

Вінницький національний технічний університет

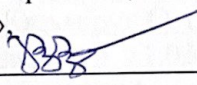
Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська дипломна робота на тему:

Районна електрична мережа з аналізом особливостей експлуатації повітряних
ліній електропередачі

Виконав: студент 2 курсу, групи Е-22мсз
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка».

Харбака В. В. 

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС _____
Казьмірук О.І. 

« ____ » _____ 2024 р.

Рецензент: к.т.н., доц., доц. каф. ЕЕМСІК
(наук.ступінь, вч.звання, назва кафедри)

Накажко О.М. 
« 20 » 06 2024 р.

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


« 17 » 06 2024 р.

Вінниця ВНТУ 2024 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 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«11» 03 2024 р.

ЗАВДАННЯ

НА БАКАЛАВРСЬКУ ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Харбака Владислав Васильович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Районна електрична мережа з аналізом особливостей експлуатації повітряних ліній електропередачі»

Керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Казьмірук О. І.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 80

2. Термін подання студентом роботи червня 2024 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. «ПТЕ Технічна експлуатація електричних станцій та мереж.» 3. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с. 4. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: категорія по надійності нових споживачів - I, II, III; задані потужності 1-5 МВт, 2-4 МВт, 3-3 МВт, 4-8 МВт, 5-9 МВт.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Розрахунок та оптимізація електричної мережі. 2. Технічне обслуговування ПЛЕП. 3. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)
1. Варіанти ЕМ. 2. Електрична схема ЕМ. 3. Елементи ПЛЕП..

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав
Спеціальна частина	Керівник роботи Казьмірук О. І., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Формування та затвердження завдання БДР	21.01.2024	31.01.2024
2	Вступ. Огляд літературних джерел	01.02.2024	10.02.2024
3	Розрахунок та оптимізація електричної мережі (розділ 1 БДР)	11.02.2024	31.03.2024
4	Технічне обслуговування ПЛЕП (розділ 2 БДР)	01.04.2024	01.05.2024
5	Виконання розділу охорона праці (розділ 3 БДР)	02.05.2024	12.05.2024
6	Формування висновків по роботі	13.05.2024	20.05.2024
7	Оформлення пояснювальної записки	21.05.2024	25.05.2024
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.05.2024	31.05.2024
9	Перевірка БДР на плагіат. Попередній захист БДР	1.06.2024	10.06.2024
10	Рецензування БДР	11.06.2024	17.06.2024
	Захист БДР	18.06.2024	21.06.2024

Студент

(підпис)

В. В. Х

Керівник роботи

(підпис)

О. І. Каз

АНОТАЦІЯ

Харбака В. В. «Районна електрична мережа з аналізом особливостей експлуатації повітряних ліній електропередачі». Бакалаврська робота. – Вінниця: ВНТУ, 2024. – 80 с. Рис. 28, табл.12, бібліогр. 20.

У роботі проводиться детальний аналіз районної електричної мережі напругою 110 кВ, включаючи її структуру, параметри та особливості. Детально було розглянуто особливості експлуатації повітряних ліній електропередачі.

ABSTRACT

Harbaka Vlad " District electrical network with an analysis of the features of operation of overhead power transmission lines " Bachelor's thesis. - Vinnytsia: VNTU, 2024. - 80 p. Fig. 28, table 12, bibl. 20.

The paper provides a detailed analysis of the 110 kV district electric network, including its structure, parameters, and features. The peculiarities of operation of overhead power transmission lines were considered in detail.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
1 РОЗРАХУНОК ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	7
1.1 Вибір схем електропостачання району і їх номінальної напруги	7
1.2 Вибір марки проводів ліній електропередач	14
1.3 Визначення втрат напруги	18
1.4 Визначення технічних показників.....	21
1.5 Вибір основного обладнання на підстанціях	22
1.6 Баланс активних і реактивних потужностей в мережі	24
1.7 Визначення техніко-економічних показників, вибір оптимального варіанта мережі	29
1.8 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі	33
2 ТЕХНІЧЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ ПЛЕП.....	38
2.1 Види обслуговування та їх періодичність	38
2.2 Характерні пошкодження повітряних ліній	41
2.3 Огляди.....	47
2.4 Перевірка та випробовування.....	48
2.5 Оформлення результатів оглядів, перевірок та випробовувань	67
2.6 Тепловізійний контроль лінійної ізоляції та контактних з'єднань	67
3 ОХОРОНА ПРАЦІ	69
ВИСНОВКИ	78
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	80
ДОДАТОК А	84
ДОДАТОК Б.....	85
ДОДАТОК В.....	88

ВСТУП

Загальна кількість відмов конструкцій опор, проводів та з'єднувальної арматури для повітряних ліній напругою 35-750 кВ отриманих протягом 30-ти років даних говорить про суттєве зростання кількості відмов елементів повітряних ліній, що свідчить про їх зношеність. В Україні експлуатується близько 948 000 км повітряних ліній, з них 142 160 км напругою 35 – 750 кВ. Ці дані залишались практично постійними протягом останніх 10 років. Термін експлуатації більшості повітряних ліній напругою 110-220 кВ становить у середньому 40-60 років, а для деяких об'єктів - до 80 років, отже аналіз даних конструкцій нині є на часі.

Лінія електропередач - один з компонентів електричної мережі, система енергетичного устаткування, призначена для передачі електроенергії за допомогою електричного струму. Також електрична лінія у складі такої системи, що виходить за межі електростанції або підстанції [1].

Повітряна лінія електропередачі (ПЛЕП) - пристрій, призначений для передачі або розподілу електричної енергії по проводах, що знаходяться на відкритому повітрі і прикріплені за допомогою траверс (кронштейнів), ізоляторів і арматури до опор або інших споруд (мостам, шляхопроводам) [1].

Конструкція ПЛЕП, її проектування і будівництво регулюються Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) і Будівельними нормами і правилами (БНП).

Повітряна лінія електропередачі являє собою досить складне інженерне спорудження, як з погляду механіки, так і з погляду електротехніки. Всі конструктивні частини повітряних ліній працюють у досить жорстких умовах експлуатації, які змінюються в широкому діапазоні. Лінії електропередачі повинні протидіяти цілому ряду зовнішніх факторів, найбільш значимими з яких є:

- механічні сили ваги всіх частин повітряних ліній;
- вага ожеледі на проводах, тросах і ізоляторах;
- тиск вітру на них, а також тяжіння від проводів і тросів;
- добові, сезонні та річні зміни температури повітря;
- атмосферна корозія.

З погляду механіки найбільш істотним є взаємодія між ізоляторами та проводами. На провода та троси діють рівномірно розподілені по довжині вертикальні навантаження від власної маси, а при певних кліматичних умовах – додаткові вертикальні від ожеледі та горизонтальні від вітру. Додаткові зовнішні навантаження на провода та троси не завжди розподілені рівномірно по довжині проводу. Окремі пориви вітру й раптові скидання ожеледі іноді надають зовнішнім навантаженням динамічний характер [3].

Метою будівництва ліній напругою 220 кВ і вище є об'єднання енергосистем, що дозволяє зменшити встановлену потужність електростанцій за рахунок об'єднання резервів. Будівництво ліній нижчої напруги проводиться для підключення до загальнодержавної мережі нових споживачів, зокрема сільськогосподарських. Живлення сільських населених пунктів від державної мережі значно надійніше і економічніше, ніж від місцевих електростанцій невеликої потужності.

Виконання поставлених завдань неможливе без механізації будівельно-монтажних робіт і без застосування типових конструкцій опор і фундаментів. Тому в даний час в Україні при споруді більшої частини ліній застосовуються типові конструкції опор і фундаментів, а індивідуальні конструкції - лише в окремих випадках

В Україні та за кордоном розроблені спеціальні правила і стандарти для проектування і спорудження ліній електропередачі. Основні вимоги, що пред'являються в Україні до ліній електропередачі, визначаються ПУЕ, що діють згідно яким лінії розділяються на дві категорії по напрузі: до 1000 В і вище 1000 В. Проектування і спорудження опор і фундаментів ліній як будівельних конструкцій проводиться на підставі БНП.

Отже, дослідження районної електричної мережі з аналізом особливостей експлуатації повітряних ліній електропередачі є **актуальною науково-прикладною задачею.**

Метою даної роботи є аналіз особливостей експлуатації повітряних ліній електропередачі.

Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язано такі **основні задачі**:

1) розробка та аналіз структури та параметрів районної електричної мережі з напругою 110 кВ;

2) досліджено особливості експлуатації повітряних ліній електропередачі.

Об'єктом дослідження є електрична мережа.

Предметом дослідження є особливості експлуатації повітряних ліній електропередачі.

1 РОЗРАХУНОК ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Вибір схем електропостачання району і їх номінальної напруги

Один з ключових завдань проекту - вибір оптимальної економічної схеми та номінальної напруги мережі, що потребує творчого підходу для прийняття вірного рішення. У деяких випадках зміна основної схеми може спричинити необхідність зміни номінальної напруги мережі в цілому та окремих її частин. Також, схема мережі та очікувана номінальна напруга мають взаємозалежність, тому вибір повинен бути зроблений одночасно. Сучасний підхід до проектування електричних мереж полягає в створенні варіантів з урахуванням техніко-економічних показників за методом приведених витрат, що не є випадковим рішенням, а відповідає певним логічним вимогам. [7]

Існує п'ять основних вимог до мереж:

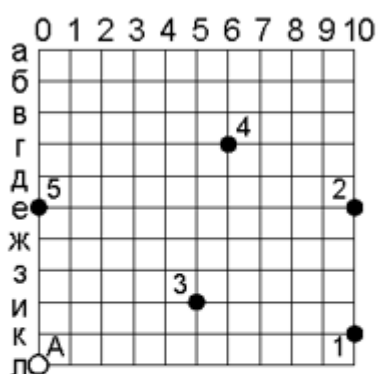
1. Надійність роботи;
2. Якість електрозабезпечення;
3. Економічність;
4. Гнучкість в експлуатації;
5. Можливість подальшого розвитку.

Згідно з Правилами установлювання електроустановок (ПУЕ), всі електроприймачі можна поділити на три категорії залежно від вимог щодо їх надійності. Електроприймачі I категорії повинні мати можливість отримувати живлення не менше ніж від двох незалежних джерел, тому для них передбачається резервне живлення. Споживачі II категорії можуть допускати короткочасну перерву в електрозабезпеченні, яка не повинна призводити до масової недовіддачі продукції, а також повинно бути забезпечене резервне живлення, яке може вмикатися на час відсутності основного живлення. Споживачі III категорії включають всі інші електроприймачі, для яких допустима перерва в електрозабезпеченні на час, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого елемента мережі, але не більше ніж на добу.

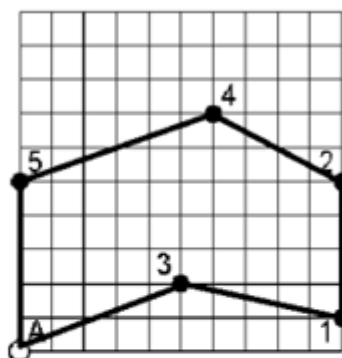
Згідно зі стандартами, найбільш ефективно резервування може бути досягнуте за допомогою замкнутої роботи електричних мереж.

Додатково, резервне живлення може бути забезпечене за допомогою двохлінійних ЛЕП. З урахуванням потужності, категорій споживачів та їх віддаленості один від одного і від живильної станції, в проекті намічено п'ять варіантів схем мережі (див. Рисунок 1.1).

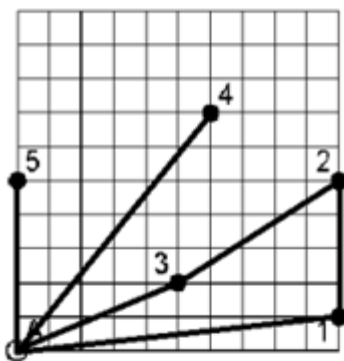
Розташування об'єктів мережі



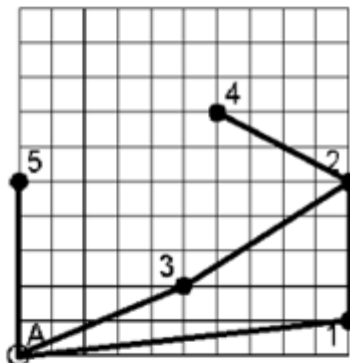
Перший варіант розвитку



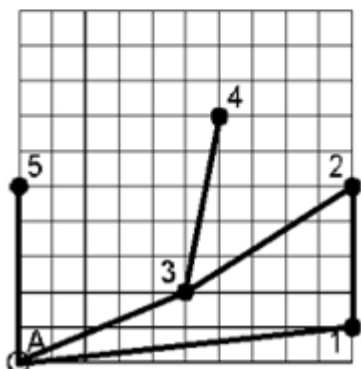
Другий варіант розвитку



Третій варіант розвитку



Четвертий варіант розвитку



П'ятий варіант розвитку

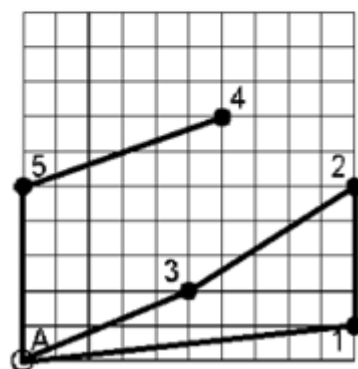


Рисунок 1.1 – п'ять варіантів схем мережі

По відомим формулам і заданим величинам активних потужностей навантажень P_i і коефіцієнтам $\cos(\phi_i)$, визначемо зокрема значення реактивної Q_i , та також повної S_i потужностей у вузлах споживання: [5]

$$S_i = \frac{P_i}{\cos \phi_i}, \quad (1.1)$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}; \quad (1.2)$$

Наприклад, для пункту 1 (розрахунок проводиться у Mathcad):

$$S_1 := \frac{P_1}{0.91} = 5.495$$

$$Q_1 := \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = 2.278$$

Аналогічно визначаємо значення Q і S для інших вузлів. Результати заносимо до таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 — потужності навантажень

вузол	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	cos φ
1	5,00	2,278	5,495	0,91
2	4,00	1,937	4,444	0,90
3	3,00	1,859	3,529	0,85
4	8,00	4,099	8,959	0,89
5	9.00	5,34	10,465	0,86

Довжину будь-якого відрізка мережі з врахуванням непрямолінійності траси визначають за виразом:

$$l = 1,1 \cdot m_L \cdot L_{mp}; \quad (1.3)$$

де m_L – масштаб, км/см, L_{mp} – довжина на карті, см.

Наприклад, визначимо довжину відрізка 3А

$$L_{3A} := l_{3A} \cdot 1.1 \cdot 23 = 68.31 \quad \text{km}$$

Аналогічно визначимо довжину інших відрізків мережі.

Результати заносимо в таблицю 1.2

Таблиця 1.2 — довжини ліній

Ділянка	L, см	L, км
A-A`	15,1	382,03
A-3	2,7	68,31
3-1	2,5	63,25
1-2	2	50,60
2-4	2,2	55,66
4-5	3,2	80,96
5-A	2,5	63,25
A-1	5	126,50
3-2	2,9	73,37
3-4	2,6	65,78
A-4	4,6	116,38

При розробці мережі потрібно одночасно визначати схему і номінальну напругу, яка залежить від потужності навантаження та віддаленості від джерела живлення.

Нижча напруга може бути менш витратною, але приводить до більших експлуатаційних витрат через втрати потужності та електроенергії.

Збільшення напруги зменшує втрати потужності та енергії, сприяє зменшенню витрат провідникового матеріалу та полегшує подальший розвиток мережі, але збільшує витрати на будівництво. Вибір напруги проводиться з урахуванням потужності та довжини ЛЕП, використовуючи формулу Ілларіонова, яка дає результати для будь-яких ліній та потужностей передачі. [8]

$$U_{ij} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}; \quad (1.4)$$

де l_{ij} — довжина відрізка мережі, км, P_{ij} — активна потужність відрізка кола.

Розробка мережі електропередач може включати різні варіанти або окремі ділянки з різною номінальною напругою. Для кільцевих ділянок мережі вибирається номінальна напруга, яка є найбільшою серед усіх ділянок кільцевої мережі.

Початковий розподіл потоку у мережі визначається без урахування втрат потужності на основі заданих значень потужності навантажень (Таблиця 1.1) і відстаней між вузлами мережі (Таблиця 1.2).

Радіально-магістральні мережі розраховуються починаючи з кінця, наближаючись до пункту живлення, з урахуванням балансу потужностей вузла. Давайте розглянемо приклад ділянки А5 варіанту 3. Ми визначимо потужність, яка передається до 5-го вузла через лінію А5.

$$S_{A5} := S_5 = 9 + 5,34i \quad \text{МВА}$$

Кільцеву мережу потрібно розглядати як лінію з двобічним живленням. Розрахунок проводиться слідуючим чином:

1. Мережа розділяється по балансуєчому вузлу А.
2. Розраховують потужності головних відрізків за виразами, подібними (5) і (6).

$$S_{A1} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{iA}}{l_{\Sigma}}; \quad (1.5)$$

$$S_{A2} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{iA}}{l_{\Sigma}}; \quad (1.6)$$

де S_i – це повна потужність i -ого вузла на шляху від А до A^1 або навпаки, l_{iA} – довжина ділянок від i -го вузла до A^1 і А відповідно, l_{Σ} – сума довжин ділянок кільцевої мережі. [8]

Наводимо приклад розрахунку схеми для 2-го варіанту, розриваємо контур А-1-2-3-А’:

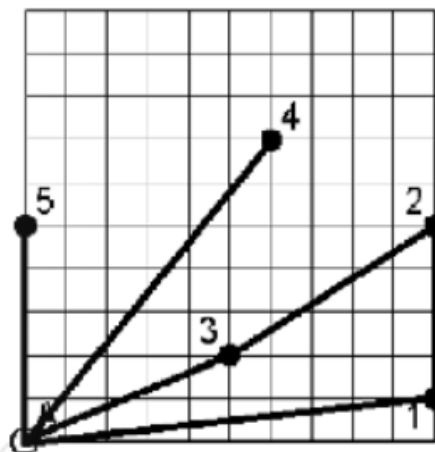


Рисунок 1.2 – другий варіант

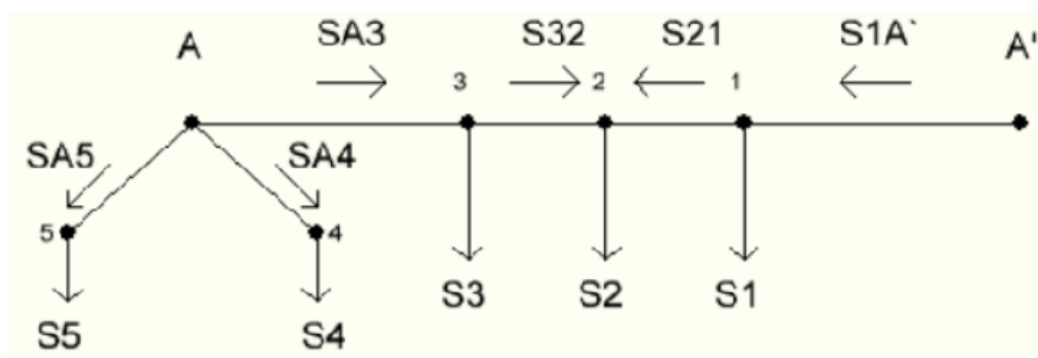


Рисунок 1.3 – потокорозподіл електроенергії в мережі

$$S_{A3} := \frac{S_3 \cdot (L_{32} + L_{12} + L_{A1}) + S_2 \cdot (L_{12} + L_{A1}) + S_1 \cdot L_{A1}}{L_{A3} + L_{32} + L_{12} + L_{A1}} = 6.563 + 3.441i \text{ MBA}$$

$$S_{A1} := \frac{S_1 \cdot (L_{12} + L_{32} + L_{A3}) + S_2 \cdot (L_{32} + L_{A3}) + S_3 \cdot L_{A3}}{L_{A3} + L_{32} + L_{12} + L_{A1}} = 5.437 + 2.633i \text{ MBA}$$

$$S_{A5} := S_5 = 9 + 5.34i \text{ MBA}$$

$$S_{A4} := S_4 = 8 + 4.099i \text{ MBA}$$

$$S_{32} := S_{A3} - S_3 = 3.563 + 1.582i \text{ MBA}$$

$$S_{12} := S_{32} - S_2 = -0.437 - 0.355i \text{ MBA}$$

Для перевірки вірності розрахунків за (5) і (6) використовуємо умову:

$$S_3 + S_2 + S_1 = 12 + 6.075i \text{ MBA}$$

$$S_{A3} + S_{A1} = 12 + 6.075i \text{ MBA}$$

Умова виконується, розрахунок виконаний вірн.

Різні методики використовуються для розподілення потоку в інших варіантах.

Після проведення розрахунків результати заносяться в таблицю 1.3.

Для ділянки мережі A5 2-го варіанту схеми маємо:

$$U_{A5} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A5}} + \frac{2500}{|P_{A5}|}}} = 59.164 \text{ кВ}$$

Приймаємо як номінальну напругу 110 кВ для данної ділянки. Вибираємо номінальну напругу для всіх ділянок мережі кожного варіанта і заносимо в Таблиця 1.3

Таблиця 1.3 – Номінальна напруга для всіх ділянок мережі

№	Ділянка мережі за схемою	Довжина ділянки, км	Кількість кіл	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	Uрозр, кВ	Uном, кВ
1	3-A`	68,31	1	12,344	6,465	13.935	69.033	110
	3-1	63,25	1	9,344	4.606	10.418	60.253	110
	1-2	50,60	1	4,344	2.328	4.929	41.333	110
	2-4	55,66	1	0.344	0.391	0.521	11.729	110
	5-4	80,96	1	7,656	3.708	8.506	54.822	110
	A-5	63,25	1	16,656	9.048	18.955	79.555	110
2	A-1	126,5	1	5.437	2.633	6.041	46.434	110
	A-4	116,38	1	8	4.099	8.989	56.184	110
	1-2	50,6	1	0.437	0.355	0.563	13.202	110
	A-3	68,31	1	6.563	3.441	7.411	50.753	110
	3-2	73,37	1	3.563	1.582	3.899	37.572	110
	A-5	63,25	1	9	5.34	10.465	59.164	110
3	A-1	126.5	1	8.992	4.455	10.035	59.552	110
	1-2	50.6	1	4.008	1.922	4.445	39.726	110
	A-3	68.31	1	11.008	5.718	12.404	65.312	110
	3-2	73.37	1	8.008	3.859	8.889	55.989	110
	2-4	55.66	1	8	4.099	8.989	55.773	110
	A-5	63.25	1	9	5.34	10.465	59.164	110
4	A-1	126.5	1	7.151	3.512	7.967	53.182	110

	1-2	50.6	1	2.151	1.234	2.479	29.207	110
	A-3	68.31	1	12.849	6.661	14.473	70.38	110
	3-2	73.37	1	1.849	0.704	1.979	27.129	110
	3-4	65.78	1	8	4.099	8.989	55.893	110
	A-5	63.25	1	9	5.34	10.465	59.164	110
5	A-1	126.5	1	5.437	2.633	6.041	46.434	110
	1-2	50.6	1	0.437	0.355	0.563	13.202	110
	A-3	68.31	1	6.563	3.441	7.411	50.753	110
	3-2	73.37	1	3.563	1.582	3.899	37.572	110
	A-5	63.25	1	17	9.439	19.445	80.331	110
	5-4	80.96	1	8	4.099	8.989	56.018	110

1.2 Вибір марки проводів ліній електропередач

Для ефективної експлуатації електричної мережі, необхідно підібрати оптимальний переріз проводів, який забезпечує баланс між капітальними витратами на зведення лінії (що збільшуються зі збільшенням перерізу провода) та витратами, пов'язаними з енергетичними втратами (які зменшуються зі збільшенням перерізу провода). [8]

Вибір перерізу проводів на кожній ділянці лінії з проміжними відводами здійснюється на основі розрахункової нагрівостійкості відповідної ділянки. Однак, останнім часом широке застосування знаходить метод вибору перерізу проводів за економічними інтервалами потужностей.

Згідно з цим методом, вибір перерізу проводів здійснюється на основі розрахункового струмового навантаження одного кола лінії ($I_{розр}$), що визначається з використанням відповідного виразу.

$$I_{розр} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot \frac{S_{ij}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n_\lambda}; \quad (1.7)$$

Для п'ятого варіанту: $I_{розр A5}$

$$I_{розр A5} := 1 \cdot 1 \cdot \frac{|S_{A5}| \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 54.928$$

де α_I - коефіцієнт, який враховує зміну навантаження лінії за рокам її експлуатації; α_T - коефіцієнт, який враховує число годин використання максимального навантаження в лінії $T_{нб}$; n_L - число ланцюгів лінії.

Згідно з рекомендаціями [3] для лінії 35 - 220 кВ значення α_I може бути прийняте рівним 1. Значення коефіцієнта α_T для лінії 35 - 220 кВ складають при $4000 \leq T_{нб} \leq 6000$ год. - 1,0. Приймаємо, що $T_{нб} = 6000$ годин.

Отримане значення $I_{расч}$ порівнюється з значеннями граничних економічних навантажень $I_{пр.ек}$ і вибирається переріз провода F_I . Для схеми 2 ділянки А5 вибирається провід марки АС 95 / 16. Значення $I_{пр.ек}$ в [3] дані в залежності від номінальної напруги лінії типу опор, матеріалу опор і району кліматичних умов по ожеледиці - III.

Для інших ліній варіантів переріз визначається аналогічно.

Результати визначення перерізу проводів ліній наведенні в Таблиця 2.1

У проектуванні електричних мереж, розрахункові схеми для післяаварійних режимів зазвичай відрізняються від схем для нормального режиму лише за параметрами конкретних ділянок, де враховується аварійна ситуація або відсутність зв'язку між двома вузлами. Наприклад, якщо одна з головних ділянок кільцевої мережі відключена. Перевіряється обраний переріз на допустимий струм. Для створення післяаварійного режиму в замкнених мережах розривається найбільш навантажена лінія. Потім, аналогічно до пункту 1, перераховується розподіл потужностей та знаходиться максимальний післяаварійний струм. Візьмемо для прикладу післяаварійний режим у четвертій схемі, при розриві найбільш навантаженої лінії АЗ. [9]

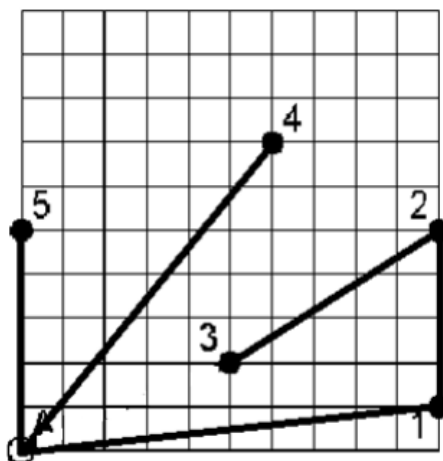


Рисунок 1.4 – післяаварійний режим для третього варіанту розвитку

В післяаваріоному режимі по лінії А1 2-го варіанту передається потужність

$$S_{1АПА} := S_{21ПА} + S_1 = 12 + 6.075i \text{ МВА}$$

Отже:

$$I_{розр1АПА} := 1 \cdot 1 \cdot \frac{S_{1АПА} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (110 \cdot 1.1) \cdot 1} = 64.176 \text{ А}$$

$85A > 64,176A$, тобто вибраний переріз задовільняє умові допустимого максимального струму. У випадку, коли ця умова не виконується, необхідно збільшити переріз проводу.

Результати розрахунків для інших ділянок всіх варіантів схем зведені до таблиці 2.1

Таблиця 1.4 – Результат вибору марок проводів ЛЕП

№	Ділянка мережі за схемою	пл	$I_{розр}, A$	$F, \text{мм}^2$	$I_{доп}, A$	$I_{розрП.а}, A$	$F, \text{мм}^2$ після перевірки
1	А-5	1	99.486	АС-120/19	390	-	АС-120/19
	3-А`	1	73.139	АС-95/16	330	156.928	АС-95/16
	5-4	1	44.647	АС-95/16	330	49.934	АС-95/16
	4-2	1	2.733	АС-95/16	330	92.78	АС-95/16
	2-1	1	25.869	АС-95/16	330	113.959	АС-95/16

	1-3	1	54.68	AC-95/16	330	140.126	AC-95/16
2	A-5	1	54.928	AC-95/16	330	-	AC-95/16
	A-4	1	47.179	AC-95/16	330	-	AC-95/16
	3-2	1	20.463	AC-95/16	330	16.841	AC-95/16
	1-2	1	2.955	AC-95/16	330	37.997	AC-95/16
	A-3	1	38.897	AC-95/16	330	-	AC-95/16
	A`-1	1	31.706	AC-95/16	330	64.176	AC-95/16
3	A-5	1	54.928	AC-95/16	330	-	AC-95/16
	2-1	1	23.329	AC-95/16	330	37.997	AC-95/16
	3-2	1	46.656	AC-95/16	330	16.841	AC-95/16
	2-4	1	47.179	AC-95/16	330	42.89	AC-95/16
	A-3	1	65.107	AC-95/16	330	-	AC-95/16
	A`-1	1	52.671	AC-95/16	330	64.176	AC-95/16
4	A-5	1	54.928	AC-95/16	330	-	AC-95/16
	2-1	1	13.014	AC-95/16	330	37.997	AC-95/16
	3-2	1	10.385	AC-95/16	330	16.841	AC-95/16
	3-4	1	47.179	AC-95/16	330	42.89	AC-95/16
	A-3	1	75.965	AC-95/16	330	-	AC-95/16
	A`-1	1	41.814	AC-95/16	330	64.176	AC-95/16
5	A-5	1	102.057	AC-120/19	390	-	AC-120/19
	2-1	1	2.955	AC-95/16	330	37.997	AC-95/16
	3-2	1	20.463	AC-95/16	330	16.841	AC-95/16
	5-4	1	47.179	AC-95/16	330	-	AC-95/16
	A-3	1	38.897	AC-95/16	330	-	AC-95/16
	A`-1	1	31.706	AC-95/16	330	64.176	AC-95/16

Таблиця 1.5 – характеристики марок проводів ЛЕП

№	Ділянка мережі за схемою	Довжина ділянки, км	пл	Марка провода	г0, Ом/км	х0, Ом/км	R1, Ом	X1, Ом
1	A-5	63.25	1	AC-120/19	0.249	0.427	15.749	19.354
	3-A`	68.31	1	AC-95/16	0.306	0.434	20.903	29.647
	5-4	80.96	1	AC-95/16	0.306	0.434	24.774	35.137
	4-2	55.66	1	AC-95/16	0.306	0.434	17.032	24.156
	2-1	50.6	1	AC-95/16	0.306	0.434	15.484	21.96
	1-3	63.25	1	AC-95/16	0.306	0.434	19.354	27.45
2	A-5	63.25	1	AC-95/16	0,306	0,434	19.354	27.45
	A-4	116.38	1	AC-95/16	0,306	0,434	35.612	50.509
	3-2	73.37	1	AC-95/16	0,306	0,434	22.451	31.843
	1-2	50.6	1	AC-95/16	0,306	0,434	15.484	21.96

	A-3	68.31	1	AC-95/16	0,306	0,434	20.903	29.647
	A`-1	126.5	1	AC-95/16	0,306	0,434	38.709	54.901
3	A-5	63.25	1	AC-95/16	0,306	0,434	19.354	27.45
	2-1	50.6	1	AC-95/16	0,306	0,434	15.484	21.96
	3-2	73.37	1	AC-95/16	0,306	0,434	22.451	31.843
	2-4	55.66	1	AC-95/16	0,306	0,434	17.032	24.156
	A-3	68.31	1	AC-95/16	0,306	0,434	20.903	29.647
	A`-1	126.5	1	AC-95/16	0,306	0,434	38.709	54.901
4	A-5	63.25	1	AC-95/16	0,306	0,434	19.354	27.45
	2-1	50.6	1	AC-95/16	0,306	0,434	15.484	21.96
	3-2	73.37	1	AC-95/16	0,306	0,434	22.451	31.843
	3-4	65.78	1	AC-95/16	0,306	0,434	20.129	28.549
	A-3	68.31	1	AC-95/16	0,306	0,434	20.903	29.647
	A`-1	126.5	1	AC-95/16	0,306	0,434	38.709	54.901
5	A-5	63.25	1	AC-120/19	0.249	0.427	15.749	27.008
	2-1	50.6	1	AC-95/16	0,306	0,434	15.484	21.96
	3-2	73.37	1	AC-95/16	0,306	0,434	22.451	31.843
	5-4	80.96	1	AC-95/16	0,306	0,434	24.774	35.137
	A-3	68.31	1	AC-95/16	0,306	0,434	20.903	29.647
	A`-1	126.5	1	AC-95/16	0,306	0,434	38.709	54.901

Під час аналізу цього розділу було проведено розрахунок струму для кожної ділянки мережі на основі потужності. Потім був вибраний відповідний переріз проводу, і проведено перевірку, чи є цей переріз придатним для післяаварійного режиму струму. Шляхом порівняння післяаварійних струмів з допустимими значеннями було встановлено, чи потрібна заміна проводу на більший. В результаті перевірки встановлено, що заміна на більший провідник не є необхідною.

1.3 Визначення втрат напруги

У цьому підрозділі ми досліджуємо втрати напруги в нормальному та післяаварійному режимах, оскільки це є важливими факторами, які впливають на надійність та економічність мережі. Основна мета - забезпечити стабільні значення частоти та напруги для ефективної роботи споживачів. Зміни навантаження внаслідок сезонності, часу доби та інших факторів можуть спричиняти систематичні відхилення напруги у споживачів. Підвищення навантаження знижує напругу, а зменшення - підвищує. Будь-які відхилення від норми не бажані для споживачів, тому втрати напруги регулюються за допомогою ДЕСТ або інших технічних обмежень.

Оскільки рівень напруги має вирішальне значення для споживачів, після завершення цього розділу можна виключити варіанти мережі, де втрати напруги перевищують встановлені норми. Це обумовлено тим, що такі варіанти не відповідають вимогам щодо якості електроенергії. Для досягнення цієї мети ми перевіряємо кожен варіант мережі на відповідність допустимим втратам напруги до найвіддаленішої точки або точки поточкорозподілу, залежно від типу схеми та режиму. [8]

Для розрахунку втрат напруги використовується наступна формула:

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{P_{\text{л}} \cdot R_{\text{л}} + Q_{\text{л}} \cdot X_{\text{л}}}{U_{\text{н}}}, \quad (1.8)$$

де $P_{\text{л}}$ – активна потужність відповідної лінії, $Q_{\text{л}}$ – реактивна потужність відповідної лінії, $R_{\text{л}}$ – активний опір відповідної лінії.

$$R_{\text{л}} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{л}}}, \quad (1.9)$$

де n – кількість ланцюгів.

$$X_{\text{л}} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{\text{л}}}, \quad (1.10)$$

Покажемо визначення втрат напруги на прикладі ділянки мережі варіанту №4.

Втрати напруги в післяаварійному режимі у вітці 2-3:

$$\Delta U_{23\text{ПА}} := \frac{P_{32\text{ПА}} \cdot R_{32} + Q_{32\text{ПА}} \cdot X_{32}}{U_{\text{АПА}} - \Delta U_{\text{А'1ПА}} - \Delta U_{21\text{ПА}}} = 1.123 \text{ кВ}$$

$$\Delta U' := U_{\text{АПА}} - \Delta U_{\text{А'1ПА}} - \Delta U_{21\text{ПА}} - \Delta U_{23\text{ПА}} = 111.606 \text{ кВ}$$

Визначимо відхилення напруги:

$$\delta U := \frac{U_{\text{ном}} - \Delta U'}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = -1.46 \cdot \%$$

Таблиця 1.6 – характеристики післяаварійного режиму ЛЕП

Відхилення напруги нормуються, і максимально допустиме відхилення не перевищує 20%. Для інших варіантів мережі також проводяться розрахунки за аналогічним алгоритмом, і результати представлені в Таблиці 1.7. У таблиці також вказано кількість вимикачів та загальну довжину ліній для кожного варіанту розвитку електричної мережі 110/35 кВ. Ці загальні показники можуть бути використані для

№	Ділянка мережі за схемою	R1, Ом	X1, Ом	Рп.а, МВт	Qп.а, МВАр	Sp.а, МВА	Втрати напруги $\Delta U_{\text{л}}$, кВ	$\Delta \text{п.а. max}$, %
1	A-5	15.749	27.008	-	-	-	-	14.893
	3-A`	20.903	29.647	29	15.513	32.889	8.811	
	5-4	24.774	35.137	9	5.34	10.465	4.386	
	4-2	17.032	24.156	17	9.439	19.445	5.236	
	2-1	15.484	21.96	21	11.376	23.883	5.509	
	1-3	19.354	27.45	26	13.654	29.367	7.826	
2	A-5	19.354	27.45	-	-	-	-	-1.46
	A-4	35.612	50.509	-	-	-	-	
	3-2	22.451	31.843	3	1.859	3.529	1.123	
	1-2	15.484	21.96	7	3.797	7.963	1.676	
	A-3	20.903	29.647	-	-	-	-	
	A`-1	38.709	54.901	12	6.075	13.45	6.595	
3	A-5	19.354	27.45	-	-	-	-	-1.46
	2-1	15.484	21.96	7	3.797	7.963	1.676	
	3-2	22.451	31.843	3	1.859	3.529	1.123	
	2-4	17.032	24.156	8	4.099	8.989	2.087	
	A-3	20.903	29.647	-	-	-	-	
	A`-1	38.709	54.901	12	6.075	13.45	6.595	
4	A-5	19.354	27.45	-	-	-	-	-1.46
	2-1	15.484	21.96	7	3.797	7.963	1.676	
	3-2	22.451	31.843	3	1.859	3.529	1.123	
	3-4	20.129	28.549	8	4.099	8.989	2.466	
	A-3	20.903	29.647	-	-	-	-	
	A`-1	38.709	54.901	12	6.075	13.45	6.595	
5	A-5	19.354	27.45	-	-	-	-	-1.46
	2-1	15.484	21.96	7	3.797	7.963	1.676	
	3-2	22.451	31.843	3	1.859	3.529	1.123	
	5-4	24.774	35.137	-	-	-	-	
	A-3	20.903	29.647	-	-	-	-	
	A`-1	38.709	54.901	12	6.075	13.45	6.595	

оцінки вартості будівництва нових мереж та відсіювання більш дорогих варіантів.

У випадку, коли інші показники майже однакові, перевага надається варіантам з найкоротшими лініями передачі електроенергії від джерела постачання до місць споживання і найменшими втратами напруги. [6]

Таблиця 1.7 – Відхилення напруги в післяаварійному режимі та інформація про кількість вимикачів та загальну довжину ліній

№ схеми	Δ п.а.тах, %	Кількість вимикачів	Лтраси, км	ЛЛЕП, км
1	14.893	18	382.03	382.03
2	-1.46	18	498.41	498.41
3	-1.46	18	437.69	437.69
4	-1.46	18	447.81	447.81
5	-1.46	18	462.99	462.99

Після порівнянь у таблиці 1.7 зробимо висновок, що для подальшого розгляду рекомендується включити в розгляд варіанти №3 та №4. Ці варіанти виділяються своєю мінімальною кількістю вимикачів та відсутністю необхідності встановлення ліній різних класів напруги. Крім того, вони мають перевагу у тому, що електроенергія передається найкоротшими шляхами від джерела постачання до місць споживання, а втрати напруги в них є мінімальними.

1.4 Визначення технічних показників

Для кожного варіанту схеми мережі також необхідно вибрати оптимальну кількість вимикачів, що є важливим фактором для вибору економічно доцільного варіанту. При проектуванні підстанцій ми керувались принципом надійності та ефективності, і найбільш надійною та раціональною вважається схема "місток". У випадку кільцевих мереж застосовується схема "місток" з вимикачами в перемичці та в колах трансформаторів.

При виборі схем для варіантів мережі ми керуємося функціональною роллю кожної підстанції в мережі та вимогами до надійності і простоти виконання. Для

прохідних підстанцій у кільцевих мережах ми приймаємо схему "місток" з вимикачами в перемичці та в колах трансформаторів. [6]

Для системної підстанції А ми використовуємо подвійну систему шин з обхідною, при цьому кількість вимикачів на шинах дорівнює кількості ліній, які до них підключені. При цьому загальну кількість вимикачів не враховуємо шиноз'єднувальні та секційні вимикачі, оскільки ми розглядаємо лише джерела живлення підстанції А, припускаючи, що вона може обслуговувати іншу частину енергосистеми.

Кількість вимикачів для кожного варіанту схеми мережі також зводиться до Таблиці 1.7.

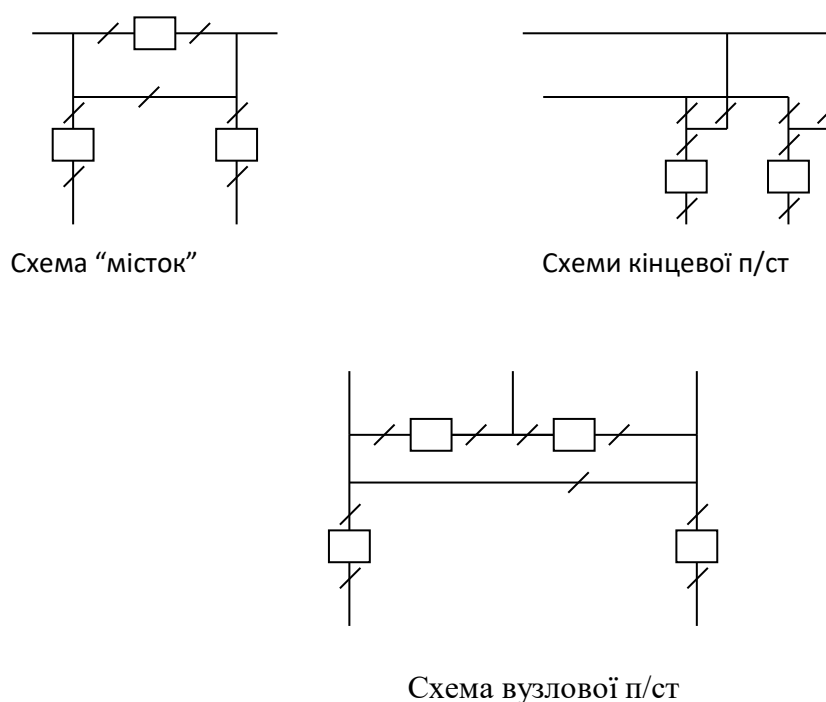


Рисунок 1.5 – схеми мережі

1.5 Вибір основного обладнання на підстанціях

Аналіз можливостей систематичного перенавантаження трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях в нормальних режимах, з урахуванням

реального графіка навантаження, коефіцієнта початкового навантаження та температури навколишнього середовища, не є частиною даного проекту. У зв'язку з цим, відповідно до стандартної практики проектування, потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може визначатися з урахуванням допустимого перенавантаження у післяаварійних режимах на 40% впродовж максимальної тривалості 6 годин, не перевищуючи 5 днів.

При виборі трансформаторів враховуються такі критерії:

- 1) Якщо на підстанції присутні споживачі 1-ої категорії, то мінімальна кількість встановлюваних трансформаторів повинна бути два.
- 2) На підстанціях, що живлять споживачів 2-ої і 3-ої категорій, можна встановити лише один трансформатор, за умов наявності централізованого пересувного трансформаторного резерву в мережевому районі та можливості заміни пошкодженого трансформатора протягом однієї доби. Проте, на практиці такий швидкий обмін трансформаторів є досить складним. [22]

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$S_{mi} = \frac{S_{назрі}}{n_m \cdot k_1}, \quad (1.11)$$

n_m — кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанціях, k_1 — коефіцієнт завантаження, який приймаємо по ГОСТу 60 - 80%.

Необхідно також розрахувати коефіцієнт перенавантаження $K_{п}$, який не повинен перевищувати 140% від номінального навантаження.

$$K_{п} = \frac{S_{назрі}}{S_{m_{ном}} \cdot (n_m - 1)}, \quad (1.12)$$

В завданні задана умова, що у вузлах 1 та 4 знаходяться споживачі першої категорії. Для 1 вузла маємо по (11):

$$S_{розр.тр1} := S_1 \cdot k_{перевантаж} = 7.692 \text{ МВА}$$

В межах заданого діапазону ми вибираємо два стандартних трифазних трансформатори з номінальною потужністю 6,3 МВА згідно зі Стандартом Таблиці 6

[1]. Це означає, що ми залишаємо вже встановлені трансформатори без необхідності їх заміни.

Коефіцієнт перевантаження :

$$k_{\text{пер}1} := \frac{S_1}{6.3} = 0.872 \quad 0.872 \leq 1.4$$

Для 4 вузла маємо по (11):

$$k_{\text{пер}4} := \frac{S_4}{10} = 0.899 \quad 0.899 \leq 1.4$$

В рамках визначеного діапазону ми обираємо два стандартних трифазних трансформатори з номінальною потужністю 10,0 МВА, відповідно до вимог, наведених у Стандарті Таблиці 6 [1].

Таблиця 1.8 - Результати вибору трансформаторів

№	Тип т-ра	Межі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _{хх} , квар
			ВН	НН							
1	ТДН-6300/110	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
2	ТДН-6300/110	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
3	ТДН-6300/110	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
4	ТДН-10000/110	±9×1,78%	115	6,5; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
5	ТДН-10000/110	±9×1,78%	115	6,5; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

1.6 Баланс активних і реактивних потужностей в мережі

У встановленому режимі електропостачання джерела активної потужності повинні постачати в електричну систему стільки електроенергії, скільки потребують

усі споживачі в даний момент часу, враховуючи втрати при передачі. Таким чином, баланс активної потужності зберігається при незмінній частоті $f = \text{const}$:

$$P_r = K \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} + \Delta P, \quad (1.13)$$

де P_r - потужність, що видається з шин джерела генерації А, ΣP_{ni} - сумарна активна потужність навантажень, ΔP - втрати активної потужності в лініях і трансформаторах (приймається в попередніх розрахунках, що вони складають 5% від ΣP_{ni} в високовольтних мережах), K - коефіцієнт одночасності максимуму навантажень ($K = 0.9$).

За умови повної завантаженості джерела А:

$$P_r = (0.9 + 0.05) \cdot (5 + 4 + 3 + 8 + 9) = 27.55 \text{ МВт}$$

$$P_a = 19.95 \text{ МВт}$$

У сталому режимі електричного постачання джерела активної потужності мають постачати в систему електроенергію в кожну мить, яка відповідає потребам всіх споживачів, враховуючи всі втрати, що виникають у електричній мережі. Таким чином, баланс активної потужності залишається збереженим при постійній частоті $f = f_{\text{ном}}$.

$$P_r = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} + \Delta P_m, \quad (1.14)$$

- P_r – активна потужність, на шинах постачальних підстанцій;

- $\sum_{i=1}^K P_{ni}$ – сумарна активна потужність навантажень;

- $\Delta P_m = 0.05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni}$ – втрати активної потужності у ЛЕП і силових

трансформаторах (приймаємо, що вони складають 5% від $\sum_{i=1}^K P_{ni}$);

- $K_0 = 0.9$ – коеф. одночасності максимуму навантаження.

- реактивна потужність, від системної підстанції буде:

- $Q_r = P_r \cdot \text{tg}(\arccos \phi_r)$,

Перед порівнянням техніко-економічних варіантів схеми мережі необхідно провести наближений аналіз споживання реактивної потужності та приблизний вибір компенсуючих пристроїв щодо їх потужності, типів та розташування у мережі. Компенсація реактивної потужності може суттєво впливати на загальні навантаження підстанцій, а також на вибір потужності трансформаторів, переріз проводів ліній та втрати потужності, напруги та енергії у мережі. У кінцевому підсумку, вибір потужності компенсуючих пристроїв та їх розміщення на підстанціях мережі впливає на технічні та техніко-економічні показники варіантів схеми мережі і, отже, може впливати на вибір оптимальної номінальної напруги та схеми мережі, яку планується проектувати. Баланс реактивної потужності в системі повинен задовольняти наступне рівняння: [8]

$$Q_G + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij} + \sum_{i=1}^K Q_{KPi} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{ni} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}, \quad (1.15)$$

де $0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{ni}$ – реактивна потужність навантажень з врахуванням коефіцієнта одночасності максимуму реактивного навантаження.

$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}$ – загальні втрати реактивної потужності у ЛЕП;

$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij}$ – зарядна потужність, яка генерується ЛЕП;

$\sum_{i=1}^K Q_{KPi}$ – реактивна потужність для додаткових джерел реактивної потужності (а саме компенсуючих пристроїв – КП);

$\sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti}$ – загальні втрати реактивної потужності в силових трансформаторах.

Отже, загальна реактивна потужність, необхідна для електропостачання району, складається з двох основних складових: реактивного навантаження споживачів у визначених пунктах та втрат реактивної потужності в лініях та трансформаторах (автотрансформаторах) мережі.

Реактивна потужність, яка споживається в районі в цілому, визначається як сума відповідних навантажень в окремих пунктах з урахуванням коефіцієнта

одночасності для реактивних навантажень, який приблизно дорівнює 0,95. Втрати реактивної потужності в індуктивних опорах повітряних ліній у середньому становлять (1-2)% при 35 кВ та (4-6)% при 110 кВ відносно модуля повної потужності, що передається по ЛЕП.

Втрати реактивної потужності в трансформаторах та автотрансформаторах при кожній трансформації становлять приблизно (8-12)% від повної потужності навантаження. Щоб оцінити величину втрат реактивної потужності в трансформаторах, необхідно враховувати можливу кількість трансформацій потужності навантаження кожного пункту. Якщо розрахунок балансу реактивної потужності здійснюється на основі заданого номінального коефіцієнта потужності генераторів електросистеми, то необхідно враховувати втрати реактивної потужності як при трансформаціях на електричних станціях, так і на понижувальних підстанціях району, що проектується. Враховуючи те, що частину реактивної потужності доцільно виробляти децентралізовано за допомогою компенсуючих пристроїв, потужності резерву та власні потреби електростанцій у реактивній потужності не враховуються.

Таким чином, для оцінки реактивної потужності мережі необхідно враховувати реактивне навантаження споживачів, втрати реактивної потужності в лініях та трансформаторах, кількість трансформацій потужності навантаження, а також можливість компенсації реактивної потужності з використанням компенсуючих пристроїв.

За першу апроксимацію для повітряних мереж напругою 110 кВ можна вважати, що втрати реактивної потужності в індуктивних опорах ліній і генерація реактивної потужності цими лініями в період найбільших навантажень взаємно компенсуються. Оцінка сумарної реактивної потужності споживачів порівнюється з потужністю, що надходить від джерел живлення, для визначення необхідності встановлення компенсуючих пристроїв у електричній мережі. [8]

Основним типом компенсуючих пристроїв, які використовуються для компенсації реактивної потужності, слугують конденсатори. Для компенсації

реактивного навантаження споживачів та втрат реактивної потужності в ЛЕП використовують синхронні компенсатори, батареї статичних конденсаторів і конденсаторні установки.

Для повітряних мереж 110 кВ використовуються конденсаторні батареї, які складаються з конденсаторів типу КСА-0,66-20, КС2А-0,66-40, КС2-1,05-60 і КС2-1,06-125. Конденсаторні установки типів КУ і КУН потужністю 240-425 кВ·А виготовляються для компенсації реактивної потужності безпосередньо у споживачів і складаються з конденсаторів КМ і КМН.

Розташування компенсуючих пристроїв на підстанціях електричної мережі впливає на економічність режимів роботи мережі і регулювання напруги. Рекомендації щодо розташування компенсуючих пристроїв включають:

- 1) Компенсація реактивних навантажень у мережах вторинних напруг у мережах з двома або більше номінальними напругами.
- 2) Компенсація реактивних навантажень на найбільш електрично віддалених підстанціях у мережах з однією номінальною напругою.

Необхідну потужність компенсуючих пристроїв на кожній підстанції забезпечують паралельним включенням серійно виготовлених компенсуючих установок. Остаточна перевірка вибору потужності компенсуючих пристроїв проводиться за результатами розрахунків потокорозподілення у нормальному режимі найбільших навантажень підстанції з урахуванням втрат потужності мережі.

Обрахунок балансу реактивних потужностей проводять для кожного контуру окремо, а розрахунки в проекті проводяться за реактивними складовими навантажень з урахуванням встановлених компенсуючих пристроїв. [8]

$$P_{\Gamma} := 0.95(P_1 + P_2 + P_3) = 11.4 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\Gamma 1} := 0.95 \cdot (Q_{\Gamma H1} + Q_{\Gamma H2} + Q_{\Gamma H3}) = 5.771 \quad \text{МВАр}$$

$$Q_{\text{кп1}} := 0.95 \cdot (Q_{\Gamma H1} + Q_{\Gamma H2} + Q_{\Gamma H3}) + 0.1 \cdot (S_1 + S_2 + S_3) - Q_{\Gamma 1} = 1.347 \quad \text{МВАр}$$

$$Q_{\Gamma 2} := 0.95 \cdot (Q_{\Gamma H3} + Q_{\Gamma H4}) = 5.66 \quad \text{МВАр}$$

$$Q_{\text{кп2}} := 0.95 \cdot (Q_{\Gamma H3} + Q_{\Gamma H4}) + 0.1 \cdot (S_3 + S_4) - Q_{\Gamma 2} = 1.252 \quad \text{МВАр}$$

Отже необхідності встановлювати конденсаторної батареї немає.

Порівняння сумарної реактивної потужності споживачів і реактивної потужності, що надходить з джерела живлення, допомагає визначити необхідність встановлення компенсуючих пристроїв (КП) у мережі або встановлення їх відсутність. Необхідна сумарна потужність компенсуючих пристроїв обчислюється за відповідною формулою.

У 3-му і 4-му варіантах не встановлюються конденсаторні батареї.

1.7 Визначення техніко-економічних показників, вибір оптимального варіанта мережі

У роботі проводиться порівняння різних варіантів мережі за допомогою техніко-економічного аналізу (ТЕЛ). Порівняння варіантів відбувається на двох етапах.

На першому етапі вибрані варіанти з однаковою ном. напругою порівнюють за основними кількісними показниками, такими як загальна довжина ліній, довжина трас, кількість вимикачів тощо. Це порівняння носить наближений характер і базується на розрахункових витратах.

На другому етапі обмежена кількість найбільш раціональних варіантів схеми і номінальної напруги мережі проходить техніко-економічне порівняння на основі приведених витрат. Кожен з цих варіантів детально розробляється, з вибором схем для всіх підстанцій, розрахунком витрат електроенергії та інших параметрів.

Необхідно враховувати, що варіанти з різними номінальними напругами можуть порівнюватись тільки за приведеними витратами через різну вартість обладнання, апаратури та різні рівні витрат електроенергії. Це стосується також порівняння варіантів з різною надійністю постачання споживачів.

При визначенні техніко-економічних показників і критеріїв економічної ефективності використовуються дані щодо вартості електрообладнання і характеристик його експлуатації з джерела [9, додаток 5].

Методика оцінки економічної ефективності, яка використовується в рамках ТЕА, розроблена на основі загальних методичних положень щодо оцінки економічної ефективності інвестицій в енергетику (ГЛ 340.001–95), затверджених Міненерго України з погодженням з Мінекономіки України [7].

Ця методика [3, 9] призначена для визначення економічної ефективності інвестицій у розвиток енергосистем та електричних мереж, включаючи нове будівництво, розширення і реконструкцію ліній електропередачі та підстанцій.

У даній роботі загальним критерієм економічної ефективності, за яким здійснюється вибір кінцевого варіанту, є рентабельність капіталовкладень в електричні мережі.

$$R = \frac{C_m \gamma W - E}{K} \cdot 100\%, \quad (1.16)$$

де C_m – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без податку з обороту), приймається рівним 1,68 грн./кВт·год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для мереж 110 кВ γ складає 0,12 [3]); W – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, млн. кВт·год.; E – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі, тис. грн..

У ситуації нестабільної економіки країни рекомендується визначати капітальні вкладення в твердій вільно конвертованій валюті. Зараз прийнято, що ціни, виражені в карбованцях за 1984 рік [4], відповідають сучасним цінам в доларах США [7]. Для перетворення вартості національної валюти необхідно помножити приведені показники вартості, зазначені в довідниках, на офіційний курс долара США на момент проведення розрахунків (наприклад, 34 грн за 1 долар США).

Ще одним критерієм економічної ефективності є приведені затрати, які можна визначити за допомогою формули: [7]

$$B = p_n \cdot K + E + 36, \quad (1.17)$$

де B – приведені затрати, тис. грн, p_n - нормативний коефіцієнт нормативності капітальних вкладень, приймається $p_n = 0.12$. K - одночасні капітальні витрати, тис. грн.

$$K = K_{\Pi} + K_{\text{Л}}, \quad (1.18)$$

де K_{Π} – одночасні капітальні вкладення на спорудження підстанцій, $K_{\text{Л}}$ - капітальні витрати на спорудження ліній.

$$K_{\Pi} = \sum K_K, \quad (1.19)$$

де K_K - вартість комплектних трансформаторних підстанцій, тис. грн.;

Для визначення вартості вимикачів та відкритих розподільчих пристроїв слід обрати схему розподільчих пристроїв. Згідно з джерелом [4] рекомендується використовувати містку схему з вимикачами, розташованими в перемичці, та ланцюгах трансформаторів для всіх нових вузлів.

Для 4-го варіанту:

$$K_{\Pi/c} = 37910 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{\text{Л}} = C_{\text{Т}} \cdot l, \quad (1.20)$$

де $C_{\text{Т}}$ - вартість 1 км ЛЕП, тис. грн.

Визначаємо $C_{\text{Т}}$ по [4] Таблиця 9.4. для залізобетонних опор.

Таблиця 9.4 – Вартість ліній електропередач для залізобетонних опор

Ділянки, км		$U_{\text{ном}},$ кВ	Марка провода	Табличне значення, тис. руб/км.	$C_{\text{Т}},$ тис. грн.	$K_{\text{леп}},$ тис. грн.
А-5	63.25	110	АС- 95/16	14,3	486,2	30750
3-4	65.78	110	АС- 95/16	14,3	486,2	31980
3-2	73.37	110	АС- 95/16	14,3	486,2	35670
1-2	50.6	110	АС- 95/16	14,3	486,2	24600
А-3	68.31	110	АС- 95/16	14,3	486,2	33210

A`-1	126.5	110	АС- 95/16	14,3	486,2	61500
------	-------	-----	--------------	------	-------	-------

$$K_{\text{л}} = 30750 + 31980 + 35670 + 24600 + 33210 + 61500 = 217710 \text{ тис. грн.}$$

Одночасні капітальні витрати К:

$$K = 37910 + 217710 = 255620 \text{ тис. грн.}$$

Е - щорічні витрати на експлуатацію мережі.

$$E = E_{\text{л}} + E_{\text{п}} + E_{\Delta w} \quad (1.21)$$

де $E_{\text{л}}$ - відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування і ремонт ліній, тис. грн.

$$E_{\text{л}} = ((a_{\text{л}}\% + P_{\text{л}}\% + O_{\text{л}}\%)/100) \cdot K_{\text{л}}, \quad (1.22)$$

а - амортизація; Р - поточний ремонт; О - обслуговування

$$(a_{\text{л}}\% + P_{\text{л}}\% + O_{\text{л}}\%)/100 = 0.028$$

$$E_{\text{л}} = 0.028 \cdot 217710 = 6096 \text{ тис. грн.}$$

$E_{\text{п}}$ - відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування і ремонт підстанцій, тис. грн.

$$E_{\text{п}} = ((a_{\text{п}}\% + P_{\text{п}}\% + O_{\text{п}}\%)/100) \cdot K_{\text{п}}$$

$$(a_{\text{п}}\% + P_{\text{п}}\% + O_{\text{п}}\%)/100 = 0.094$$

$$E_{\text{п}} = 0.094 \cdot 37910 = 3564 \text{ тис. грн.}$$

$E_{\Delta w}$ - відрахування від капітальних витрат на вартість втрат електроенергії ΔW за рік, тис. грн.

$$E_{\Delta w} = b_0 \cdot \Delta w = b_0 \cdot \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = b_0 \cdot \sum \frac{S_{\text{л}}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot R_{\text{л}} \cdot \tau, \quad (1.23)$$

де b_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії, $b_0 = 5,5$ коп/кВт·год

τ - час втрат.

$$\tau := \left(0.124 + \frac{5800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4.342 \times 10^3$$

де $T_{\text{нб}}$ - тривалість використання найбільшого навантаження. [10]

$$T_{\text{нб}} = 5800 \text{ год.}$$

$$E_{\Delta W} = 6489 \text{ тис.грн.}$$

$$E = 6,489 + 3564 + 6096 = 16149 \text{ тис.грн.}$$

Приведені витрати дорівнюють:

$$B = 0,12 \cdot 255591,6 + 16149 = 46820 \text{ тис. грн.}$$

Рентабельність капіталовкладень в електричну мережу:

$$R_{\text{www}} := \frac{3.391 \cdot 10^4 - 1.615 \cdot 10^4}{2.556 \times 10^5} \cdot (100) = 6.948$$

Розрахунок приведених витрат та рентабельності для другої схеми виконується аналогічно, результати зведені до таблиці 9.1

Таблиця 9.1 - Розрахунок приведених витрат та рентабельності

№ сх.	К _{п/ст}	К _л	К	Е _л	Е _{п/ст}	Е _{Δw}	Е	В	Р
	тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.	%
3	37910	217710	250700	5959	3564	7650	17170	47260	6.676
4	37910	217710	255620	6096	3564	6489	16149	46820	6.948

Для подальших розрахунків вибираємо 4-ий варіант розвитку мережі.

1.8 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі

Для проведення розрахунку усталеного режиму електричної мережі (ЕМ) використовується програмний комплекс Втрати "RVM - Hign". Цей комплекс дозволяє здійснити розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі з напругою 110/10 кВ на основі вхідних даних про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип).

Перевірка введених значень здійснюється перед виходом з режиму редагування.

Закінчити зміну інформації						
	N початку	N кінця	Тип вітки	Un / Марка	L, км	
1	8	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	16.940	
2	1	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	55.600	
3	4	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	45.980	
4	3	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	60.500	
5	8	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	24.200	
6	2	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	43.560	
7	3	310	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.000	
8	4	4101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.300	
9	4	4102	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.300	
10	4101	4102	Комутаційний апарат		Відкл.	
11	1	1101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455	
12	1	1102	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455	
13	1101	1102	Комутаційний апарат		Відкл.	
14	2	210	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455	
15	5	510	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.141	

Рисунок 1.6 – Вікно введення інформації

Після завершення введення або редагування інформації про вітки, треба натиснути кнопку "Закінчити зміну інформації". Якщо значення параметрів були змінені, виконується перевірка правильності введення даних, і у разі виявлення помилок, видається відповідне повідомлення.

За наведеною схемою була введена інформація для всіх наявних віток електричної мережі. Інформація про вітки з файлу вхідних даних представлена в Рисунок 1.9.

	N початку	N кінця	Тип вітки	Un / Марка	L, км	
1	8	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	16.940	
2	1	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	55.600	
3	4	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	45.980	
4	3	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	60.500	
5	8	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	24.200	
6	2	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	43.560	
7	3	310	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.000	
8	4	4101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.300	
9	4	4102	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.300	
10	4101	4102	Комутаційний апарат		Відкл.	
11	1	1101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455	
12	1	1102	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455	
13	1101	1102	Комутаційний апарат		Відкл.	
14	2	210	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455	
15	5	510	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.141	
16	Аналіз схеми мережі 110-35 кВ -					
17	0% Виконано 100%					
18						
19	Контурів: 1					
20	Аналіз схеми пройшов успішно					
21						
22						
23	 Завершити					

Рисунок 1.7 – Аналіз схеми мережі

Після введення всіх потрібних вхідних даних, важливо перевірити їх правильність. Для цього в програмі передбачений модуль тестування, який дозволяє перевірити схему на наявність помилок. [4]

Для перевірки правильності введених даних необхідно викликати модуль тестування, натиснувши на кнопку "Аналіз схеми" у головному вікні програми. Після цього з'явиться вікно модуля тестування, яке залежить від наявності помилок у схемі мережі. Якщо тестування не виявило помилок, можна переходити до розрахунків, натиснувши кнопку "Завершити".

Якщо під час тестування були виявлені помилки, вони будуть відображені у вікні модуля тестування, разом з пропозиціями щодо їх виправлення. Якщо помилки є критичними і можуть вплинути на точність або можливість розрахунків, з'явиться повідомлення "Продовження розрахунків неможливе!". В такому випадку користувач може перейти до виправлення помилок, натиснувши кнопку "Припинити".

Після виправлення всіх помилок у схемі з'явиться можливість переходу до розрахунків усталеного режиму.

Результати розрахунків всієї мережі

Загальна інформація | Інформація про вузли | Інформація про вітки |

Тривалість звітного періоду: 5800.0 год Час втрат: 2859.6 год

Інтегральні характеристики електричної мережі 750-35 кВ

	Потужності		Електроенергії	
	акт. (МВт)	реакт. (МВАр)	акт (млн. кВт*г)	реакт. (млн. квар*г)
Усього одержано:	21.5	15.3	125.26	91.28
від зовнішніх джерел	21.5	7.5	125.26	45.80
від внутрішніх джерел	0.0	7.8	0.00	45.49
Усього відпущено:	21.0	11.5	121.80	66.86
зовнішнім споживачам	0.0	0.0	0.00	0.00
внутрішнім споживачам	21.0	11.5	121.80	66.86
Усього втрачено:	0.5	3.8	3.46	24.42

Втрати потужності та електроенергії

Втрати	потужності (МВт):	електроенергії (млн. кВт*г)
в лініях електропередачі	0.3	1.89
з них в ЛЕП 750-330 кВ	0.0	0.00
в ЛЕП 220-35 кВ	0.3	1.89
в трансформаторах	0.2	1.56
з них холостого ходу	0.1	0.35
навантажувальні	0.2	1.21
Сумарні 750-35 кВ	0.5	3.46 (2.76 %)
з них холостого ходу	0.1	0.35 (10.15 %)
від перетоків акт. потужн.	0.3	2.16 (62.48 %)
від перетоків реакт. потужн.	0.1	0.95 (27.36 %)
Всього у мережах 750-35 кВ	0.5	3.46 (2.76 %)

Рисунок 1.8 – Результат розрахунку всієї мережі

Після натискання кнопки "Розрахунок" відбувається перевірка вхідних даних у два етапи. Спочатку перевіряється правильність введення типів віток, коефіцієнтів трансформації, номінальних напруг, заданих потужностей навантаження підстанції 330/110(35)/10(6) кВ та електроенергії, відпущеної з шин 10 кВ. На другому етапі перевіряється коректність введення схеми електричної мережі.

Якщо помилок не виявлено, запускається модуль розрахунку. У вікні відображається процес розрахунку режиму мережі. Якщо при замиканні комутаційних апаратів утворюються замкнені контури, вони ілюструються у верхній частині вікна, що показує проходження процесу розрахунку контурів.

Якщо розрахунок виконаний правильно, у нижній частині вікна з'являється поле "Виконано". У цьому випадку, при натисканні кнопки "Готово", відкривається вікно з результатами розрахунків.

Якщо розрахунок режиму неможливий, виводиться повідомлення з інформацією про причини неможливості виконання розрахунку.

Ця програма надає основні результати розрахунків для заданої електричної мережі 110/10 кВ. Вона включає втрати потужності та електроенергії в цій мережі. Крім того, програма також розраховує ustalений режим мережі, надаючи інформацію про значення напруг у вузлах та струми в вітках електричної мережі. [8]

Результати розрахунків ustalеного режиму для вхідної електричної мережі 110/10 кВ представлені у додатку Б у вигляді трьох таблиць: загальних результатів розрахунків втрат електричної енергії, результатів розрахунків по вітках та результатів розрахунків по вузлах.

Файл вхідних даних, враховуючи розвиток, наведений у Рисунку 1.8 результати розрахунків ustalеного режиму електричної мережі 110/10 кВ після розвитку представлені в додатку Б.

2 ТЕХНІЧЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ ПЛЕП

2.1 Види обслуговування та їх періодичність

Технічне обслуговування ПЛ передбачає:

- огляди ПЛ;
- перевірки та випробовування;
- окремі види робіт.

Роботи з технічного обслуговування ПЛ виконують електромонтери та інженерно-технічні працівники Обленерго або РМЕМ. ПЛ напругою 220 кВ і вище, які відносяться до РМЕМ, може обслуговувати також персонал Обленерго на контрактних умовах.

Огляди ПЛ проводять:

- електромонтери не рідше ніж один раз на рік по всій протяжності ПЛ;
- інженерно-технічний персонал всіх ліній (ділянок ліній), які підлягають капітальному ремонту;
- верхові огляди з підйомом на опори для вибіркової перевірки стану проводів і тросів в затискачах та дистанційних розпірках, траверс, арматури проводять за рішенням керівництва експлуатаційної структури.

Позачергові огляди ПЛ або їх ділянок за рішенням керівництва експлуатаційної структури проводяться:

- а) в разі утворення на проводах та тросах ожеледі;
- б) під час коливань ("танцюванні") проводів та тросів;
- в) під час льодоходу, розливів річок та інших стихійних явищах;
- д) у разі успішного автоматичного повторного вмикання лінії.

Перевірку та випробування окремих елементів ПЛ треба проводити для визначення дефектів, які не виявляються при оглядах ліній і, як правило, виявляються під час цих перевірок та випробувань, а також під час проведення окремих видів робіт.

Відхилення дерев'яних і металевих опор та їх елементів від проектного положення; прогини елементів металевих опор та металевих елементів залізобетонних опор перевіряють у разі потреби.

Відхилення залізобетонних опор від вертикалі необхідно перевіряти протягом перших (1-2) років експлуатації, потім у разі потреби.

Перевірку дерев'яних опор на загнивання деревини проводить під час огляду інженерно-технічний персонал ліній, що підлягають капремонту, та перед підйомом на опору.

Контролюють появу тріщин у стояках залізобетонних опор нижче поверхні ґрунту після перших трьох років експлуатації, потім - один раз на 6 років.

Вимірюють натяг у відтяжках опор протягом перших двох років експлуатації щороку, потім - один раз на 3 роки.

Перевірку болтових з'єднань проводів методом вимірювань слід проводити не рідше ніж один раз на 5 років.

Перевірку з'єднувачів та затискачів проводів та тросів проводять у разі потреби. З'єднують зварні контакти тільки після монтажу.

Перевірку відстаней від проводів до поверхні землі та різних об'єктів, між проводами різних ліній в прогоні на лініях із сумісною підвіскою проводів, а також стріл прогину проводів проводять в разі потреби.

Перевірку електричної міцності фарфорових ізоляторів ПЛ напругою 35-500 кВ слід проводити перший раз після 1-2 років експлуатації, другий раз - після 6-10 років експлуатації, а потім з періодичністю, яка враховує умови експлуатації ізоляторів та рівень їх пошкоджуваності. Ізолятори з рівнем відбраковування вище III повинні перевірятися не рідше один раз на 6 років.

На ПЛ напругою 750 і 800 кВ контроль фарфорових ізоляторів проводять після року експлуатації, а потім не рідше ніж один раз на 6 років.

Перевірку лінійної арматури (положення погашувачів вібрації, відстаней між групами дистанційних розпірок) проводять у разі потреби.

Вимірювання опорів пристроїв заземлення проводять з такою періодичністю:

- опор ПЛ напругою 35 кВ з роз'єднувачами, захисними проміжками та трубчастими розрядниками - не рідше ніж один раз на 6 років;

- у разі виявлення на тросових опорах ПЛ напругою 110 кВ і вище слідів перекриття або пошкодження ізоляторів електричною дугою;

- вибірково у 2 % залізобетонних та металевих опор в населеній місцевості, на ділянках ПЛ з агресивними, зсувними, видувними ґрунтами, які погано проводять струми (з питомим еквівалентним опором більше 5000 Ом/м) - не рідше ніж один раз на 12 років.

Вибіркову перевірку пристроїв заземлення з розкриттям ґрунту у 2% опор із заземлювачами проводять не рідше ніж один раз на 12 років.

Для пристроїв заземлення, які піддаються інтенсивній корозії, вибіркоче розкриття ґрунту слід проводити частіше.

Перевірку трубчастих розрядників після зняття з опор слід проводити один раз на 3 роки.

До окремих видів робіт належать:

- тепловізійний контроль ПЛ:

- перевірка симетричності ємнісної провідності фаз ПЛ напругою 35 кВ, яка проводиться після реконструкції, транспозиції або під'єднання конденсаторів зв'язку до проводів лінії;

- перевірка на виявлення зон впливу ПЛ напругою 330 кВ і вище, яка проводиться тоді, коли роботи, що були проведені на лінії або на трасі, могли вплинути на значення напруженості електричного поля;

- підтримування встановленої ширини просік, що здійснюється розчищенням від кущів та дерев;

- підтримування протипожежного стану траси лінії в зоні можливих пожеж;

- обмивання ізоляції;

- заміна та встановлення спеціальних пристроїв проти сідання птахів над гірляндами;

- утримування у справному стані сигнальних знаків у місцях перетину ПЛ водних шляхів, пристроїв світлоогорожі та знаків, що встановлюють на окремих опорах.

За даними огляду, перевірки та вимірювань слід складати плани проведення капітальних ремонтів, а невідкладні роботи виконувати в міжремонтні періоди [12].

2.2 Характерні пошкодження повітряних ліній

Порушення вимог до охоронних зон і просік

В охоронних зонах забороняється:

- влаштовувати звалища;
- утруднювати або перекривати під'їзди і проходи до ПЛ (наприклад, під час спорудження зрошувальних і дренажних каналів, шпалер для виноградників, садів тощо);
- залишати в межах просік культурні насадження (сади) висотою 4м і більше, дикорослі дерева будь-якої висоти, кущі висотою більше 2м, а також рослинність навколо кожного стояка дерев'яної опори в радіусі 2 м;
- складувати добрива, корми, торф, солому, дрова та інші матеріали, розпалювати вогнища;
- розташовувати автозаправні станції та інші сховища паливно-мастильних матеріалів;
- скидати на проводи сніг з дахів будинків;
- влаштовувати спортивні майданчики для ігор, стадіони, ринки, стоянки усіх видів машин і механізмів, проводити будь-які заходи, пов'язані з великим скупченням людей, не зайнятих виконанням дозволених у встановленому порядку робіт;
- запускати спортивні літальні апарати, повітряних зміїв;
- здійснювати зупинки усіх видів транспорту (крім залізничного) в охоронних зонах ПЛ напругою 330 кВ і вище.

Забороняється без письмової згоди власника лінії використовувати охоронну зону:

- на будівництво, капітальний ремонт, реконструкції або знесення будь-яких будівельних споруд;
- для посадки та вирубування дерев, розміщення польових станів, влаштування загонів для худоби, спорудження дротяних огорож, шпалер для виноградників і садів, а також поливання сільськогосподарських культур;
- для проїзду машин та механізмів, що мають загальну висоту від поверхні дороги більше 4,5 м.;
- для розташування гаражів без згоди та виконання технічних вимог власника ПЛ.

Забороняється розташовувати гаражі під проводами ПЛ напругою 35 кВ, а також на відстані менше 4 м від проекції крайніх проводів при їх найбільшому відхиленні.

Відсутність сигнальних знаків у місцях перетину ПЛ із судноплавними та сплавними річками, водосховищами, каналами та озерами.

Недостатня ширина просік по трасі проходження ПЛ.

Пошкодження та дефекти дерев'яних опор

Пошкодження та дефекти дерев'яних опор:

- загнивання деталей опор;
- обгоряння від струмів КЗ, зокрема у місцях з'єднання окремих деталей, кріплення гірлянд ізоляторів до траверс;
- механічне пошкодження у разі прямих попадань блискавки та під час льодоходу;
- послаблення бандажів, стяжних хомутів та болтових з'єднань деталей опор через висихання деревини.

Пошкодження та дефекти металевих опор:

- дефекти під час виготовлення опор (неякісне зварювання, пропуски швів тощо);

- недотримання проектних вимог під час спорудження фундаментів під опори (розмірів у плані з різницею по вертикалі) і в результаті вимушене зміщення башмаків під час встановлення опор;

- зміщення фундаментів у ґрунті через неякісне засипання котлованів ґрунтом, відсутність належного трамбування насипного ґрунту, нещільне прилягання п'яти опори до фундаменту;

- демонтаж окремих деталей з профільного металу (кутників) з метою їх викрадення:

- корозія металоконструкцій опор, особливо при проходженні ПЛ поблизу заводів хімічної промисловості та морської берегової лінії.

Пошкодження та дефекти залізобетонних опор:

- дефекти, які виявляються під час виготовлення опор (погане зчеплення арматури з бетоном, нерівномірна або недостатня товщина бетонної стінки, зміщення арматурного каркаса);

- тріщини у стволах опор;

- погані засипання і трамбування пробурених котлованів;

- відшарування бетону з утворенням раковин;

- корозія металевих частин (траверс, тросостояків, шарнірних з'єднань).

Загальні пошкодження та дефекти опор:

- механічні перевантаження порівняно з розрахунковими при збігу кількох факторів (ожеледь на проводах, обрив проводів тощо);

- пошкодження опор під час монтажу і ремонтних робіт (пошкодження траверс при монтажі проводів);

- нахил опор вздовж або впоперек лінії понад допустиму норму;

- наїзди транспорту та сільськогосподарських машин (на полях);

- відсутність умовних позначень, нумерації опор, попереджувальних плакатів;

- сидання птахів над гірляндами та гніздування на опорах;

- порушення вимог проекту до елементів кріплення (невідповідний діаметр болтів, гайок, анкерних болтів, діаметр провода для бандажів, недостатня довжина нарізки), відсутність потрібної кількості болтів, гайок, застосування невідповідної марки цементу для бетонних робіт, порушення технології під час спорудження опор.

Пошкодження та дефекти проводів і тросів

Механічні пошкодження:

- сторонніми об'єктами, предметами (кранами, екскаваторами та іншими високогабаритними машинами, деревами та ін.);
- під час монтажу неякісні обтискання і обпресовування з'єднань;
- під час вібрації, особливо при проходженні ПЛ на відкритій місцевості;
- під час "танцювання" проводів (випадання розпірок, пошкодження розчеплених проводів у фазі);
- через навантаження під час ожеледі (розрегулювання проводів та тросів, що призводить до зближення їх між собою на небезпечні відстані);
- під час падіння опор, у разі обривів гірлянд ізоляторів, пошкодження деталей лінійної арматури.

Часткове перепалення дротів зовнішнього повиву струмами КЗ:

- під час "танцювання" проводів;
- у разі зменшення відстані між проводами і тросом, проводами і заземленими елементами опори під час ожеледі;
- короткочасне зближення проводів і тросів під час скидання ожеледі.

Іноді відбувається повне перегорання проводів та тросів з їх обривом. Такі пошкодження часто виникають у місцях порушення перехідного контакту [12].

Пошкодження проводів та тросів від корозії:

- найбільш інтенсивно окислюються проводи і троси ПЛ, які проходять поблизу морського берега або поблизу підприємств з газами та виносми, що прискорює процес їх окислення;

- корозія у місцях здування верхніх повивань, через які волога проникає до сталевих дротів.

Інші види пошкоджень та дефектів:

- відсутність погашувачів вібрації, передбачених проектом, або їх зміщення з місця встановлення;

- дефекти у кріпленнях і з'єднаннях проводів (тріщини в затискачах та з'єднувачах, неправильний монтаж затискачів та з'єднувачів, висунення проводів із затискачів або з'єднувачів, наявність нестандартних затискачів, неякісне зварювання, послаблення кріплення проводів);

- обрив баласту з можливим вириванням дротів підвісним затискачем.

Пошкодження та дефекти ізоляторів, арматури та контактних затискачів

Пошкодження та дефекти ізоляторів:

- пошкодження струмами КЗ (обпалення і розтріскування глазури, розриви шапок ізоляторів, руйнування фарфору);

- механічні пошкодження (відколоти, тріщини);

- забруднення поверхні викидами хімічних та металургійних заводів, відкладами солей морської води;

- забруднення птахами;

- механічні пошкодження під час перевантаження;

- відхилення від технології під час виготовлення.

Пошкодження та дефекти арматури:

- корозія;

- обпалення деталей арматури струмами КЗ;

- стирання арматури у місцях з'єднання з іншими деталями;

- неякісне виготовлення (раковини, тріщини, неоднорідність металу, погане оцинкування поверхні);

- неякісний монтаж;

- пошкодження захисної арматури (рогів, кілець, координувальних проміжків), змінювання відстаней між розрядними рогами та проміжками.

Основні причини пошкодження контактних затискачів:

- погане зачищення і змащення поверхні затискача і кінців проводів;
- неправильне положення затискача перед опресовуванням;
- невідповідність типу затискача марці з'єднувальних проводів;
- використання контактних затискачів з дефектами та пошкодженнями.

Несправності пристроїв заземлення

До несправностей пристроїв заземлення належать:

- механічне пошкодження заземлювачів під час земляних робіт;
- пошкодження заземлювачів корозією;
- відсутність контакту між заземлювачами і елементами опори, які необхідно заземлювати (обриви, відсутність контакту в болтових з'єднаннях);
- підвищення опору пристроїв заземлення у зв'язку із змінюванням опору ґрунту (наприклад, із змінюванням рівня ґрунтових вод).

Несправності засобів захисту від атмосферних перенапруг

До несправностей засобів захисту від перенапруг належать:

- пошкодження корпусів трубчастих розрядників (розрив, перекриття на поверхні, забруднення поверхні, відсутність лакового покриття фібробакелітових розрядників);
- неправильне положення розрядників (зона викиду газів під час спрацьовування спрямована на провід, накладання зон викиду газів розрядників на різних фазах, відсутній належний кут нахилу до горизонту);
- неправильне положення електродів у зовнішніх іскрових проміжках (деформація електродів, змінювання величини проміжків);

- невідповідність струмів, на які розраховано розрядник, фактичним струмам КЗ;
- неправильне положення іскрових проміжків у грозозахисних тросах (деформація електродів, невідповідна величина проміжків).

2.3 Огляди

Графіки періодичних оглядів ПЛ затверджує головний інженер підприємства, яке безпосередньо обслуговує ПЛ.

Періодичні огляди без виведення ліній з роботи проводяться вдень з ретельною подетальною візуальною перевіркою стану всіх елементів ПЛ та її траси.

Під час позачергових оглядів, які проводять після вимикання лінії захистами, слід враховувати покази приладів, які фіксують місце пошкодження, а також результати аналізу записів електричних параметрів автоматичними осцилографами.

Періодичні і позачергові огляди слід проводити пішки, за допомогою наземних транспортних засобів та вертольотів і літаків.

Верхові огляди з виведенням ліній з роботи слід проводити з метою перевірки стану проводів, тросів, верхньої частини опор, ізоляторів, їх забруднення та лінійної арматури.

Під час верхових оглядів проводять перевірки та випробовування.

Персонал, який проводить огляди, зобов'язаний на місці прийняти всі адміністративні заходи щодо усунення виявлених порушень правил охорони електричних мереж чи правил виконання робіт в межах охоронних зон. При цьому, у разі потреби, слід звертатися до органів правопорядку.

Персонал, який проводить огляди, зобов'язаний негайно доповісти керівництву експлуатаційної організації або черговому диспетчеру про виявлені несправності, які можуть призвести до пошкодження ПЛ. Для цього слід скористатися радіо- чи телефонним зв'язком або транспортом.

2.4 Перевірка та випробовування

Перевірка опор

На опорах ПЛ на висоті від 2,5 до 3 м слід нанести такі постійні знаки:

- порядковий номер і рік встановлення - на всіх опорах;
- номер ПЛ або її умовне позначення - на кінцевих опорах та перших опорах відгалужень від лінії, на опорах у місцях перетину ліній однакової напруги, на опорах прогону, який проходить над залізницею або автомобільними дорогами I категорій, а також на всіх опорах ділянок траси з паралельним проходженням ліній, якщо відстань між її осями менша 30 м; на опорах з двома і більше лініями, крім цього, повинна бути позначена кожна окрема лінія;
- забарвлення фаз - на кінцевих опорах, опорах, суміжних з транспозиційними, на перших опорах відгалужень від ПЛ; на транспозиційних опорах ПЛ напругою 750 кВ;
- попереджувальні плакати - на всіх опорах ПЛ в населеній місцевості;
- плакати, на яких вказані відстані від опор ПЛ до кабельної лінії зв'язку, якщо відстань до кабелю зв'язку менша, ніж половина висоти опори. Ці плакати встановлює організація, у віданні якої знаходяться кабелі зв'язку;
- на стояках залізобетонних опор фарбою, що не змивається, слід нанести заводське маркування з позначенням проектного шифру стояка, а також кільцеві смуги на рівні ґрунту з позначенням відстані від смуги до заглибленого кінця стояка.

Відхилення опор та їх елементів від проектного положення не повинно перевищувати допустимого значення (таблиця 3.1).

Таблиця 2.1 - Граничне значення відхилення опор

Вид відхилення	Граничне значення відхилення опор		
	Дерев'яних	Металевих	Залізо-бетонних
1. Відхилення опор від вертикальної осі вздовж і впоперек ПЛ (відношення відхилення верхнього кінця опори до її висоти)	1:100	1:200	1:100 (крім порталних опор) 1:500 – для одностоякових опор
2. Нахил траверси (відхилення від горизонталі)	1:50	-	1:100 - для одностоякових опор
3. Розворот траверси одностоякових опор відносно лінії, перпендикулярної до осі ПЛ (для кутової опори відносно лінії, перпендикулярної до бісектриси кута повороту траси)	5°	100 мм – горизонтальне зміщення траверси	100 мм – горизонтальне зміщення траверси
4. Зміщення кінця траверси від лінії, перпендикулярної до осі траверси, мм	-	100	-
5. Відхилення осі траверси порталної опори з тросовими відтяжками від горизонтальної лінії при довжині траверси l, м: до 15 більше 15	- -	1:150 l 1:250 l	- -

Дерев'яні опори.

Елементи дерев'яних опор слід виготовляти із сосни або модрини. Для елементів опор ПЛ напругою 35 кВ, крім траверс і приставок, дозволяється використовувати ялицю та смереку.

Для забезпечення стійкості деревини проти загнивання необхідно дерев'яні елементи опор просочувати спеціальними хімічними речовинами - антисептиками.

Замінені деталі дерев'яних опор можуть відхилятися від проектних в таких межах:

- за діаметром: - 1 см, + 2 см;
- за довжиною: 1 см на кожний метр довжини.

Мінусовий допуск під час виготовлення траверс не дозволяється.

Деталі опор повинні бути щільно припасовані одна до одної. Зазор у місцях стиків не повинен перевищувати 4 мм.

Бандажі для з'єднання приставок із стояком опори потрібно виконувати з м'якого оцинкованого дроту діаметром 4 мм. Дозволяється застосовувати для бандажів неоцинкований дріт діаметром 5-6 мм за умови покриття його водостійким лаком, наприклад, асфальтобітумним.

Якщо в проекті не зазначено кількість витків в бандажі, то, залежно від діаметру дроту, кількість витків повинна бути при:

діаметрі 4 мм..... 12;

діаметрі 5 мм 10;

діаметрі 6 мм 8.

З'єднання приставки із стояком опори можна виконати також за допомогою стяжних хомутів.

Після першого року експлуатації необхідно провести підтяжку бандажів та болтів.

Вимоги до болтових з'єднань деталей опор:

- болти повинні щільно входити в отвори;
- вісь болта повинна бути перпендикулярна до площини з'єднаних деталей;
- головки болтів, шайби повинні щільно прилягати до поверхні деталей, що з'єднуються;
- виступна частина болта повинна бути не менше 40 мм і не більше 80 мм;
- гайки слід затягувати ретельно до відказу і фіксувати контргайками.

Отвори для кріплення підвісок і штирьових ізоляторів необхідно виконувати за діаметром відповідної деталі.

Під час експлуатації приставки у місці входження у ґрунт просочують за допомогою антисептичних бандажів.

Контроль за загниванням полягає у своєчасному визначенні місця загнивання деталей опор і замірюванні глибини поширення гнилизни у перерізі. Перевірку проводять в суху погоду при плюсовій температурі.

За найбільш несприятливих умов знаходяться ті частини дерев'яних деталей, всередину яких мають доступ вода і повітря. До них належать торці деталей, місця з'єднання, місця входження у ґрунт, поздовжні тріщини горизонтальних деталей. Саме ці місця інтенсивно звожуються і погано провітрюються, що створює сприятливі умови для загнивання.

Крім того, замерзання води взимку сприяє подальшому розтріскуванню деревини.

Наявність загнивання деревини визначають простукуванням деталей опори по всій їх довжині молотком масою не більше 0,4 кг. Поширення загнивання (його розміри) визначають приладами, які діють за принципом замірювання зусилля, з яким вістря (голки, буравчика) заглиблюють в деревину, взяттям проби деревини або замірюванням її пружності. Отвори чи заглиблення, які утворилися в деревині під час перевірки, слід просочити антисептиком і ущільнити.

Ступінь загнивання вертикальних і нахилених деталей опори слід перевіряти з трьох боків під кутом 120° , а горизонтальних зверху і знизу. Приставки перевіряють на глибині 0,5 м, на піщаних ґрунтах - 0,7 м від поверхні.

Перевірку ступеня загнивання нижніх деталей звичайно проводять без зняття напруги з лінії. При знятій нарузі проводять перевірку верхніх деталей опори, а також окремих видів опор (транспозиційних, кутових тощо).

Відбраковування деталей, що підгнили, зводяться до визначення умовної величини - еквівалентного діаметра рівноцінного перерізу непідгнилої деревини d_e , який порівнюють з мінімально допустимим діаметром деталі d_0 . На підставі співвідношення діаметрів d_e і d_0 вирішується питання про заміну деталі, якщо:

$d_e < d_0$ - деталь підлягає негайній заміні;

$d_e > d_0$ - деталь може бути залишена в експлуатації з подальшими частими перевітками. Періодичність перевірок визначають співвідношення діаметрів;

d_e відхиляється від d_0 на 2 - 4 см, то деталь перевіряє щороку під час оглядів інженерно-технічний персонал.

У разі менших загнивань деталей слід контролювати під час чергових перевірок.

Методику відбраковування елементів дерев'яних опор при їх частковому загниванні проводять згідно з додатком II.

Металеві опори.

Прогони металевих опор та металевих елементів залізобетонних опор, а також відхилення металевих опор від вертикалі не повинні перевищувати допустимі значення (таблиці 2.1 та 2.2).

Таблиця 2.2 - Допустиме значення прогину

Назва елемента з прогином	Допустиме значення прогину
1. Прогин траверси металевих і залізобетонних опор	1:300 довжини траверси
2. Стріла прогину стійки або підкоса металевої опори	1:750 довжини стояка підкоса, але не більше 20 мм

3. Прогин поясних кутників металевих опор в межах панелі і елементів ґрат в будь-якій площині при довжині панелі або розкоса:	
до 1 м	2 мм
від 1 до 2 м	3 мм
від 2 м і більше	5 мм

Під час перевірки процесу корозії необхідно звертати увагу на вузли з'єднання та на горизонтальні деталі опор, де корозія відбувається найбільш інтенсивно.

Зменшення поперечного перерізу розрахункових елементів металевих опор та металевих деталей дерев'яних і залізобетонних опор не повинно перевищувати 20 %. Деталі, поперечний переріз яких зменшився більше ніж на 20%, повинні бути підсилені або замінені.

Захисне покриття опор від корозії необхідно наносити у разі появи перших (точкових) слідів корозії. При цьому поверхню металоконструкції захищають від пилу, роси і наносять на неї два шари фарби. Фарбувати оцинковані деталі слід фарбою, яка не містить кислот і сполук свинцю.

Якщо захисне покриття (оцинкуванням або пофарбуванням) на значній поверхні пошкоджено корозією, перед покриттям поверхню такої деталі необхідно зачистити.

Контргайки та пружинні шайби в болтових з'єднаннях опор (поясів, розкосів та ін.) слід встановлювати згідно з вимогами будівельних норм, правил Держбуду та проектної документації.

Залізобетонні опори.

Кривина стояка опори вздовж осі не повинна перевищувати 2мм на 1 погонний метр.

Контроль появи тріщин в стволах опор, що призводить до різкого зниження механічної міцності, а також до корозії арматури, проводять з розкриттям ґрунту.

Контроль появи тріщин в стояках опор нижче поверхні ґрунту проводять з розкриттям ґрунту.

У разі появи тріщин шириною до 0,3 мм поверхню бетону в зоні утворення тріщин слід пофарбувати полімерною фарбою.

Якщо появилися тріщини шириною більше 0,3 мм, на опору накладають бандаж. Розміри бандажа по висоті мають бути такими, щоб зона тріщин була перекрита як зверху, так і знизу на 300 мм. У стінці бандажа встановлюють робочу і розподільну арматуру із сталі.

У разі поширення тріщин по більшій частині поверхні або появи поздовжніх тріщин довжиною більше 3 м опору необхідно замінити.

Якщо на поверхню бетону проступають темні смуги або іржа від розміщеної в бетоні арматури або оголена поперечна арматура, поверхню бетону у цьому разі необхідно пофарбувати.

У разі наявності поверхні з пористим бетоном або тоді, коли появляється відшарування поверхневого шару чи утворюються раковини, такі місця заливають полімерцементним розчином.

У разі наявності більше ніж однієї раковини чи наскрізного отвору розміром до 25 см² опору необхідно замінити. Також слід замінювати опору, площа раковини чи наскрізного отвору якої перевищує 25 см².

Вимоги до елементів з металу (траверс, тросостояків, шарнірних з'єднань), аналогічні вимогам до металевих опор.

Відтяжки опор.

Натяг у тросових відтяжках слід перевіряти за допомогою приладів ИТ-5, ИТ-5М або динамометра, а також за допомогою номограм за тривалістю десяти вільних коливань (заміряних секундоміром). Натяг повинен становити від 20 до 50 кН (від 2 до 5 тс). У разі відхилення натягу від нормованого значення необхідно проводити його регулювання талрепами. Під час вимірювання швидкість вітру не повинна перевищувати 5 м/с.

Для запобігання корозії тросові відтяжки змащують графітно-вазелиновим мастилом. Для цього застосовують спеціальний пристрій (АСТС) для змащування.

У разі зменшення поперечного перерізу тросової відтяжки до 20% слід встановлювати ремонтні затискачі: у разі зменшення перерізу більше ніж на 20 % відтяжку необхідно замінити.

Перевірка стану проводів, тросів та їх з'єднань

З'єднувальні та натяжні затискачі проводів і тросів слід відбраковувати у разі, коли:

- затискачі виконані з порушенням вказівок на їх монтаж;
- геометричні розміри (довжина та діаметр опресованої частини) не відповідають вимогам;
- на поверхні з'єднувача є тріщини, механічні пошкодження, значна корозія;
- кривина опресованого з'єднувача перевищує 3% його довжини;
- сталеві сердечники опресованого з'єднувача розміщені несиметрично до алюмінієвого корпусу;
- опір з'єднання перевищує нормоване значення.

Симетричність розміщення сталевих сердечників слід перевіряти за допомогою індикаторів ИПС або приладу ПКС.

Геометричні розміри слід перевіряти тільки на нових з'єднаннях. Опресовані затискачі повинні мати діаметр після обпресовування не більше 0,3 мм за діаметр матриці.

Вимірювати спад напруга та омичний опір слід на болтових з'єднаннях проводів. Вимірюють спад напруги на з'єднаннях під робочою напругою при обтіканні проводів струмом навантаження. При цьому порівнюють спад напруги на з'єднанні із спадом напруги на проводі такої самої довжини; отримані значення не повинні перевищувати значення на суцільному проводі більше ніж на 20%. При перевищенні цих значень у два рази з'єднання може бути залишене в роботі до чергового ремонту з врахуванням

важливості лінії і величини струмів навантаження. Такі з'єднання далі перевіряються один раз протягом 3-12 місяців. Замірювання під робочою напругою проводять за допомогою вимірювальних шланг.

Аналогічні вимоги ставляться до вимірювання омичного опору.

Опір та спад напруги цілого провода слід замірювати на відстані більше 1 м від з'єднання. З'єднання з підвищеним опором можуть бути виявлені також під час перевірки лінії за допомогою тепловізора.

Контроль зварних, опресованих, обтиснених або скручених з'єднань проводів здійснюють один раз після монтажу.

Зварні з'єднання бракують, якщо перепалений зовнішній повив провода або якщо в місці зварювання утворилася раковина глибиною, що перевищує $1/3$ діаметра провода, а для сталевалюмінієвих проводів перерізом від 150 до 600 мм² - 6 мм.

На з'єднаннях, виконаних методом скручування, кількість витків повинна бути не менше 5.

У разі заміни ділянки провода або троса вставка повинна бути тієї самої марки, що і замінювана ділянка.

У разі пошкодження в проводах та тросах окремих дротів загальним перерізом не більше 34% повного перерізу струмопровідної частини провода ремонт проводять шляхом встановлення пресувальних ремонтних муфт.

У разі більших пошкоджень проводів чи тросів, а також при обриві хоча б одного дроту сердечника комбінованого провода (троса) пошкоджену ділянку провода необхідно вирізати.

Часткове пошкодження окремих трьох дротів прирівнюється до обриву двох дротів. Частковим пошкодженням дротів є пошкодження на глибину, що перевищує половину діаметра дроту.

Під час верхових ревізій проводів розчепленої фази, крім вибіркової перевірки стану проводів в підтримувальних затискачах, необхідно ретельно оглянути проводи в прогоні в місцях встановлення затискачів розпірок, а також на ділянках посередині між розпірками (пошкодження можливі через співудари між двома проводами у фазі).

Контролюють грозозахисні троси на пошкодження їх поверхні корозією.

В одному прогоні ПЛ допускається не більше ніж одне з'єднання на кожний провід або трос.

При перетині ПЛ з неізолюваними проводами ліній зв'язку та сигналізації і ліній радіотрансляційних мереж проводи та троси ПЛ не повинні мати з'єднань в прогоні перетину. Якщо застосовують проводи перерізом 240 мм^2 і більше, а у разі розчепленої фази на три проводи - перерізом 150 мм^2 і більше, допускається встановлювати один з'єднувальний затискач на провід.

Мінімальна відстань від з'єднувального затискача до підтримувального чи натяжного затискача повинна бути не менше 25 м.

Перевірки та вимірювання відстаней і стріл провисання проводів

Рішення про необхідність перевірки відстаней проводів і стріл їх провисання приймається на підставі оглядів ліній.

Вимірювання відстаней і стріл провисання проводів, як правило, проводиться без виведення ПЛ з роботи. Вимірювання рекомендується проводити в безвітряну погоду або при швидкості вітру не більше 5 м/с [13].

Під час вимірювання відстаней від проводів до поверхні землі та різних об'єктів, а також провисання необхідно фіксувати температуру повітря. Отримані результати приводять до температури $+ 40^\circ\text{C}$.

Стріла провисання у разі перетяжки не повинна відрізнятися від проектної більше ніж на 5%. Регулювання різних фаз відносно одна одної не повинно бути більше 10% значення, вказаного в проекті за умови дотримання відстані до поверхні землі та різних об'єктів не меншої, ніж допустима. Розрегулювання окремих фаз в розчепленій фазі не повинно перевищувати 20% відстані між ними, а кут розвороту проводів у фазі не повинен перевищувати 10° .

Відстань від проводів до найближчих частин опор може відхилятися від нормального значення не більше ніж на 5 %.

У разі потреби проводять регулювання стріл провисання. Регулювання проводять вирізуванням або вставлянням провода чи троса, а також зміною довжини натяжних гірлянд.

Найменші відстані по вертикалі від проводів ПЛ до поверхні землі, споруд, доріг і річок при найбільшому їх провисанні повинні бути не менші, ніж допустимі.

Відстань від проводів до будинку та споруд, розташованих поблизу ПЛ, необхідно вимірювати від проекції крайнього провода при найбільшому розрахунковому його відхиленні до найближчих частин будинків та споруд, що виступають.

Найменші відстані по горизонталі від проводів ПЛ до різних об'єктів та споруд повинні бути не менші, ніж допустимі.

Найменші відстані по вертикалі між проводами або між проводами і грозозахисними тросами ПЛ, що перетинаються, повинні бути не менші, ніж допустимі

Результати вимірювання слід записати у відомість, яка оформляється на кожну перевірену лінію і зіставляється з нормованими значеннями.

Перевірка та випробовування лінійної ізоляції

Пошкоджені ізолятори виявляють під час оглядів, в тому числі і під час верхових оглядів під робочою напругою. Відбраковують ізолятори з механічним пошкодженням фарфору (скла) чавунних шапок, а також з оплавленням та розтріскуванням глазури (поливи).

Під час оглядів ПЛ виявляють також забруднення лінійної ізоляції.

Під час верхових оглядів з відключенням лінії виявляють дрібні непримітні на відстані дефекти ізоляторів (тріщини в чавунних шапках, кільцеві тріщини на фарфорі тощо).

Контроль фарфорових ізоляторів під робочою напругою проводять за величиною напруги, яка припадає на кожний ізолятор в гірлянді, або за фактом наявності заданої величини напруги на ізоляторі. У першому випадку слід користуватися штангою із змінним іскровим проміжком. За розрядом іскрового проміжку визначають напругу на кожному ізоляторі в гірлянді. Ізолятори, на яких напруга не перевищує 50% напруги при її розподілі на гірлянді зі справними ізоляторами, бракують. Розподіл напруги по ізоляторах гірлянд ПЛ напругою 35-500 кВ подано в [4]. При цьому необхідно слідкувати, щоб сума заміряних напруг на ізоляторах гірлянди не відрізнялася від фазної напруги більше ніж на 10% на металевих і залізобетонних опорах і 20% на дерев'яних опорах.

Під час контролю ізоляторів за допомогою штанги з постійним іскровим проміжком, відрегульованим на напругу 2 кВ, відбраковують ізолятори, що мають напругу 2 кВ і менше.

Головки штанг для контролю ізоляторів на лініях напругою 35 кВ доукомплектовують конденсатором, який попереджає появу однофазного КЗ під час накладання штанги на справний ізолятор, коли другий ізолятор пошкоджений ("нульовий").

Контроль ізоляторів слід проводити з автовишки, опори або драбини.

Несправні ізолятори можна виявити під робочою напругою також за допомогою тепловізора, знімаючи теплограми гірлянд.

На виведеній з роботи лінії справність ізоляторів контролюють замірюванням опору ізоляції сухих ізоляторів мегомметром на 2,5 кВ.

Ізолятори, опір яких не перевищує 300 МОм, слід замінити.

Фарфорові ізолятори, якими замінюють відбраковані, необхідно випробовувати підвищеною напругою.

Скляні ізолятори не випробовують, в несправних ізоляторах під дією внутрішніх механічних перенапруг руйнується скло і їх виявляють під час огляду лінії.

Ізолятори із забрудненою поверхнею слід очищати. Спосіб очищення вибирають залежно від виду забруднення. Це може бути обмивання ізоляторів під робочою напругою або виведення лінії з роботи з подальшим очищенням кожного ізолятора окремо. Спосіб очищення необхідно вибирати, враховуючи місцеві умови експлуатації.

Ефективним заходом проти забруднення може бути застосування гідрофобного (водовідштовхувального) покриття поверхні ізоляторів.

Виявлені під час оглядів на ПЛ напругою 35-500 кВ несправні скляні та фарфорові ізолятори слід замінювати в терміни, подані в таблиці 2.3.

На ПЛ напругою 35 кВ з двома ізоляторами в гірлянді визначає термін заміни несправних ізоляторів головний інженер Обленерго.

Якщо кількість несправних ізоляторів в гірлянді менша, ніж подано в таблиці 2.3, термін їх заміни визначає головний інженер відповідної структури, але замінювати їх слід не пізніше ніж до капітального ремонту.

Несправні ізолятори, виявлені на ПЛ напругою 750-800 кВ, слід замінювати в такі терміни:

- терміново - у разі наявності в гірлянді більше 20% несправних ізоляторів;
- протягом найближчих трьох місяців - у разі наявності в гірлянді від 10 до 20 % несправних ізоляторів;
- під час чергового капітального ремонту - у разі наявності в гірлянді до 10% несправних ізоляторів.

Таблиця 2.3 - Кількість несправних ізоляторів в гірлянді

Напруга ПЛ, кВ	Ступінь забруднення атмосфери	Кількість ізоляторів в гірлянді, шт.	Кількість несправних ізоляторів в гірлянді, шт., які необхідно замінити протягом		
			місяця	року	
				фарфорові	скляні
35	I-III	3, 3Г*	2/2	1/1	1/1
	II-III	4	3	2	2
	IV-VII	-	3	2	2
110	I	5	-/2	-/1	-/1
	I-II	6	2/3	1/2	1/2
	I	7,8	4	2	3
	II	7	3	1	2
	II-III	8,6Г,7Г*	4	2	3
	III	9,10,8Г*	5	3	4
	IV-VII	-	5	3	4
220	I	13, 14	5	3/2	4/3
	II	13	4	2	3
	II	14-16	6	2	5 (3)
	III-VII	-	7	3 (2)	6 (5)
330	I-VII	-	7	3	6
500	I-II	21-28	7	3	6
	III	-	8	3	7
	IV-VII	-	9	3	6

Після випробовування фарфорових ізоляторів на електричну міцність необхідно замінити всі несправні ізолятори, включаючи також ізолятори, дефекти яких виявлені під час оглядів.

Забраковані під час випробовувань ізолятори повинні бути замінені протягом року, якщо, відповідно до таблиці 2.3, їх не потрібно замінити в місячний термін. Якщо кількість несправних фарфорових ізоляторів у гірлянді менша, ніж подано в таблиці 3.3, їх можна замінити під час чергового капітального ремонту ПЛ.

Рівень відбракувань (відсоток несправних за електричною міцністю) фарфорових ізоляторів оцінюється за результатами перевірок ізоляції лінії і визначається за даними про середньорічне відбракування від початку експлуатації ПД (таблиця 2.4) або за даними про середньорічне відбракування за останні 6 років експлуатації ПЛ (таблиця 2.5.).

Таблиця 2.4 - Середньорічне відбракування ізоляторів від початку експлуатації ПЛ

Рівень відбракувань	Середньорічне відбракування від початку експлуатації ПЛ, %			
	До 6 років	До 12 років	До 18 років	Більше 18 років
I	0-0.3	0-0.2	0-0.15	0-0.15
II	0.3-0.5	0.2-0.4	0.15-0.3	0.15-0.25
III	0.5-0.1	0.4-0.5	0.3-0.4	0.25-0.4

Таблиця 2.5 - Середньорічне відбракування ізоляторів за останні 6 років експлуатації ПЛ

Рівень відбракувань	Середньорічне відбракування за останні 6 років експлуатації ПЛ, %			
	До 6 років	До 12 років	До 18 років	Більше 18 років
I	0-0.3	0-0.1	0-0.1	0-0.1

II	0.3-0.5	0.1-0.2	0.1-0.15	0.1-0.15
III	0.5-0.1	0.2-0.25	0.15-0.2	0.15-0.2

Перевірка лінійної арматури

Елементи арматури, її розміри та встановлення повинні відповідати проектним кресленням. Всі деталі зчіплювальної арматури мають бути зашплінтовані. Пальці повинні бути встановлені головкою доверху і мати накручену гайку.

Зчеплення підвісок ізоляторів мають бути зафіксовані за допомогою замків. У натяжних підвісках замки повинні бути встановлені вхідними кінцями вниз, у підтримувальних підвісках - вхідними кінцями до опори.

У погашувачів вібрації відхилення відстані між віссю погашувача і віссю, яка підтримує арматуру, повинна бути не більше 25 мм.

Розворот коромисла підвісного затискача розчеплених проводів фази допускається на кут до 50°.

Відстань між групами дистанційних розпорок не повинна відхилятися від проектної більше ніж на 10%.

Закріплювати проводи до штирьових ізоляторів слід в'язальним дротом з того самого металу, що й провід. При цьому алюмінієвий дріт повинен мати діаметр від 2,5 до 3,5 мм, сталевий - від 2 до 2,7мм.

Всі елементи арматури, покриті корозією, деформовані або пошкоджені, зі зношеною (стертою) поверхнею, а також з дефектами виготовлення (раковини, погане антикорозійне покриття та ін.) слід замінювати.

Перевірка пристроїв заземлення

На ПЛ пристроями заземлення повинні бути обладнані:

- всі опори з грозозахисними тросами та іншими засобами захисту від атмосферних перенапруг;

- залізобетонні та металеві опори напругою ПЛ 35 кВ;
- опори ПЛ напругою 35 кВ, на яких встановлені силові та вимірювальні трансформатори, роз'єднувачі, запобіжники тощо;
- залізобетонні та металеві опори ПЛ напругою 110-500 кВ без тросів та інших приладів грозозахисту, якщо це необхідно за умовами роботи захистів та пристроїв автоматики.

Не обладнують пристроями заземлення опори, на яких, згідно з проектом, потрібний опір заземлення забезпечується фундаментом опори.

Опір пристроїв заземлення визначається питомим опором землі та видом устаткування, яке підлягає заземленню. Під час перевірки опорів отримані результати слід зіставляти з проектними значеннями для конкретних ліній.

Найбільші значення опорів пристроїв заземлення опор ПЛ подані в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 - Найбільші значення опорів пристроїв заземлення опор ПЛ

Питомий еквівалентний опір землі ρ , Ом·м	Найбільше значення опору пристрою заземлення, Ом
До 100	10
Від 100 до 500	15
Від 500 до 1000	20
Від 1000 до 5000	30
Від 5000	

Опір пристроїв заземлення опор ПЛ напругою 35 кВ, на яких встановлені силові та вимірювальні трансформатори, роз'єднувачі та інша апаратура, повинен бути не більше 10 Ом.

Для опор висотою більше 40 м на ПЛ, які обладнані грозозахисними тросами, опір пристроїв заземлення повинен бути у два рази менший порівняно з поданими в таблиці 2.6.

Вимірювання опору пристроїв заземлення необхідно проводити:

на ПЛ напругою 35 кВ з роз'єднувачами, захисними проміжками та трубчастими розрядниками;

- вибірково в 2% залізобетонних та металевих опор в населеній місцевості, на ділянках ПЛ з агресивними, зсувними, видувними ґрунтами, а також з ґрунтами, які погано проводять струми;
- у разі виявлення на тросових опорах ПЛ напругою 110 кВ і вище слідів перекриття або пошкодження ізоляторів електричною дугою.

У разі незадовільних результатів вибіркової перевірки вимірювання опору пристроїв заземлення слід провести перевірку на сусідніх опорах і далі до отримання значень, які відповідають нормативним.

Вимірювання проводять в періоди найбільшого просихання ґрунту.

Проводити вибірковий огляд елементів заземлювача із розкриттям ґрунту у 2% опор.

Якщо за результатами огляду виявиться, що корозією пошкоджено більше 50% елемента заземлювача, елемент слід замінити.

У разі незадовільних результатів вибіркової перевірки огляд заземлювачів необхідно провести на сусідніх опорах і далі до виявлення заземлювачів, які не зазнали інтенсивної корозії.

На тих опорах, де грозозахисний трос з'єднаний з опорою, для замірювання опору трос слід ізолювати від опори.

Рекомендується застосовувати прилад, який дає змогу вимірювати опір без ізоляції тросів. Цей прилад вимірює струм у провідниках, що з'єднують опору із заземлювачами, і напругу між опорою і точкою нульового потенціалу. Вимірювання проводять на діючій лінії.

Троси, деталі кріплення ізоляторів до опори (траверси), елементи грозозахисту та інша апаратура, яка може бути встановлена на опорах ПЛ напругою 35 кВ, повинні з'єднуватись з заземлювачами опори багатожильним проводом з перерізом не менше 35 мм², а одножильним проводом з діаметром не менше 10 мм. Дозволяється застосовувати сталевий оцинкований провід діаметром не менше 6 мм.

На залізобетонних опорах як провідники заземлення слід використовувати стрижні арматури, а також відтяжки.

Під'єднують провідники-спуски до заземлювачів на дерев'яних опорах болтовим, на металевих та залізобетонних - як болтовим, так і зварним способами.

Перевірку цілісності провідників заземлення і надійність їх під'єднання до заземлювачів проводять зовнішнім оглядом. На болтових з'єднаннях роблять контрольну підтяжку.

Перевірка трубчастих розрядників та захисних проміжків

Огляди трубчастих розрядників та захисних проміжків проводять під час обходів ПЛ. При цьому в обхідних листках крім виявлених дефектів зазначаються спрацьовування розрядників. Величини зовнішніх іскрових проміжків розрядників повинні відповідати значенням, які подані в таблиці 2.7. Захисні проміжки грозозахисних тросів не повинні відрізнятися від проектних.

Таблиця 2.7 - Величини зовнішніх іскрових проміжків розрядників

Номінальна напруга, кВ	Зовнішні іскрові проміжки розрядників, мм
35	250
110	650
150	930

220	1350
-----	------

Положення розрядників повинно бути таким, щоб викид газів у разі спрацьовування не був спрямований на проводи. Розрядники з розривами корпусів, з перекриттями по їх поверхні та іншими пошкодженнями необхідно зняти для ремонту або заміни.

Виявлені дефекти слід усунути до початку грозового сезону.

Верхові огляди без зняття розрядників з опор, а також позачергові їх огляди і перевірки в зонах інтенсивного забруднення слід проводити відповідно до місцевих інструкцій.

2.5 Оформлення результатів оглядів, перевірок та випробовувань

Результати оглядів та перевірок елементів ПЛ записуються в листки огляду. Результати вимірювань та випробовувань оформляються протоколами. Записують результати в листках огляду та складають протоколи відповідальні виконавці, підписують, крім відповідальних виконавців, члени бригад.

Після закінчення оглядів, проведення перевірок, вимірювань та випробувань заповнені листки оглядів і протоколи передають майстру.

Зазначені в листках оглядів та протоколах дефекти, які потребують термінового усунення, заносяться майстром в журнал дефектів та відповідні бази даних автоматизованої системи.

На підставі аналізу виявлених дефектів приймають рішення про термін їх усунення.

2.6 Тепловізійний контроль лінійної ізоляції та контактних з'єднань

Для виявлення дефектних ізоляторів та контактних з'єднань під робочою напругою рекомендується застосовувати портативні тепловізори. Метод виявлення дефектних ізоляторів та контактних з'єднань ґрунтується на перетворенні теплового (інфрачервоного) випромінювання від ізолятора чи з'єднання проводу у видиме чорно-біле або кольорове зображення на екрані відеоконтрольного пристрою.

Відбракування фарфорових ізоляторів проводять на підставі порівняння розподілу температур шапок ізоляторів на контрольованій гірлянді з розподілом температур по елементах гірлянди, в якій відсутні дефектні ізолятори. Дефектний ізолятор, залежно від опору, може мати вищу або нижчу температуру, ніж справний. Дефектні ізолятори опором від 7 до 10 МОм на теплограмі не відрізняються від справних і залишаються не виявленими.

Дефектні контактні з'єднання та ділянки проводів виявляють за їх перегріванням відносно суцільного без дефектів проводу. Рекомендуються такі заходи у разі перегрівання:

- на 5-100°C - з'єднання слід взяти під контроль;
- на 10-350°C - в найкоротший термін провести огляд місця перегрівання;
- понад 350°C - необхідно терміново провести огляд місця перегрівання.

Умови проведення тепловізійного контролю:

- контроль лінійної ізоляції слід проводити не раніше ніж через 5-6 годин після подачі напруги на ПЛ;
- контроль контактних з'єднань - під час навантаження не менше ніж 20-30% номінального;
- у разі відсутності атмосферних опадів (дощу, снігу);
- швидкість вітру не повинна перевищувати 5 м/с.

3 ОХОРОНА ПРАЦІ

У бакалаврській роботі оцінюється стан повітряних ліній і оптимізуються ремонтно-відновлювальні роботи. Згідно ГОСТ 12.003-74, на оперативний та ремонтний персонал впливають наступні шкідливі та небезпечні виробничі фактори:

Фізичні:

- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена рухомість повітря;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- нестача природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може виникнути через тіло людини.

Психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, емоційне перевантаження).

3.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації ПЛ

Категорія умов з небезпеки електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з наявністю у приміщеннях підстанцій струмопровідної підлоги.

Технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) Для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмовідними елементами електроустаткування, необхідно:

- розміщувати неізольовані струмовідні елементи в окремих приміщеннях з

обмеженим доступом, у металевих шафах;

- використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки;

- підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

2) При живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. При його використанні пробій на корпус призводить до КЗ. Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі.

Згідно з вимогами нормативів, повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового захисного провідника.

3) Електрозахисні засоби захисту

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Обладнання повинно бути надійно заземлене. Справність і опір контуру заземлення один раз на рік перевіряється.

Всі обертові частини механізму повинні мати добре закріплену огорожу. Забороняється виконувати всі види ремонту під час роботи установки.

3.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

Мікроклімат

Мікроклімат приміщення – це сукупність фізичних параметрів повітря в виробничому приміщенні, які діють на людину в процесі праці на її робочому місці, в робочій зоні.

Параметри мікроклімату характеризуються такими показниками: температурою повітря і відносною вологістю повітря, швидкістю його переміщення, потужністю теплових випромінювань. При цьому слід розрізняти оптимальні та допустимі мікрокліматичні умови.

Допустимі мікрокліматичні умови – поєднання кількісних показників мікроклімату, які при тривалому та систематичному впливові на людину можуть викликати скороминучі зміни, що швидко нормалізують тепловий стан організму, і які супроводжуються напруженням механізмів терморегуляції, не виходячи за межі фізіологічних пристосувальних можливостей. При цьому виникає пошкодження або порушення стану здоров'я, але можуть спостерігатися дискомфортні тепловідчуття, погіршення самопочуття та зниження працездатності.

Допустимі величини показників мікроклімату встановлюють тоді, коли за технологічними умовами, технічними і економічними причинами не забезпечуються оптимальні норми.

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Робота оператора силової установки відноситься до легкої фізичної роботи категорія

Ia, бо людина-оператор практично весь свій робочий день проводить сидячи. Параметри мікроклімату наведено в таблиці

Таблиця 3.1 – Нормування параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Ia	22-28	55 при 28°C	0,1-0,2
Холодний	Ia	21-25	75 при 25°C	Не більше 0,1

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці передбачається:

- в холодну пору року - використання калорифера;
- в літню пору - застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву, провітрювання приміщень.

Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони в кабіні оператора установки

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

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено:

Провітрювання приміщень;

Цілісність конструкції кабін та вікон для перешкоджання попадання пилу в приміщення під час роботи електроустановок;

Встановлення пиловловлюючих засобів.

Раціональне освітлення – один з основних факторів створення сприятливих робочих умов праці. Недостатнє освітлення викликає передчасне стомлення працюючих, знижує продуктивність праці, може стати причиною нещасного випадку.

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормують мінімальну освітленість на найбільш темній ділянці робочої поверхні.

При періодичному нагляді за ходом виробничого процесу на підстанції освітленість повинна складати не менше 50 лк. Оскільки в приміщенні знаходяться вимірювальні прилади та система управління, то освітленість повинна складати 300 лк. Рівень аварійного освітлення складає 15% освітленості основної роботи.

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормуємо освітлення на робочому місці в кабіні. Кабіна відноситься до IV розряду зорової праці, тобто розряду середньої точності. Наведено норми при штучному та комбінованому освітленні в таблиці 3.3.

В приміщенні, особливо в зимовий період, коли світлий день досить короткий, природнього освітлення може бути недостатньо, тому використовується місцеве штучне освітлення (таблиця 4). Штучне освітлення здійснюється лампами розжарювання, що живляться від трансформатора власних потреб (12В).

Таблиця 3.3 – Норми освітлення робочих поверхонь у виробничих приміщеннях

Характеристики зорової роботи		Малої точності
Мінімальний розмір об'єкту		Від 1 до 5
Розряд зорової роботи		V
Підрозряд зорової роботи		б
Контраст об'єкта розпізнавання з фоном та		Середній
Освітленість	Загальне	150
Штучне освітлення	Комбіноване	200

Таблиця 3.4 – Вибір освітлюваного пристрою

Тип світильника	Лампа розжарювання
Світло розподілення	Несиметричне
Потужність ламп, Вт	До 200

Згідно: характер зорової роботи – середня точність; розряд - IV; бокове значення коефіцієнта природної освітленості, %: суміщене 0,9.

$$e_N = e_n \cdot m_N, \quad (3.1)$$

m_N – коефіцієнт світлового клімату, $m_N = 0,9$ при орієнтації вікон на північний схід.

$$e_N = 0,9 \cdot 0,9 = 0,8 \%. \quad (3.2)$$

Для забезпечення нормативного значення e_N передбачено:

- використання додаткового штучного освітлення, а саме ламп розжарювання;
- необхідна кількість природного світла (великі вікна);
- для підтримки постійної освітленості повинно бути організовано систематичне, не рідше двох разів на місяць, очищення арматури світильників і ламп від пилу та бруду, а в приміщеннях із значним виділенням пилу, диму та кіптяви - не рідше чотирьох разів на місяць згідно з графіком

Виробничий шум

Рівень звуку вимірюється в децибелах і визначається по формулі:

$$L = 20 \cdot \lg \left(\frac{P}{P_0} \right) = 20 \cdot \lg \left(\frac{U}{U_0} \right), \quad (3.3)$$

де L – рівень шуму, дБ;

P – звуковий тиск, Па;

U_0 – коливальна швидкість, $5 \cdot 10^{-8}$ м/с;

P_0 – нульове значення звукового тиску на нижньому порозі чутності в октавній смузі зі середньгеометричною частотою 1000 Гц, умовно прийняте рівним $2 \cdot 10^{-5}$ Па.

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».

Таблиця 3.5 – 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

Шум порушує нормальну роботу шлунка, особливо впливає на центральну нервову систему. Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні.

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».

3.3 Виробничі вібрації

Вібрація відноситься до факторів, які мають велику біологічну активність. Як загальна, так і локальна вібрація несприятливо впливає на організм людини, викликає зміну у функціональному стані вестибулярного апарату, центральної нервової, серцево-судинної систем, погіршує самопочуття та може призвести до розвитку професійних захворювань.

Основні параметри вібрації, такі як середньоквадратичне значення віброприскорення та віброшвидкості, логарифмічні рівні приведені у таблиці.

Таблиця 3.6 – 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_0, Y_0, X_0	0,1	100	0,2	92

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 пружно-демпферуючим низом.

3.4 Пожежна безпека

Пожежна безпека – стан об'єкта, при якому з регламентованою ймовірністю виключається можливість виникнення та розвиток пожежі і впливу на людей її небезпечних факторів, а також забезпечується захист матеріальних цінностей.

Причинами пожеж та вибухів на підприємстві є порушення правил і норм пожежної безпеки, невиконання Закону "Про пожежну безпеку".

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

За стан пожежної безпеки на підприємстві відповідають її керівники, начальники цехів, майстри та інші керівники.

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

До II ступеня вогнестійкості відноситься будівля із несучими та огорожуючими конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів.

Таблиця 3.7 – Дані по приміщенню

Категорія приміщення	Допустима поверхів Кількість	Ступінь вогнестійкості будівлі
Д	2	II

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

На території підстанцій встановлюється 1 пожежний щит. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м · 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломы – 2 шт., сокири – 2 шт.

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

ВИСНОВКИ

У даній бакалаврській дипломній роботі проведено розрахунок та оптимізацію районної електричної мережі з аналізом особливостей експлуатації повітряних ліній електропередачі. Досліджено вибір схем електропостачання району та їх номінальної напруги, вибір марки проводів ліній електропередач, визначення втрат напруги, технічних показників та основного обладнання на підстанціях. Також проведено баланс активних і реактивних потужностей в мережі, вибір компенсуючих пристроїв та визначення техніко-економічних показників для вибору оптимального варіанта мережі. Здійснено розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі.

Основною задачею функціонування електричних систем є забезпечення надійного електропостачання.

Значні резерви в вирішенні цієї задачі закладені в досконалості експлуатації та підвищення надійності електричних мереж енергосистем і в першу чергу повітряних ліній електропередачі напругою 35-750 кВ.

Експлуатація повітряних ліній електропередачі складається із підтримки їх надійності на заданому рівні та можливості підвищення надійності шляхом використання методів і засобів, якими володіє експлуатаційний персонал. Аналіз стану та умов експлуатації повітряних ліній створює вихідну базу для вироблення рекомендацій з підвищення надійності ліній в цілому та їх елементів - опор, проводів, тросів.

Експлуатація - це не тільки оперування технічними установками та системами в відповідності з визначеними правилами, але також формування самих правил і стратегій, які забезпечують успішність дій. Для цього необхідно передбачити сприйняття персоналом виробничих ситуацій і при необхідності коригувати їх для досягнення поставленої мети.

Підвищенню культури експлуатації ліній в останній час сприяє впровадження більш досконалих конструкцій і технологій будівництва та монтажу повітряних ліній. На даний час широко використовуються залізобетонні опори, які не потребують

періодичного захисту від корозії, залізобетонні палі для фундаментів під металеві опори, опори на відтяжках, сталевалюмінієвий грозозахисний трос, скляні підвісні ізолятори із загартованого скла та зварні з'єднання проводів, які не потребують періодичного контролю, а також ряд інших елементів, які дозволяють в значній мірі зменшити трудові та матеріальні витрати в процесі експлуатації.

Періодичність та об'єм ремонтів повітряних ліній електропередачі суттєво впливає на надійність їх функціонування.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Бржезицький В. О., Зелінський В.Ц., Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є. Електричні апарати: підручник. Херсон: ОЛДІ-ПЛЮС, 2016. 602с. ISBN 978-966-289-101-0.
2. Лесько В. О., Кравчук С.В., Сікорська О.В. Електричні апарати: Навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2017. 145 с.
3. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
4. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с.
5. Лесько В.О., Волинець В.І., Нетребський В.В. Електричні апарати. практикум. Луцьк: ЛТНУ. 2015. 114 с.
6. Електричні системи і мережі. Частина 2: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. –Вінниця : ВНТУ, 2021. 162 с.
7. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.
8. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи. Підручник.·Видавництво: Львівська політехніка, 2015. · 540 ·с.
9. Повітряні лінії електропередач напругою 35 кВ і більше. Інструкція з експлуатації. – Київ: ГДК 34.20.502-97, 1995.
10. В.М.Буряк, Н.А. Дейнеко Експлуатація силових трансформаторів, навч. посібник. - Харків, ХНАМГ, 2006, 99 с

11. Саух, С. Є. Математичне моделювання електроенергетичних систем в ринкових умовах: монографія / С. Є. Саух, А. В. Борисенко. К.: «Три К», 2020. 340 с
12. ГКД 34.20.175-2002. Вимоги до проектування повітряних ЛЕП напругою до 1 кВ з самоутримними ізольованими проводами.// Київ, ГРІФРЕ, 2002
13. Керівні вказівки з улаштування повітряних ліній електропередачі 10 (6) кВ: ГКД 32.20.505-2003. – Київ: ОЕП «ГРІФЕ», 2003. – 53 с.
14. СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і ПЛЕП засобами інфрачервоної техніки. Методичні вказівки, затверджені наказом Мінпаливенерго України від 15.02.07 №89.
15. ГКД 34.20.302-02 Норми випробування електрообладнання. – Затв. наказом Мінпаливенерго України № 503 від 28 серпня 2002 р
16. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.
17. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>
18. НАПБ Б.03.002-2007 «Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою» від 03.12.2007 року № 833
19. ДБН В.1.1.7-2002 Пожежна безпека об'єктів будівництва - [Електронний ресурс] - Режим доступу: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002..pdf
20. Владислав Харбака, Олег Довбиш, Владислав Григор'єв, Олег Казьмірук «ВРАХУВАННЯ КЛІМАТИЧНИХ УМОВ ПРИ ПРОЕКТУВАННІ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ». Матеріали конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН2024)». Секція "Електроенергетика та електромеханіка", Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця. [Електронний ресурс]. URL1: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/viewFile/21601/17857>

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА
НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Районна електрична мережа з аналізом особливостей експлуатації повітряних ліній електропередачі

Тип роботи: Бакалаврська дипломна робота
(БДР, МКР)

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

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 97.3 % Схожість 2.1 %

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку


(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

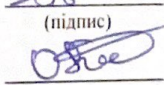
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи


(підпис)

Харбака В.В.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Казьмірук О.І.
(прізвище, ініціали)

Розрахунок післяаварійного режиму

Тривалість звітного періоду: 5800.0 год

Час втрат: 2859.6 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 32.231 МВт / 189.350 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 29.000 МВт / 168.200 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.918 МВт / 19.157 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.918 МВт / 19.157 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.078 МВт / 0.452 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.235 МВт / 1.541 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.313 МВт / 1.993 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.231 МВт / 21.150 млн.кВт*г (11.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	dU% від U _н
6	А	0.000	0.000	121.000	10.00
1		0.000	0.000	109.394	-0.55
4		0.000	0.000	98.369	-10.57
3		0.000	0.000	101.421	-7.80
2		0.000	0.000	105.667	-3.94
5		0.000	0.000	118.214	7.47
1101		5.000	2.278	10.348	3.48
1102		0.000	0.000	10.463	4.63
2101		4.000	1.937	9.908	-0.92
2102		0.000	0.000	10.259	2.59
310		3.000	1.859	10.488	4.88
410		8.000	4.099	9.855	-1.45
510		9.000	5.340	10.099	0.99

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

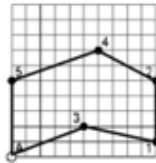
N початку	N кінця	Р _п , МВт	Q _п , МВАр	Р _к , МВт	Q _к , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
6	1	23.046	9.253	21.287	7.138	1.752	2.108	0.118	11.791
1	2	16.211	6.916	15.778	6.395	0.432	0.520	0.093	3.850
2	3	11.718	5.732	11.349	5.288	0.368	0.442	0.071	4.399
3	4	8.310	4.966	8.113	4.728	0.197	0.237	0.055	3.146
4	410	8.099	5.483	8.023	4.111	0.076	1.368	0.057	9.492
3	310	3.028	2.161	3.009	1.864	0.020	0.296	0.021	5.707
2	2101	4.040	2.376	4.011	1.942	0.029	0.432	0.026	6.120
2	2102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1	1101	5.056	2.911	5.014	2.284	0.042	0.625	0.031	7.103
1	1102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	5	9.279	5.731	9.109	5.527	0.169	0.203	0.052	2.790
5	510	9.095	6.611	9.026	5.355	0.069	1.252	0.055	8.437
2101	2102	0.000	0.000	0.000	0.000	9.000	0.000	0.000	0.000
1101	1102	0.000	0.000	0.000	0.000	12.000	0.000	0.000	0.000

ДОДАТОК В

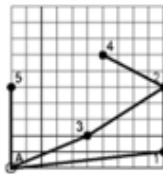
ІЛЮСТРАЦІЙНА ЧАСТИНА **РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА З АНАЛІЗОМ ОСОБЛИВОСТЕЙ** **ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ**

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

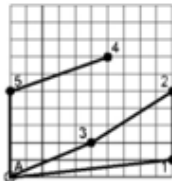
Перший варіант розвитку



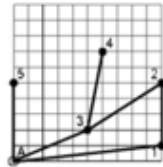
Третій варіант розвитку



П'ятий варіант розвитку



Четвертий варіант розвитку



Другий варіант розв'язку

