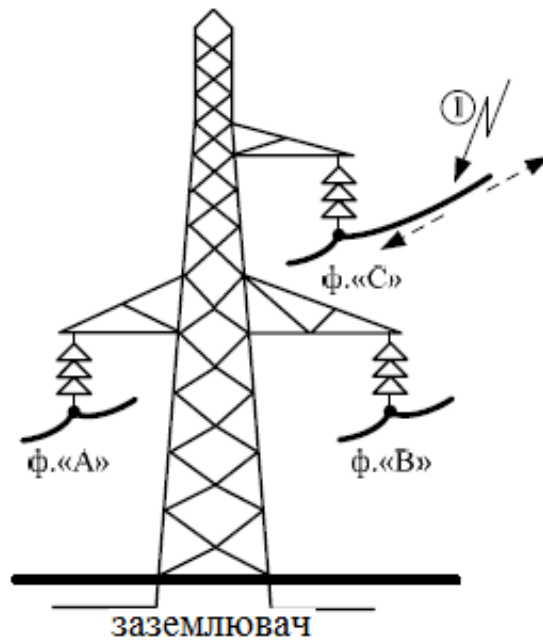


Рисунок 4.9. Розряд блискавки в фазний провід ПЛ та шляхи розтікання струму блискавки.

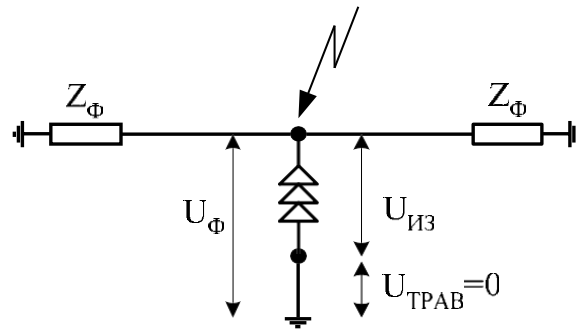


Рисунок 4.10. Спрощена схема заміщення для визначення грозових перенапруг на ізоляції ПЛ в умовах рис.4.9 при розряді блискавки в фазний провід.

При спрощеному аналітичному дослідженні кількості відключень ПЛ важливе співвідношення перенапруг і міцності ізоляції, що визначає наявність або відсутність перекриття. Оскільки такі за перекриттям процеси зараз не так важливі, то досить розглядати «необмежені» грозові перенапруги, тобто без урахування перекриттів ізоляції.

Струм в опорі і її заземлювальному пристрої з'явиться лише при перекритті ізоляції фази «С», ураженої блискавкою. Отже, для оцінки необмежених перенапруг, що існують до перекриття ізоляції, досить вважати потенціал траверси фази «С» рівним нульовому потенціалу землі $u_{\text{ТРАВ}}(t) = 0$. Тоді напруга на ізоляції фазного проводу, рівна різниці потенціалів фазного проводу $u_{\phi}(t)$ і траверси опори $u_{\text{ТРАВ}}(t)$:

$$u_{\text{ИЗ}}(t) = u_{\phi}(t) - u_{\text{ТРАВ}}(t) = \frac{Z_B}{2} \cdot i_M(t)$$

Умовою перекриття ізоляції ПЛ можна вважати $u_{\text{ИЗ}}(t) > u_{\text{ИМН}}$, тобто певне перевищення грозовими перенапругами імпульсної міцності ізоляції (або 50% розрядної напруги).

Навіть якщо імпульсний струм $i_M(t)$ блискавки має максимальне значення всього $I_M = 10$ кА, то при деякому середньому значенні хвильового опору фазного проводу $Z_B = 400$ Ом отримаємо, що максимальна напруга на ізоляції досягне $U_{\phi} = 2000$ кВ і виявиться достатнім для перекриття ізоляції ПЛ всіх класів номінальної напруги до 330 кВ (див. табл.4.2).

З огляду на дані по величинам струмів блискавки [1,2], прямий розряд блискавки в фазний провід ПЛ будь-якого класу напруги з високою ймовірністю призведе до перекриття її ізоляції і зажадає вимкнення ПЛ.

Таблиця 4.1. будівельна довжина L_3 гірлянди ізоляторів ПЛ 6-750 кВ і її розрядна напруга $U_{50\%}$ при впливі стандартного грозового імпульсу 1.2 / 50 мкс.

$U_{НОМ}$, кВ	6-10	35	110	220	330	500	750
L_3 , м	0.1-0.2	0.7	1.25	2.3	3.0	4.0	6.0
$U_{50\%}$, кВ	80-180	500	750	1300	1850	2350	2900

Оскільки прямі розряди блискавки в ПЛ найбільш вірогідні для ліній 35-750 кВ, що піднімаються над місцевістю і «приваблюють» для блискавки, то відчутне підвищення грозоупорності ПЛ 35-750 кВ досягається установкою над фазними проводами блискавкозахисних тросів, приєднаних до опор ПЛ.

Для ізоляції ПЛ 35-750 кВ перенапруги не становлять небезпеки, а головна мета установки троса - перерозподіл розрядів блискавки з струмоведучих на заземлені частини ПЛ (рис.4.11).

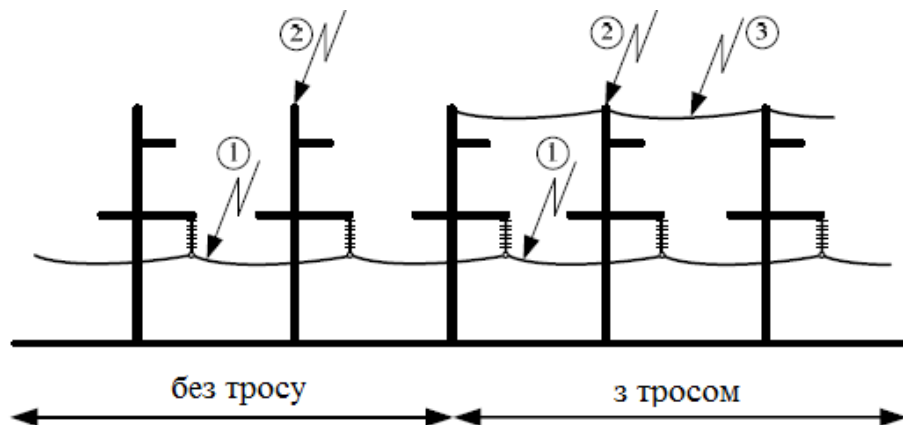


Рисунок 4.11. Основні місця розряду блискавки в ПЛ 35-750 кВ з тросом і без нього.

Якщо прийняти число розрядів блискавки в ПЛ рівним одиниці, то загальне уявлення про частки розрядів блискавки в точки 1,2,3, показані на рис.1.10, можна отримати, ознайомившись з табл.4.1, складеної з використанням ряду методик [2,3 і ін]. Видно, що установка троса знижує

ймовірність розрядів блискавки в фазні дроти в сотні разів, приводячи в ряді випадків до відчутного підвищення грозостійкості повітряних ліній 35-750 кВ.

На ПЛ 35-750 кВ ефективність тросової захисту визначається тим, наскільки низька імовірність прориву блискавки на фазні проводи. Ця ймовірність залежить від ряду факторів: числа тросів, кута тросової захисту.

Загальні способи зниження грозових перенапруг

Традиційні способи зниження грозових перенапруг на ізоляції повітряної лінії (підвищення грозоупорності ПЛ) припускають:

- підвищення імпульсної міцності ізоляції ПЛ;
- зниження імпульсного опору заземлення опор;
- установку блискавкозахисних тросів як над проводами, так і під ними.

Для кожного класу номінальної напруги ПЛ існують традиційні рішення: типова ізоляція, заземлюючих пристроїв, число тросів (0,1,2). Якщо для конкретної ПЛ не вдається реалізувати традиційні рішення (вони за результатами розрахунків та на практиці не забезпечують бажаного рівня грозоупорності), то доводиться говорити про додаткові способи зниження числа грозових вимкнень - про так звані нетрадиційних методах, як правило, передбачають установку на опорах ПЛ спеціальних захисних пристроїв того чи іншого типу, найбільш поширені серед яких:

- обмежувачі перенапруг нелінійні (ОПН) з зовнішнім іскровим проміжком і без нього;
- іскрові розрядники.

Поділ заходів підвищення грозостійкості на традиційні і нетрадиційні умовно. Все більша кількість ПЛ оснащується ОПН, тобто в найближчі роки таке технічне рішення вже можна буде називати типовим, традиційним.

Зниження перенапруг необхідне для:

- для місць з ослабленою міцністю ізоляції (наприклад, залізобетонні або сталеві опори на лініях з дерев'яними);
- для високих опор (наприклад, при переходах через річки);
- для погано заземлених опор (наприклад, поганий ґрунт);

- для ділянок траси ПЛ, на яких немає троса;
- для перетинів з ПЛ вищого класу напруги.

Для забезпечення надійності електропостачання споживачів в умовах недостатньої грозоупорності повітряних ліній є два основних шляхи:

- застосовувати на вже побудованих лініях «традиційні» і «Нетрадиційні» кошти підвищення грозоупорності;
- розвивати системи електропостачання, тобто будувати додаткові лінії.

На стадії проектування ПЛ розрахункове число відключень через грозові перенапруг знижують традиційними способами - зменшуючи імпульсний опір заземлення опор, застосовуючи блискавкозахисні троси, знижуючи висоту опор (застосування залізобетонних опор замість металевих), збільшуючи імпульсну міцність лінійної ізоляції.

У ряді випадків традиційні способи підвищення грозостійкості ПЛ виявляються неефективними через несприятливі геофізичних умов (високий питомий опір ґрунтів) або метеоумов (високі ожеледно-вітрові навантаження для тросів). У подібних ситуаціях необхідно використовувати нетрадиційні способи підвищення грозостійкості ПЛ, які мають доповнити традиційні.

Нетрадиційним способом підвищення грозостійкості ПЛ всіх класів номінальної напруги є використання обмежувачів перенапруг нелінійних (ОПН), як ефективного зниження числа відключень ПЛ, через грозові перенапруги. Підвищення грозостійкості ПЛ за допомогою установки на опорах «підвісних» ОПН підтверджується науковими дослідженнями і досвідом експлуатації.

4.2 Обмежувачі перенапруг

Для захисту устаткування розподільчих пристроїв від грозових і комутаційних перенапруг традиційно використовувалися вентильні розрядники

(РВ). Конструкція розрядників передбачала наявність нелінійних опорів і послідовно включеного іскрового проміжку, необхідного для виключення тривалого впливу на опору робочої напруги мережі.

Після того, як технологія виробництва нелінійних елементів вийшла на новий рівень, виявилось можливим допускати тривалий вплив на опору робочої напруги мережі без погіршення їх захисних властивостей. Одночасне використання нових високонелінійних опорів і відмова за непотрібністю від іскрових проміжків - ось основні особливості сучасних захисних апаратів від грозових і комутаційних перенапруг, які отримали назву ОПН.

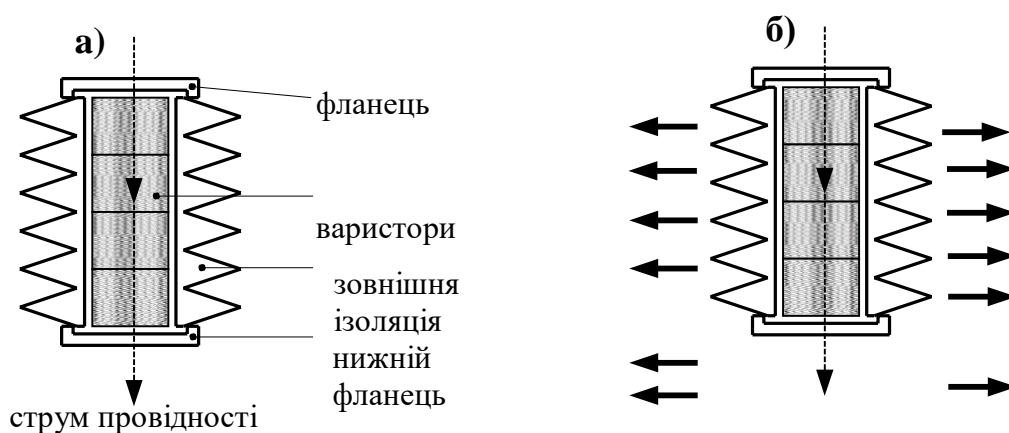


Рисунок 4.12 Основні частини конструкції ОПН і принцип його роботи.

Найважливішими частинами конструкції ОПН є показання на рис.4.12, а нелінійні елементи (варистори), зовнішня ізоляція, верхній і нижній фланці.

Принцип роботи ОПН побудований на різко нелінійної вольтамперной характеристикі варисторів, тобто нелінійної залежності струму від напруги. У нормальному режимі при впливі на ОПН фазного робочої напруги мережі в варисторах проходить струм провідності, величина якого становить частки міліампера. При виникненні перенапруг струм в варисторах різко зростає, а енергія перенапруг у вигляді тепла розсіюється в ОПН і в ланцюзі його заземлення. Отже, для успішної безаварійної роботи ОПН необхідно, щоб

відведення тепла через його бічну поверхню (рис.4.12, б) був інтенсивніше процесу виділення тепла в варисторах.

Інтервали часу між наступними один за одним грозовими і комутаційними перенапругами, як правило, цілком достатні для охолодження ОПН і його переходу в початковий стан, коли температура варисторів дорівнює або трохи більше температури навколишнього середовища. Навпаки, квазістаціонарних перенапруги можуть призводити до багаторазових спрацьовувань ОПН протягом малого інтервалу часу, недостатнього для охолодження варисторів. Саме тому кажуть, що ОПН призначені для захисту ізоляції від грозових і комутаційних перенапруг, але не призначені для захисту від квазістаціонарних.

Відсутність в конструкції ОПН іскрових проміжків і використання полімерної ізоляції дозволили максимально спростити і здешевити конструкцію ОПН, зробити її вибухобезпечною, що зумовило широке застосування ОПН в енергетиці.

Великі габарити і вага не давали можливості масово встановлювати РВ на повітряних лініях, тоді як легка і компактна конструкція сучасних ОПН з полімерною ізоляцією зробила їх дуже привабливим для захисту ізоляції ПЛ.

Для захисту ПЛ необхідну кількість ОПН може бути можна порівняти з числом опор лінії, а струмові і енергетичні характеристики підвісних ОПН повинні бути не гірше, ніж у підстанційних апаратів. Незважаючи на це ОПН вже знаходять і будуть все більше знаходити застосування на повітряних лініях, оскільки в ряді випадків альтернативи їм немає.

Вважається, що комутаційні перенапруги призводять до виділення в ОПН енергій навіть більших, ніж при грозових перенапругах.

Нехай при включеннях і відключеннях ПЛ енергія накопичується в ємкості лінії, яка комутується:

$$W = \frac{CU_{\text{МАКС}}^2}{2}$$

$C=C \cdot l$ - ємність лінії, яка визначається через її довжину l і погонну C

Перенапруги зручно характеризувати кратністю - ступенем перевищення перенапруженнями найбільшої робочої амплітуди фазного значення напруги мережі

$$K = U_{\text{МАКС}} / (\sqrt{2} \cdot U_{\text{НР}} / \sqrt{3})$$

де $U_{\text{НР}}$ найбільша робоча напруга мережі.

Тоді

$$W = \frac{C^* \cdot l \cdot (K \cdot \sqrt{2/3} \cdot U_{\text{НР}})^2}{2}$$

Для зіставлення ОПН різних класів напруги енергію краще оцінювати в відносних одиницях найбільшого робочої напруги ОПН

$$W_{\text{УД}} = \frac{W}{U_{\text{НРО}}}$$

де $W_{\text{уд}}$ - питома розсіює енергія, яка за своєю суттю і розмірності (Кл) відповідає заряду, який пройшов через ОПН. Остаточний вираз:

$$W_{\text{УД}} = \frac{C^* \cdot l \cdot K^2 \cdot U_{\text{НР}}}{3} \cdot \frac{U_{\text{НР}}}{U_{\text{НРО}}}$$

Питома енергія (заряд) комутаційних перенапруг пропорційна класу напруги $U_{\text{НР}}$ і довжині лінії l .

Задавшись певною довжиною лінії l , можна показати, що в мережі 750 кВ ($U_{\text{НР}} = 787$ кВ) комутаційні перенапруги мають питому енергію, яка більш ніж в 100 разів вище, ніж для мережі 6 кВ ($U_{\text{НР}} = 7.2$ кВ).

Середня довжина ПЛ 750 кВ на порядок перевищує таку для ПЛ 6 кВ. Якби комутаційні перенапруги дійсно були визначальними при виборі ОПН, то в мережах 6 кВ та в мережах 750 кВ були потрібні ОПН з питомими енергіями, що відрізняються на три порядки.

Дійсно, в даний час промисловість випускає ОПН 6 - 750 кВ з варисторами такого діаметру, що питома енергія кожного імпульсу змінюється в досить вузькому діапазоні $W_{уд} = 1.5 \div 10.0 \text{кДж/кВ}$ відповідному діапазону значень прямокутних струмів $I_{п} \approx 300 \div 2000 \text{ А}$.

Досвід експлуатації показує, що такі ОПН витримують вплив при комутаційних перенапругах навіть в мережах 330-750 кВ.

Вимоги до питомої енергії ОПН:

- для ОПН 6-220 кВ визначаються тільки грозовими перенапругами;
- для ОПН 330-750 кВ визначаються грозовими перенапругами, а для довгих ліній - комутаційними перенапругами.

Помилково вважають, що ОПН при установці на ПЛ повинні бути відбудовані від спрацьовувань при комутаційних перенапругах, пояснюючи це так:

- комутаційні перенапруги, володіючи помітною енергією, нібито витрачають ресурс варисторів ОПН, встановлених по трасі ПЛ для захисту ізоляції від грозових перенапруг;
- для захисту ізоляції ПЛ від комутаційних перенапруг вже є спеціальні ОПН, які розміщуються по кінцях ПЛ в розподільних пристроях.

Всі ці міркування щодо впливу комутаційних перенапруг на питання застосування підвісних ОПН мають під собою ґрунт лише тоді, коли мова йде про встановлення на трасі ПЛ єдиного комплексу ОПН 330-750 кВ, призначеного для захисту ізоляції якийсь із опор від грозових перенапруг. Однак, якщо для

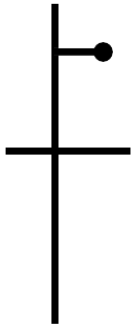
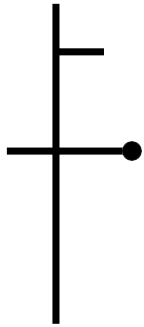
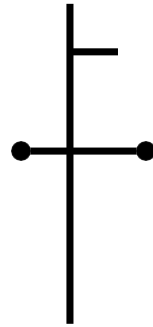
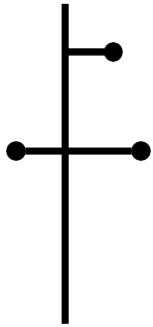
обмеження грозових перенапруг на трасі ПЛ встановлено кілька комплектів ОПН 330-750 кВ, то навіть для довгих ПЛ комутаційні перенапруги перестають бути розрахунковими, оскільки їх енергія ділиться між багатьма ОПН.

Місця установки обмежувачів перенапруг на одноланцюгових опорах

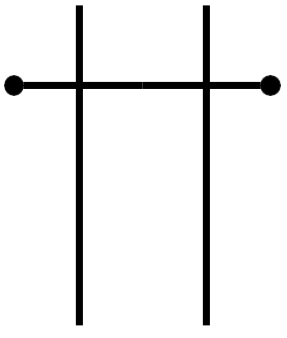
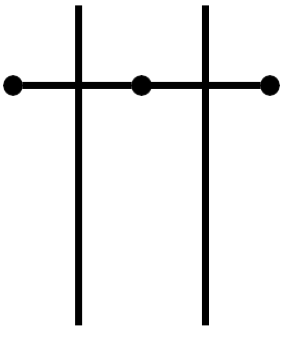
У табл.4.2-4.3 дані різні варіанти розміщення ОПН на одноланцюгової опорі ПЛ, що відрізняються кількістю необхідних апаратів і ефективністю зниження кількості грозових перекриттів ізоляції лінії.

При розрядах блискавки грозові перенапруги на ізоляції різних фаз можуть бути різні, а першочергова установка ОПН краща в ті фази, ізоляція яких піддається найбільшим впливів. Такі фази були виявлені раніше (в першому розділі) при спрощеному аналізі механізмів виникнення перенапруг і послужили основою для формулювання загальних рекомендацій по розміщенню ОПН на одноланцюгових опорах, які наведені в табл.4.4 для трикутного розташування проводів і в табл.4.5 для горизонтального розташування проводів.

Таблиця 4.2 Захист одноланцюгових ПЛ з трикутним розташуванням проводів.

розташування ОПН на опорі	у верхній фазі	в нижній фазі (Під верхньою)	в нижніх фазах	у всіх фазах
схема				
число ОПН на опорі	1	1	2	3

Таблиця 4.3. Захист одноланцюгових ПЛ з горизонтальним розміщенням проводів.

розташування ОПН на опорі	в крайніх фазах	у всіх фазах
схема		
число ОПН на опорі	2	3

У кожному конкретному випадку оптимальний варіант захисту ПЛ повинен бути доведений техніко-економічними розрахунками, в яких, зокрема, необхідно визначити, а які з 4-х зазначених в табл.4.4-4.5 розрахункових випадків є основними причинами відключень ПЛ.

Для трикутного розташування проводів обґрунтуванням узагальнених рекомендацій табл.4.4 слугують наступні положення:

- розряди блискавки в проводи найбільш вірогідні для верхніх фаз і, тому, саме в них виправдана установка ОПН для захисту від перенапруг, викликаних прямими розрядами блискавки;
- при розрядах блискавки в опори лінії без тросу, незалежно від опору заземлення опор, найбільші перенапруги виникають на верхніх фазах, і саме вони вимагають захисту;
- при розрядах блискавки в троси вказати фази, які перекриваються частіше за інших, без проведення розрахунків досить складно, однак відомо, що при малих опорах заземлення частіше перекриваються верхні фази, а при підвищених опорах заземлення - нижні фази;
- індуктованим перенапругам піддається ізоляція всіх трьох фаз одноланцюгової опори, і, при захисті від них установка ОПН має бути на

трьох фазах.

Для горизонтального розташування проводів обґрунтуванням узагальнених рекомендацій табл.4.5 служать наступні положення:

- при наявності тросів розряди блискавки вірогідні в крайні фази, а при відсутності троса в будь-яку фазу;
- всі три фазних проводи мають однакову висоту підвісу і рівну індуктивність ділянки опори від траверси до землі - тому при розрядах блискавки в опору лінії без троса не представляється можливим вказати фазу, ізоляція якої перекривається частіше за інших;
- при наявності тросів найбільший коефіцієнт зв'язку з тросами має місце для середньої фази (у неї «два троса», а у крайніх тільки «один трос») - тому при розрядах блискавки в трос найбільш часто будуть перекриватися крайні фази.

Таблиця 4.5 Грозові перенапруги на ізоляції одноланцюгової ПЛ з трикутним розташуванням проводів і рекомендації місць першочергової установки ОПН.

Номер розрахункового випадку	Місце розряду блискавки	Місце першочергової установки ОПН	
		верхні фази	нижні фази
1	в фазний провід	+	
2	в опору лінії без троса	+	
3	в трос (поблизу або на відстані від опори)	+(Малі R_3)	+(Великі R_3)
4	поруч з ПЛ	+	+

Таблиця 4.6 Грозові перенапруги на ізоляції одноланцюгової ПЛ з горизонтальним розміщенням проводів і рекомендації місць першочергової установки ОПН.

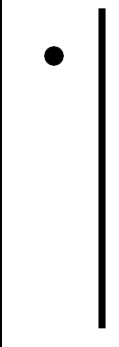
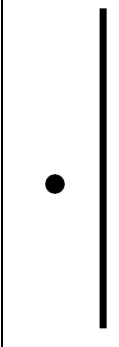
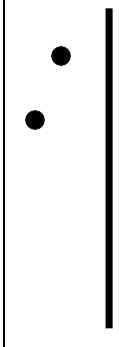
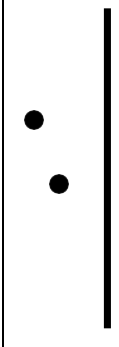
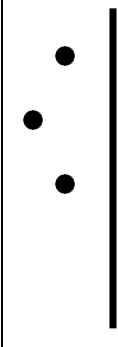
номер розрахункового випадку	Місце розряду блискавки	Місце першочерговим установки ОПН	
		крайні фази	Середні фази
1	в фазний провід лінії без троса	+	+
	в фазний провід лінії з тросом	+	
2	в опорі лінії без троса	+	+
3	в трос (поблизу або на видаленні від опори)	+	
4	поруч з ПЛ	+	+

Встановлення обмежувачів перенапруг на багатоланцюгових опорах

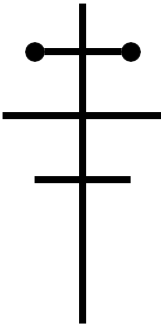
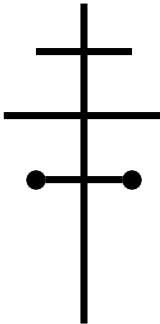
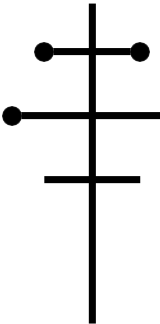
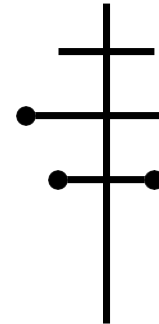
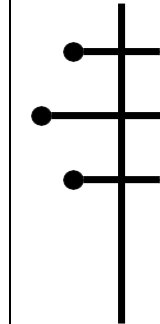
При розрядах блискавки в опори і троси багатоланцюгової ПЛ можливе перекриття ізоляції одночасно декількох ланцюгів, що небажано для споживача, особливо якщо ПЛ є єдиним джерелом живлення. Ефективний захист від перенапруг подібних багатоланцюговим (дволанцюговим) ПЛ може бути побудований з використанням принципу поділу («диференціювання») ланцюгів на умовно «сильний» і умовно «слабкий».

Посилення ізоляції одного з ланцюгів досягається установкою в його фази обмежувачів перенапруг ОПН - варіанти їх розміщення показані в табл.4.7 Загальні рекомендації по використанню того або іншого варіанта встановлення ОПН аналогічні одноланцюговим ПЛ (табл.4.5).

Таблиця 4.7 Захист дволанцюгових ПЛ з горизонтальним розміщенням проводів (Захист тільки одного ланцюга).

розташування ОПН на опорі	у верхній фазі	в нижній фазі	у верхній і середній фазах	в середній і нижній фазах	у всіх фазах
схема					
кількість ОПН на опорі	1	1	2	2	3

Таблиця 4.8 Захист двокланцюгових ПЛ з горизонтальним розміщенням проводів (Захист обох ланцюгів).

розташування ОПН на опорі	в верхніх фазах	в нижніх фазах	у верхніх і середніх фазах	в середніх і нижніх фазах	у всіх фазах
схема					
кількість ОПН на опорі	2	2	4	4	6

У тих випадках, коли небажані не тільки багатоланцюгові, але навіть одноланцюгові відключення, для забезпечення захисту ізоляції від грозових перенапруг потрібно установка ОПН в фази всіх ланцюгів, які захищаються як

це показано в табл. 4.8. Загальні рекомендації по використанню того або іншого варіанта розстановки ОПН аналогічні одноланцюгових ПЛ (табл.4.5).

Основними традиційними засобами підвищення грозостійкості ПЛ є посилення ізоляції, поліпшення заземлення опор, установка на опорах блискавкозахисних тросів.

Для повітряних ліній 6-10 кВ в силу недостатньої міцності ізоляції традиційні засоби підвищення грозостійкості (трос, заземлення) виявляються малоефективними і не застосовуються, а установка ОПН на опорах в ряді випадків виявляється єдиним рішенням.

Для повітряних ліній 35-750 кВ, якщо заземлення і тросові захист виконані належним чином, в більшості випадків немає необхідності в масовій установці ОПН уздовж всієї траси ПЛ, а виправданою виявляється лише захист кількох «слабких» опор (перетину з ПЛ вищого класу напруги, переходи через річки, ін. місця). Відчутна потреба в ОПН на ПЛ 35-750 кВ з'являється тоді, коли в силу різних причин традиційні засоби не реалізовані повною мірою:

- на частини траси або на всій її довжині відсутній тросовий захист;
- не забезпечені досить малі опори заземлення опор.

Спочатку обмежувачі перенапруг ОПН були призначені для захисту від перенапруг обладнання розподільчих пристроїв (РП), де змінили попереднє покоління захисних апаратів - вентильних розрядників. Особливість розподільного пристрою полягає в тому, що на його території малоймовірний розряд блискавки в струмоведучу частину електроустановки - це досягається розміщенням на території РП потужної системи блискавковідводів. Грозові перенапруги, що впливають на ізоляцію устаткування, викликаються грозовими хвилями, які надходили з приєднаних до РП повітряних ліній, де вони утворюються внаслідок розрядів блискавки в ПЛ або поруч з нею. Таким чином, встановлені в розподільчому пристрої ОПН розсіюють енергію грозових хвиль, вже ослаблених перекриттями ізоляції ПЛ, імпульсною короною і втратами.

Повітряні лінії мають власну систему захисту від прямих розрядів блискавки в струмопровідні частини (фазні проводи) - традиційний блискавкозахисний трос:

- ефективність троса така, що в ряді випадків ймовірність розряду блискавки в фазний провід по трасі ПЛ виявляється більше, ніж на території розподільчого пристрою, захищеного блискавковідводами;
- довжина ПЛ істотно більше габаритів РП;
- кількість ОПН на ПЛ може бути істотно більше, ніж в РП.

Якщо на ПЛ для захисту ізоляції від грозових перенапруг встановлено велику кількість ОПН, то необхідно зважати на імовірність прямого розряду блискавки в фазні проводи поблизу ОПН. При відсутності на ПЛ блискавкозахисного троса така імовірність стає більшою. ОПН може бути не розрахований на такий потужний вплив, яким є прямий розряд блискавки. Оцінимо ступінь небезпеки прямого розряду блискавки.

При роботі ОПН в варисторах у вигляді тепла виділяється енергія, яка пропорційна кількості послідовно включених варисторів, і класу напруги ОПН. Здатність ОПН розсіювати енергію або пропускати імпульси струму перевіряється при так званих робочих випробуваннях, коли в ньому одночасно з впливом напруги 50 Гц пропускають $N = 2$ Імпульсних струму прямокутної форми тривалістю $T_{II} = 2000$ мкс, величина яких залежить від діаметра варисторів і лежить в діапазоні $I_{II} = 300 \div 2000$ А

Для ОПН з варисторами середнього діаметра справедливо тоді допустимий заряд складе

$$q = N \cdot \int_0^t i(t) \cdot dt = N \cdot I_{II} \cdot T_{II} = 2 \cdot 1000 \cdot (2000 \cdot 10^{-6}) = 4 \text{ Кл.}$$

При розрядах блискавки в опори і троси основна частина струму блискавки стікає по тілу опори заземлюючих пристроїв, не викликаючи помітних струмів в встановлених на лінії ОПН (за винятком підвищених R_3).

При розрядах блискавки в фазні проводи в ОПН протікають струми, зіставні з струмом блискавки - саме цей випадок є одним з найнебезпечніших з точки зору ризику перегріву і пошкодження ОПН.

4.3 Способи приєднання обмежувачів перенапруг до повітряних ліній

Існує два основних типи ОПН, призначених для захисту ізоляції ПЛ від перенапруг (рис.4.13) - без зовнішнього іскрового проміжку і з ним.

ОПН із зовнішнім іскровим проміжком (ОПНІ) не слід плутати з вентиляними розрядниками. Дійсно РВ і ОПНІ мають послідовним іскровим проміжком, проте є такі відмінності:

- в конструкції ОПНІ використовується зовнішній іскровий проміжок, а в конструкції РВ - внутрішній;

- в конструкції ОПН і ОПНІ використовуються нелінійні елементи набагато досконаліші, ніж в конструкції РВ.

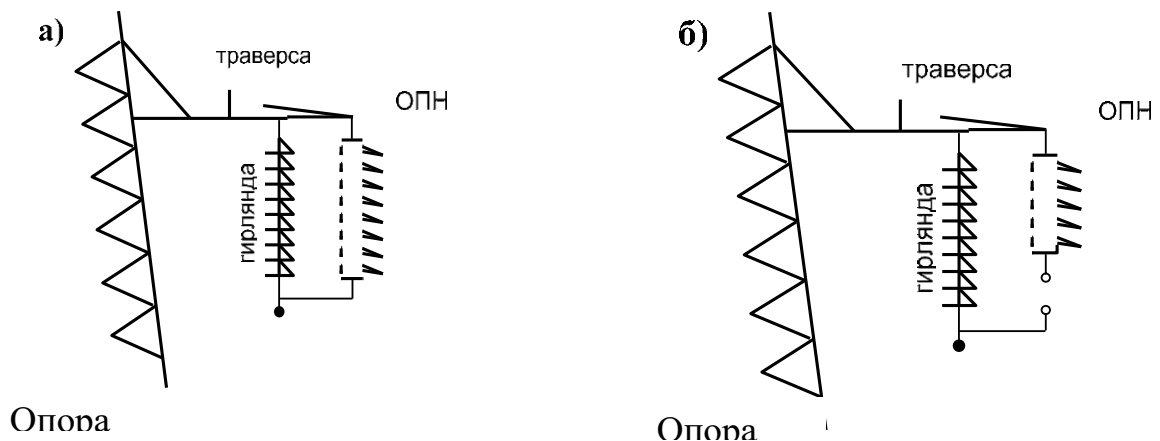


Рисунок 4.13. Принципові способи кріплення ОПН до опори: (а) - без іскрового проміжку, (б) - через зовнішній іскровий проміжок.

У конструкції ОПНІ іскровий проміжок (ІП) налаштовується на спрацювання при грозових перенапруженнях, виключаючи вплив на нелінійні елементи нормального робочого напруги мережі, а також квазістаціонарних і

комутаційних перенапруг. Перераховані особливості ОПН, як це прийнято вважати, є його перевагами, проте, насправді:

- комутаційні перенапруги слід враховувати лише для довгої повітряної лінії 330-750 кВ і тільки тоді, коли на ній встановлений єдиний комплект ОПН;

- квазістаціонарних перенапруги майже не становлять небезпеки для ОПН при правильному виборі [30] його найбільшої робочої напруги $U_{нрО}$

- для підвищення надійності ОПН на ПЛ допустимо застосовувати ОПН з підвищеним $U_{нрО}$, оскільки ізоляція ПЛ має більшу імпульсну міцність в порівнянні з внутрішньою ізоляцією РП;

- тривалий вплив на ОПН робочої напруги мережі згідно з дослідженнями [31] призводить до відновлення первісної вольтамперної характеристики ОПН, компенсуючи деградацію властивостей нелінійних елементів, викликану проходженням імпульсних струмів;

- тривалий вплив напруги «підсушує» апарат, збільшуючи ризик його зволоження.

Лише для довгих ПЛ 330-750 кВ при одиничній установці ОПН наявність іскрового проміжку є певною перевагою ОПН, тоді як в інших випадках іскровий проміжок - скоріше недолік.

Найважливішим фактором, який слід враховувати при виборі способу приєднання ОПН до опори, є можливість подальшої експлуатації ПЛ в разі пошкодження одного з встановлених ОПН.

ОПН, як правило, має жорстке кріплення до опори, необхідне для забезпечення сталості габаритів іскрового проміжку. При виході з ладу ОПН, встановленого через іскровий проміжок, на ПЛ з'являється місце з ослабленою електричною міцністю. Виявлення такого ОПН буває утруднено, оскільки пошкодження ОПН може ніяк не позначитися на його зовнішньому вигляді, а

значить, не завжди цей апарат можливо виявити візуальним оглядом при обході ПЛ.

Відсутність іскрового проміжку робить можливим приєднання ОПН до опори за допомогою гнучкого шлейфа, в який встановлюється спеціальний пристрій - «відділювач» (рис.4.14, а). Відокремлювач:

- не проявляє себе в нормальному режимі роботи, коли через ОПН проходять струми провідності ОПН, складові частки міліампер;

- не проявляє себе в режимі обмеження грозових і комутаційних перенапруг, коли через ОПН проходять імпульсні струми;

- руйнується (рис.4.14, б) при виході ОПН з ладу внаслідок протікання в ньому підвищених струмів промислової частоти.

У мережі з заземленою нейтраллю (це 110-750 кВ) в разі пошкодження ОПН в ньому пройде струм однофазного короткого замикання мережі, який призведе до швидкого руйнування «відділювача» і від'єднання ОПН від лінії ще до вимкнення ПЛ головними вимикачами. Хоча лінія буде короткочасно відключена, її автоматичне повторне включення буде успішним. При цьому наявність розірваного шлейфа не заважає подальшій експлуатації ПЛ і під час огляду ПЛ однозначно вказує на пошкоджений апарат (рис.4.14, б).

У мережі з ізольованою або компенсованою нейтраллю (це 6-35 кВ) в разі пошкодження ОПН складніше, так як в ОПН протікають лише малі (ємнісні) струми однофазного замикання на землю, які не здатні привести до надійного спрацьовування звичайного «Відділювача». Відсутність конструкції «отделителя» для мереж 6-35 кВ до недавнього часу було фактором, серйозно стримує застосування ОПН на ПЛ 6-35 кВ. В даний час така конструкція, яка отримала назву «Універсальний відділювач» (УВ), розроблена, випробувана і запатентована.

При однофазному замиканні в мережах 6-35 кВ внаслідок малості струмів релейний захист не може селективно виявити фідер з пошкодженням ізоляції, а працює лише на сигналізацію. Якщо замикання на землю пов'язано з пошкодженням одного з встановлених на лінії ОПН, то через кілька хвилин його УВ зруйнується, від'єднавши ОПН від лінії, відновивши нормальний режим роботи лінії і привівши до зникнення сигналізації.

При багатофазних пошкодженнях в мережі 6-35 кВ струми короткого замикання вже достатні для селективної роботи релейного захисту. Якщо одне з них пов'язано з пошкодженням встановленого на лінії ОПН, то в такому ОПН пройде струм короткого замикання, який призведе до швидкого (за частки секунди) руйнування відповідного УО, розриву шлейфу і від'єднання ОПН від лінії ще до вимкнення ПЛ головними вимикачами. При цьому розрив шлейфа:

- не дає пошкодженому ОПН заважати подальшої експлуатації ПЛ, забезпечуючи успішність АПВ;

- зменшує число місць мережі з порушенням ізоляції;

- під час огляду ПЛ однозначно вкаже на пошкоджений апарат (рис.4.14, б).

Наявність у ОПН іскрового проміжку, що не дозволяє використовувати будь-якої відділювач, може бути виправдано лише в деяких випадках при одиничній установці ОПН на протяжних ПЛ 330-750 кВ. У всіх інших випадках приєднання ОПН до ПЛ має бути безіскрова:

- через УВ в мережах з ізольованою (компенсованій) нейтраллю;

- через УВ або звичайний «відділювач» в мережах з заземленою нейтраллю.

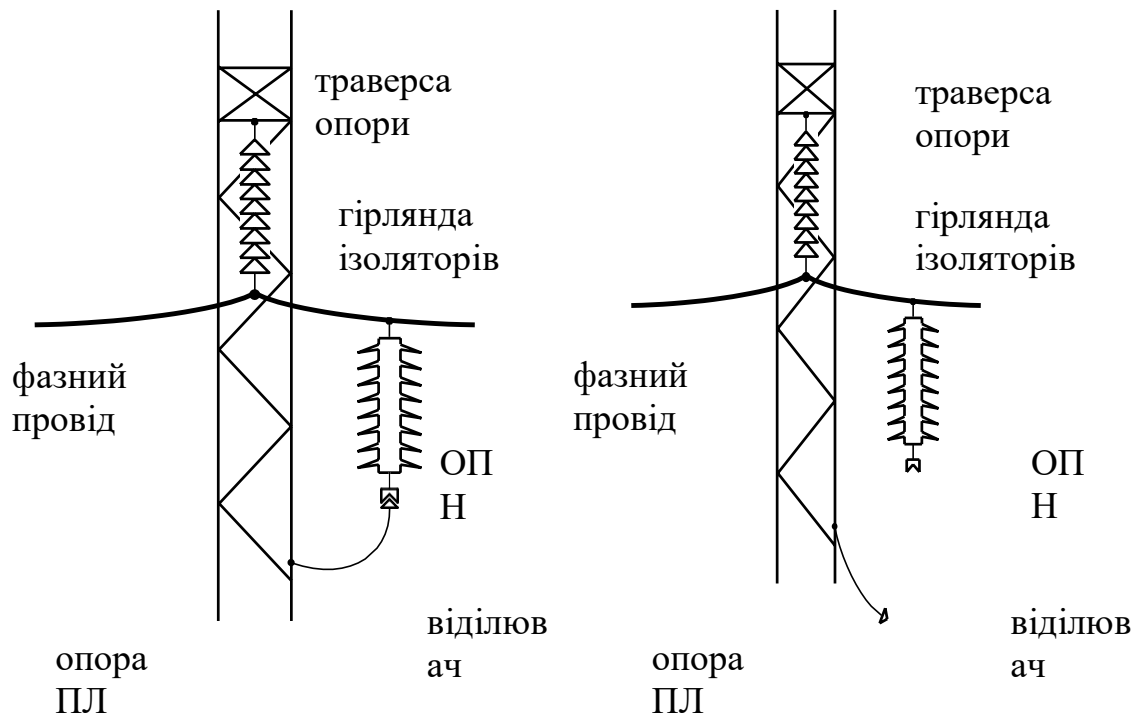


Рисунок 4.14. Варіант приєднання до опори ОПН без іскрового проміжку через відділювач: (а) - до пошкодження ОПН, (б) - після ушкодження

4.4 Вибір характеристик обмежувачів перенапруг і оцінка ризику його пошкодження

Якщо на кожній опорі ПЛ у всіх фазах встановлені ОПН, то грозові перекриття ізоляції ПЛ не можливі при будь-якому R_3 і будь-якій кількості тросів (0,1,2 ...), проте два цих чинника серйозно впливають на струм і енергію в ОПН, визначаючи ризик пошкодження встановлених апаратів, який слід враховувати при виборі основних характеристик ОПН.

В [30] показано, що основними характеристиками ОПН, пов'язаними з властивостями його нелінійних елементів, є:

- найбільша робоча напруга $U_{нро}$;
- питома енергія, що поглинається $W_{уд}$.

Ще одним важливим параметром є «імпульс великого струму $I_{4/10}$ (форма 4/10 мкс), оскільки він відображає здатність ОПН пропускати значні за величиною імпульсні струми.

Найбільша робоча напруга $U_{нРО}$ визначає:

- надійність роботи ОПН в нормальному режимі і при квазістаціонарних перенапругах (чим більше $U_{нРО}$ - тим краще);
- рівень залишається напруги ОПН при обмеженні грозових і комутаційних перенапруг (чим менше $U_{нРО}$ - тим краще).

Вплив встановлення опн на кількість відключень

Річна кількість розрядів блискавки в ПЛ 110 кВ залежить від довжини ПЛ і грозової активності. З точки зору грозових перенапруг для ізоляції ПЛ 110 кВ основну небезпеку становлять прямі розряди блискавки в ПЛ [2] (в фазний провід, в опору, в трос). Середнє співвідношення числа розрядів в різні елементи ПЛ 110 кВ, визначене за різним існуючим вітчизняним і зарубіжним методикам [2,3 та ін.].

Спрощено будемо вважати, що кожне імпульсне перекриття ізоляції ПЛ 110 кВ в мережах з заземленою нейтраллю переходить в силове коротке замикання. Тоді число відключень ПЛ, пов'язаних з грозовими перенапругами:

$$N_{ПЛ} = (D_{\Phi}D_{\Phi} + D_{O}D_{O} + D_{T}D_{T})n \frac{L_{ПЛ}}{100} \frac{T_{ч}}{100} \quad (4.1)$$

D_{Φ} , D_{O} , D_{T} - імовірності (в.о.) перекриття ізоляції ПЛ відповідно при розрядах блискавки в фазу, в опору (або в трос поблизу від опори), в трос в середній частині прольоту;

n - питома кількість розрядів блискавки в ПЛ, що становить в середньому $n = 100$ раз на кожні 100 км довжини ПЛ і 100 грозових годин;

$L_{вл}$ - довжина ПЛ (км); $T_{ч}$ число грозових годин [2] в році в районі розташування ПЛ.

Для оцінки по (4.1) конкретного числа відключень одноланцюгової ПЛ 110 кВ необхідні:

- величина величина $P = P_{\phi}$;
- $P = P_{\phi}$ - ймовірність перекриття ізоляції при розрядах блискавки в опору; на рис.4.13 (пунктирні лінії);
- величина $P = (D_o \cdot P_o + D_T \cdot P_T)$ - середня ймовірність перекриття ізоляції при розрядах блискавки в різні ділянки троса; вона дана на рис.2.16 (суцільні лінії).

У разі розрядів блискавки в фазні проводи ПЛ 110 кВ (швидше за все в верхню фазу «С») ймовірність P_{ϕ} можна прийняти:

перекриття ізоляції ураженої фази

- рівній $P_{\phi} \approx 1$ при відсутності ОПН на фазі «С» (крива №4 на рис.2.14);
- рівній $P_{\phi} \approx 0$ при наявності на кожній опорі ОПН в фазі «С».

У табл.4.9 наведені результати розрахунків річного числа грозових відключень ПЛ 110 кВ, без ОПН. Розрахунки виконані для $L = 100$ км і $T_{ц} = 100$ годин, але при необхідності можуть бути пропорційно перераховані на будь-яку іншу довжину і інтенсивність грозової діяльності.

Дані з табл.4.9 дозволяють відзначити, що в рамках заданого класу ізоляції ПЛ зменшення опору заземлення опор та встановлення блискавкозахисних тросів є досить ефективними засобами зниження числа грозових відключень ПЛ.

Таблиця 4.9, а. Оцінка числа грозових вимкнень одноланцюгової ПЛ 110 кВ без тросу.

$R_3, \text{ Ом}$	D_{ϕ}	P_{ϕ}	D_o	P_o	$N_{\text{ОПН}}$, на 100 км і 100 годин
1	0,5	1,0	0,5	0,0114	50,6
5	0,5	1,0	0,5	0,0306	51,5
10	0,5	1,0	0,5	0,0696	53,5
15	0,5	1,0	0,5	0,1764	58,8
20	0,5	1,0	0,5	0,2670	63,4
30	0,5	1,0	0,5	0,4172	70,9
50	0,5	1,0	0,5	0,6466	82,3
70	0,5	1,0	0,5	0,7746	88,7
100	0,5	1,0	0,5	0,8574	92,9

200	0,5	1,0	0,5	0,9604	98,0
500	0,5	1,0	0,5	0,9952	99,8
1000	0,5	1,0	0,5	0,9992	100,0

Таблиця 4.9, б. Оцінка числа грозових вимкнень одноланцюгової ПЛ 110 кВ з тросом.

$R_3, \text{ Ом}$	D_ϕ	P_ϕ	$(D_O \cdot P_O + D_T \cdot P_T)$	$N_{\text{ОПН}}$, на 100 км і 100 годин
1	0,005	1,0	0,0024	0,7
5	0,005	1,0	0,0049	1,0
10	0,005	1,0	0,0113	1,6
15	0,005	1,0	0,0255	3,1
20	0,005	1,0	0,0543	5,9
30	0,005	1,0	0,1077	11,3
50	0,005	1,0	0,2063	21,1
70	0,005	1,0	0,3007	30,6
100	0,005	1,0	0,4003	40,5
200	0,005	1,0	0,5797	58,5
500	0,005	1,0	0,7647	77,0
1000	0,005	1,0	0,8527	85,8

Доцільність установки на кожній опорі певної кількості ОПН можна оцінити з використанням табл.4.10, при заповненні якої для зручності обрані лише кілька опорів заземлення: 10, 30 і 100 Ом.

Аналіз табл.4.10 призводить до наступних висновків:

- для ПЛ без троса установка всього одного ОПН на кожній опорі (в верхню фазу) дає дуже серйозне зниження числа грозових вимкнень;
- для ПЛ без троса установка всього одного ОПН на кожній опорі (в верхню фазу) дозволяє знизити число грозових вимкнень до рівня, який має місце для ПЛ з тросом, що не оснащеної ОПН;
- для ПЛ з тросом установка 1-2 фаз ОПН на кожній опорі (в нижні фази) не дає серйозного зниження числа грозових вимкнень і, тому, для ліній з

тросом завжди слід схилитися до встановлення ОПН одночасно в усі фази кожної опори.

При використанні ОПН існує ризик виходу його з ладу, і, отже, дані, наведені в табл.4.10, треба доповнити оцінками числа пошкоджень ОПН. В експлуатації руйнування ОПН викликається або його неякісним виготовленням, або нерозрахованих струмовими і енергетичними впливами. Для сучасних ОПН провідних вітчизняних і зарубіжних підприємств ризик пошкодження через неякісне виготовлення завжди виявляється істотно менше, ніж ризик пошкодження через нерозрахованих впливів. В якості одного з можливих нерозрахованих впливів виступає розряд потужної блискавки з фазний провід поруч з ОПН.

Таблиця.4.10, а. Оцінка ефективності розміщення ОПН на кожній опорі ПЛ 110 кВ без тросу.

R_3 , Ом	ОПН	D_Φ	P_Φ	D_o	P_o	N_{III} , на 100 км і 100 годин
10	немає	0,5	1,0	0,5	0,0696	53,5
	С	0,5	0	0,5	0,0305	1,5
	СА	0,5	0	0,5	0,0128	0,6
	САВ	0,5	0	0,5	0	0
30	немає	0,5	1,0	0,5	0,4172	70,9
	С	0,5	0	0,5	0,2178	10,9
	СА	0,5	0	0,5	0,1156	5,8
	САВ	0,5	0	0,5	0	0
100	немає	0,5	1,0	0,5	0,8574	92,9
	С	0,5	0	0,5	0,5962	29,8
	СА	0,5	0	0,5	0,3988	19,9
	САВ	0,5	0	0,5	0	0

Таблиця 4.11, б. Оцінка ефективності розміщення ОПН на кожній опорі ПЛ 110 кВ з тросом.

R_3 , Ом	ОПН	D_{Φ}	P_{Φ}	$(D_O \cdot P_O + D_T \cdot P_T)$	$N_{ПЛ}$, на 100 км і 100 годин
10	немає	0,005	1,0	0,0113	1,6
	В	0,005	0	0,0050	1,0
	ВА	0,005	0	0,0016	0,7
	ВАС	0,005	0	0	0
30	немає	0,005	1,0	0,1077	11,3
	В	0,005	0	0,0664	7,1
	ВА	0,005	0	0,0282	3,3
	ВАС	0,005	0	0	0
100	немає	0,005	1,0	0,4003	40,5
	В	0,005	0	0,2910	29,6
	ВА	0,005	0	0,1662	17,1
	ВАС	0,005	0	0	0

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, короби, 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;
- 6) 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;

б) заземлювачі опор ПЛ, з'єднані з заземлювальним пристроєм електроустановки за допомогою грозозахисного троса ПЛ, якщо трос не ізолюваний 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 смугової 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 $U=380/220В$.
3. Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталеві труби з розмірами $l_B = 2,5м$, $d_B = 0,045м$, відстань між вертикальними заземлювачами $a = 2,5м$. Глибина закладення заземлювачів $H_0 = 0,7м$, $B_C = 0,08м$.
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, $R_D \leq 40м$.

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

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

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

$$H = H_0 + l_B / 2 = 0.7 + 2,5 / 2 = 1.95(м) \quad (5.2)$$

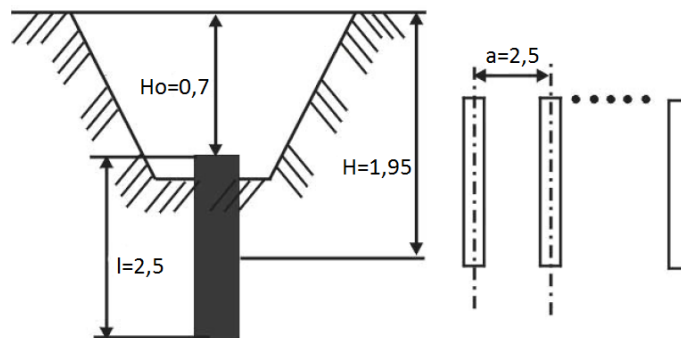


Рисунок 5.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

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

Визначаємо орієнтовану кількість вертикальних заземлювачів:

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

Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з урахуванням коефіцієнта використання:

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

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

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

Визначаємо довжину з'єднувальної стрічки:

$$L_C = 1,05 \cdot a(n - 1) = 1,05 \cdot 5(26 - 1) = 65,62(м) \quad (5.7)$$

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

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

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 $U_{Ж} = 24В$ становить:

$$U'_d = 24 + \frac{24}{100} \cdot 10 = 26,4 (В). \quad (5.11)$$

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

$$U''_d = 12 + \frac{12}{100} \cdot 10 = 13,2 (В). \quad (5.12)$$

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

$$U'''_d = 5 + \frac{5}{100} \cdot 10 = 5,5 (В). \quad (5.13)$$

Визначимо горизонтальну складову напруженості електричного поля за формулою:

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

Отже, горизонтальна складова напруженості електричного поля при $E_B=12,82$ кВ/м буде становити:

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

Визначимо максимальні довжини струмопровідних частин підстанції:

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

4. Використовуючи 5.14 та 5.15:

$$U_{vi} = E_z \cdot l_{vi}; \text{ [В]} \quad (5.17)$$

$$U_{zi} = E_v \cdot l_{zi}, \text{ [В]} \quad (5.18)$$

Визначимо напруги наводок у струмопровідних частинах.

Пульт керування:

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

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

Система збору і обробки даних:

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

$$U''_{vi} = 11,23 \cdot 1,2 = 15,43 (\kappa B).$$

Система захисту:

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

$$U'''_{vi} = 11,23 \cdot 1,6 = 20,5 (\kappa B).$$

Визначимо коефіцієнти безпеки:

$$K_{B_{vi}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\partial}}{U''_{vi}}, [\text{дБ}]; \quad (5.22)$$

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

Отже, коефіцієнти безпеки для пульта керування будуть дорівнювати:

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

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

Коефіцієнти безпеки для системи збору і обробки даних будуть дорівнювати:

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

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

Коефіцієнти безпеки для системи захисту будуть дорівнювати:

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

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

Результати обчислень для інших блоків занесемо до таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Розрахунок коефіцієнтів безпеки по блоках ЛЕП 110 кВ

	Блок ЛЕП	I_{gi}	I_{vi}	$K_{B_{vi}}$, дБ	$K_{B_{gi}}$, 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 $K_{B_{vi}} < 40$ дБ та $K_{B_{gi}} < 40$ 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 х 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.

Враховання 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

В магістерській кваліфікаційній роботі запроєктовано розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ, проведений розрахунок і визначені типи заземлення та грозозахисту підстанції 110/10кВ.

Для мережі, яка спроектована були спрогнозовані навантаження на шинах станції за період (5 років) а також врахована необхідність резервної потужності. Проведені обчислення усталеного режиму та обчислені наступні параметри режиму: напруги у вузлах, на ділянках мережі струми та потужності, також відповідно до отриманих даних визначена доцільність використання пристроїв регулювання напруги трансформаторів з метою підтримання робочого рівня напруги. В роботі розраховані мінімальний та післяаварійний режими в яких необхідно розімкнути найбільш завантажену лінію для запроєктованої електричної мережі.

Для існуючої схеми розглянута можливість підключення нових споживачів (вузли №501, 502 та 503) та (вузол №504). Причому зазначено, що до пунктів 501, 502, 503 та 504 підключені споживачі 1 категорії надійності електропостачання, зв'язку з цим електропостачання даних пунктів виконується одноланцюгових лініям за допомогою двох джерел і на споживаючих підстанціях має бути встановлено два трансформатора. Використовуючи методи динамічного програмування вибрана оптимальна схема електричної мережі.

Для вузлової підстанції (вузол 504), яка встановлена, визначені збитки від перерв електропостачання.

Для підстанцій Турбів та Оленівка (вузли 13,14), які діють визначені проведення реконструкції РП ВН, а також вибрана схему типу «розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Відповідно до проекту отримана мережа має низькі втрати активної потужності – 2,7 МВт, сумарна активна потужність генерації 127,1 МВт.

Загальні витрати на мережу дорівнюють 345563,7 тис. грн.

В результаті отриманого розрахунку рентабельності даного проекту отримана висока ефективність, це пов'язано з тим, що E наближується до E_a' , а також термін окупності 9,7 років.

У роботі були розглянуті пристрої грозозахисту підстанції.

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. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981.
2. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко, А. В. Сердюк. – Вінниця : ВНТУ, 2013. – 160 с.
3. Бондаренко Є. А. Пожежна безпека : навч. посіб./ Бондаренко Є. А. – Вінниця : ВНТУ, 2008. – 109 с.
4. Бондаренко Є. А. Професійний ризик електротравматизму в електроустановках надвисокої напруги : монографія / Бондаренко Є. А. – Вінниця : ВНТУ, 2014. – 216 с.
5. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
6. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
7. Методичні вказівки до контрольної роботи з дисципліни «Основи охорони праці» / Є. А. Бондаренко – Вінниця : ВНТУ, 2012. – 50 с
8. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних систем» для студентів спеціальності 7.090602 – «Електричні системи і мережі» / Уклад. Ж.І. Остапчук. – Вінниця: ВДТУ, 1998, – 47 с.
9. 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.
10. 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.
11. 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 МЕВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016, – 42с.

12. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
13. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
14. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
15. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
16. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.

ДОДАТОК А

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

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

_____ (підпис)

" _____ " _____ 2021 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

«Розвиток електричної мережі з дослідженням грозозахисту підстанції»
08-13.МКР.003.00.007.ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент

_____ Собчук Н.В.

(підпис)

Магістрант групи ЕСМ-20м

_____ Ковальчук Р.О.

(підпис)

Вінниця 2021 р.

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 № 277 від 24 вересня 2021 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

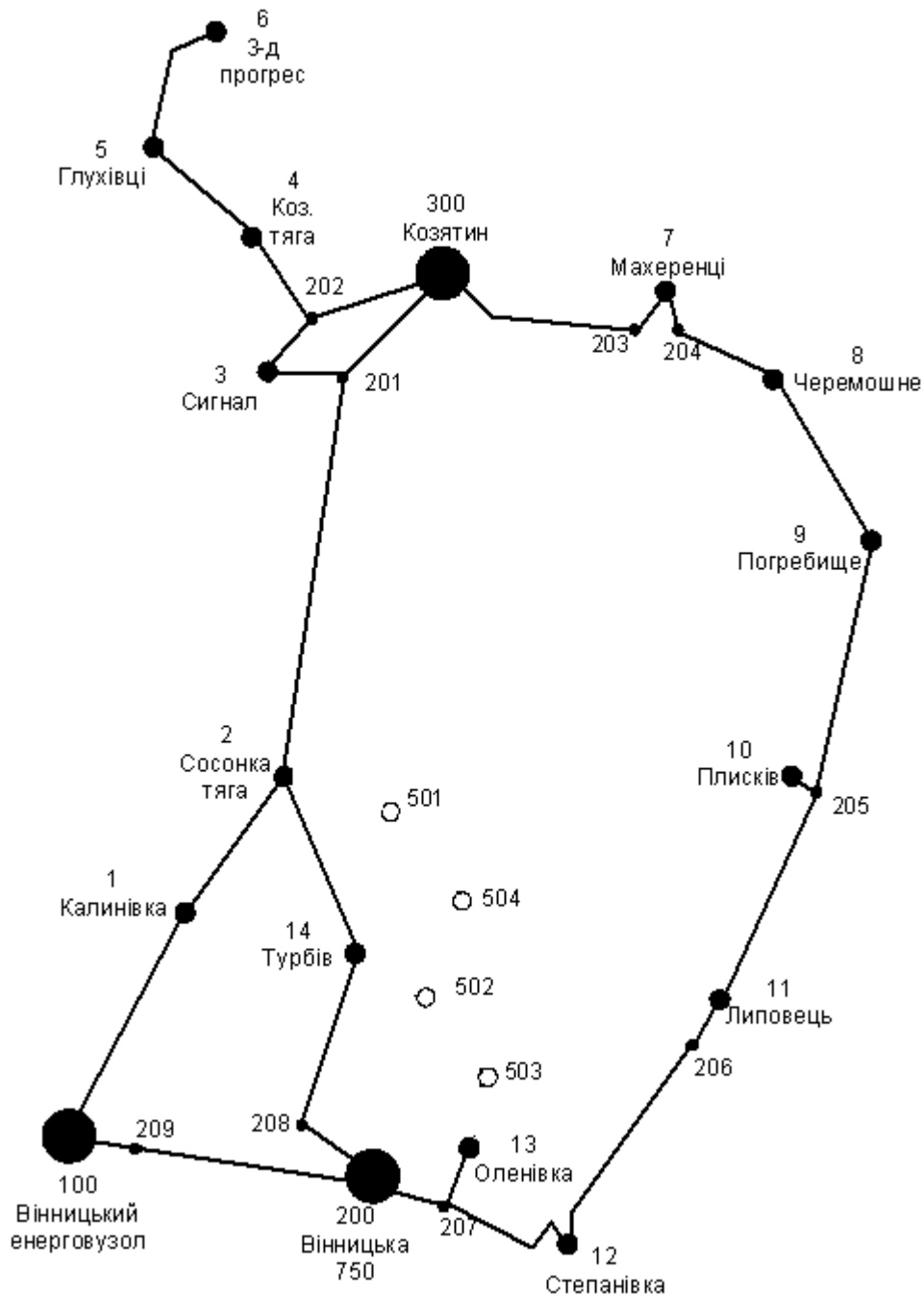
2. Мета і призначення МКР

а) мета – розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для 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	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
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	02.09.21	06.09.21	Формування технічного завдання
2	Електротехнічна частина	07.09.21	12.09.21	Аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	13.09.21	05.10.21	розділ 2
4	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	06.10.21	20.10.21	розділ 3
5	Пристрої грозозахисту в електричній мережі	21.10.21	30.10.21	розділ 4
6	Розробка заходів безпеки життєдіяльності та цивільного захисту	01.11.21	10.11.21	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки та презентації	11.11.21	16.11.21	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	Рнав,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	Черемошне	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	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, 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	Черемошне	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	Rп, МВТ	Qп, МВАр	Rк, 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	-0.020	-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	Рнав,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	Черемошне	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	Rп, МВТ	Qп, МВАр	Rк, 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 ПІСЛЯВАРІЙНОГО 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	Рнав,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	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,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	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	10.442	-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	R _п , МВт	Q _п , МВАр	R _к , МВт	Q _к , МВАр	dR, 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	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	10.601	-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	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	-0.177	-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	Р _{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	Р _п ,МВт	Q _п ,МВАр	Р _к ,МВт	Q _к ,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»**