

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

Розподільна мережа 110 кВ з аналізом особливостей експлуатації
повітряних ліній електропередачі

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕСМ-23мс
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні системи і мережі»,
Пасічник В. В. _____

Керівник: д.т.н., доц., професор каф. ЕСС
Кулик В. В. _____

« 06 » 06 2025 р.

Рецензент: К.Т.Н. доц. каф. ЕССЕМ
(наук.ступінь, вч.звання, назва кафедри)
Куртіца М. В. _____
« 06 » 06 2025 р.

Допущено до захисту
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

« 06 » 06 2025 р.

Вінниця ВНТУ 2025 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«30» квітня 2025 р.

З А В Д А Н Н Я

НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Пасічник Віталій Володимирович .

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Розподільна мережа 110 кВ з аналізом особливостей експлуатації повітряних ліній електропередачі»

Керівник роботи д.т.н., доцент., проф каф. ЕСС Кулик В. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від від 20.03.2025р № 97

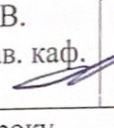
2. Термін подання студентом роботи 03 червня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи: 1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с. 2. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проєкту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.3. ШТУЦЬ, А., ЗОЗУЛЯК, І., ГРИГОРЕНКО, Н. (2025). АНАЛІЗ ФАКТОРІВ РИЗИКУ АВАРІЙ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ОБУМОВЛЕНИХ КЛІМАТИЧНИМИ УМОВАМИ. Herald of Khmelnytskyi National University. Technical Sciences, 335(3(1), 314-325. <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2025-335-3-42>.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Прогнозування навантаження розподільної мережі. 2. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. 3. Вибір конструктивних параметрів основного обладнання. 4. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. 5. Особливості монтажу та експлуатації повітряних ліній електропередач. 6. Підвищення надійності та запобігання аварій під час експлуатації ліній електропередач 7. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) презентація

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Кулик В. В., д.т.н., доцент, професор кафедри ЕСС		
Охорона праці	Кобилянський О. В. д. пед. н., професор, зав. каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 20 березня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Формування та затвердження завдання БКР	17.03.25р.	20.03.25р.
2	Вступ. Огляд літературних джерел	20.03.25р.	28.03.25р.
3	Прогнозування навантаження розподільної мережі (розділ 1 БКР)	28.03.25р.	30.03.25р.
4	Визначення оптимальної схеми електричної мережі (розділ 2 БКР)	30.03.25р.	11.04.25р.
5	Вибір конструктивних параметрів основного обладнання (розділ 3 БКР)	11.04.25р.	22.04.25р.
6	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі (розділ 4 БКР)	22.04.25р.	30.04.25р.
7	Особливості монтажу та експлуатації повітряних ліній електропередач (розділ 5 БКР)	30.04.25р.	08.05.25р.
8	Підвищення надійності та запобігання аварій під час експлуатації ліній електропередач (розділ 6 БКР)	08.05.25р.	16.05.25р.
9	Охорона праці (розділ 7 БКР)	16.05.25р.	23.05.25р.
10	Формування висновків по роботі	23.05.25р.	26.05.25р.
11	Оформлення пояснювальної записки	26.05.25р.	30.05.25р.
12	Виконання графічної частини та оформлення презентації	30.05.25р.	03.06.25р.

Студент

В. В. Пасічний

Керівник роботи


(підпис)

В. В. Кулик

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Пасічник Віталій Володимирович «Розподільна мережа 110 кВ з аналізом особливостей експлуатації повітряних ліній електропередачі». Бакалаврська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2025. – 71 с. Бібліогр.: 28. Рис. : 13. Табл. : 21

В даній бакалаврській кваліфікаційній роботі розглядається проєктування та аналіз розподільної електричної мережі напругою 110 кВ з акцентом на особливості експлуатації повітряних ліній електропередачі (ПЛ). Описано прогнозування навантажень, вибір оптимальної конфігурації мережі за допомогою симплекс-методу, а також конструктивні рішення для основного обладнання. Особлива увага приділена підвищенню надійності ПЛ, методам їх монтажу, обслуговування та запобіганню аваріям. Проведено розрахунок режимів роботи мережі, аналіз компенсації реактивної потужності та регулювання напруги на споживальних підстанціях.

Ключові слова: розподільна мережа, повітряна лінія електропередачі, надійність, симплекс-метод, реактивна потужність, регулювання напруги.

ABSTRACT

Pasichnyk Vitaliy Volodymyrovych "110 kV distribution network with analysis of the features of operation of overhead power lines". Bachelor's qualification work. – Vinnytsia: VNTU. – 2025. – 71 p. Bibliography: 28. Fig. : 13. Table. : 21

This bachelor's qualification work considers the design and analysis of a 110 kV distribution electrical network with an emphasis on the features of operation of overhead power lines (OHL). Load forecasting, selection of the optimal network configuration using the simplex method, as well as design solutions for the main equipment are described. Special attention is paid to increasing the reliability of OHLs, methods of their installation, maintenance and accident prevention. The network operating modes, analysis of reactive power compensation and voltage regulation at consumer substations are calculated.

Keywords: distribution network, overhead power line, reliability, simplex method, reactive power, voltage regulation.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1 ПРОГНОЗУВАННЯ НАВАНТАЖЕННЯ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ.....	7
1.1 Обґрунтування можливих варіантів розвитку електричної мережі.....	7
1.2 Прогнозування електричних навантажень.....	8
1.3 Розрахунок режиму існуючої мережі.....	9
1.4 Формування максимального графа електричної мережі.....	11
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	13
2.1 Формування цільової функції.....	13
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	16
3 ВИБІР КОНСТРУКТИВНИХ ПАРАМЕТРІВ ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ	21
3.1 Визначення марок проводів лінії електропередач.....	21
3.2 Вибір потужності трансформатора та споживальних підстанцій	23
3.3 Вибір схем розподільних пристроїв підстанції	25
3.3.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	26
3.3.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції.....	28
3.3.3 Оцінювання надійності схем підстанції.....	29
3.4 Визначення оптимального місця приєднання та потужності батареї статичних конденсаторів	34
4 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	37
4.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків.....	37
4.2. Регулювання напруги у мережі	38
5 ОСОБЛИВОСТІ МОНТАЖУ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ.....	42
5.1 Класифікація ліній електропередачі	42
5.2 Класифікація типових уніфікованих металевих конструкцій ЛЕП	45
5.3 Типи багатогранних опор ПЛ 220 кВ.....	47
5.4 Експлуатація та обслуговування повітряних ліній.....	47
5.5 Монтаж повітряних ліній електропередач.....	55
5.5.1 Розбиття траси	56
5.5.2 Зборка опор.....	56
5.5.3 Підйом і установка опор	57

5.5.4 Монтаж проводів і тросів.....	58
5.5.5 Натягування і кріплення дроту	61
6 ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА ЗАПОБІГАННЯ АВАРІЙ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ	63
6.1 Фактори, що впливають на надійність експлуатації повітряних ліній електропередач	63
6.2 Система автоматичного спостереження за ожеледдю	67
6.3 Моніторинг температури проводів як засіб підвищення ефективності роботи ПЛЕП	70
7 ОХОРОНА ПРАЦІ	74
7.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту	74
7.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць на висоті	74
7.1.2 Електробезпека	76
7.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	79
7.2.1 Мікроклімат	79
7.2.2 Виробниче освітлення	80
7.2.3 Виробничий шум	81
7.2.4 Виробнича вібрація	82
7.3 Пожежна безпека	83
ВИСНОВКИ	86
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	88
ДОДАТКИ	91

ВСТУП

Актуальність теми. Електричні розподільні мережі з напругою 110 кВ відіграють визначальну роль у гарантуванні стабільного й безперервного постачання електроенергії споживачам, адже вони слугують сполучною ланкою між магістральними мережами та кінцевими користувачами. Повітряні лінії електропередачі (ПЛЕП) залишаються основним способом транспортування електроенергії, проте тривала експлуатація, несприятливі погодні умови та несвоєчасне технічне обслуговування спричиняють зношення їхніх конструктивних компонентів.

Згідно з останніми аналізами, в Україні функціонує приблизно 948 000 км повітряних ліній, із них 142 160 км мають напругу від 35 до 750 кВ. Важливо підкреслити, що більшість ліній із напругою 110–220 кВ працюють уже 40–60 років, а подекуди — до 80 років. Хоча загальна протяжність ліній залишається стабільною протягом останніх десяти років, частота відмов окремих елементів конструкції (опор, проводів, ізоляторів, арматури) демонструє зростання. Це зумовлено старінням устаткування, впливом погодних факторів (вітру, ожеледиці, корозії) та механічними навантаженнями.

Отже, актуальність даного дослідження полягає в необхідності постійного вдосконалення повітряних ліній 110 кВ, вивчення технологій їх монтажу, обслуговування та ремонту. Для забезпечення надійності роботи ліній електропередачі та зменшенню ризиків виникнення аварійних ситуацій.

Метою роботи є аналіз заходів з підвищення надійності повітряних ліній електропередачі 110 кВ під час їх монтажу, ремонту та обслуговування.

Для досягнення поставленої мети в роботі передбачено вирішення таких основних завдань:

1. Розробка та аналіз структури й параметрів розподільної електричної мережі напругою 110 кВ;
2. Дослідження конструктивних особливостей повітряних ліній електропередачі;

3. Аналіз методів ремонту та обслуговування повітряних ліній.

Об'єктом дослідження є розподільна електрична мережа з повітряними лініями електропередачі напругою 110 кВ.

Предметом дослідження є режими роботи повітряних ліній електропередачі та їх конструктивні особливості.

Таким чином, дослідження розподільної електричної мережі з акцентом на експлуатацію повітряних ліній напругою 110 кВ є важливою науково-прикладною задачею, спрямованою на підвищення надійності електропостачання та безпеки енергосистеми загалом.

1 ПРОГНОЗУВАННЯ НАВАНТАЖЕННЯ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Обґрунтування можливих варіантів розвитку електричної мережі.

Визначення економічно обґрунтованих схем та номінальної напруги мережі є ключовим завданням проєкту, що вимагає для правильного рішення креативного підходу. У певних ситуаціях зміна базової схеми мережі тягне за собою потребу коригування номінальної напруги як усієї мережі, так і її окремих ділянок. Водночас існує й зворотна залежність між схемою мережі та передбачуваною номінальною напругою. Отже, підбір схеми та номінальної напруги мережі слід здійснювати паралельно.

Нині під час проєктування електричних мереж застосовується метод порівняння варіантів, який ґрунтується на техніко-економічних розрахунках за методом зведених витрат. Розробка варіантів не повинна бути довільною, а має відповідати чітким логічним критеріям.

Існує п'ять основних вимог до мереж:

1. Надійність роботи;
2. Гнучкість в експлуатації;
3. Якість електрозабезпечення;
4. Економічність;
5. Можливість подальшого розвитку.

Відповідно до ПУЕ [1], електроприймачі умовно класифікуються на три категорії залежно від вимог до рівня надійності. Електроприймачі I категорії мають забезпечуватися електроенергією щонайменше від двох незалежних джерел. Для таких споживачів передбачено резервне джерело живлення. Споживачі II категорії, у яких перерва в електропостачанні може спричинити значну нестачу продукції, допускають короточасну відсутність електроенергії на період, необхідний для підключення резервного живлення. До III категорії належать усі інші електроприймачі. Для них припустима перерва в

електропостачанні на час, потрібний для ремонту чи заміни пошкодженого елемента мережі, але не довше однієї доби.

1.2 Прогнозування електричних навантажень

Аналітичний вираз для залежності максимальної потужності від часу з мінімальною похибкою визначається за допомогою методу найменших квадратів. Цей метод дає змогу замінити функцію $P_{\max}(T)$, задану таблично, аналітичним виразом $P'_{\max}(T)$:

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

де a' , b' – числові коефіцієнти;

T – період прогнозу.

Встановлення відповідних числових коефіцієнтів a' та b' виконується шляхом мінімізації виразу, сформульованого відповідно до методу найменших квадратів:

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

Після здійснення операції диференціювання початкової функції, отримано остаточну форму системи лінійних рівнянь, що використовується для знаходження коефіцієнтів регресійного зв'язку a' та b' .

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

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

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20185 \cdot b' = 914.0, \\ 20185 \cdot a' + 40743505 \cdot b' = 1845110. \end{cases}$$

звідки $a' = -4826.4$, $b' = 2.4364$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 2.4364 \cdot T - 4826.4.$$

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

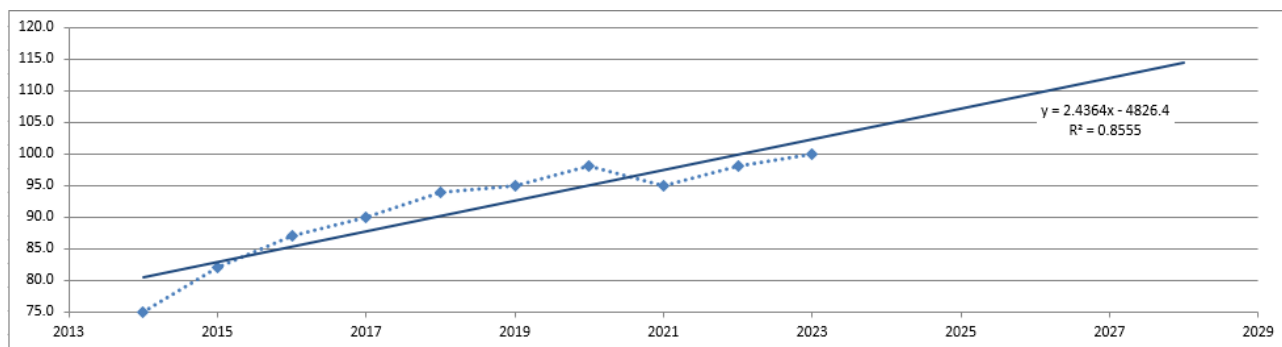


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2028-й рік збільшиться до 114,6 %, що на 14,6 % більше проектної потужності електромереж. Таким чином, слід вжити відповідних заходів для гарантування стабільності та високої якості електропостачання, зокрема перевірити, наскільки прогнозовані режими роботи відповідають технічним параметрам основного устаткування.

1.3 Розрахунок режиму існуючої мережі

Проведений аналіз режиму максимального навантаження наявної електромережі з урахуванням прогнозованих даних засвідчив, що рівні напруги

у всіх точках мережі відповідають допустимим межам, або можуть бути приведені до них за допомогою наявних засобів регулювання.

Оцінка відповідності струмового навантаження на повітряні лінії та трансформатори свідчить, що основне енергетичне обладнання працює в економічно доцільних режимах або максимально наближених до таких.

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

- в лініях електропередач – 2.24 МВт;
- в трансформаторах – 1.02 МВт з них холостого ходу 0.74 МВт та навантажувальні 0.29 МВт.

Здійснено перевірку відповідності струмових навантажень повітряних ліній та трансформаторного обладнання, результати якої свідчать про те, що основні елементи мережі функціонують в економічно обґрунтованих режимах або наближених до таких (див. табл. 1.1)..

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

Вітки	5-6	5-103	5-105	7-106	7-8	15-16	15-111
Марка проводу	АС-120	АС-150	АС-150	АС-150	АС-150	АС-120	АС-150
Допустимий струм, А	390	390	450	450	450	390	450
Розрах. струм, А	48	9	44	144	128	45	63

У районі, де передбачається розширення електричних мереж, наявні лінії електропередачі володіють достатнім резервом пропускної здатності для забезпечення електроенергією нових споживачів, а також забезпечують належні рівні напруги у відповідних вузлах (див. табл. 1.2).

Таблиця 1.2 – Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	6	7	15	5
Напруга вузла, кВ	112.95	111.43	107.84	114.26

Проведений аналіз результатів розрахунків режиму пікових навантажень свідчить, що струмове навантаження на лінії електропередачі 110 кВ (див. табл. 1.1) є значно меншим за допустимий тривалий струм. Це створює умови для додаткового постачання електроенергії до нових споживачів без необхідності модернізації чи зміни конструкції існуючої мережі.

Згідно з отриманими значеннями напруги на шинах трансформаторних підстанцій, розташованих у районі майбутньої забудови (табл. 1.2), усі вони допускають можливість підключення нових навантажень з боку високої напруги. Отже, вибір потенційних точок приєднання додаткових ЛЕП може ґрунтуватися на економічних критеріях, зокрема із застосуванням симплексного методу.

1.4 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг у потенційних вузлах приєднання перебувають в оптимальних межах.

У районі передбаченого розвитку електромережі, діючі лінії електропередачі мають необхідний резерв пропускної спроможності, що дозволяє забезпечити передачу електроенергії до нових споживачів.

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол № 6 – 112.95 кВ, вузол № 7 – 111.43 кВ, вузол № 15 – 107.84 кВ та вузол № 5 – 114.26.

Оцінивши місце розташування нових ПС та наближеність їх до дійсної мережі було сформовано максимальний граф рис. 1.2, на якому зображено всі можливі варіанти приєднання нових ПС.

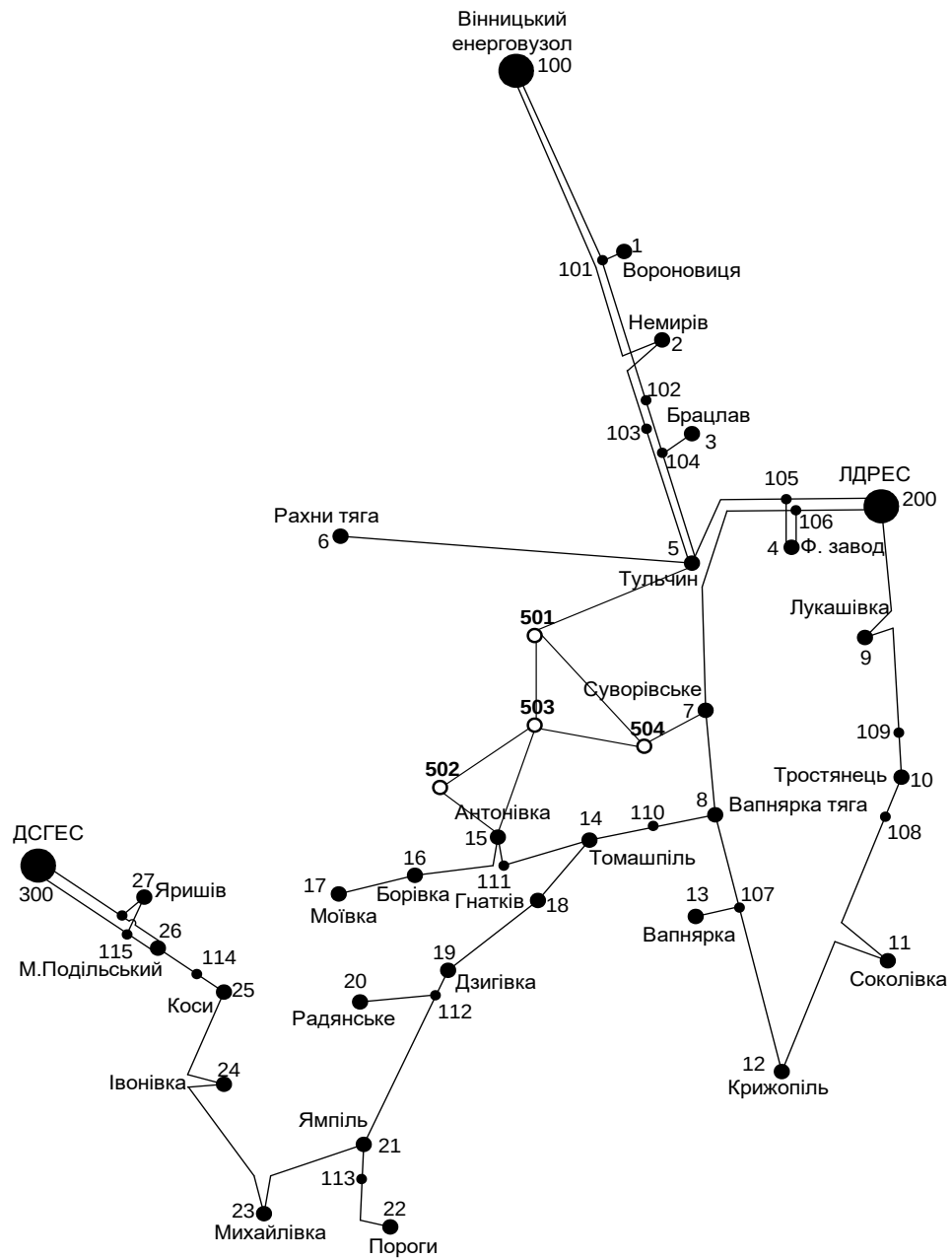


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

У процесі розвитку електричних мереж виникає необхідність у пошуку найбільш раціонального проєктного рішення з позиції капітальних витрат та подальших експлуатаційних затрат. При цьому обов'язково мають дотримуватись усі технічні вимоги, що стосуються якості електропостачання споживачів. Відповідно, техніко-економічний аналіз проєкту включає не лише визначення топології мережі та вибір класу напруги, але й параметрів окремих її складових, з метою забезпечення необхідних характеристик електроенергії, стійкості роботи системи та ефективного керування.

Комплексне вирішення всіх цих завдань у межах однієї математичної моделі є складним і малореалістичним. Тому проєктування зазвичай поділяють на кілька послідовних етапів, на кожному з яких оптимізаційні рішення приймаються з урахуванням відповідних математичних моделей. Серед інструментів пошуку ефективних схем з точки зору економіки позитивно зарекомендували себе методи лінійного програмування, зокрема симплекс-алгоритм. Проте його використання потребує дотримання певних умов, зокрема — специфічної форми постановки задачі, представлення цільової функції та системи обмежень.

2.1 Формування цільової функції

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

В загальному випадку залежності $B_i = f(P_i)$ нелінійні. Таким чином, функція мети, що характеризує процес розвитку електромережі, може бути виражена у вигляді нелінійної залежності з лінійними та нелінійними умовами

для параметрів P_i . Для застосування симплекс-методу цільову функцію можливо лінеаризувати відносно вибраних змінних.

В загальному випадку для кожної i -тої ЛЕП дисконтовані витрати B_i можна записати:

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

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$; K_{0i} - питомі капіталовкладення на спорудження 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом провoda на i -тій ЛЕП; E – коефіцієнт дисконту ($E=0,25$); α – коефіцієнт нормативних відрахувань; b_i - питомі витрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від P_i^2 ; l_i - довжина i -ї ЛЕП в км; P_i - потужність i -ї ЛЕП.

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

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

де a_i' - сталий коефіцієнт лінійної функції (отримується у процесі лінеаризації); b_i' - питомі затрати, які залежать від потоку потужності P_i у ЛЕП.

Для лінеаризації функції використано метод найменших квадратів. Щоб застосувати цей метод, потрібно зібрати n значень початкової функції при різних значеннях потужності P_i , на основі яких створюється система рівнянь, подібна до (1.3). Розв'язання цієї системи дозволяє встановити коефіцієнти функції мети в лінійній формі.

Згідно ПУЕ [1] на ділянках ЛЕП було прийнято марку провoda АС-240. Виходячи з нормативного документу [2] питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км.

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (5523 год/рік для $T_{нб} = 6000$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 5.48 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Вартісні коефіцієнти для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a + b \cdot P^2$

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, кВ	Питомі капітало-вкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
5	501	2.3	27.6	110	1573.680	0.131	16070.4	9.283	16998.7
7	504	0.9	10.8	110	1573.680	0.131	6288.4	3.632	6651.7
15	502	1	12	110	1573.680	0.131	6987.1	4.036	7390.7
15	503	1.5	18	110	1573.680	0.131	10480.7	6.054	11086.1
501	504	2.1	25.2	110	1573.680	0.131	14673.0	8.475	15520.5
501	503	1.1	13.2	110	1573.680	0.131	7685.9	4.440	8129.8
503	504	1.5	18	110	1573.680	0.131	10480.7	6.054	11086.1
502	503	1.5	18	110	1573.680	0.131	10480.7	6.054	11086.1

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

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна потужність P, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадратичн. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн	Коеф. a1, тис. грн	Коеф. b1, тис. грн/МВт
5-501	27.6	7.4	16578.7	16395.7	16802.4	16070.4	68.692
7-504	10.8	7.4	6487.3	6415.7	6574.9	6288.4	26.879
15-502	12	7.4	7208.1	7128.6	7305.4	6987.1	29.866
15-503	18	7.4	10812.2	10692.9	10958.1	10480.7	44.799
501-504	25.2	7.4	15137.1	14970.0	15341.3	14673.0	62.718
501-503	13.2	7.4	7929.0	7841.4	8035.9	7685.9	32.852
503-504	18	7.4	10812.2	10692.9	10958.1	10480.7	44.799
502-503	1.5	7.4	10812.2	10692.9	10958.1	10480.7	44.799

2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

Симплекс-метод – це спосіб вирішення задачі лінійного програмування, який передбачає спрямований перехід між опорними планами для досягнення оптимального рішення; його також іменують методом послідовного вдосконалення плану.

Для оптимізації структури електромережі з урахуванням визначених критеріїв та параметрів, що підлягають оптимізації, з математичної перспективи задача формулюється так:

мінімізувати

$$y(x) = c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + \dots + c_nx_n + b_{n+1} \quad (2.4)$$

при обмеженнях:

Рисунок 2.1 – Вихідні дані для розв’язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця)

Використавши в MS Excel надбудову «Пошук рішень», отримаємо рішення симплекс-таблиці, зображеної на рис. 2.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	5-501	7-504	15-502	15-503	501-504	504-501	501-503	503-501	503-504	504-503	502-503	503-502	0-0	0-0		
501	1	0	0	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	4.40	0.00
502	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	2.30	0.00
503	0	0	0	1	0	0	1	-1	-1	1	1	-1	0	0	8.10	0.00
504	0	1	0	0	1	-1	0	0	1	-1	0	0	0	0	-9.70	0.00
Коефіцієнти цільової функції	3693.212	4936.730	5485.255	14976.680	11519.037	11519.037	6033.781	6033.781	8227.883	1139.208	8227.883	4570.754	0.000	0.000		
Потужності ЛЕП	4.400	0.000	0.700	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	9.700	0.000	1.600	0.000	0.000		
Постійні складові витрат	16070.422	0.000	6987.140	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	10480.710	0.000	10480.710	0.000	0.000		44018.981
Змінні складові витрат	179.712	0.000	1.978	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	569.611	0.000	15.498	0.000	0.000		766.799
Дисконтовані витрати, тис. грн																44785.780

Рисунок 2.2 – Остаточний результат оптимізації схеми ЕМ за симплекс-методом (друга ітерація)

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

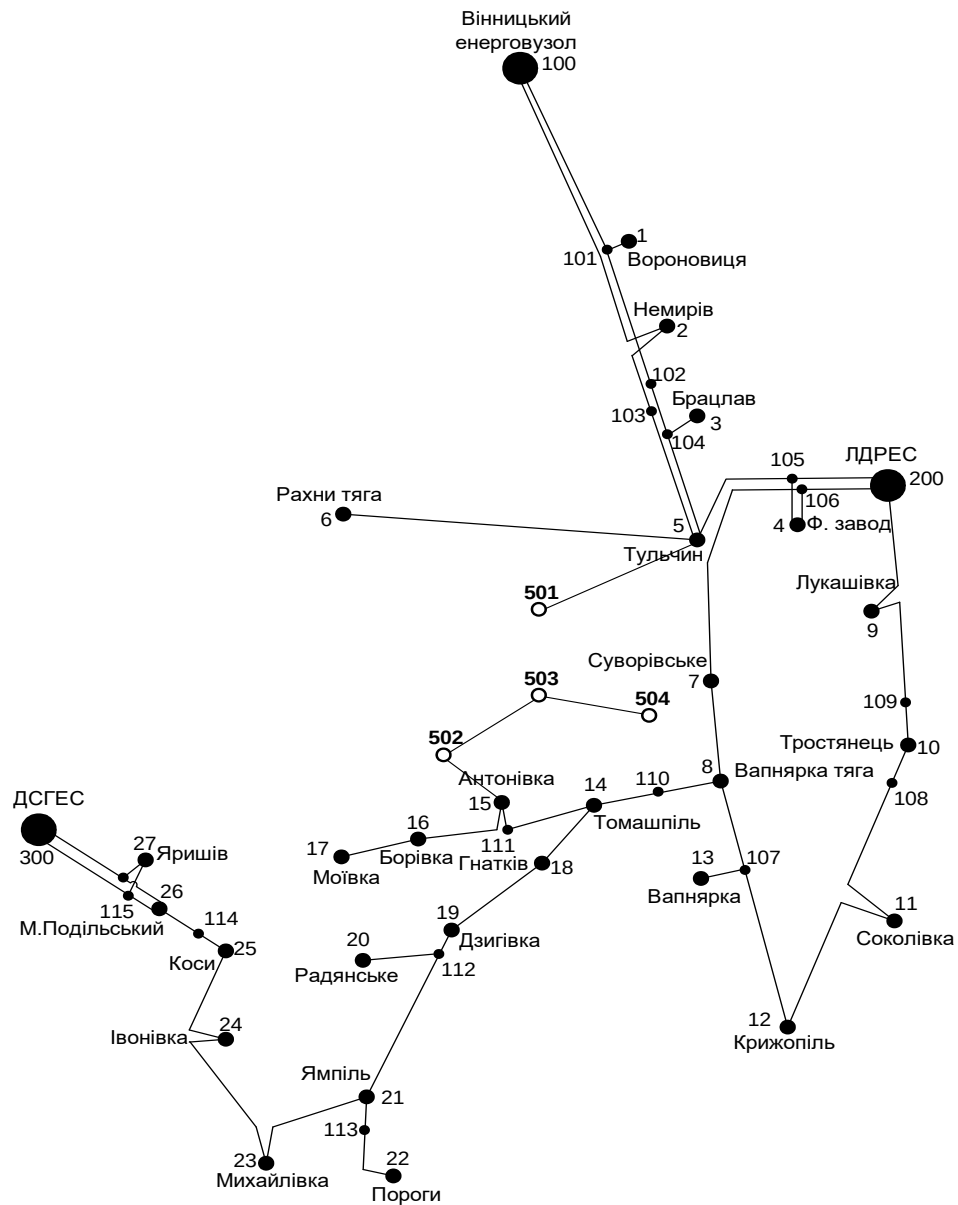


Рисунок 2.3 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за
симплекс-методом

Однак ця схема не гарантує новим споживачам потрібної категорії надійності, тому необхідно додатково прокладати дволанцюгові ЛЕП або споруджувати нові лінії для формування замкнених контурів.

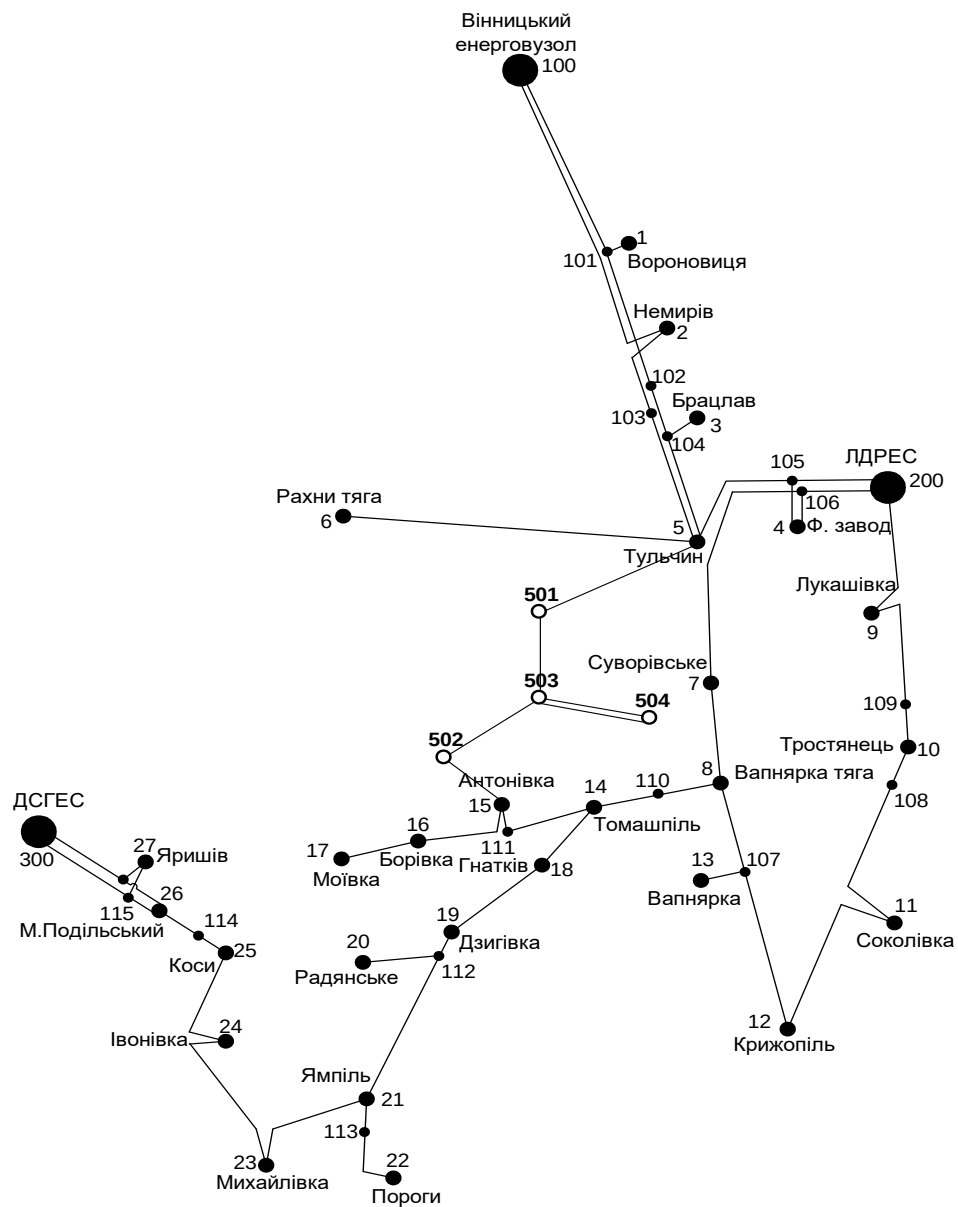


Рисунок 2.4 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Сформована структура мережі дасть змогу забезпечити електроенергією всіх споживачів відповідно до їхньої категорії.

3 ВИБІР КОНСТРУКТИВНИХ ПАРАМЕТРІВ ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ

3.1 Визначення марок проводів лінії електропередач

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (3.1):

$$I_{\Sigma} = \frac{|S_{\Sigma}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{\Sigma}} ; \quad (3.1)$$

Час найбільших навантажень $T_{НБ} = 6000$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{НБ} < 6000$ годин, $\alpha_I = 1,05$.

$$I_{розр5-501} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{16,23}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 89,4 \text{ (A)};$$

$$I_{розр501-503} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{11,82}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 65,1 \text{ (A)};$$

$$I_{розр503-504} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{11,33}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 31,25 \text{ (A)};$$

$$I_{розр502-503} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{14,42}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 79,5 \text{ (A)};$$

$$I_{розр15-502} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{12,08}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 66,6 \text{ (A)}.$$

За табл. 1.3.50 ПУЕ [1] встановимо щільність струму для вказаного часу використання пікового навантаження та виконаємо розрахунок економічного перерізу проводу для окремих ЛЕП за формулою 3.2:

$$F_{розр} = \frac{|I_{розр}|}{J_{ек}} ; \quad (3.2)$$

$J_{ек}$ для алюмінієвих проводів з часом максимуму навантаження понад 5000 годин становить – 0,8 – 0,6 А/мм²

$$F_{розр5-501} = \frac{89.4}{0.7} = 127.7 \text{ (мм)};$$

$$F_{розр503-501} = \frac{65.1}{0.7} = 93.0 \text{ (мм)};$$

$$F_{розр503-504} = \frac{31.2}{0.7} = 44.6 \text{ (мм)};$$

$$F_{розр503-502} = \frac{79.5}{0.7} = 113.6 \text{ (мм)};$$

$$F_{розр502-15} = \frac{66.6}{0.7} = 95.1 \text{ (мм)}.$$

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19.

Далі проведемо перевірку проводів на ПА режим, тобто 10 варіантів аварії в мережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

1-й – розрив лінії 5-501;

2-й – розрив лінії 5-501 та відсутня генерація на СЕС;

3-й – розрив лінії 501-503;

4-й – розрив лінії 501-503 та відсутня генерація на СЕС;

5-й – розрив лінії 503-504;

6-й – розрив лінії 503-504 та відсутня генерація на СЕС;

7-й – розрив лінії 502-503;

8-й – розрив лінії 502-503 та відсутня генерація на СЕС;

9-й – розрив лінії 502-15;

10-й – розрив лінії 502-15 та відсутня генерація на СЕС;

Отримані результати представлені у таблиці 3.1

Таблиця 3.1 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	$I_{\text{ПА1}}, \text{А}$	$I_{\text{ПА2}}, \text{А}$	$I_{\text{ПА3}}, \text{А}$	$I_{\text{ПА4}}, \text{А}$	$I_{\text{ПА5}}, \text{А}$	$I_{\text{ПА6}}, \text{А}$	$I_{\text{ПА7}}, \text{А}$	$I_{\text{ПА8}}, \text{А}$	$I_{\text{ПА9}}, \text{А}$	$I_{\text{ПА10}}, \text{А}$	$I_{\text{ПА}}, \text{А}$ max	$I_{\text{ПА}}, \text{А}$ Доп.	$I_{\text{розр.}}, \text{А}$	Марка проводу
5-501	0	0	23	23	121	121	16	67	26	79	121	390	89.4	АС-120/19
501-503	25	26	0	0	100	100	14	44	9	56	100		65.1	АС-120/19
503-504	61	3	60	3	0	0	57	3	57	3	61		31.25	АС-120/19
502-503	16	74	14	48	53	53	0	0	12	13	74		79.5	АС-120/19
15-502	28	87	9	61	53	53	13	13	0	0	87		66.6	АС-120/19

З отриманих результатів видно, що струм у лініях відповідає вимогам для відповідної марки проводу, отже рішення прийнято правильно і мережа забезпечена необхідним рівнем надійності.

3.2 Вибір потужності трансформатора та споживальних підстанцій

Детальне вивчення можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижувальних підстанцій у нормальних режимах з урахуванням реального графіка, коефіцієнта початкового навантаження та температури довкілля не є частиною завдань цього проєкту. Тому, відповідно до практики проєктування, потужність трансформаторного обладнання на понижувальних підстанціях обирається з урахуванням допустимого перевантаження в післяаварійних режимах на 40% під час пікового добового навантаження, тривалістю не більше 6 годин протягом не більше 5 діб.

Вибір трансформаторів виконується на основі таких критеріїв:

- Якщо серед навантажень підстанції є споживачі 1-ої категорії, кількість установлюваних трансформаторів має бути не менше двох.
- На підстанціях, що забезпечують електропостачання споживачів 2-ої та 3-ої категорій, допускається встановлення одного трансформатора за умови

наявності в мережевому районі централізованого пересувного трансформаторного резерву та можливості заміни несправного трансформатора протягом не більше однієї доби, що наразі є малоімовірним.

Вибір трансформаторів здійснюється за такими формулами:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (3.3)$$

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

Для 501 вузла згідно (3.3) маємо:

$$S_1 \geq \frac{4.63}{1.4 \cdot (2 - 1)} = 3.3 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних трифазних трансформатора з номінальною потужністю 6.3 МВА.

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

Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл.3.2.

Таблиця 3.2 – 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	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220	50
502	ТМН-2500/110	2.5	±9×1,78%	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	506	38
503	ТМН-6300/110	6.3	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220	50
504	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

Перевірка економічності експлуатації трансформатора у режимі максимальних навантажень здійснюється згідно формули 3.4

$$K_{з.ма\text{х}} = \frac{S_{\text{нав}}}{n_m \cdot S_H} \leq 0,7 - 0,8 \quad (3.4)$$

Тоді для вузлів 501, 502, 503, 504 перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.ма\text{х}} = \frac{4.63}{2 \cdot 6.3} = 0.37 \leq 0.7 - 0.8$$

$$K_{з2.ма\text{х}} = \frac{2.58}{2 \cdot 2.5} = 0.52 \leq 0.7 - 0.8$$

$$K_{з3.ма\text{х}} = \frac{9.31}{2 \cdot 6.3} = 0.74 \leq 0.7 - 0.8$$

$$K_{з4.ма\text{х}} = \frac{10}{2 \cdot 11.02} = 0.55 \leq 0.7 - 0.8$$

Аналіз завантаженості обраного трансформатора в режимі пікових навантажень у вузлах засвідчив, що коефіцієнт завантаження становить $\leq 0,7 - 0,8$, що відповідає вимогам економічної експлуатації. Другий трансформатор буде задіяний лише під час максимальних навантажень. Виконані розрахунки демонструють, що трансформатори обраної потужності здатні не лише гарантувати надійне електропостачання споживачів, а й враховують перспективу зростання споживання електроенергії.

3.3 Вибір схем розподільних пристроїв підстанції

Під час вибору схеми електричної підстанції необхідно враховувати кількість приєднань з огляду на призначення, роль і місце підстанції в електромережі енергосистеми (ліній та трансформаторів).

З урахуванням функцій ПС у електричній мережі її електрична схема має:

- забезпечувати надійне електропостачання приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електроприймачів, враховуючи наявність незалежних резервних джерел живлення;
- гарантувати стабільність транзиту електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному й післяаварійному режимах відповідно до її значення для певної ділянки мережі;
- ураховувати поетапний розвиток ПС, динаміку зміни навантажень мережі тощо. Дотримання принципу поетапного розвитку ПС та її головної схеми слід здійснювати, виходячи з найпростішого й економічного розширення ПС без значних реконструкційних робіт на діючих об'єктах і з мінімальними обмеженнями електропостачання споживачів;
- відповідати вимогам протиаварійної автоматики.

Для ПС нового будівництва з напругою від 6 кВ до 750 кВ слід передбачати переважно електричні схеми розподільчих установок, наведені в табл. 4.2.10–4.2.13 [1]. Оснащення цих схем комутаційними елементами та їх доповнення елементами, що підвищують надійність роботи й безпеку обслуговування ПС, необхідно виконувати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

3.3.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 501, 502 та 503 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів було обрано схему «місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рис 3.1).

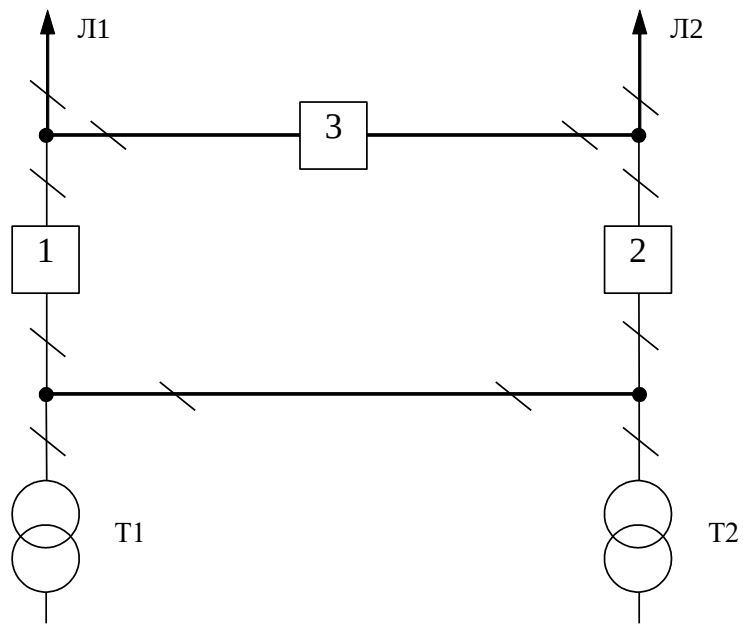


Рисунок 3.1 – Схема розподільного пристрою вузлів 501, 503 та 502

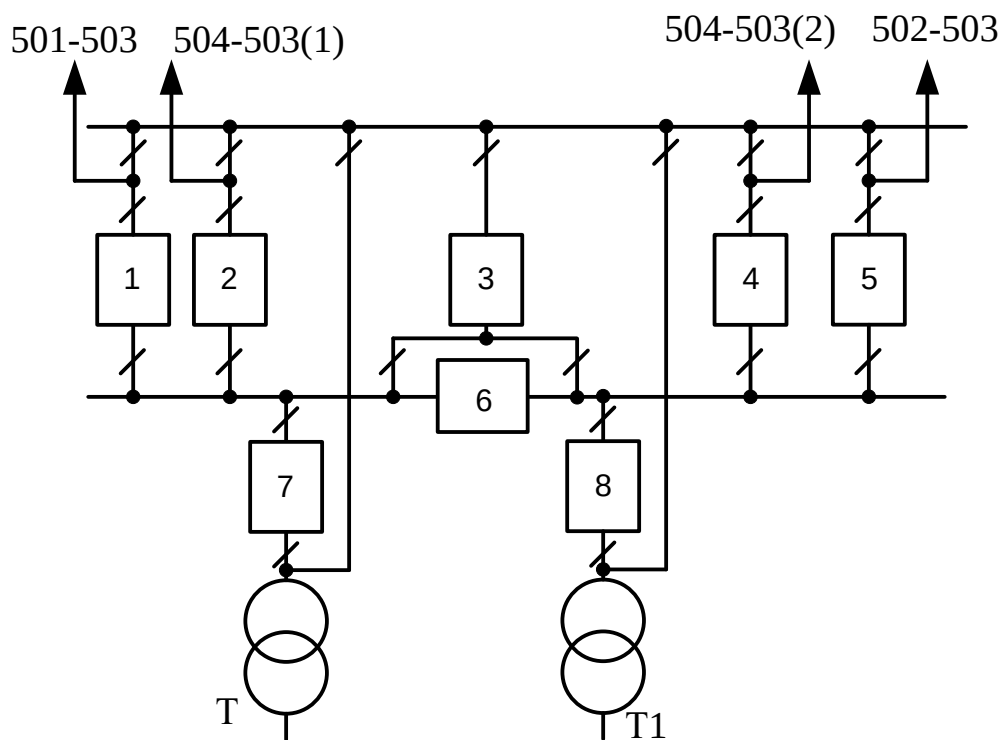


Рисунок 3.2 – Схема розподільного пристрою вузлів 503 (Одна секціонована система шин з обхідною з суміщеними секційним і обхідним вимикачами)

3.3.2 Вибір схеми відгалуджувальної підстанції

Розподільчий пристрій 110 кВ підстанції Тульчин (вузол 5) «Дві робочі і обхідна системи шин» (рисунок 3.3).

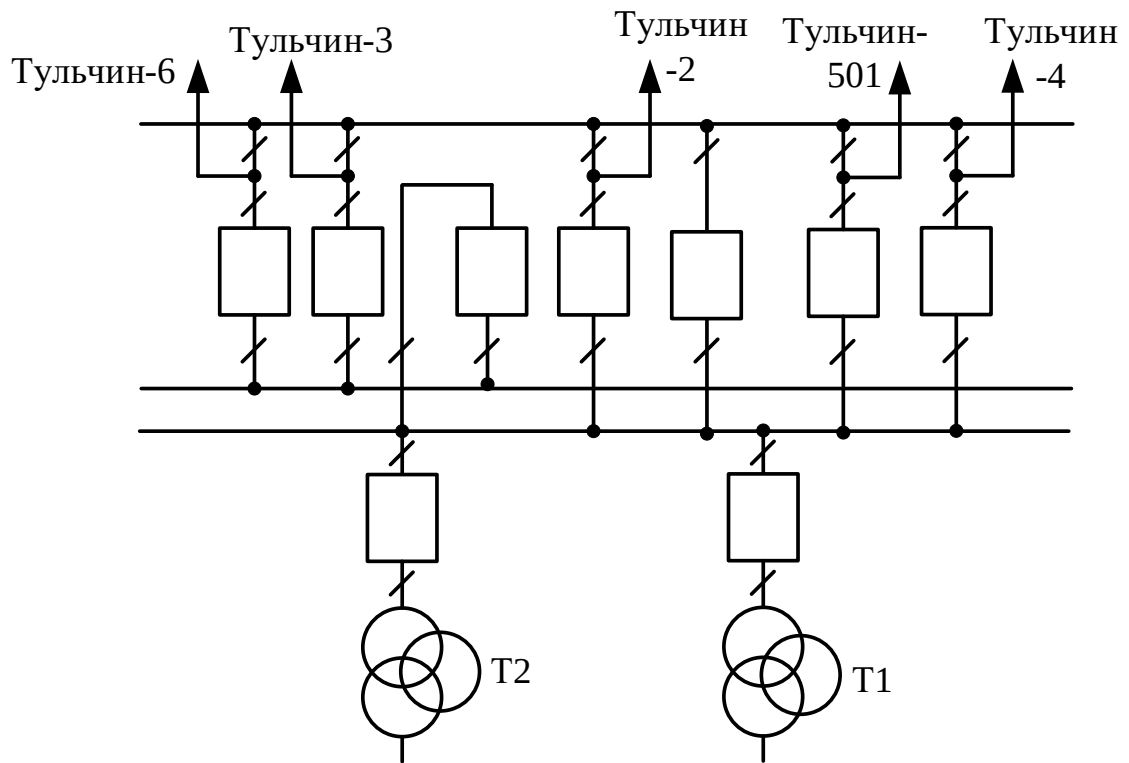


Рисунок 3.3 - Одна секціонована система шин з обхідною з суміщеними секційним і обхідним вимикачами

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Антонівка (вузол 15) пропонується здійснити реконструкцію теперішньої схеми на «Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» та замінити наявні короткозамикачі на вимикачі.

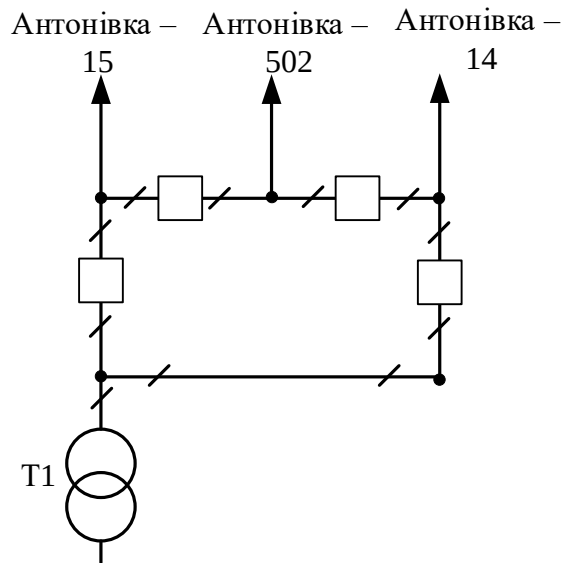


Рисунок 3.4 – Схема розподільчого пристрою вузлів 15

3.3.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Оцінка надійності схем розподільчих пристроїв (РП) передбачає визначення математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, поділу РП на електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушених простоїв елементів, що відключилися, або функціонування з розділенням РП через відмови вимикачів РП чи комутуючих елементів у нормальному та ремонтному режимах. Буде виконано розрахунок схеми підстанції вузла 504.

Показники надійності встановлюються за допомогою формалізованого підходу, відомого як табличний метод В.Д. Тарівердієва. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутуються, ω_i (1/рік), час відновлення вимикачів ТВ (год.), періодичність m (1/рік), тривалість планових ремонтів ТП (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), і час для відключення (включення) роз'єднувача T_r (год.).

Розрахунок виконується за формою табл. 3.3, де в лівому стовпці зазначаються елементи, наслідки відмов, що розглядаються, та відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються, та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j .

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

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j. \quad (3.5)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності із (5.4) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^I = 1 - 3 \cdot 0.00228 = 0.9932.$$

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

$$\omega_{1,2} = 0.01 \cdot 0.00228 = 0.228 \cdot 10^{-4} \text{ 1/рік.}$$

Тривалість планового простою вимикача, що вийшов з ладу, та вимикача, який перебуває в плановому ремонті, розраховується за формулою:

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

де $T_{П1} = 100$ год;

тоді: $T_{B2П1} = 50 - (50)^2 / 2 \cdot 100 = 37.5$ (год).

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 3.3).

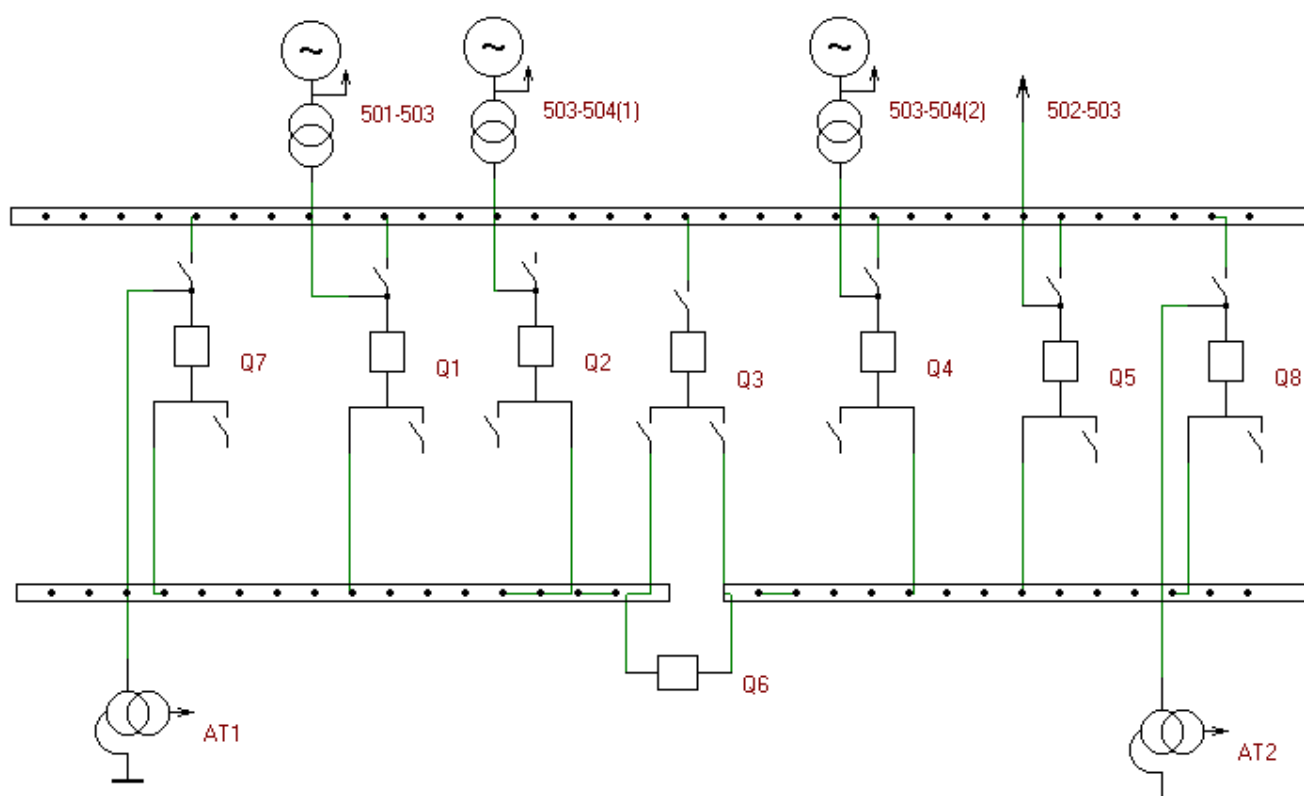


Рисунок 3.5 – Моделювання схеми 503 в ПК «Надійність»

Таблиця 3.3 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 503)

Вимикач що відмовив	Параметр потоку відмов w_i	Відключившийся елементи, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відключених елементів								
		Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикачі								
		$K_0=0,9817$	$K_p=0,0022$							
			Q7-г	Q1-г	Q2-г	Q3-г	Q4-г	Q5-л	Q6-г	Q8-г
Q7-г	0,02	503-504(1), 501-503, AT1-To		503-504(1), 501-503, AT1-To	503-504(1), 501-503, AT1-To	503-504(1), 501-503, AT1-To	503-504(1), 501-503, AT1-To	503-504(1), 501-503, AT1-To	503-504(1), 501-503, AT1-To	503-504(1), 501-503, AT1-To
		AT1-Ts		AT1-Ts	503-504(1), AT1-Ts	AT1-Ts	AT1-Ts	AT1-Ts	AT1, 01-503,503-504(1)	AT1-Ts
Q1-г	0,02	503-504(1), 501-503, AT1-To	503-504(1), 501-503, AT1-To		503-504(1), 501-503, AT1-To	503-504(1), 501-503, AT1-To	503-504(1), 501-503, AT1-To	503-504(1), 501-503, AT1-To	503-504(1), 501-503, AT1-To	503-504(1), 501-503, AT1-To
		501-503-Ts	501-503-Ts		503-504(1), 501-503-Ts	501-503-Ts	501-503-Ts	501-503-Ts	501-503, (AT1,503-504(1))	501-503-Ts
Q2-г	0,02	503-504(1), 501-503, AT1-To	503-504(1), 501-503, AT1-To	503-504(1), 501-503, AT1-To		503-504(1), 501-503, AT1-To	503-504(1), 501-503, AT1-To	503-504(1), 501-503, AT1-To	503-504(1), 501-503, AT1-To	503-504(1), 501-503, AT1-To
		503-504(1)-Ts	503-504(1)-Ts	503-504(1)-Ts		503-504(1)-Ts	503-504(1)-Ts	503-504(1)-Ts	503-504(1), (AT1,501-503)-T	503-504(1)-Ts
Q3-г	0,02		503-504(1), 501-503, AT1-To	503-504(1), 501-503, AT1-To	503-504(1)-To		AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)	501-503,503-504	AT2, 502-503, 503-504(2)
		503-504(1)-Ts	503-504(1)-Ts	503-504(1)-Ts		503-504(1)-Ts	503-504(1)-Ts	503-504(1)-Ts	503-504(1), (AT1,501-503)-T	AT2-Ts
Q3-г	0,02		503-504(1), 501-503, AT1-To	503-504(1), 501-503, AT1-To	503-504(1)-To		AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)	501-503,503-504	AT2, 502-503, 503-504(2)
			AT1-Ts	501-503-Ts	503-504(1)-Ts		503-504(2)-Ts	502-503-Ts	501-503,503-504	503-504(2)-Ts
Q4-г	0,02	AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)		AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)
		503-504(2)-Ts	503-504(2)-Ts	503-504(2)-Ts	503-504(2), 503-504(1)-Ts	503-504(2)-Ts		503-504(2)-Ts	503-504(2), 1,501-503,503-50	502-503-Ts
Q5-л	0,0210	AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)		AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)
		502-503-Ts	502-503-Ts	502-503-Ts	502-503, 503-504(1)-Ts	502-503-Ts	502-503-Ts		502-503, 1,501-503,503-50	502-503-Ts
Q6-г	0,02	AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)		AT2, 502-503, 503-504(2)
		501-503,503-504	501-503,503-504	501-503,503-504	503-504(1), (AT1,501-503)-Ts	501-503,503-504	501-503,503-504	501-503,503-504		501-503,503-504
Q8-г	0,02	AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)	AT2, 502-503, 503-504(2)	
		AT2-Ts	AT2-Ts	AT2-Ts	AT2, 503-504(1)-Ts	AT2-Ts	AT2-Ts	AT2-Ts	AT2, 1,501-503,503-50	

Після аналізу наслідків відмов окремих елементів у схемі розподільчого пристрою було здійснено формування вибірки показників надійності електричної схеми підстанції. До зазначеної вибірки включено виключно ті відмови, які спричиняють переривання живлення споживачів (див. табл. 3.4).

Таблиця 3.4 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Елементи, що відключились	Р, [МВт]	t, [год]	Ко		Кр	
			$\omega_{\text{ЛВ}}$	$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$	$\omega_{\text{ГВ}}$
503-504(1), 501-503, AT1	0	1	0	3	0	23
AT2, 502-503, 503-504(2), D(AT1,501-503,503-504(1))	9,7	1	1	2	6	15
AT2, 502-503, 503-504(2), 503-504(1), 501-503, AT1	17,8	1	0	1	0	7
503-504(1)	0	1	0	0	0	1
AT2, 502-503, 503-504(2), 503-504(1), D(AT1,501-503)	9,7	1	0	0	1	2
D(AT1,501-503,503-504(1))	0	1	0	0	0	1
AT1	0	30,2	0	1	0	6
501-503	0	30,2	0	1	0	6
503-504(1)	0	30,2	0	1	0	7
503-504(2)	0	30,2	0	1	0	6
502-503	9,7	30,2	1	0	5	1
D(AT1,501-503,503-504(1))	0	30,2	0	1	0	7
AT2	0	30,2	0	1	0	6
503-504(1), AT1	0	30,2	0	0	0	1
503-504(1), 501-503	0	30,2	0	0	0	1
503-504(2), 503-504(1)	0	30,2	0	0	0	1
502-503, 503-504(1)	9,7	30,2	0	0	1	0
503-504(1), D(AT1,501-503)	0	30,2	0	0	0	2
AT2, 503-504(1)	0	30,2	0	0	0	1
AT1, D(501-503,503-504(1))	0	30,2	0	0	0	1
501-503, D(AT1,503-504(1))	0	30,2	0	0	0	1
503-504(2), D(AT1,501-503,503-504(1)), D(502-503,AT2)	9,7	30,2	0	0	0	1
502-503, D(AT1,501-503,503-504(1)), D(503-504(2),AT2)	9,7	30,2	0	0	1	0
AT2, D(AT1,501-503,503-504(1)), D(503-504(2),502-503)	0	30,2	0	0	0	1

Ймовірність відключення певного приєднання визначається як сукупність ймовірностей окремих подій, які можуть призвести до цього відключення.

Щоб здійснити розрахунок збитків від недопостачання електроенергії (формула 5.2), необхідно визначити річний обсяг споживання електроенергії (5.3), а також обсяг недопоставленої електроенергії (5.4).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 695$ грн./кВт·год.).

$$M_{зБ} = y_0 \cdot \sum_j K \sum_{i=1}^n w_i \cdot P_i \cdot T_i \quad (3.6)$$

$$W_{PIK} = P_{НБ} \cdot T_{НБ} \quad (3.7)$$

$$\Delta W_{нд} = \sum_j K \sum_{i=1}^n w_i \cdot P_i \cdot T_i \quad (3.8)$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W _{рік} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	Мзб, тис. грн
130650	7,152	4970,656

3.4 Визначення оптимального місця приєднання та потужності батареї статичних конденсаторів

У будь-який момент часу джерела централізованого електроживлення мають забезпечувати подачу такої кількості електроенергії в мережу, яка відповідає загальному споживанню всіма споживачами з урахуванням втрат, що виникають під час її транспортування. Відповідно до цього, для вузлів 501, 502, 503 та 504, за умови сталої частоти $f = f_{ном}$ рівняння балансу активних потужностей набуває наступного вигляду:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{ні} + \Delta P_M - P_{ГПУ}; \quad (3.9)$$

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 14.8 + 0.05 \cdot (14.8 - 4.4) - 4.4 = 9.44 \text{ (МВт)}.$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції; $\Sigma P_{\text{ні}}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_{\text{М}} = 0.05 \cdot (\Sigma P_{\text{ні}} - P_{\text{ГПУ}})$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від сумарного навантаження за виключенням місцевого генерування, що приєднане на низькій стороні споживальних підстанцій; $K = 0.9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

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

$$S_{\Gamma} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos(\varphi_{\Gamma})}; \quad (3.10)$$

$$S_{\Gamma} = \frac{9.44}{0.95} = 9.937 \text{ (МВА)};$$

$$Q_{\Gamma} = \sqrt{S_{\Gamma}^2 - P_{\Gamma}^2}; \quad (3.11)$$

$$Q_{\Gamma} = \sqrt{9.937^2 - 9.44^2} = 3.103 \text{ (МВар)}.$$

де $\varphi_{\Gamma} = 0.95$ – бажаний коефіцієнт потужності на шинах живлячих підстанцій виходячи з економічності експлуатації.

Загальний обсяг реактивної потужності, що споживається в межах району, розраховується як сума реактивних навантажень у кожному з окремих пунктів з урахуванням коефіцієнта одночасності, який для реактивних навантажень приймається приблизно рівним 0,95.

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l. \quad (3.12)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП 3-504 .

$$Q_{\text{ЛЕП5-501}} = 112.89^2 \cdot (2.81 \cdot 10^{-6} \cdot 27.60) = 0.988 \text{ (МВар)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0.988 + 0.47 + 0.644 + 0.633 + 0.418 = 3.154 \text{ (МВар)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0.95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Hi}}; \quad (3.13)$$

$$Q_{\text{СП}} = 0.95 \cdot 7.22 = 6.859 \text{ (МВар)};$$

$$S_{\text{ГПУ}} = \frac{P_{\text{ГПУ}}}{\cos(\varphi_{\text{ГПУ}})}; \quad (3.14)$$

$$S_{\text{ГПУ}} = \frac{4.4}{0.8} = 5.5 \text{ (МВА)}.;$$

$$Q_{\text{ГПУ}} = \sqrt{S_{\text{ГПУ}}^2 - P_{\text{ГПУ}}^2}; \quad (3.15)$$

$$Q_{\text{ГПУ}} = \sqrt{5.5^2 - 4.4^2} = 3.3 \text{ (МВар)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП.ТР}} = 0.1 \cdot (Q_{\text{СП}} - Q_{\text{ГПУ}}); \quad (3.16)$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП.ТР}} = 0.1 \cdot (6.859 - 3.3) = 0.356 \text{ (МВар)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = Q_{\text{СП}} + \Delta Q_{\text{ЛЕП.ТР}} - Q_{\text{Г}} - Q_{\text{ГПУ}} - \sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}}; \quad (3.17)$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 6.859 + 0.356 - 3.103 - 3.3 - 3.154 = -2.342 \text{ (МВар)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 6.859 Мвар із потужністю, що поступає від централізованих джерел постачання 3.103 Мвар та від газопоршневої установки 3.3 Мвар, можна зробити висновок про не доцільність встановлення компенсуючого пристрою.

4 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Розрахунок сталого режиму функціонування електричної мережі (ЕМ) виконується із застосуванням програмного забезпечення "Втрати RVM – High". Цей програмний продукт дає змогу, використовуючи вхідні дані щодо ліній (зокрема їх довжину та тип проводу) й вузлів (рівень напруги, наявність трансформаторів, їхні типи та кількість), здійснити моделювання усталеного режиму електромережі напругою 110/35/10 кВ.

4.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Ключовими результатами, отриманими за допомогою зазначеного програмного забезпечення, є втрати потужності та електроенергії в заданій електромережі. Окрім цього, програма також здійснює розрахунок сталого режиму мережі, надаючи дані щодо напруг у вузлах та струмів у відповідних вітках.

Результати моделювання сталого режиму електричної мережі напругою 110/35/10 кВ подані у трьох таблицях: перша містить загальні показники втрат електроенергії, друга — дані по вітках, а третя — по вузлах.

У подальшому виконуються розрахунки для різних режимів роботи мережі: максимального (сталого), мінімального навантаження та післяаварійного. У випадку максимального навантаження напруга у балансуєчих вузлах приймається на рівні 115 кВ.

Мінімальний режим характеризується найменшим обсягом споживаної електроенергії, при цьому напруга у балансуєчих точках вважається рівною 110 кВ.

Післяаварійний режим передбачає функціонування енергосистеми з можливістю контрольованого обмеження навантаження окремих споживачів для забезпечення стабільності, якості та надійності електропостачання решти

підключених споживачів. У цьому режимі напруга в балансуючих вузлах встановлюється на рівні 121 кВ.

Проведений аналіз підтверджує, що у всіх вузлах мережі рівень напруги знаходиться в межах допустимих значень, тобто не виходить за межі $\pm 10\%$ від номінальної напруги.

4.2. Регулювання напруги у мережі

Для ефективного функціонування споживачів необхідно, щоб частота та напруга відповідали нормованим значенням, оскільки ці параметри є основними критеріями якості електроенергії. Головним завданням щодо стабілізації напруги у живильних мережах є забезпечення відповідності показників якості електропостачання встановленим стандартам.

У розподільчих мережах напругою 10 кВ регулювання здійснюється безпосередньо у центрах живлення за допомогою трансформаторів, оснащених пристроями РПН (регулювання під навантаженням). Метою такого регулювання є підтримання допустимих відхилень напруги на шинах вторинної сторони підстанцій у межах нормативів.

Значення напруг у вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН (табл. 4.1).

Таблиця 4.1 – Значення напруги в нових вузлах на стороні 110кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	112.75	110.02	115.12
502	111.45	109.73	115.08
503	112.43	110.22	115.33
504	112.79	110.59	115.69

Таблиця 4.2 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	10.61	10.4	10.84
502	10.81	10.74	11.18
503	10.6	10.54	10.88
504	11.11	10.9	11.38

Рівень напруги на шинах високої напруги залежить від параметрів вже існуючої електричної мережі та визначається за результатами моделювання режиму з максимально можливими навантаженнями.

Фактичне значення напруги у конкретному вузлі:

$$U_{HH} = \frac{U_{BH} - \Delta U'_T}{K_T} = \frac{\Delta U'_T}{K_T} \quad (4.1)$$

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

$$\Delta U'_T = \frac{P_H \cdot R_T + (Q_H - Q_{KY}) \cdot X_T}{U_{BH}} \quad (4.2)$$

де U_{BH} – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі; P_H , Q_H – активна і реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Необхідний коефіцієнт трансформації визначається з умови забезпечення на низьковольтній стороні трансформаторної підстанції заданого рівня напруги U_{HH6} , який приймається рівним 10,5 кВ для компенсації падіння напруги в мережах з напругою 10 кВ.

$$K_{T6} = \frac{U_{BH}}{U_{HH6}} . \quad (4.3)$$

Далі визначаємо фактичний коефіцієнт трансформації трансформатора й номер відпайки, спираючись на діапазон регулювання та номінальний коефіцієнт трансформації обраних трансформаторів. Усі трансформатори, застосовані в мережі, мають напругу високовольтної сторони 115 кВ, а низьковольтної – 10,5 кВ, із межами регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$.

Обчислення реального коефіцієнта трансформації здійснюється за формулою:

$$K_{Td} = \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (4.4)$$

З урахуванням діапазону регулювання кожен подальший фактичний коефіцієнт трансформації, що відповідає черговому номеру відпайки, буде результатом множення обчисленого коефіцієнта трансформації K_{Td} за формулою (4.4) на відносну кількість активних витків, яка відповідає цьому номеру відпайки. За формулою (4.2) визначимо втрати напруги в трансформаторах, приведені до високовольтної сторони для підстанції 501.

$$\Delta U_{T501} = \frac{((4.40) \cdot (14.7 / 2)) + (1.45) \cdot (220 / 2)}{112.75} = 1.70 \text{ (кВ)} .$$

За (4.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{112.75 - 1.70}{10.5} = 10.58 .$$

Ближчий за табл. 4.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T501d} = 10.611$, що відповідає 8 відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховується за формулою (4.1).

$$U_{\text{НН501д}} = \frac{112.75 - 1.70}{10.611} = 10.47 \text{ (кВ)}.$$

Таблиця 4.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

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

Подібні обчислення проводимо для всіх інших нових вузлів споживання схеми та вносимо результати до таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації
501	1.70	10.58	10.47	8	10.611
502	3.11	10.32	10.52	10	10.298
503	1.50	10.56	10.45	8	10.611
504	-3.57	11.08	10.50	5	11.082

Після впровадження заходів із регулювання напруги на споживчих підстанціях здійснено розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та встановлення потрібних коефіцієнтів трансформації для підстанцій 501, 502, 503, 504. За результатами розрахунків встановлено, що рівень напруги у вузлах відповідає діапазону $\pm 10\%$ від номінального значення, що відповідає стандартам якості електроенергії.

5 ОСОБЛИВОСТІ МОНТАЖУ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

5.1 Класифікація ліній електропередачі

Лінія електропередачі повітряного типу (ЛЕП) — це споруда, створена для транспортування чи розподілу електроенергії через проведення, розташовані просто неба й закріплені за допомогою ізоляційних елементів та арматури на траверсах опор, а також на кронштейнах чи стоянках, встановлених на інженерних об'єктах, таких як мости чи шляхопроводи. без того, ПЛ застосовується для передачі даних через високочастотні канали (ВЧ-зв'язок) та волоконно-оптичні лінії (ВОЛЗ). Вони забезпечують диспетчерське керування, передачу телеметрії, сигналів для релейного захисту й автоматики, що запобігає аваріям.

Склад ПЛ:

- Траверси
- Ізолятори
- Дроти
- Арматура
- Опори
- Секціонуючі пристрої
- Грозозахисні троси
- Розрядники, обмежувачі перенапруги
- Заземлення
- Волоконно-оптичні лінії зв'язку (у вигляді окремих кабелів, самонесучих, або вбудованих в грозозахисний трос, силовий дріт)
- Допоміжне устаткування для потреб експлуатації (апаратура високочастотного зв'язку, ємнісного відбору потужності та ін.

За родом струму:

- ПЛ постійного струму

• ПЛ змінного струму

Здебільшого повітряні лінії (ПЛ) застосовуються для транспортування змінного струму, але в окремих ситуаціях (наприклад, для об'єднання енергосистем, живлення контактних мереж тощо) вибирається лінія постійного струму.

Для ліній змінного струму встановлено таку градацію класів напруги: змінний струм — 0,4, 6, 10, (20), 35, 110, 150, 220, 330, 400 (Хмельницька АЕС — Жевуш), 500, 750 кВ; постійний струм — 150, 400, 800 кВ.

За призначенням:

- Наддалекі ПЛ із напругою 500 кВ та вище (використовуються для з'єднання окремих енергосистем).
- Магістральні ПЛ із напругою 220 і 330 кВ (служать для передачі енергії від великих електростанцій, об'єднання енергосистем, а також зв'язку електростанцій у внутрішніх системах, наприклад, сполучаючи електростанції з пунктами розподілу).
- Розподільні ПЛ із напругою 35, 110, 150 кВ (призначені для електропостачання підприємствам і населеним пунктам великих територій, з'єднуючи розподільні пункти зі споживачами).
- ПЛ із напругою 20 кВ і нижче (підводять електроенергію до кінцевих споживачів).
- ПЛ до 1000 В (лінії низького класу напруги).
- ПЛ вище 1000 В.
- ПЛ 1–35 кВ (лінії середнього класу напруги).
- ПЛ 110–220 кВ (лінії високого класу напруги).
- ПЛ 330–500 кВ (лінії надвисокого класу напруги).
- ПЛ 750 кВ і вище (лінії ультрависокого класу напруги).

Ці категорії значно відрізняються, переважно через вимоги до розрахункових умов і конструктивних особливостей.

За режимом роботи нейтралей в електроустановках:

- Трифазні мережі з ізольованими (незаземленими) нейтраллями (нейтраль не підключена до заземлення або з'єднана через пристрої з високою опорою). В Україні цей режим використовується в мережах 3–35 кВ із малими струмами однофазного замикання на землю.

- Трифазні мережі з компенсованими (резонансно-заземленими) нейтраллями (нейтраль з'єднана із заземленням через індуктивний елемент). В Україні використовуються в мережах 3–35 кВ із великими струмами однофазного замикання на землю.

- Трифазні мережі з ефективними заземленими нейтраллями (у мережах високої та надвисокої напруги нейтралі з'єднані із землею напругу або через низький активний опір).

- Мережі з глухозаземленою нейтраллю (нейтраль трансформатора чи генератора підключена до заземлення напругу або через незначний опір). До них належать мережі з напругою до 1 кВ, а також мережі 220 кВ і вище.

За режимом роботи залежно від механічного стану:

- ПЛ у нормальному режимі (дроти й троси цілі, без обривів).
- ПЛ в аварійному режимі (при частковому або повному обриві дротів чи тросів).
- ПЛ у монтажному режимі (під час встановлення опор, дротів чи тросів).

Основні елементи ПЛ:

- Траса — розташування осі ПЛ на поверхні землі.
- Пікети (ПК) — сегменти, на які поділена траса; довжина пікету залежить від номінальної напруги ПЛ та типу місцевості.
- Нульовий пікетний знак позначає початок траси.
- Центральний знак на трасі, що будується, вказує місце розташування центру опори.
- Виробничий пікетаж — розміщення пікетних і центральних знаків на трасі відповідно до відомості розміщення опори.

- Фундамент опори — конструкція, занурена на підставі або спирається на нього, що передає навантаження від опор, ізоляторів, дротів (тросів) і зовнішніх факторів (вітер, ожеледь).
- Основа фундаменту — обґрунтування у нижній частині котловану, яке сприймає навантаження.
- Прогін — відстань між центрами двох сусідніх опор, де підвішені дроти. Розрізняють проміжний прогін (між проміжними опорами), анкерний прогін (між анкерними опорами) і перехідний прогін (перетинає споруди чи природні перешкоди, як-от річки чи яри).
- Кут повороту лінії — кут α між напрямками траси ПЛ у сусідніх прогонах (до та після повороту).
- Стріла провисання — вертикальне відстань від найнижчої точки проводу в прогоні до уявної прямої, що з'єднує точку його кріплення на опорах.
- Габарит проводу — вертикальна відстань від проводу в прогоні до об'єктів, що перетинаються трасою (інженерні споруди, поверхня землі чи води).
- Шлейф (петля) — відрізок проводу, який з цим на анкерній опорі натягнутий проводить сусідніх анкерних прогонів.

Кабельні лінії електропередачі:

Кабельна лінія (КЛ) — лінія для передачі електроенергії або окремих її імпульсів, що складається з одного чи кількох паралельних кабелів із муфтами (сполучними, стопорними, кінцевими) та кріпильними елементами. Для маслonaповнених ліній додатково включаються підживлювальні апарати та система сигналізації тиску оливи.

5.2 Класифікація типових уніфікованих металевих конструкцій ЛЕП

За призначенням:

- Проміжні опори ЛЕП розміщують на прямих ділянках високовольтних ліній, призначених для підтримки дротів і тросів, витримуючи навантаження,

спрямовані перпендикулярно до траси. зазвичай вони становлять 80–90% від загальної кількості опор у лінії.

- Анкерні опори ЛЕП встановлюють на прямих ділянках у місцях перетину інженерних споруд чи природних перешкод для обмеження анкерного прольоту, а також там, де змінюється кількість, марки чи перерізи дротів. Анкерна конструкція сприймає навантаження від різниці натягу дротів і тросів уздовж лінії. такі опори вирізняються підвищеною міцністю.

- Кутові опори ЛЕП потрібні у місцях повороту траси високовольтної лінії, сприймаючи сумарне навантаження від натягу дротів і тросів сусідніх прогонів. Для малих кутів повороту (до 30°) застосовують кутові проміжні опори. При кутах понад 30° потрібні анкерно-кутові опори з міцнішою конструкцією та анкерним кріпленням дротів.

- Кінцеві опори ЛЕП, що є різновидом анкерних, встановлюють на початку та в кінці лінії електропередачі. Вони розраховані на одностороннє навантаження від натягу всіх дротів і тросів.

- Спеціальні опори: транспозиційні — для зміни розміщення дротів на опорах ВЛ; перехідні — для перетину лінією інженерних споруд чи природних перешкод; відгалужувальні — для створення відгалужень від магістральної лінії; противітрові — для підвищення механічної стійкості ділянки ЛЕП; перехресні — для перетину лінії електропередачі різних напрямків.

По конструкції:

- Опори ВЛ з відтяжками
- Вільностоячі
- Підвищені та знижені

За кількістю ланцюгів:

- Одноланцюгові
- Дволанцюгові
- Багатоланцюгові багатогранні опори ПЛ 110 кВ

5.3 Типи багатогранних опор ПЛ 220 кВ

Для ПЛ 220 кВ створюють чотири типи одноланцюгових анкерно-кутових опор: кінцеву, анкерну, кутову анкерну для повороту траси до 60° , а також кутову анкерну для повороту до 20° .

Одноланцюгові анкерно-кутові опори конструюють на базі однієї стійки. Їхня конструкція дозволяє монтувати фундамент за допомогою фланців, розташованих на нижніх секціях опори. Розробка одноланцюгових проміжних опор для ПЛ 220 кВ на основі сталевих багатогранних стійок може виконуватися в трьох варіантах. Перший варіант передбачає класичне розміщення дротів: один дріт у верхній частині опори, два інших — на 6,0 м нижче. Такі опори рекомендуються для використання в типових умовах місцевості, як-от поля чи степи. Другий варіант проміжної опори має одностороннє розташування дротів і призначений для складних умов, наприклад, лісових масивів чи обмеженого простору. Третій варіант оснащений багатогранними траверсами і розроблений для міських умов, із можливістю обслуговування опори за допомогою телескопічних вишок. Усі опори встановлюються на фундамент із сталеві труби, що з'єднується з нижньою секцією опори через фланці.

На опорах передбачено підвішування дротів марок АС-300/39 та АС-400/51. Як грозозахисний трос використовує канат ТК11.

5.4 Експлуатація та обслуговування повітряних ліній

Експлуатація повітряних ліній електропередачі (ПЛ) має включати технічне обслуговування, ремонтні роботи та аварійно-відновлювальні заходи, спрямовані на забезпечення стабільної та надійної роботи лінії.

Під час підготовки технічного завдання для проектування ПЛ (будівництво, капітальний ремонт чи модернізація) замовник зобов'язаний

надати проектній організації відомості про реальні умови в зоні проходження траси ПЛ і вимагати їх врахування в проектній документації.

При будівництві або модернізації ПЛ замовник має організувати технічний нагляд за будівельно-монтажними роботами, перевіряючи їх відповідність підтвердженій документації. Особливу увагу слід приділити якості виконання захищених робіт, дотриманню вимог погодженої та затвердженої проектної документації відповідно до “Положення про порядок надання дозволу на виконання будівельних робіт”, ДБН А.2.2-3 “Проектування. Склад, порядок розроблення, погодження та затвердження проектної документації для будівництва” та ДБН А.3.1-5 “Управління, організація і технологія. Організація будівельного виробництва”. Введення ПЛ в експлуатацію з порушенням встановлених норм неприпуску.

Прийняття ПЛ в експлуатацію завершених об'єктів будівництва відповідно до ДБН А.3.1-3 "Управління, організація і технологія. Прийняття в експлуатацію завершених будівельних об'єктів. Основні положення" та чинних галузевих норм щодо введення в експлуатацію завершених будівельних об'єктів електромереж, зокрема повітряних ліній.

Технічне обслуговування ПЛ здійснюється для підтримання їхньої працездатності та запобігання передчасному виносу елементів шляхом виконання профілактичних перевірок, вимірювань, а також усунення виявлених пошкоджень і несправностей.

Капітальний ремонт ПЛ передбачає комплекс заходів для відновлення або підтримання початкових експлуатаційних характеристик лінії. Це досягається ремонтом зношених елементів, їх заміною на більш надійні й економічні, що сприяє покращенню експлуатації властивостей ПЛ.

Обсяг і періодичність робіт із технічного обслуговування та капітального ремонту випускаються такими нормативними документами:

- ГКД 34.20.502 «Повітряні лінії електропередачі напругою 35 кВ і вище. Інструкція з експлуатації»;

- ГКД 34.21.661 “Перелік робіт з технічного обслуговування електричних мереж напругою 220–750 кВ і норми періодичності їх капітального ремонту”.

Додатково слід виконати спеціальні умови використання конкретних ПЛ.

Аварійно-відновні роботи на ПЛ необхідно проводити невідкладно після виникнення аварійної ситуації.

Для підвищення надійності електропостачання технічне обслуговування та ремонт ПЛ доцільно працювати без відключення лінії (під напругою) або з відключенням лише однієї фази (пофазний ремонт). Для цього слід розробити технологічні карти й інструкції, забезпечити підготовку персоналу та оснастити його захисними засобами й спеціальним обладнанням. Безпека під час таких робіт є пріоритетом. Ремонт і обслуговування з повним відключенням лінії слід виконувати комплексно, коли одна або кілька бригад одночасно містять весь обсяг робіт, що мізують час простою лінією.

Технічне обслуговування, ремонт та аварійно-відновні роботи на ПЛ мають проводитися із застосуванням спеціалізованих машин, механізмів, транспортних засобів, такелажу, інструментів і пристосувань.

Засоби механізації повинні бути укомплектовані відповідно до нормативів і розміщені на ремонтно-виробничих базах (РВБ) та ремонтно-експлуатаційних пунктах (РЕП). Для аварійно-відновних робіт також необхідно мати аварійні запаси матеріалів і оснащення.

Бригади, що працюють на ПЛ, мають бути забезпечені послугами зв'язку з РВБ, РЕП і диспетчерськими пунктами.

Для зберігання даних про ПЛ, оперативного доступу до інформації, діагностики стану ліній, а також коригування тривалості й обсягу профілактичних і капітальних ремонтів доцільно оснащати експлуатаційні підрозділи персональних комп'ютерів із відповідним програмним забезпеченням.

Для забезпечення належної експлуатації ПЛ необхідно дотримуватися правил охорони електричних мереж та умов виконання робіт в охоронних зонах.

Керівництво організації, яка експлуатує електромережі, має забезпечити:

- передачу місцевій владі, керівникам сільськогосподарських і лісових господарств, транспортних організацій, власникам земель, через які проходять ПЛ, а також керівникам підприємств та установ місцевих охоронних зон повідомляє про вимоги охорони електромереж та умов виконання робіт у цих зонах;
- інформування населення через ЗМІ, навчальні заклади й громадські організації про небезпеку, пов'язану з ПЛ, та збитки від їх відключення;
- замовлення у видавництвах і телерадіокомпаніях плакатів, кіно-, теле- й відеоматеріалів про дотримання відповідних вимог;
- контроль за збереженням плакатів, сигнальних знаків, світлових огорож на ПЛ і в місцях перетину ліній із дорогами, судноплавними каналами та водами.

Роботи в охоронних зонах, які порушують правила охорони електромереж, мають бути зупинені, а особи, які їх порушили, притягнути до відповідальності відповідно до законодавства.

Уздовж ПЛ, що проходять через ліси чи зелені насадження, слід підтримувати просіки заданої ширини, періодично обрізаючи дерева та кущі. Вирубка багаторічних насаджень дозволяється лише після отримання лісорубного квітка відповідно до законодавства. Роботи з усунення аварійних ситуацій можна проводити без попереднього дозволу, але з обов'язковим повідомленням про їх виконання.

ПЛ з напругою 10 та 20 кВ із самонесучими ізолюваними проводами мають меншу відстань між проводами, що зменшує ширину необхідної просіки. Для ПЛ до 1000 В із такими проводами просіки не потрібні, а відстань від проводів до дерев чи насаджень не нормуються. Вирубують лише окремі дерева, що загрожують ізолюваним проводам.

Трасу ПЛ необхідно утримувати в пожежно-безпечному стані відповідно до правил охорони електромереж і ПУЕ. На ділянках ПЛ із сильним забрудненням ізоляції слід провести її очищення (обмивання) або замінити

забрудненням ізоляторів. У зонах, де ізоляція забруднюється птахами, або в місцях їх масового гніздування необхідно встановлювати пристрої, які запобігають сиданню птахів над гірляндами або відлякують їх.

У прогонах, де ПЛ перетинаються з іншими лініями (включно з ПЛ із самонесучими ізольованими проводами чи лініями зв'язку), кількість з'єднаних проводів і тросів збільшується за ПУЕ.

Для захисту ПЛ від зовнішніх впливів організація, що функціонує електромережі, має забезпечити справність:

- сигнальних знаків на перетинах ПЛ із судноплавними річками, каналами, озерами чи водами, погоджених із басейновими управліннями водних шляхів;
- сигнального освітлення та денного маркування опор ПЛ на приаеродромних територіях і повітряних трасах відповідно до законодавства про використання повітряного простору України.

Встановлення захисних знаків визначає організації, які відповідають за об'єкти, через які проходять ПЛ.

Під час експлуатації ПЛ необхідно перевірити справність дорожніх знаків, що обмежують габарити на перетинах ПЛ з автомобільними дорогами, а також знаків, що забороняють зупинку транспорту в охоронних зонах ПЛ напругою 330 кВ і вище. Обслуговування таких знаків забезпечують організації, що управляють дорогами.

Якщо ПЛ з напругою 220 кВ і вище проходять паралельно інші лінії на відстані понад 2 км, необхідно оцінити рівень взаємного впливу та розробити заходи для запобігання негативним ефектам на пристрої захисту, автоматики, комутаційні апарати та рівні комутаційних перенапруг.

Експлуатація ПЛ передбачає проведення остаточних і позачергових оглядів. Графік детальних оглядів підтверджує технічний керівник енергооб'єкта чи організації, що експлуатує електромережі. Періодичність оглядів становить не рідше одного разу на рік по всій тривалості ПЛ. Інженерно-технічний персонал проводить вибіркові огляди, охоплюючи

ділянки, що потребують капітального ремонту. За потреби, за рішенням технічного керівника, огляди можуть проводитися вночі.

Верхові огляди з перевіркою стану проводів і тросів у затискачах та дистанційних розпірках на ПЛ 35 кВ і вище (або їхніх ділянках) із терміном служби 20 років і більше, у зонах сильного забруднення чи на відкритій місцевості виглядає не рідше ніж раз на 5 років; на інших ПЛ 35 кВ і вище — не рідше ніж раз на 10 років. Для ПЛ 0,4–20 кВ верхові огляди результати за потреби.

Обстеження конструкції ПЛ здійснюється із часом, визначеним технічним керівником електромереж, з урахуванням результатів оглядів, профілактичних перевірок і впливу навколишнього середовища на трасі ПЛ.

Позачергові огляди ПЛ або їхніх ділянок необхідно проводити:

- при закритті ожеледі на проводах і тросах;
- під час коливань (“танцювання”) проводів чи тросів;
- у періоди льодоходу, повеней, лісових чи степових пожеж, а також інших стихійних явищ;
- після відключення ПЛ захистами без успішного автоматичного повторного включення (АПВ), а за успішного АПВ — за потреби.

На ПЛ забезпечуються такі профілактичні перевірки та вимірювання:

- стану траси, стрілки провисання проводів і тросів, відстаней від проводів до об'єктів;
- перевірку стану опори;
- оцінку міцності вітрових зв'язків опори;
- вибірккову перевірку фундаментів опор;
- контроль стану антикорозійного покриття опор;
- виявлення корозійних пошкоджень металевих елементів опор;
- огляд залізобетонних опор при наявності тріщин, раковин чи відшарувань;
- перевірку тросових відтяжок (на корозію, натяг, закріплення в підставі);
- контроль лінійної ізоляції (крім ПЛ до 1000 В);

- перевірку лінійної арматури, проводів і тросів;
- огляд болтових з'єднань проводів і тросів;
- перевірку заземлювальних пристроїв і вимірювання їх опори;
- контроль стану обмежувачів перенапруги, розрядників і захисних проміжків.

Для ПЛ, що перетинають водні об'єкти, перевіряють стан надводної та підводної частин фундаменту.

На ПЛ 110–330 кВ із волоконно-оптичним кабелем у грозозахисному тросі (ОКГТ) додатково контролюють:

- відстань від ОКГТ до проводів;
- стан заземлювальних спусків арматури ОКГТ;
- відсутність пошкодження кабелю в місцях кріплення затискачів.

Для ПЛ із самонесучими ізолюваними проводами виконують:

- перевірку стану ізоляції проводів;
- контроль підтримуючих затискачів;
- перевірку наявності та стану захисних кожухів на з'єднувальних і відпалюючих затискачах для ПЛ до 1000 В;
- вимірювання опору ізоляції для ПЛ до 1000 В.

Вимірювання опору петлі “фаза-нуль” на ПЛ до 1000 В вирішується під час прийняття в експлуатацію, а також при підключенні нових споживачів або робіт, які можуть змінити цей опір.

Під час прийняття ПЛ в експлуатацію всі з'єднання проводів і тросиків перевіряють видимо та на відповідність геометричним розмірам.

Результати перевірок і вимірювань формують протоколами. Виявлені дефекти, які потребують негайного усунення, заносяться до журналу дефектів або, за наявності автоматизованих систем, до відповідних баз даних. На основі аналізу дефектів терміни їх усунення.

Для виявлення дефектів фарфорових ізоляторів і контактних з'єднань під напругою рекомендують використовувати портативні тепловізори. Контроль лінійної ізоляції відбувається не раніше ніж через 5–6 годин після подачі

напруги. Контроль контактних з'єднань забезпечується при завантаженні не менше 30–40% номінального.

Для нових ПЛ 6–35 кВ під час введення в експлуатацію перевіряють симетричність ємностей фаз. За потреби розробляють і впроваджують заходи для їх симетрування. Таку перевірку виконують також після робіт, які можуть порушити симетричність (модернізація, заміна чи перестановка конденсаторів зв'язку).

На ділянках ПЛ 330 кВ і вище, можливо перебування людей, вимірюють напруженість електричного поля для виявлення зони із напругою понад 5 кВ/м. Вимірювання відбувається на висоті 1,8 м від землі. У зонах із напруженістю вище 5 кВ/м вживають заходи для захисту від впливу електричного поля.

На ПЛ вище 1000 В зонах інтенсивного льодоутворення передбачають розтоплення ожеледі електричним струмом. При появі умов для льодоутворення контролюють процес і забезпечують службове ввімкнення пристроїв розтоплення ожеледі.

Інформацію про утворення ожеледі підтримують від місцевих підрозділів Держкомгідромету України, доповнюючи її даними метеопостів енергооб'єктів і спостереженнями в контрольних точках ПЛ. Розтоплення ожеледі на грозозахисних тросах із волоконно-оптичним кабелем не передбачається.

Капітальний ремонт ПЛ рекомендований за рішенням технічного керівника організації, що експлуатує електромережі, на основі оцінки технічного стану. Для ПЛ на дерев'яних опорах капітальний ремонт виконується не рідше ніж раз на 5 років, на металевих і залізобетонних опорах — не рідше ніж раз на 10 років. Ремонт окремих ділянок ПЛ планують з урахуванням міжремонтного періоду по всій лінії.

Роботи, виконані під час капітального ремонту, фіксують у журналі обліку робіт і вносять відповідні зміни до паспорта ПЛ. Конструктивні зміни опор, інших елементів ПЛ чи способу їх закріплення в обґрунтовані допускаються лише за наявності технічного обґрунтування, рішення проекту,

технічної документації та дозволу технічного керівника енергооб'єкта чи організації, що виконує електромережі.

Плани роботи, а також заходи з попередження та ліквідації аварій на ПЛ необхідно проводити з дотриманням правил охорони електричних мереж. Роботи на ПЛ, що проходять через сільськогосподарське угіддя, відповідають вимогам Земельного кодексу України.

Роботи із запобігання чи ліквідації пошкоджень у роботі ПЛ можна проводити в будь-який час року без погодження із землекористувачами, але з повідомленням про початок робіт протягом 10 днів. Після завершення таких робіт організація, яка експлуатує електромережі, має відновити земельні угіддя до стану, придатного для їх подальшого використання, і відшкодувати землекористувачам чи власникам землі завдані збитки.

Організації, що експлуатують ПЛ зі спільною підвіскою проводів, узгоджують терміни планових ремонтів. У випадку аварій ремонтні роботи виконуються із попереднім повідомленням іншої сторони (власника лінії чи проводів).

Для визначення місць пошкоджень на ПЛ 110 кВ і вище, а також міжфазних замикань на ПЛ 6–35 кВ, на електростанціях і підстанціях встановлюють пристрої фіксації пошкоджень місць. На ПЛ 6–35 кВ із відгалуженнями розміщують покажчики пошкоджених ділянок.

Організації, що експлуатують електромережі, мають бути обладнані портативними приладами для визначення місць замикання на землі на ПЛ 6–35 кВ.

5.5 Монтаж повітряних ліній електропередач

Технологічний процес монтажу повітряної лінії електропередачі (ПЛ) охоплює:

- Підготовчі роботи: огляд з районом траси, розбиття траси, вирубування просіка, копання котлованів під опори, підготовка виробничих, господарських і побутових приміщень.
- Основні будівельно-монтажні роботи: транспортування, складання і встановлення опор, доставка та монтаж ізоляторів, проводів і тросів.

5.5.1 Розбиття траси

Розбиття траси ПЛ — це комплекс заходів для визначення на місцевості проектної лінії та місця встановлення опори. Траса має бути спроектована так, щоб після спорудження були забезпечені: безперешкодний рух транспорту й пішоходів, зручність експлуатації та ремонт усіх елементів лінії. Відстані від опор і проводів ПЛ до підземних комунікацій і надземних споруд вказані нижче.

Розбиття траси починають із визначення напрямку першої прямолінійної ділянки за допомогою теодоліту. Далі по цьому напрямку встановлюють дві позначки: одну на початку ділянки, другу — на відстані 200–300 м (залежно від умов видимості). У місцях, передбачених проектом для опори, встановлюють тимчасові позначки, які перевіряють на відповідність створу лінії з кінцевих точок ділянки. Після цього тимчасові позначки замінюють пікетними знаками.

5.5.2 Зборка опор

Складання та монтаж опори включають: розкладання залізобетонних стійок або елементів сталевих опор, складання опори, встановлення її в проектне положення, вивірення та закріплення. Традиційне розкладання елементів опори відомо уздовж осі ПЛ. У деяких випадках, залежно від рельєфу місцевості чи умов підйомної опори у вертикальному положенні, розкладання й складання виконують перпендикулярно до осі траси. На схилах розкладання й складання опор забезпечує уздовж осі ПЛ, із траверсами, спрямованими в бік підйому шилу.

На ділянках, де ПЛ перетинає автомобільні чи залізничні дороги, річки, яри або лінії зв'язку, опори роз утворюють уздовж осі лінії, із траверсами та тросостійкою, спрямованими до об'єктів перетину. Відстань від центру опори до точки перетину має бути не меншою за 1,5 висоти опори. Ця відстань вимірюється: до бровки кювету для автодоріг; до проекту лінії зв'язку чи автоблокування для залізниці (за їхню увагу — до краю земного полотна); до бровки яру; до урізу води для річок; до проекту крайнього проводу для ліній зв'язку чи інших ПЛ.

Якщо ви під час огляду опори перед складанням пошкоджені пошкоджені елементи, складання забороняється до їх заміни чи виправлення.

5.5.3 Підйом і установка опор

Встановлення залізобетонних опор забезпечується за допомогою стріловидних кранів або кранів-установників опор типу КПЛЕП. Для підтягування стійок, за потреби, вибір трактора. Діаметр циліндричного пробуреного котловану не має перевищувати діаметр стійкості більше ніж на 25%. Якщо різниця більша, встановлюють верхній ригель. На проміжних опорах ригелі розміщують уздовж осі ПЛ.

Інтервал між використанням котловану та встановленим опорами не повинен перевищувати одне місце.

Для двостійкових і порталних залізобетонних опор установлення складу складу: спочатку монтують одну стійку, потім другу, після чого встановлюють траверси, верхні кінці хрестових зв'язків між стійками та закріплюють нижні кінці цих зв'язків.

Після підйому та розміщення вільностоячих опор у котлованому крані їх тимчасово фіксують відтяжками. Далі встановлюють нижні та верхні ригелі. Остаточне закріплення опори здійснюється шляхом зворотної засипки обґрунтовано із пошаровим трамбуванням пазух після вивірення опори.

5.5.4 Монтаж проводів і тросів

Для виконання основної операції монтажу проводів — їх навішування на опори — виконують підготовчі роботи, зокрема:

- транспортування барабанів із проводами до місця розкочування;
- постачання ізоляторів і арматури до пікетів для їхнього складання;
- встановлення якорів для проміжної анкеровки проводів (за потреби)

у довгих анкерних прогонах.

Розкочування, з'єднання та ремонт проводів повітряних ліній.

Розкочування барабанів із проводами використовують за допомогою транспортерів, розкочувальних візків або нерухомих пристроїв, на які через вал встановлюють барабани. Перевагу надають першому способу. Розкочування починають від анкерної опори на мінімальній швидкості, уникаючи волочіння проводів по землі. Останні 10–15 ударів барабана розмотують вручну в зворотному напрямку. Під час розкочування наступних барабанів залишають кінці довжиною 2–3 м від обох боків для з'єднання. Необхідно забезпечити синхронність роботи розкочувального пристрою та швидкість руху трактора.

Волочіння проводів і тросів допускається лише за умов, що неможливі їх пошкодження, наприклад, по трав'яному покриву, гладкому льоду чи неглибокому снігу. Для запобігання волочінню проводять під час проходження опори складають у розкочувальні ролики, підвищують на опори й продовжують розкочування до наступної опори. Під час процесу стежать за правильністю змотування проводу з барабана та перевіряють провід і трос на пошкодження. Виявлені дефекти позначають і усувають до підйому проводів на опорі.

Для пришвидшення робіт, залежно від конструкції опори, можна одночасно розкочувати кілька проводів. Розщеплені проводять одну фазу розкочують одночасно з розкочувальними візками, оснащеними двома чи трійкою барабанами. Порядок робіт при розкочуванні кількох проводів аналогічний розкочуванню одного.

У гірських умовах розкочування відбувається від низу до верху. На коротких ділянках, недоступних для трактора, виберіть допоміжний трос для протягування проводів і тросів вручну або за допомогою трактора з лебідкою. Діаметр троса лебідки вибирають залежно від кількості барабанів: 11 мм — для одного, до 15,5 мм — для двох, до 17 мм — для трьох.

Перешкоди на трасі, недоступні для тракторів чи машин, додають вручну або за допомогою трактора з лебідкою та допоміжним тросом, встановленими за межами перешкоди. Барабани з проводами розміщують біля останньої опори, що обмежує перешкоду, і забезпечує розкочування вручну по всій її довжині. Потім провід чи трос складають у монтажні ролики, підтягують на опори, а один кінець проводу, що сходить із барабана, прикріплюють до тягового каната трактора чи лебідки для витягування.

З'єднання сталевалюмінієвих проводів і грозозахисних тросів одночасно з їх розкочуванням.

З'єднання сталевалюмінієвих проводів перерізом до 185 мм² у прогонах допускається виконувати методом скручування з подальшим зварюванням кінців, а для проводів перерізом 240 мм² і вище в шлейфах анкерних опор — зварюванням кінців із наступним опресуванням алюмінієвих корпусів затискачів гідравлічними пресами.

Підготовка до з'єднання

Перед з'єднанням проводів необхідно підготувати проводи й арматуру: очистити від бруду, видалити оксид алюмінію та мастило з кінців, що з'єднуються. Підготовка забезпечується швидко, оскільки алюміній миттєво окислюється.

З'єднання проводів методом скручування. Підготовлені кінці проводів виводять внахлест із двох боків в овальний сполучний затискач типу СОАС. На виступаючі кінці розташовують бандажі та встановлюють затискач у пристосування: МИ-189А для проводів перерізом до 35 мм² або МИ-230А для проводів 50–185 мм². Кількість обертів має бути не менше чотирьох. Для проводів АС 185 між ними вставляють вкладиш.

З'єднання проводів опресуванням. Опресування ефективно поетапно:

Виправляють кінці проводів і складають перший бандаж. Обрізають кінці проводів. На відстані 115 мм від кінця для проводів АС 185/24 – АС 330/43 і 125 мм для АС 330/66 і вище (для АС 400/18 і АС 400/22 — 115 мм) складається другий бандаж. На відстані 5 мм від другого бандажа видаляють алюмінієві жили, уникаючи пошкодження сталевих осердя.

Сталевий кінець осердя промивають бензином.

На один кінець сталевих осердя надають сталевий затискач, а другий кінець приводять із протилежного боку так, щоб проводили між проводами першого осердя і виступали на 10–15 мм. Опресування сталевих осередку затискача здійснюється від середини до кінців, перекриваючи попереднє стискання щонайменше на 5 мм. На очищену алюмінієву частину проводу і осередку затискача насувають корпус затискача та опресовують від середини до кінця із перекриттям не менше 5 мм. З'єднання засобів за допомогою затискача САС.

З'єднання проводів у шлейфах. З'єднання в шлейфах описується петльовими перехідними затискачами типу ПАС або зварюванням термітним патроном. Кінці проводів опресовують лапками затискачів, а затискачі з'єднують болтами. Для переходу між широкими марками проводів у шлейфах анкерних опор застосовують петльові перехідні пресовані затискачі типу ПП. Опресування лапок забезпечує застосування типу МІ.

З'єднання грозозахисних тросів. Грозозахисні троси з'єднують сполучними затискачами типу СВС.

З'єднання вибухом. Метод із застосуванням енергії вибуху застосовують для опресування сполучних, шлейфових, натяжних, відпалювальних і ремонтних затискачів для сталевих алюмінієвих проводів АС-240 – АС-500, АС-70/72, а також сталевих канатів грозозахисних тросів 3 50 і 3 70. раз. З'єднання вибухом може виконуватися на висоті за наявності дозволу на вибухові роботи. Підготовка проводів і монтаж затискачів аналогічного гідравлічного опресування. З'єднання вибухом виконуються відповідно до Технологічних правил для робіт із використанням енергії вибуху.

З'єднання зварюванням термітними патронами. Зварювання термітними патронами застосовують для з'єднання проводів у шлейфах анкерних опор. Використовують патрони двох типів:

ПАС : сталена трубка з термітною шашкою та алюмінієвим вкладишем, позначена червоною міткою.

ПА : трубка з термітною шашкою з вертикальним отвором і ковпачками чи втулками для зварювальних проводів.

З'єднання сталеоалюмінієвих проводів зварюванням відповідно до Типової інструкції зі зварювання неізолюваних проводів за допомогою термітних патронів.

5.5.5 Натягування і кріплення дроту

Після завершення робіт із розкочування й з'єднання дротів проводять їх підняття на опори для вивірення та остаточного фіксування. Натягування може виконуватися для кожного дроту окремо або одночасно для двох чи трьох дротів за допомогою зрівняльних блоків. За вертикального розміщення дротів їх монтаж розпочинають із верхніх, а якщо є грозозахисні троси, то спочатку встановлюють їх. У деяких випадках доцільно підіймати дроти разом із гірляндами ізоляторів та монтажними роликами. У таких ситуаціях попередньо здійснюють складання гірлянд ізоляторів.

Кількість ізоляторів у гірлянді, а також їхній тип визначаються залежно від напруги лінії, матеріалу опор, механічних навантажень і встановлюються проектною організацією. Ізолятори з тріщинами, сколами, подряпинами глазури чи неякісним оцинкуванням до складання не допускаються. Гірлянди збирають так, щоб їхні вершини були спрямовані в бік підйому. До верхнього ізолятора зібраної гірлянди кріплять сержку, а до нижнього — вушко.

У готову гірлянду монтують усі елементи арматури, крім натяжного або підтримувального затиску, який фіксується разом із дротом.

Усі замки ізоляторів установлюють так, щоб їхні замикаючі кінці були спрямовані вниз у натяжних гірляндах і в бік стійки опори в підтримувальних.

Підіймання монтажного підвісу разом із гірляндою ізоляторів, дротом і монтажним роликом здійснюють за допомогою спеціальних такелажних блоків, закріплених на траверсі опори поблизу місця підвісу гірлянди.

6 ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА ЗАПОБІГАННЯ АВАРІЙ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Лінії електропередач (ЛЕП) є ключовим елементом електроенергетичної інфраструктури, забезпечуючи передачу електроенергії від джерел генерації до споживачів. Однак їх експлуатація пов'язана з низкою викликів, спричинених як природними факторами (кліматичні зміни, екстремальні погодні умови), так і технічними аспектами (знос обладнання, перевантаження). Згідно з [12], 53% аварій на повітряних лініях електропередач пов'язані з екстремальними метеорологічними умовами, такими як ожеледь, сильний вітер чи температурні коливання. Це підкреслює необхідність розробки та впровадження ефективних заходів для підвищення надійності ЛЕП і запобігання аваріям. Особлива увага приділяється адаптації електроенергетичної інфраструктури до кліматичних змін, що є актуальним завданням у контексті глобальних викликів.

6.1 Фактори, що впливають на надійність експлуатації повітряних ліній електропередач

В умовах глобальних кліматичних змін, що дедалі частіше викликають екстремальні погодні явища, зокрема ожеледь, буревії, обмерзання та сильні пориви вітру, актуальність проблеми забезпечення надійної роботи повітряних ліній електропередач (ПЛЕП) стрімко зростає. Втрата енергопостачання через аварійні ситуації на ЛЕП спричиняє суттєві економічні збитки, порушення сталого функціонування критичної інфраструктури та створює ризики для безпеки населення. З огляду на це, необхідним є системний підхід до аналізу причин та факторів ризику, що призводять до аварій, а також розробка і впровадження комплексних технічних, організаційних і моніторингових заходів щодо запобігання надзвичайним ситуаціям.

Загалом, надійність повітряних ліній формується як сукупність параметрів, що характеризують технічний стан елементів конструкції, їх

стійкість до зовнішніх навантажень, здатність зберігати функціональність в умовах дії вітрових, ожеледних і температурних факторів. Проведене дослідження засвідчує, що найбільшою мірою впливу з боку несприятливих погодних умов зазнають проводи, грозозахисні троси, ізолятори та опори. Недоліки в проектуванні, використання застарілих матеріалів, недостатня увага до регіонального кліматичного районування — усе це сприяє збільшенню ймовірності виникнення аварій[12].

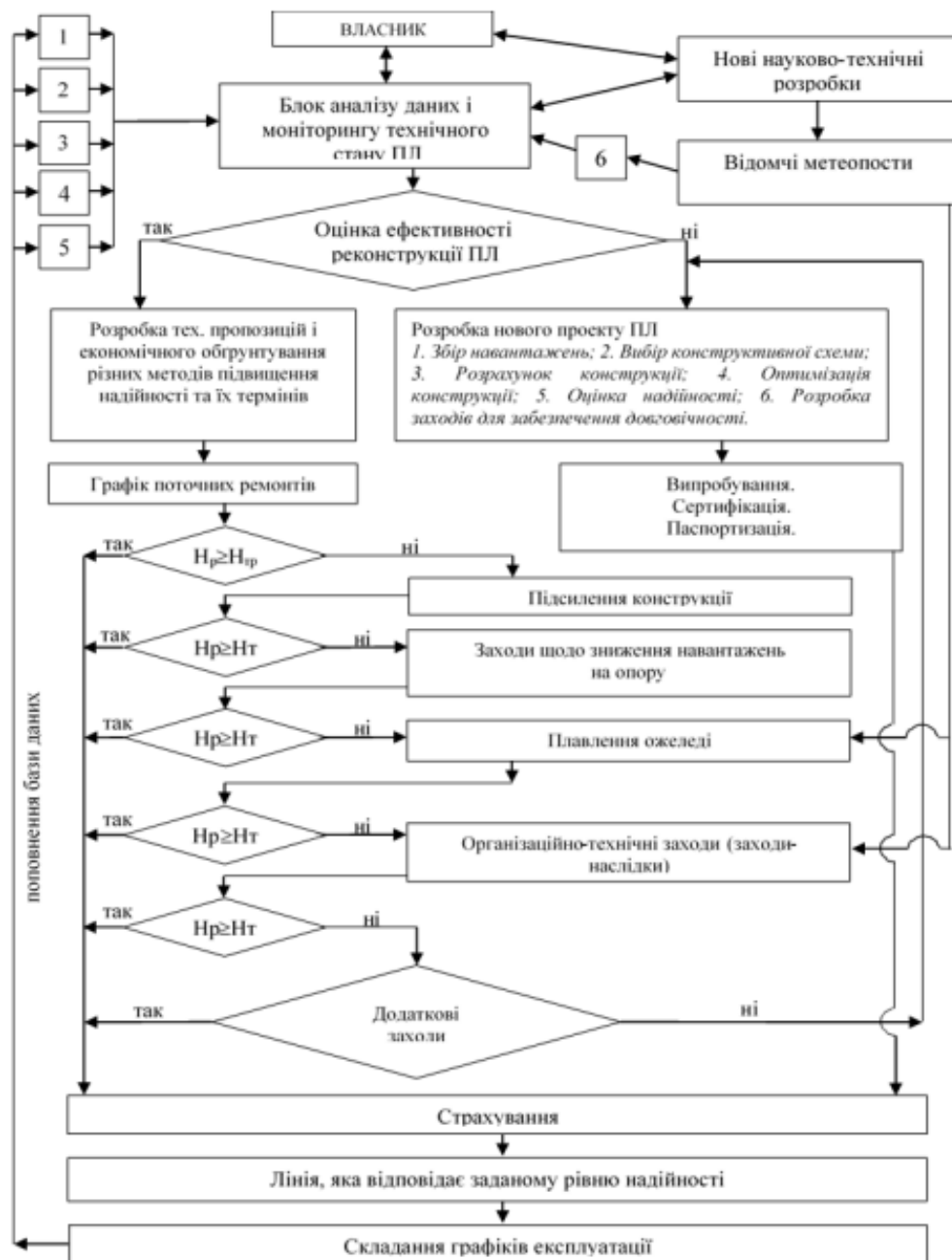


Рисунок 6.1 – Алгоритм оцінки стану ЛЕП

Для підвищення надійності ПЛЕП розроблено комплекс системних заходів (КСЗ), які умовно поділяються на кілька напрямків. Один з ключових напрямків — удосконалення конструкцій ЛЕП за рахунок уточнення кліматичних характеристик регіонів, у яких відбувається будівництво, та впровадження сучасних технічних рішень. Наприклад, важливим є застосування спеціалізованих проводів типу AERO-Z, конструкція яких передбачає підвищену стійкість до ожеледі та вітрових навантажень. Зовнішній шар такого проводу сформований з Z-подібних алюмінієвих дротів, що знижує аеродинамічний опір і мінімізує ефект галопування.

Конструктивно, проводи AERO-Z складаються з внутрішніх шарів круглих дротів і зовнішніх шарів Z-дротів, скручених з певним кроком. Це забезпечує водонепроникність, зменшення корозії, електричних втрат на корону на 10–15% та загальне підвищення механічної міцності. Випробування показали, що такі дроти мають високу стійкість до скручування і здатні до самоSTRUшення налиплого снігу, що значно зменшує ризик утворення ожеледі.

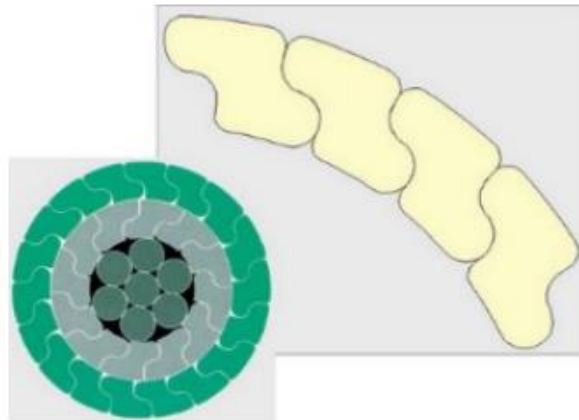


Рисунок 6.1 – Конструкція проводу AERO-Z

Не менш перспективним напрямком є впровадження багатогранних опор. Вони виготовляються зі сталевого листа, мають конічну форму та значно вищу міцність у порівнянні з залізобетонними або ґратчастими опорами. У випадках значного обмерзання навантажувальна здатність таких опор в 2–3 рази перевищує відповідні показники класичних ЗБО. Крім того, багатогранні опори

не схильні до «ефекту доміно» при аварійних ситуаціях, що ще більше підвищує їхню експлуатаційну надійність[12].

За результатами дослідження, застосування багатогранних опор дозволяє не лише підвищити надійність ПЛЕП, але й скоротити кількість необхідних опор на одиницю довжини траси, що у свою чергу зменшує витрати на будівництво і подальше обслуговування. Експлуатаційний ресурс таких конструкцій становить не менше 50 років, а з додатковим полімерним покриттям може сягати 75 років.

Ще одним важливим технічним рішенням є впровадження полімерних ізоляторів замість традиційних скляних або фарфорових. Полімерні ізолятори мають значно меншу масу, що знижує навантаження на опори, підвищують гнучкість конструкцій і стійкі до впливу забруднень, опадів та перепадів температур. Вони складаються зі склопластикового стрижня, захищеного силіконовою оболонкою, яка відзначається високими електричними властивостями, зокрема електричною міцністю не менше 17 кВ/см та стійкістю до трекінгу й ерозії щонайменше 4,5 кВ.

Під час експериментальних досліджень було проведено порівняльний аналіз експлуатаційних характеристик полімерних, скляних та фарфорових ізоляторів, які експлуатувались в однакових кліматичних умовах на лініях напругою 110 кВ. Результати засвідчили вищу стійкість полімерних ізоляторів до забруднення та атмосферних впливів, зниження втрат струму витоку, а також підвищення загального рівня електробезпеки.

Додатково випробувано полімерні розпорки типу РМІ-110/2, призначені для зменшення ефекту галопування проводів. Це досягається за рахунок обмеження амплітуди коливань проводів при сильних поривах вітру або при наявності ожеледі. Галопування проводів є однією з найпоширеніших причин коротких замикань і аварій у ЛЕП. Розпорки, виконані з легких і водночас міцних матеріалів, дозволяють стабілізувати положення проводів, зменшити ймовірність їх дотику між собою або до грозозахисного тросу.

Крім технічних інновацій, велике значення має правильна організація експлуатаційного процесу. Проведений аналіз показав, що в багатьох випадках аварії відбуваються через недостатню увагу до профілактичного обслуговування ПЛЕП. Саме тому систематичні огляди, вимірювання стріл провисання, контроль стану ізоляторів та кріплень, очищення трас від рослинності мають бути впроваджені як обов'язкові елементи технічного регламенту[12].

Особливу увагу слід приділяти сезонним перевіркам, оскільки саме в зимовий період ризик виникнення надмірного обледеніння найбільший. У зв'язку з цим доцільним є використання тепловізійного контролю, який дозволяє виявляти аномалії температурного режиму, що може свідчити про перегрів або пошкодження ізоляції, розпірок або інших елементів конструкції. Також перспективними є методи контролю на основі вимірювання частотних характеристик електричних полів та розподілу напруги на ізоляторах, що забезпечує раннє виявлення потенційно аварійних ситуацій.

6.2 Система автоматичного спостереження за ожеледдю

Сучасна експлуатаційна практика доводить, що одним із найефективніших шляхів попередження аварій на лініях електропередач, зумовлених обмерзанням, є застосування автоматизованих систем спостереження [12]. Зокрема, використання систем типу АІСКОН — автоматизованої інформаційної системи контролю ожеледного навантаження — дозволяє значно підвищити рівень надійності та оперативності реагування у разі виникнення критичних погодних умов.

Аналіз причин аварій свідчить, що багато з них пов'язані не лише з недоліками в конструкції або старінням обладнання, але й з відсутністю своєчасного попередження про наближення небезпечних явищ. При цьому часто оптимізація витрат на проектування нових або реконструкцію існуючих ПЛ призводить до нехтування установкою обладнання для моніторингу

кліматичних навантажень, що у перспективі обертається значно більшими фінансовими втратами через аварії[12].

Комплексна система запобігання ожеледним аваріям включає чотири основні складові: реконструкцію ПЛ з можливим демонтажем грозозахисних тросів, впровадження розпірок-гасителів коливань, організацію плавки ожеледі та впровадження автоматизованої системи спостереження. Саме останній компонент — АІСКОН — забезпечує функцію постійного моніторингу стану ПЛ, завдяки чому стає можливим швидко виявити факт утворення ожеледі, оцінити масштаби проблеми та активувати необхідні заходи.

Система АІСКОН — це багаторівнева цифрова платформа, що базується на сучасних мікропроцесорних пристроях, сенсорах та засобах телемеханіки. До складу кожного пункту контролю, який встановлюється безпосередньо на опорах лінії, входять датчики ожеледного навантаження (ДОН), температури (ДТ), мікропроцесорні лінійні перетворювачі (МЛП), джерела безперебійного живлення, а також пристрої зв'язку та передачі даних[12].

Завдяки вбудованим радіомодулям система передає інформацію в реальному часі до пункту прийому і далі — до центру управління. Там встановлено автоматизовані робочі місця диспетчерів, які отримують зведення про стан лінії, рівень навантаження на проводи і троси, температуру повітря. Також система інтегрується з програмами прогнозування розвитку подій та автоматичного розрахунку режимів плавки ожеледі змінним або постійним струмом.

Особливістю системи АІСКОН є її модульна архітектура, яка дозволяє масштабувати та адаптувати систему до потреб конкретної енергетичної компанії або регіону. Наприклад, залежно від кліматичних умов, густоти лінійної інфраструктури та специфіки об'єктів енергопостачання, можливо обрати оптимальну кількість пунктів контролю, їх просторове розміщення та набір датчиків. Кожен пункт контролю функціонує автономно, забезпечений джерелом живлення (в тому числі акумуляторними та сонячними батареями),

що дозволяє системі працювати навіть в умовах перебоїв енергопостачання або екстремальної погоди.

Функціонально система забезпечує не лише оперативне виявлення фактів обледеніння, але й надає візуалізацію динаміки розвитку ситуації. Програмне забезпечення дозволяє накопичувати історичні дані, проводити їх аналітичну обробку, створювати прогнози, графіки і звіти. Диспетчер отримує змогу не лише бачити реальні значення температури та навантажень, але й оцінювати тренди зміни параметрів у часі, що є критично важливим для прийняття рішень щодо запуску плавки ожеледі.

Сам процес плавки ожеледі, за наявності автоматичної системи спостереження, може бути організований максимально ефективно. Наприклад, система може в автоматичному режимі формувати сигнал тривоги, запускати процес оповіщення персоналу, формувати команди на підключення резервного джерела струму для обігріву проводу. Це значно скорочує час реакції і дозволяє запобігти аваріям на ранніх етапах їх розвитку.

Завдяки впровадженню системи АІСКОН значно зменшується потреба у постійному візуальному контролі з боку персоналу, що особливо актуально для важкодоступних або протяжних ділянок ПЛЕП. Система також дозволяє дистанційно фіксувати початок і завершення процесу плавки, що, у свою чергу, дозволяє точно оцінити витрати електроенергії, мінімізувати втрати та уникнути пошкодження ліній у випадку перегріву[12].

Варто зазначити, що відмова від грозозахисних тросів в певних випадках також може бути обґрунтованим рішенням для зменшення кількості аварій. Досвід показує, що саме троси в умовах ожеледі більш схильні до обривів, а їх провисання в результаті налипання льоду може призвести до дотику з проводами і створення коротких замикань. Застосування схем без тросів у поєднанні з автоматизованою системою спостереження дозволяє суттєво підвищити ефективність експлуатації ЛЕП.

Підсумовуючи, можна зробити висновок, що впровадження автоматизованої системи спостереження за ожеледдю є стратегічним рішенням

для енергетичної галузі. Воно дозволяє оперативно виявляти небезпечні погодні явища, прогнозувати їхній розвиток, своєчасно вживати профілактичних заходів і значною мірою знижувати імовірність виникнення аварій. У поєднанні з іншими технічними та організаційними заходами, система автоматичного моніторингу формує комплексну модель управління ризиками в енергетичних мережах.

6.3 Моніторинг температури проводів як засіб підвищення ефективності роботи ПЛЕП

Ефективність роботи повітряних ліній електропередачі значною мірою визначається здатністю системи адаптуватися до змін навантаження та метеорологічних умов в режимі реального часу. Одним із критичних факторів, що впливає на технічний стан та надійність ПЛЕП, є температура проводів. Її підвищення призводить до збільшення стріл провисання, що, у свою чергу, знижує безпечні габарити між проводом та землею, деревами або об'єктами інфраструктури. Тому моніторинг температури проводів є надзвичайно важливим як у контексті попередження аварій, так і для оптимізації використання існуючих електричних мереж[12].

Температура проводу змінюється під впливом цілого ряду факторів: температури навколишнього повітря, швидкості та напрямку вітру, вологості, інтенсивності сонячного випромінювання, а також сили струму, що протікає по провіднику. Збалансоване врахування цих чинників вимагає точного та надійного обладнання для вимірювання і передачі інформації в реальному часі. Сучасні системи дистанційного моніторингу температури проводів — ДМТ — дозволяють здійснювати постійний контроль температурного режиму без необхідності фізичної присутності обслуговуючого персоналу.

Принцип дії таких систем полягає у встановленні на проводах спеціальних датчиків, які фіксують температуру та струм, а також передають ці дані через бездротові канали зв'язку (найчастіше через стільникові мережі або

GPS-модулі) на диспетчерські пункти. Системи моніторингу мають точність вимірювання до 1°C по температурі та до 1А по струму, що забезпечує високу якість даних і дозволяє своєчасно реагувати на зміни в експлуатаційних умовах.

Значення такого моніторингу особливо зростає в ситуаціях, коли виникає потреба у тимчасовому підвищенні навантаження на лінії — наприклад, у разі аварійного вимкнення паралельної гілки, збільшення споживання в пікові години або підключення нових об'єктів з великою потужністю. У таких випадках виникає ризик перегріву проводу та порушення допустимих габаритів. Завдяки моніторингу можна з точністю оцінити, скільки ще допустимо передавати потужності, не перевищуючи критичної температури, що дозволяє збільшити ефективність використання існуючої інфраструктури без капітального розширення.

Окрім прямого впливу на безпечні габарити проводів, температура також тісно пов'язана з іншими експлуатаційними характеристиками. Зокрема, при нагріванні провід розтягується, що спричиняє збільшення стріли провисання. За наявності точних даних про температуру, ці зміни можна розраховувати з високою точністю, що дозволяє прогнозувати потенційно небезпечні ситуації. Наприклад, при зростанні температури в літній період до критичних значень, проводи можуть небезпечно наближатися до землі або перетинаючих об'єктів (доріг, будівель, трубопроводів тощо). У таких умовах можливе прийняття оперативного рішення щодо зниження навантаження на лінію або навіть її тимчасового виводу з експлуатації з метою уникнення аварій[12].

На практиці, використання систем моніторингу температури дозволяє створювати математичні моделі теплового режиму лінії, які враховують як зміну навколишнього середовища, так і зміну електричного навантаження. Це відкриває можливості для динамічного управління пропускною здатністю ЛЕП — так званий підхід Dynamic Line Rating (DLR). На відміну від традиційного статичного підходу, коли передбачене стандартне граничне навантаження не залежить від умов, динамічне регулювання дозволяє гнучко змінювати допустимі струми відповідно до фактичної температури проводу. Таким чином,

за сприятливих погодних умов (низька температура повітря, наявність вітру) можна безпечно передавати на 20–40% більше електроенергії, не перевищуючи допустимих технічних меж.

З технічної точки зору, система ДМТ складається з компактних багатофункціональних пристроїв, які кріпляться безпосередньо на провідник. Пристрій має енергонезалежне живлення, найчастіше — за рахунок автономної батареї або сонячної панелі, і здатен працювати в широкому температурному діапазоні від -40°C до $+85^{\circ}\text{C}$. Встановлення таких пристроїв не вимагає складного монтажу або зупинки лінії, що робить їх впровадження зручним у вже існуючих мережах.

Дані, що передаються із ДМТ, містять не лише температуру проводу, але й струм, дату, час, географічні координати (завдяки вбудованим GPS-приймачам), а також, у деяких випадках, вологість повітря, швидкість вітру і напругу. Ця інформація передається на сервер, де архівується, обробляється аналітичним ПЗ і відображається на екранах операторів. Таким чином, можна у будь-який момент часу побачити не лише поточний стан ПЛЕП, але й історію її навантажень і температурних змін. Це відкриває нові можливості для планування профілактичних робіт, модернізації і побудови стратегій керування ризиками.

Дослідження ризиків аварій на лініях електропередач (ЛЕП) через кліматичні фактори підкреслює необхідність удосконалення їх проектування та експлуатації. Аналіз методів реконструкції та автоматичного моніторингу кліматичних навантажень показав їхню ефективність у підвищенні безпеки та якості роботи ЛЕП, зменшенні аварійності, скороченні витрат на ремонт і врахуванні геологічних та кліматичних ризиків.

Забезпечення стійкості ЛЕП в умовах кліматичних змін вимагає комплексного підходу. Основні висновки дослідження:

1. Запропонована методика реконструкції ЛЕП сприяє підвищенню якості експлуатації, своєчасному виявленню та усуненню недоліків, а також прогнозуванню збитків від кліматичних перевантажень.

2. Аналіз аварійності виявив, що 53% відмов ЛЕП стаються через екстремальні ожеледно-вітрові навантаження, причому залізобетонні опори втричі частіше зазнають аварій, ніж металеві.

3. Розроблена система автоматичного збору кліматичних даних і ожеледно-вітровий метеопост забезпечують точне вимірювання навантажень, що використовуються для проектування, реконструкції ЛЕП та планування заходів для запобігання аваріям.

4. Реконструкція ЛЕП з урахуванням взаємодії залізобетонних опор з основою та оптимізації їх розміщення залежно від геологічних умов зменшила кількість фундаментних ригелів на 14%.

5. Нові сталеві вузькобазі опори, розроблені для України, відповідають міжнародним стандартам, є технологічними, надійними та дозволяють знизити вартість ЛЕП на 27,5% порівняно з залізобетонними.

6. Метод використання високочастотного струму (60–100 кГц) підвищує ефективність боротьби з ожеледдю завдяки діелектричним втратам і поверхневому нагріванню проводу.

Врахування метеорологічних факторів є ключовим для визначення максимальної потужності ЛЕП. Система моніторингу параметрів ліній значно підвищує їхню ефективність і знижує ризик аварій. Результати дослідження можуть бути основою для розробки заходів із запобігання аваріям і підвищення стійкості ЛЕП до кліматичних викликів.

7 ОХОРОНА ПРАЦІ

У цьому розділі розглянуті заходи з охорони праці під час обслуговування повітряних ліній електропередачі розподільних мереж 110 кВ оперативно-ремонтним персоналом. На оперативно-ремонтний персонал, що здійснює експлуатацію електричних мереж, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [13, 14]:

фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо);

хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил);

фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

7.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

7.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць на висоті

Всі роботи, які проводяться в електроустановках, що не вимагають оформлення наряду, виконуються: за розпорядженнями осіб, уповноважених на це відповідно до [15], з попереднім оформленням у журналі обліку робіт за нарядами і розпорядженнями або в оперативному журналі; в порядку поточної експлуатації. Розпорядження про проведення робіт має разовий характер.

Термін його дії визначається тривалістю робочого дня виконавців. За необхідності продовження роботи, в разі зміни її умов або складу бригади, розпорядження віддається знову.

Працівник, який віддав розпорядження, призначає керівника робіт (наглядача), членів бригади, визначає можливість безпечного проведення робіт і визначає необхідні для цього організаційні та технічні заходи.

Розпорядження записується в журнал обліку робіт за нарядами і розпорядженнями особою, яка його віддала, або оперативним працівником, де вказується: ким віддано розпорядження; зміст і місце роботи; заходи безпеки; час виконання роботи; прізвища, ініціали, групи з електробезпеки керівника робіт (наглядача) і всіх членів бригади. Змінювати склад бригади, що працює за розпорядженням, в процесі роботи забороняється.

Розпорядження про роботу віддається керівнику робіт і допускачеві або працівникові, який дає дозвіл на підготовку робочого місця і на допуск. В електроустановках без місцевих чергових працівників в тих випадках, коли допуск до роботи не вимагається, розпорядження може бути віддано безпосередньо працівнику, який виконує роботу. Інформація про закінчення робіт, виконаних за розпорядженням, повідомляється працівникові, який віддав розпорядження, з відповідним записом у журналі.

До робіт на висоті і верхолазних робіт допускаються навчені особи, стан здоров'я яких має відповідати медичним вимогам, встановленим для даних видів робіт («Положення про медичний огляд працівників певних категорій»). Працівники, які виконують верхолазні роботи, повинні мати відповідний запис в посвідченні про перевірку знань.

До самостійних верхолазних робіт допускаються особи віком не молодші 18 років, які мають стаж верхолазних робіт не менше одного року і кваліфікаційний розряд не нижче четвертого. Робітники, які вперше допускаються до верхолазних робіт, протягом одного року повинні працювати під безпосереднім наглядом досвідчених спеціалістів, призначених наказом

керівника підприємства. Працівники мають бути навчені безпеці праці до початку виконання верхолазних робіт.

Драбини, риштування, помости, кігті, лази та інші пристосування, що застосовуються для виконання робіт на висоті і верхолазних робіт, повинні бути сертифіковані, а також відповідати вимогам «Правил безпеки під час роботи з інструментом і пристроями».

Під час виконання робіт, коли немає можливості закріпити строп запобіжного поясу за конструкцію або опору, слід користуватися страхувальним канатом, що є відповідним до [15]. В цьому разі строп запобіжного паска заводиться за конструкцію, деталь опори тощо. Виконувати цю роботу повинні дві особи, друга особа в міру необхідності попускає чи натягує канат.

Під час роботи на конструкціях, під якими розташовані струмопровідні частини, що перебувають під напругою, ремонтні пристосування і інструмент прив'язуються для запобігання їх падінню. Застосовувати в цих випадках монтерські запобіжні паски зі стропами з металевого ланцюга забороняється. Подавати деталі на конструкції чи устаткування слід за допомогою «нескінченного» канату. Працівник, який стоїть внизу, повинен утримувати канат для запобігання його розгойдуванню і наближенню до струмопровідних частин. Працівники, які виконують роботи на висоті або верхолазні роботи, повинні бути в спецодязі, що не заважає рухам. Особистий інструмент слід зберігати в сумці.

Працівники, що здійснюють нагляд за членами бригади, які виконують верхолазні роботи або роботи на висоті, можуть розташовуватися на землі. Обслуговування освітлювальних пристроїв, розташованих на стелі машинних залів і цехів підприємств, з візків мостового крану слід провадити не менш ніж двома працівниками, один з яких з групою III. Під час виконання робіт з використанням крану ремонтникам має бути виданий наряд-допуск.

7.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

- 1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
- 2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огороджувати;
- приєднати до "землі" переносні заземлення;
- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;
- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;
- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги

всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [15], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

За безпечність конструкції, правильність вибору матеріалів, якість виготовлення, а також за відповідність засобів захисту чинним в Україні нормативним документам повинні нести відповідальність керівники підприємств, установ, організацій (незалежно від форми власності), що виготовляють ці засоби захисту, орган, який видав сертифікат на виробництво та на реалізацію захисних засобів, в тому числі і засобів захисту зарубіжного виробництва.

Керівники підприємств, установ, організацій та інші посадові особи несуть персональну відповідальність за виконання вимог цих Правил у межах

покладених на них завдань та функціональних обов'язків згідно з чинним законодавством. Працівників, які обслуговують електроустановки, необхідно забезпечити усіма необхідними засобами захисту, навчити правилам користування цими засобами і зобов'язати застосовувати їх для створення безпечних умов праці.

7.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

7.2.1 Мікроклімат

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні встановлюють оптимальну та допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у певних діапазонах в залежності від періоду року та категорії робіт і допустиму інтенсивність опромінення [18].

Таблиця 7.1 – Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні з категорією робіт IIa

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Середньої важкості IIa	18-27	65 при 26°C	0,2-0,4
Холодний		17-23	До 75%	не більше 0,3

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено [19]:

1. Температура внутрішніх поверхонь будівельних конструкцій робочої зони і зовнішніх поверхонь обладнання при забезпеченні допустимих параметрів мікроклімату не повинні бути більше ніж на 2°C за діапазон норм.

2. Якщо температура поверхонь вище або нижче допустимої температури повітря, то робочі місця повинні бути віддалені від них на відстань не менше їм.

3. Для забезпечення нормованих значень руху кисню проектом передбачається витяжна та припливна вентиляційні системи.

5.2.2 Склад повітря робочої зони

В умовах даних робіт можливим забруднювачем являється нетоксичний пил.

Таблиця 7.2 – Концентрація шкідливих речовин в повітрі

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимальна разова	Середня добова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для видалення шкідливих домішок з повітря у виробничих приміщеннях проектом передбачено застосування вентиляції і кондиціювання повітря [19].

Природню аерацію в теплу пору року можна регулювати за допомогою фрамуг, які встановлюються у віконних проїмах і через витяжні ліхтарі, які встановлюються на даху приміщення – це безканальна вентиляція. Більш активна вентиляція забезпечується пристроєм вентиляційних каналів, які споруджуються у стінах приміщення. При цьому для підсилення швидкості руху повітря на виході теплого повітря зовні, а саме на трубі, яка розташовується на даху будівлі, встановлюють спеціальні камери-патрубки.

Природна вентиляція не передбачає підігрів та зволоження повітря, яке поступає у приміщення, і очистка від пилу повітря, яке видаляється на зовні, тому для досягнення максимального рівня вентиляції ще використовують механічну вентиляцію.

7.2.2 Виробниче освітлення

У приміщенні використовується штучне та природне освітлення.

Система штучного освітлення – комбінована, оскільки поряд із загальним освітленням (тип джерела освітлення – лампи світлодіодні) використовуються індивідуальні джерела світла (настільні світильники з лампами світлодіодними).

Норми освітленості при штучному освітленні та КПО при природному та суміщеному освітленні (відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [20], характеристика зорової роботи – дуже високої точності, розряд зорової роботи – II, підрозряд – в) зазначені у таблиці 7.3.

Таблиця 7.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Харак-ка зорової роботи	Найменшій або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Підрозряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Дуже високої точності	Від 0,15 до 0,3 включно	II	в	малий середній великий	світлий середній темний	1500	200	-	4,2

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітлення, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

7.2.3 Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум. Загальні вимоги безпеки».

Основні параметри виробничого шуму на постійних робочих місцях в промислових приміщеннях [21] наведені у таблиці 7.4.

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту – «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Таблиця 7.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових приміщеннях	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі.
- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

7.2.4 Виробнича вібрація

У приміщеннях присутня вібрація типу – За. Тобто технологічна вібрація,

яка діє на персонал, або яка передається на робочі місця, не маючи джерел випромінювання. Основні параметри вібрації, такі як середньоквадратичне значення віброприскорення та віброшвидкості, логарифмічні рівні [22] приведені у таблиці 7.5.

Для зменшення дії вібрацій на працюючих проектом передбачено: динамічне погашення вібрації – приєднання до захисного об'єкту системи, реакції якої зменшують розмах вібрації об'єкта в точках приєднання системи; зміна конструктивних елементів машин; застосування засобів індивідуального захисту, а саме рукавиці, вкладиші і прокладки, віброзахисне взуття з пружнодемпферуючим низом.

Таблиця 7.5 – Середньоквадратичні значення віброприскорення та віброшвидкості

Категорія вібрації по санітарним нормам	Напрямок дії	Нормативні, корекційовані по частоті та еквівалентні корекційовані значення			
		Віброприскорення		Віброшвидкість	
		$\text{м}\cdot\text{с}^{-2}$	ДБ	$\text{м}\cdot\text{с}^{-2}\cdot 10^{-2}$	ДБ
Загальна	Z_o, Y_o, X_o	0,1	100	0,2	92

7.3 Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують Правила пожежної безпеки в Україні [23, 24]. Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначається за ДСТУ 8829: 2019 [25], за якою визначається категорія приміщень за вибуховою та пожежною безпекою [26].

Приміщення підстанцій, де встановлене електрообладнання, за вибухонебезпечною та пожежонебезпечною відноситься до категорії Д – речовини і/або матеріали, що зазначені вище для категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилу і/або волокон), а також негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за температури навколишнього середовища), за умов, що

приміщення, в яких знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються) зазначені вище речовини і/або матеріали, не відносяться до категорій А, Б або В з зонами II-III (місця, де зберігаються тверді горючі речовини).

Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів – сукупність властивостей, що характеризують їхню здатність до виникнення і поширення горіння. Наслідком горіння, залежно від його швидкості та умов протікання, можуть бути пожежа або вибух. Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначають показниками, вибір яких залежить від агрегатного стану речовини (матеріалу), та умов їхнього застосування.

Будівля підстанцій характеризуються II ступенем вогнестійкості.

До II ступеня вогнестійкості відносяться будинки з несучими та огорожувальними конструкціями з природних або штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону із застосуванням листових і плитних негорючих матеріалів. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2016 [27] наведено в таблиці 7.6.

Таблиця 7.6 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площад-ки, костури, сходи, балки, марші сходових кліток	пере-криття між по-верхові (у т.ч. горищні та над підва-лами	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходових кліток	само-несучі	зов-ніш-ні не-несу-чі	внут-рішні не-несучі (пере-город-ки				пли-ти, насти-ли, прого-ни	балки, ферми, арки, рами
II	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M0	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M0	RE 15 M0	R 30 M0

Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2002 наведено в таблиці 7.7.

Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських будинків і споруд слід приймати за таблицею 7.8 (знаменник). В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 5.8. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських споруд слід приймати за таблицею 7.8 (знаменник).

Таблиця 7.7 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи проти-пожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбур-шлюзу, не нижче
Стіни	2	REI 60	2	1
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	2	REI 60	2	1

Таблиця 7.8 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IIIa, IIIб, IV, IVa, V
I, II	6/9	8/9	10/12

На території електричної підстанції передбачено встановлення переносних вогнегасників: порошкових ВП-8, газових ВВК-7 і пересувних ВП-100 [28].

ВИСНОВКИ

У ході виконання роботи було проведено всебічне дослідження розподільної електричної мережі напругою 110 кВ з метою підвищення її надійності, економічності та ефективності функціонування. Було здійснено прогнозування електричних навантажень, яке виявило зростання потужності до 2028 року на 14,6 % понад проєктне значення, що обумовлює потребу у модернізації та розвитку мережевої інфраструктури. Розрахунок режиму існуючої мережі показав, що рівні напруг і навантажень відповідають нормативним вимогам, а основне обладнання експлуатується в економічних режимах, що створює резерв для підключення нових споживачів.

Оптимізація конфігурації мережі за допомогою симплекс-методу дозволила знайти економічно доцільну схему, яка забезпечує мінімізацію витрат та задоволення технічних вимог. Було обґрунтовано вибір проводів, трансформаторів, схем розподільчих пристроїв та оцінено їх надійність за допомогою формалізованих методів, що підтвердило відповідність обраних рішень критеріям надійності та безпеки.

Розрахунок усталених режимів (максимального, мінімального, післяаварійного) підтвердив стабільність функціонування електромережі після розвитку, а регулювання напруги дозволило забезпечити належну якість електропостачання на всіх рівнях. Значну увагу було приділено особливостям монтажу, експлуатації та обслуговування повітряних ліній, включаючи вибір конструкцій, класифікацію опор, специфіку натягування проводів і грозозахисних тросів, що забезпечує довговічність та безпеку системи. Особливо важливим аспектом став аналіз факторів ризику, що можуть призводити до аварій ЛЕП, обумовлених кліматичними умовами.

У шостому розділі було детально проаналізовано метеорологічні впливи, такі як ожеледь, сильний вітер, грозова активність та перепади температур, які можуть спричинити механічні пошкодження елементів ЛЕП. Було визначено найбільш небезпечні кліматичні фактори, що викликають аварії, та

запропоновано профілактичні заходи, включаючи регулярне обстеження, моніторинг погодних умов і встановлення засобів захисту, що дає змогу зменшити ймовірність виникнення пошкоджень і мінімізувати наслідки аварій.

Таким чином, дослідження охоплює як технічні, так і природні аспекти функціонування повітряних ліній 110 кВ, що дозволяє сформулювати цілісне уявлення про ефективні шляхи підвищення надійності та стабільності електропостачання. Отримані результати мають практичну цінність і можуть бути застосовані під час розробки нових проєктів або модернізації існуючих мереж.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми»,– СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.
3. ПУЕ: 2014 Глава 4.2 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ;
4. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
5. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проєкту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
6. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
7. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проєкту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
8. Електричні мережі і системи. 2-ге видання: підручник / М.С. Сегеда Львів: Видавництво НУ "Львівська політехніка", 2009. — 488 с. ISBN 978-966-553-762-5
9. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.
10. Електричні системи і мережі. Частина 1 : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський , за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ, 2020. – 200 с. ISBN 978-966-641-817-6

11. Електричні системи і мережі. Частина 2 : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський , за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ, 2021. – 159 с. ISBN 978-966-641-875-6

12. ШТУЦЬ, А., ЗОЗУЛЯК, І., ГРИГОРЕНКО, Н. (2025). АНАЛІЗ ФАКТОРІВ РИЗИКУ АВАРІЙ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ОБУМОВЛЕНИХ КЛІМАТИЧНИМИ УМОВАМИ. Herald of Khmelnytskyi National University. Technical Sciences, 335(3(1), 314-325. <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2025-335-3-42>

13. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

14. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->

15. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

16. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

17. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

18. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

19. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

20. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

21. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

22. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

23. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.

24. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL: <https://dwg.ru/dnl/15125>.

25. ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. URL: <https://www.alutal.com.ua/wp-content/uploads/2021/02/dstu-8829-2019-1.pdf>.

26. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759.

27. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf.

28. Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Розподільна мережа 110 кВ з аналізом особливостей експлуатації повітряних ліній електропередачі»

Тип роботи: Бакалаврська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: д.т.н., доц., професор каф. ЕСС Кулик В. В.

(прізвище, ініціали, посада)

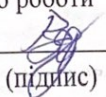
Показники звіту подібності

StrikePlagiarism	
Оригінальність	62
Загальна схожість	38

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

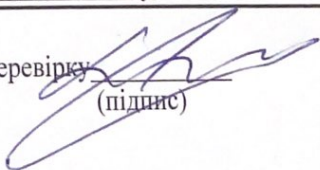
Автор 
(підпис)

Пасічник В.В.
(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку


(підпис)

Вишневецький С.Я
(прізвище, ініціали)

Експерт

(за потреби)

(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)



Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:
Розподільна мережа 110 кВ з аналізом особливостей експлуатації
повітряних ліній електропередачі

Керівник роботи: д.т.н., проф. каф. ЕСС

Кулик В. В.

Виконав: студент групи ЕСМ-23мс

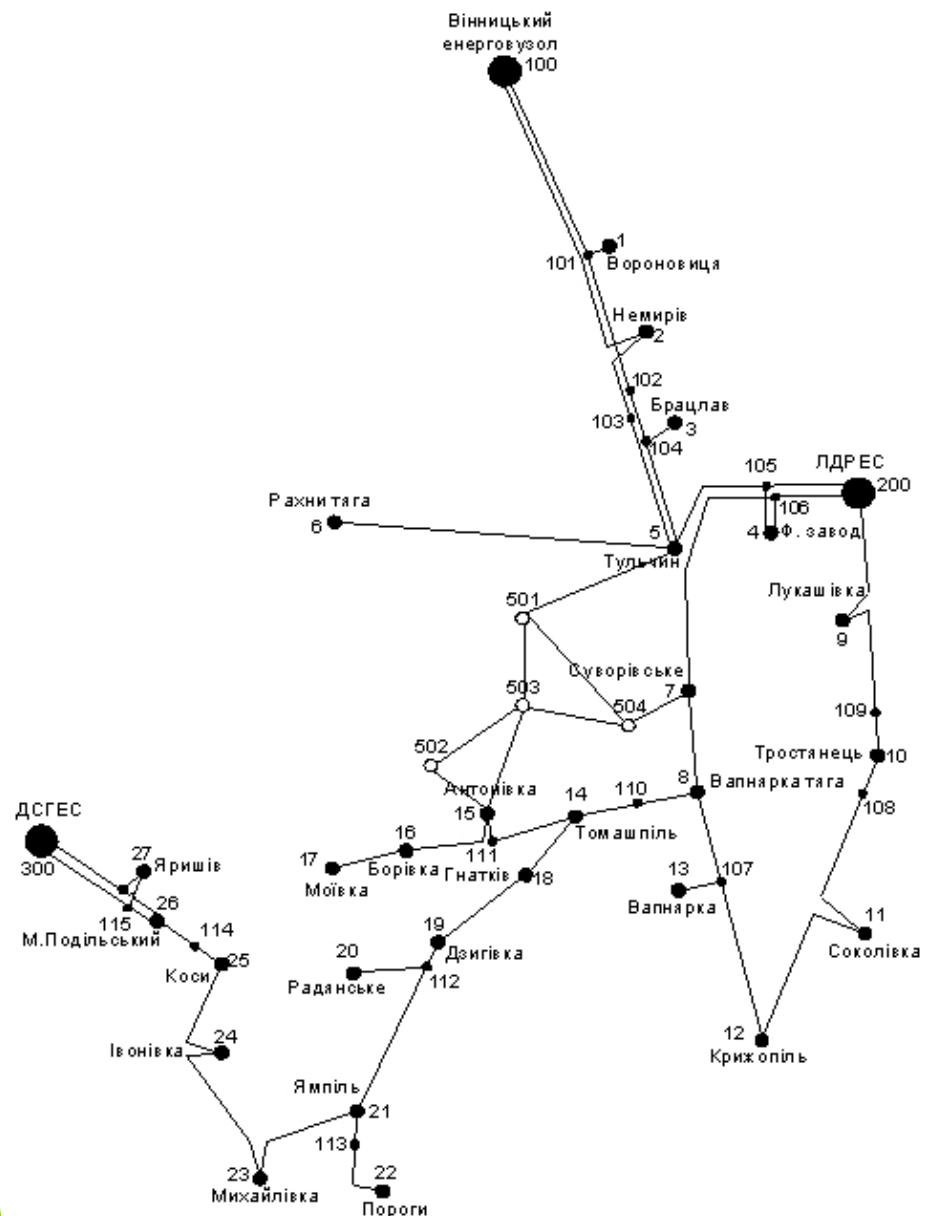
Пасічник В. В.

Актуальність теми. Електричні розподільні мережі з напругою 110 кВ відіграють визначальну роль у гарантуванні стабільного й безперервного постачання електроенергії споживачам, адже вони слугують сполучною ланкою між магістральними мережами та кінцевими користувачами. Повітряні лінії електропередачі (ПЛЕП) залишаються основним способом транспортування електроенергії, проте тривала експлуатація, несприятливі погодні умови та несвоєчасне технічне обслуговування спричиняють зношення їхніх конструктивних компонентів.

Метою роботи є аналіз заходів з підвищення надійності повітряних ліній електропередачі 110 кВ під час їх монтажу, ремонту та обслуговування.

СХЕМА ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ ТА РОЗТАШУВАННЯ НОВИХ ПУНКТІВ ЖИВЛЕННЯ, ПРОГНОЗ НАВАНТАЖЕННЯ НА 2028 РІК

3



Сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2028-й рік збільшиться до 114,6 %, що на 14,6 % більше проектної потужності електромереж. Таким чином, слід вжити відповідних заходів для гарантування стабільності та високої якості електропостачання, зокрема перевірити, наскільки прогнозовані режими роботи відповідають технічним параметрам основного устаткування.

Визначення марок проводів лінії електропередач

Таблиця 3.1 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	І _{ПА1} , А	І _{ПА2} , А	І _{ПА3} , А	І _{ПА4} , А	І _{ПА5} , А	І _{ПА6} , А	І _{ПА7} , А	І _{ПА8} , А	І _{ПА9} , А	І _{ПА10} , А	І _{ПА} , А max	І _{ПА} , А Доп.	І _{доп} , А	Марка проводу
5-501	0	0	23	23	121	121	16	67	26	79	121	390	89.4	АС-120/19
501-503	25	26	0	0	100	100	14	44	9	56	100		65.1	АС-120/19
503-504	61	3	60	3	0	0	57	3	57	3	61		31.25	АС-120/19
502-503	16	74	14	48	53	53	0	0	12	13	74		79.5	АС-120/19
15-502	28	87	9	61	53	53	13	13	0	0	87		66.6	АС-120/19

$$I_{\Sigma} = \frac{|S_{\Sigma}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{\Sigma}} ; \quad (3.1)$$

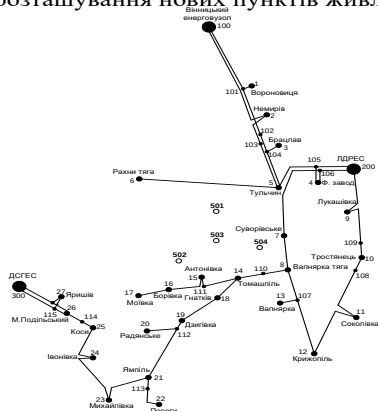
Вибір потужності трансформатора та споживальних підстанцій

Таблиця 3.2 – Параметри трансформаторів у вузлах

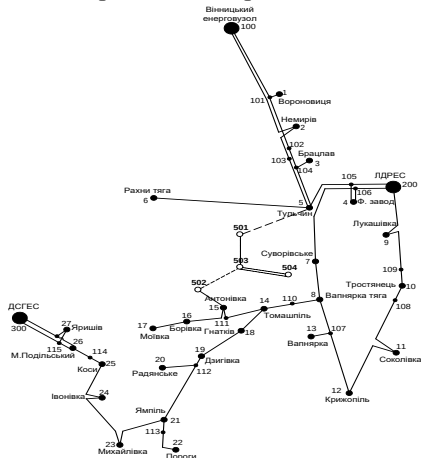
Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		ц _k %	ΔP _k кВт	ΔP _x кВт	I _x %	R Ом	X Ом	ΔQ _x кВАр
				ВН	НН							
501	ТМН-6300/110	6.3	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220	50
502	ТМН-2500/110	2.5	±9×1,78%	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	506	38
503	ТМН-6300/110	6.3	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220	50
504	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

$$S_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (3.4)$$

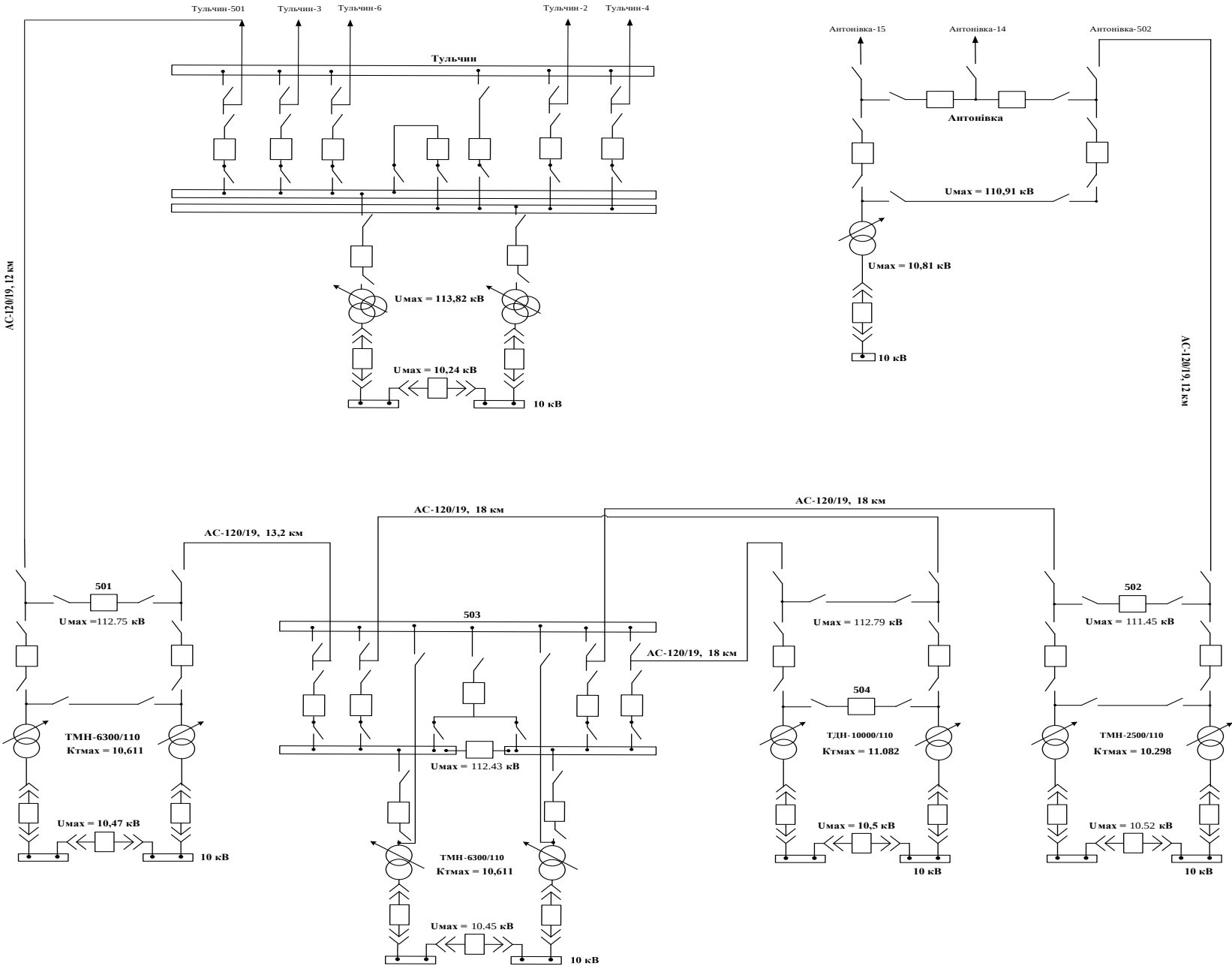
Схема існуючої мережі та розташування нових пунктів живлення



Оптиміальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

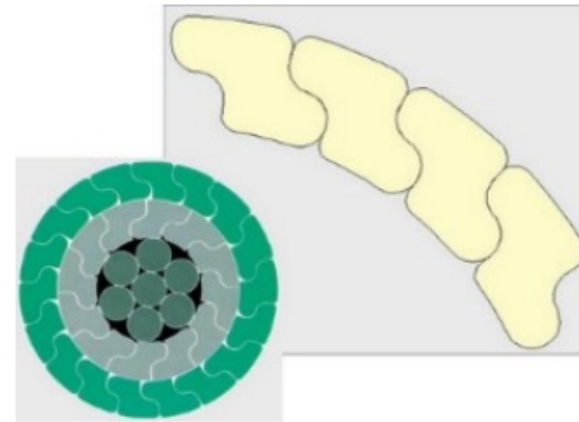


Послідовність будівництва	
————	ЛЕП яка будується на першому році
- - - - -	ЛЕП яка будується на другому році
- - - - -	ЛЕП яка будується на третьому році
————	ЛЕП яка будується на четвертому році

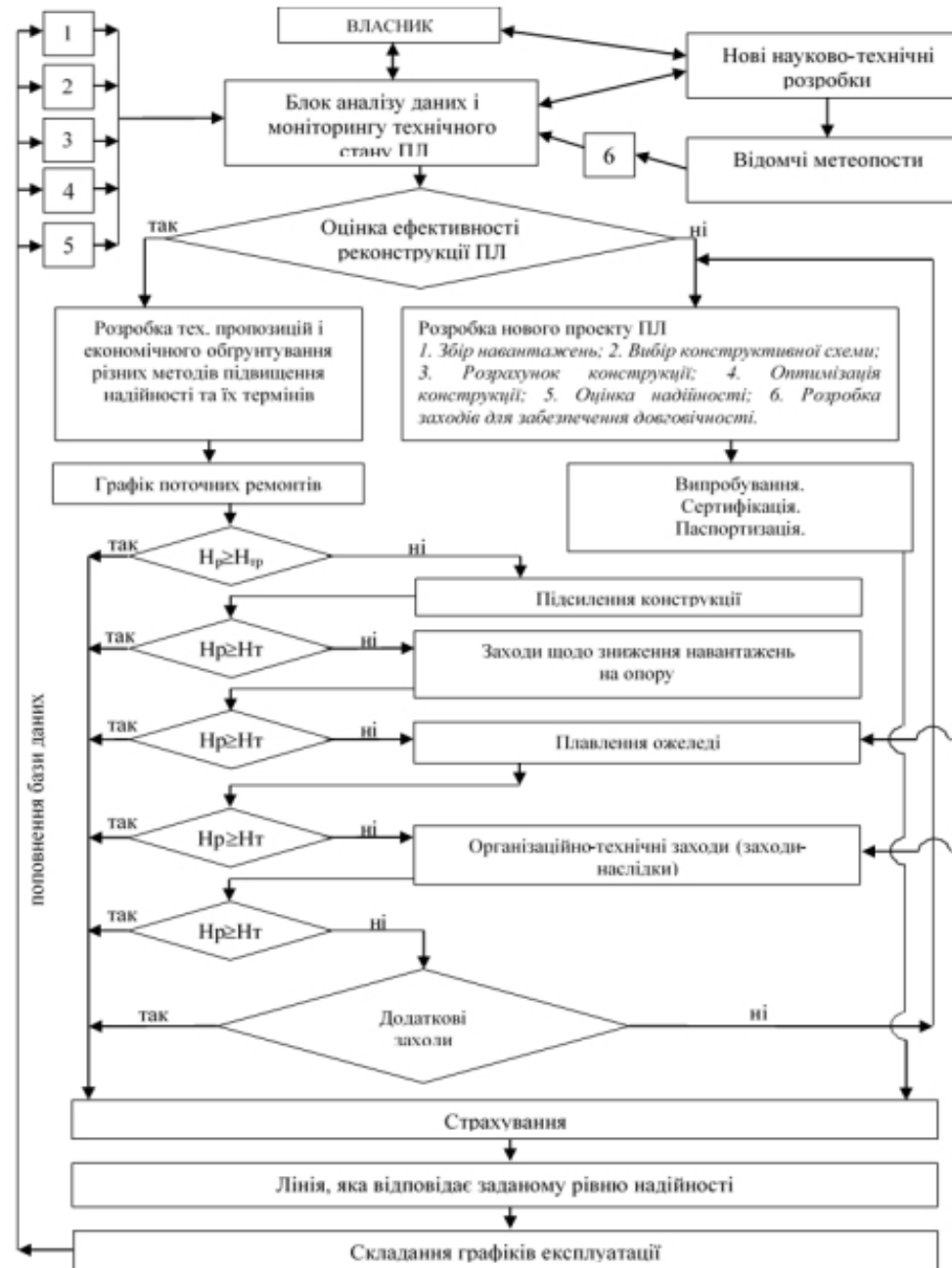


Зовнішній шар такого проводу сформований з Z-подібних алюмінієвих дротів, що знижує аеродинамічний опір і мінімізує ефект галопування.

Конструктивно, проводи AERO-Z складаються з внутрішніх шарів круглих дротів і зовнішніх шарів Z-дротів, скручених з певним кроком. Це забезпечує водонепроникність, зменшення корозії, електричних втрат на корону на 10–15% та загальне підвищення механічної міцності. Випробування показали, що такі дроти мають високу стійкість до скручування і здатні до самоSTRUшення налиплого снігу, що значно зменшує ризик утворення ожеледі.



Конструкція проводу AERO-Z



У ході виконання роботи було проведено всебічне дослідження розподільної електричної мережі напругою 110 кВ з метою підвищення її надійності, економічності та ефективності функціонування. Було здійснено прогнозування електричних навантажень, яке виявило зростання потужності до 2028 року на 14,6 % понад проєктне значення, що обумовлює потребу у модернізації та розвитку мережевої інфраструктури. Розрахунок режиму існуючої мережі показав, що рівні напруг і навантажень відповідають нормативним вимогам, а основне обладнання експлуатується в економічних режимах, що створює резерв для підключення нових споживачів.

Значну увагу було приділено особливостям монтажу, експлуатації та обслуговування повітряних ліній, включаючи вибір конструкцій, класифікацію опор, специфіку натягування проводів і грозозахисних тросів, що забезпечує довговічність та безпеку системи. Особливо важливим аспектом став аналіз факторів ризику, що можуть призводити до аварій ЛЕП, обумовлених кліматичними умовами.

Було детально проаналізовано метеорологічні впливи, такі як ожеледь, сильний вітер, грозова активність та перепади температур, які можуть спричинити механічні пошкодження елементів ЛЕП. Було визначено найбільш небезпечні кліматичні фактори, що викликають аварії, та запропоновано профілактичні заходи, включаючи регулярне обстеження, моніторинг погодних умов і встановлення засобів захисту, що дає змогу зменшити ймовірність виникнення пошкоджень і мінімізувати наслідки аварій.

Дякую за увагу!