

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

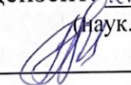
Бакалаврська дипломна робота на тему:

Районна електрична мережа з аналізом особливостей експлуатації кабельних
ліній електропередачі

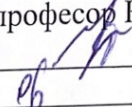
Виконав: студент 2 курсу, групи Е-22мсз
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»,
Григорьев В. Р. 

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

« ____ » _____ 2024 р.

Рецензент: К.т.н., доц. каф. ЕССЕМ
(наук.ступінь, вч. звання, назва кафедри)
 Бадєрко О.В.
« ____ » _____ 2024 р.

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

« 17 »  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.

З А В Д А Н Н Я

НА БАКАЛАВРСЬКУ ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Григор'єву Владиславу Руслановичу .

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Районна електрична мережа з аналізом особливостей експлуатації кабельних 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

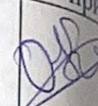
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи: 1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с. 2. «ПТЕ Технічна експлуатація електричних станцій та мереж.» 3. Електричні системи і мережі. Частина 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. Методи пошуку пошкоджень КЛЕП. 3. Навантаження КЛЕП. 4. 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. Засоби пошуку пошкоджень КЛЕП.

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		
2	Вступ. Огляд літературних джерел	21.01.2024	31.01.2024
3	Розрахунок та оптимізація електричної мережі (розділ 1 БДР)	01.02.2024	10.02.2024
4	Технічний нагляд за КЛЕП (розділ 2 БДР)	11.02.2024	31.03.2024
5	Методи пошуку пошкоджень КЛЕП (розділ 3, 4 БДР)	01.04.2024	15.04.2024
6	Виконання розділу охорона праці (розділ 5 БДР)	16.04.2024	01.05.2024
7	Формування висновків по роботі	02.05.2024	12.05.2024
8	Оформлення пояснювальної записки	13.05.2024	20.05.2024
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	21.05.2024	25.05.2024
10	Перевірка БДР на плагіат. Попередній захист БДР	26.05.2024	31.05.2024
11	Рецензування БДР	1.06.2024	10.06.2024
	Захист БДР	11.06.2024	17.06.2024
		18.06.2024	21.06.2024

Студент
Керівник роботи


(підпис)

(підпис)

В. Р. Грит

О. І. Казь

АНОТАЦІЯ

Григор'єв В. Р. «Районна електрична мережа з аналізом особливостей експлуатації кабельних ліній електропередачі». Бакалаврська робота. – Вінниця: ВНТУ, 2024. – 65 с. Рис. 18, табл.12, бібліогр. 20.

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

ABSTRACT

Grygor`ev Vlad " District electrical network with an analysis of the features of operation of cable power transmission lines." Bachelor's thesis. - Vinnytsia: VNTU, 2024. - 65 p. Fig. 18, table 12, bibl. 20.

The paper analyzes the 110 kV district electric network, including its structure, parameters and features. Features of the operation of cable lines were considered in detail.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
1 РОЗРАХУНОК ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	5
1.1 Вибір схем електропостачання району і їх номінальної напруги.....	5
1.2 Вибір марки проводів ліній електропередач	12
1.3 Визначення втрат напруги	17
1.4 Визначення технічних показників	19
1.5 Вибір основного обладнання на підстанціях.....	20
1.6 Баланс активних і реактивних потужностей в мережі	22
1.7 Визначення техніко-економічних показників, вибір оптимального варіанта мережі.....	27
1.8 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі	30
2 ЗАДАЧІ ТА ЗМІСТ ТЕХНІЧНОГО НАГЛЯДУ ПРИ СПОРУДЖЕННІ КАБЕЛЬНОЇ ЛІНІЇ	35
3 ОСНОВНІ МЕТОДИ ПОШУКУ ПОШКОДЖЕНЬ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ.....	39
4 НАВАНТАЖЕННЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ	48
5 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	53
ВИСНОВКИ.....	63
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	64
ДОДАТОК А.....	67
ДОДАТОК Б	68
ДОДАТОК В.....	71

ВСТУП

Кабельні лінії - одна з найвідповідальніших ланок в системі надійного забезпечення споживачів електричною енергією. Крім цього, вони капіталоемніші, порівняно з повітряними лініями електропередачі, потребують висококваліфікованого персоналу та складного і дорогого обладнання для технічного обслуговування і ремонтів [1].

Вивчення різноманітних конструкцій силових кабелів, їх характеристик і впливу на режими роботи силових кабелів різних факторів та методи пошуку і усунення пошкоджень спричинених цими факторами є важливою гілкою електроенергетики.

Використання діагностування дозволяє проводити ремонтно-відновлювальні роботи кабельних ліній із урахуванням їх технічного стану, тобто в тих випадках, коли порушення будь-якого елемента конструктивного виконання лінії сягає значень, при яких подальша робота може призвести до відмови будь-якого елемента.

Метою діагностування є забезпечення найбільш економічної експлуатації кабельних ліній, як одного з основних елементів розподільних мереж, при заданому рівні надійності та скорочення до мінімуму витрат на технічний ремонт та обслуговування. [1,2].

Метою роботи є аналіз існуючих методів та засобів пошуку пошкоджень в кабельних лініях 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) проаналізовано існуючі методи та засоби пошуку пошкоджень в кабельних лініях електропередачі.

Об'єктом дослідження є дослідження роботи є кабельні лінії електропередачі.

Предметом дослідження є методи пошуку пошкоджень в кабельних лініях електропередачі.

1 РОЗРАХУНОК ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Вибір схем електропостачання району і їх номінальної напруги

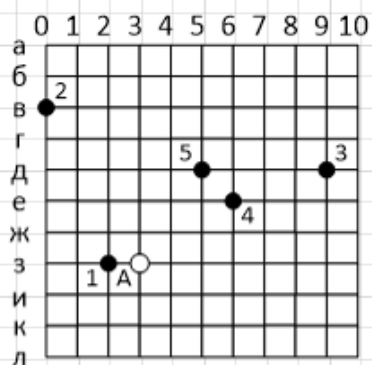
Один з ключових завдань проекту - вибір оптимальної економічної схеми та номінальної напруги мережі, що потребує творчого підходу для прийняття вірного рішення. У деяких випадках зміна основної схеми може спричинити необхідність зміни номінальної напруги мережі в цілому та окремих її частин. Також, схема 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]

Згідно з Правилами устанавлювання 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 короточасну 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 елементу мережі, але не більше ніж на добу.

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

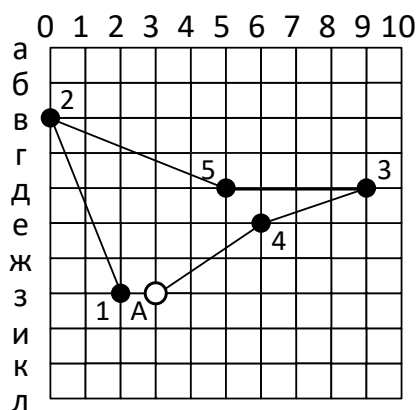
Додатково, резервне живлення може бути забезпечене за допомогою двохлінійних ЛЕП. З урахуванням потужності, категорій споживачів та їх віддаленості один від одного і від живильної станції, в проекті намічено п'ять варіантів схем мережі (див. Рисунок 1.1).

Розташування об'єктів мережі



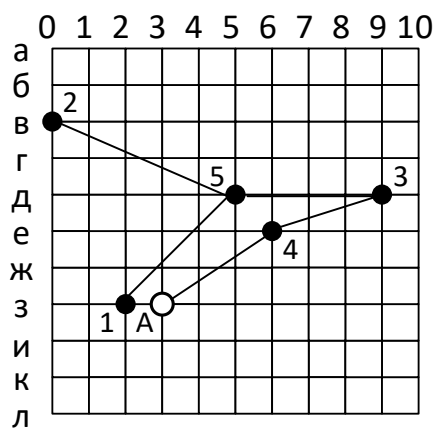
I

Перший варіант розвитку



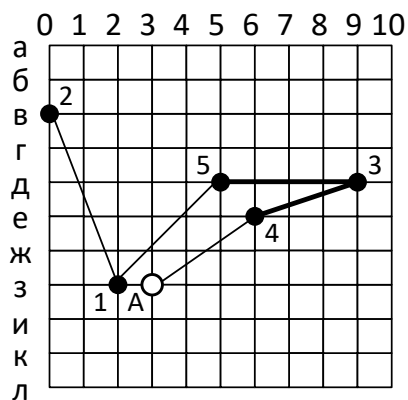
I

Другий варіант розвитку



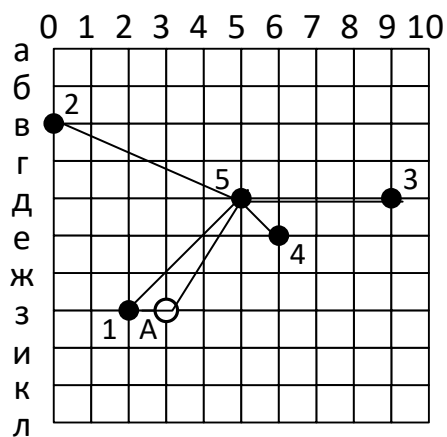
II

Третій варіант розвитку



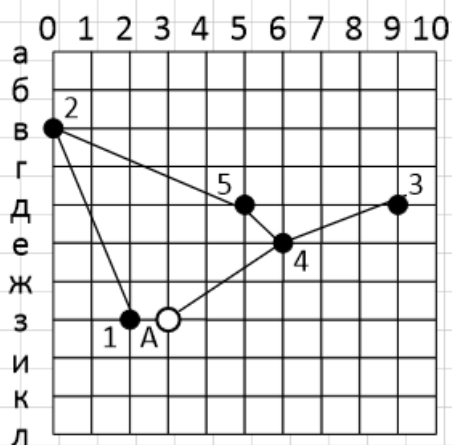
III

Четвертий варіант розвитку



IV

П'ятий варіант розвитку



V

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 2, до якого приєднано пристрій компенсації реактивної потужності 3,8 МВАр (із завдання):

$$S_2 = \frac{4}{0.88} = 4.55 \text{ MBA}$$

$$Q_2 = \sqrt{4.55^2 - 4^2} = 2.16 \text{ MBAp}$$

Аналогічно визначаєм 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	5.02	5.49	0.91
2	4,00	2.16	4.55	0.88
3	3,00	1.86	3.53	0.85
4	8,00	4.01	8.99	0,89
5	9,00	4.36	10	0,9

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 **A4**

$$l = 1,1 \cdot 1,8 \cdot 25 = 49,5 \text{ км}$$

Аналогічно визначимо довжину інших відрізків мережі.

Результати заносимо в таблицю 1.2

Таблиця 1.2 — довжини ліній

Ділянка	l, мм	l, км
A-1	5	13.75
A-4	18	49.5
1-5	25	35.75
1-2	29	79.75
2-4	15	72.6
2-5	27	74.25
3-4	18	49.5
3-5	19	52.25
4-5	13	35.75

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 1-2 варіанту 3. Ми визначимо потужність, яка передається до 2-го вузла через лінію 1-2.

$$S_{12} = S_2 = 4 + j 2,16 \text{ МВА}$$

Кільцеву мережу потрібно розглядати як лінію з двобічним живленням. Розрахунок проводиться слідуєчим 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 варіанту, розриваємо контур А-1-5-3-4-А':

Другий варіант розвитку

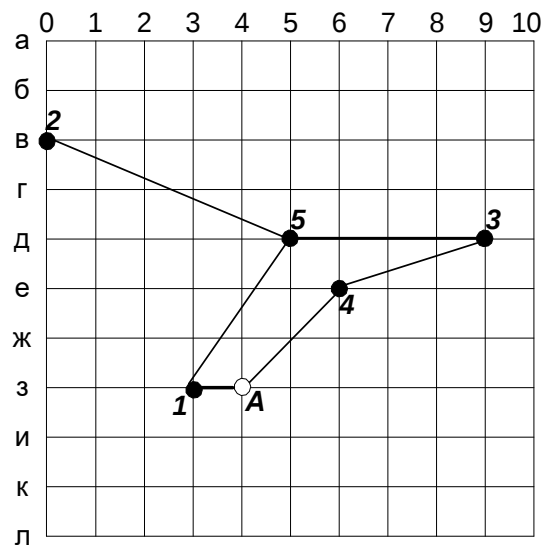


Рисунок 1.2 – п'ятий варіант

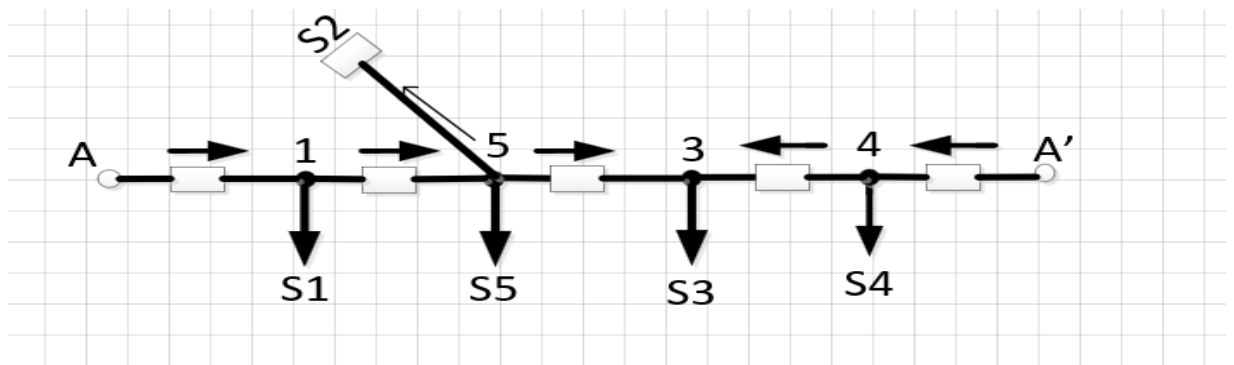


Рисунок 1.3 – потокорозподіл електроенергії в мережі

$$SA_1 = \frac{S1 \cdot (L1_5 + L5_3 + L4_3 + LA_4) + (S5 + S2) \cdot (L5_3 + L4_3 + LA_4) + S3 \cdot (L4_3 + LA_4) + S4 \cdot LA_4}{LA_1 + L1_5 + L5_3 + L4_3 + LA_4} = 16.08 + 11.11 \text{ MBA}$$

$$SA_4 = \frac{S4 \cdot (L4_3 + L5_3 + L1_5 + LA_1) + S3 \cdot (L5_3 + L1_5 + LA_1) + (S5 + S2) \cdot (L1_5 + LA_1) + S4 \cdot LA_4}{LA_1 + L1_5 + L5_3 + L4_3 + LA_4} = 12.92 + 7.6 \text{ MBA}$$

$$S_{15} = SA_1 - S1 = 11.08 + 6.09 \text{ MBA}$$

$$S_{53} = S_{15} - S5 = 2.08 + 1.73 \text{ MBA}$$

$$S_{34} = SA_4 - S3 = 2.08 + 1.73 \text{ MBA}$$

$$S_{52} = S2 = 4 + 2.16 \text{ MBA}$$

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

$$S_5 + S_4 + S_3 + S_2 + S_1 = 29 + 18.71i$$

$$S_{A1} + S_{A4} = 29 + 18.71i$$

Умова виконується, розрахунок виконаний вірно.

Різні методики використовуються для розподілення потоку в інших варіантах.

Після проведення розрахунків результати заносяться в таблицю 1.3.

Для ділянки мережі 34 п'ятого варіанту схеми маємо:

$$U_{A1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{13.75} + \frac{2500}{16.08}}} = 72.2 \text{ кВ}$$

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	U _{розр} , кВ	U _{ном} , кВ
1	A-1	13.75	1	14.05	9.99	17.24	68.31	110
	A-4	49.5	1	14.95	8.72	17.31	75.09	110
	1-2	79.75	1	9.05	4.97	10.32	59.5	110
	2-5	74.25	1	5.05	2.81	5.78	44.65	110
	5-3	52.25	1	3.95	1.55	4.24	40.86	110
	3-4	63.25	1	11.95	5.65	13.22	67.52	110
2	A-1	13.75	1	16.08	11.11	19.55	72.2	110
	A-4	49.5	1	12.92	7.6	14.99	70.08	110
	1-5	68.75	1	11.08	6.09	12.65	65.53	110
	5-3	52.25	1	2.08	1.73	2.71	32.75	110
	3-4	63.25	1	9.92	4.52	10.9	61.76	110
	5-2	74.25	1	4	2.16	4.55	39.79	110
3	A-1	13.75	1	17.26	11.75	20.88	74.28	110
	A-4	49.5	1	11.74	6.96	13.65	66.96	110
	1-5	68.75	1	12.26	6.89	14.24	69.37	110
	5-3	52.25	1	3.47	2.53	4.29	36.99	110
	3-4	63.25	1	8.53	3.73	9.31	57.65	110
	1-2	79.75	1	4	2.16	4.55	39.79	110

4	A-1	13.75	1	13.45	9.63	16.54	67.08	110
	A-5	52.25	1	15.55	9.08	18.01	76.62	110
	1-5	68.75	1	8.45	4.61	9.63	57.49	110
	2-5	74.25	1	4	2.16	4.55	39.79	110
	3-5	52.25	1	3	3.08	4.3	34.44	110
	4-5	60.2	1	8	4.1	8.99	55.68	110
5	A-1	13.75	1	13.44	9.49	16.45	67.05	110
	A-4	49.5	1	15.56	9.22	18.09	76.53	110
	1-2	79.75	1	8.44	4.47	9.55	57.39	110
	2-5	74.25	1	4.44	2.31	5	41.77	110
	5-4	55.23	1	4.56	2.05	5	44.29	110
	4-3	63.25	1	3	3.08	4.3	34.5	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.

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

Для 1-го варіанту:

$$I_{розр_{A4}} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{17.31 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 150 \cdot 1} = 90.84 \text{ A}$$

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 провoda F_i . Для схеми 1. ділянки А4 вибирається провід марки АС 70 / 1. 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 першій схемі, при розриві найбільш навантаженої лінії А4. [9]

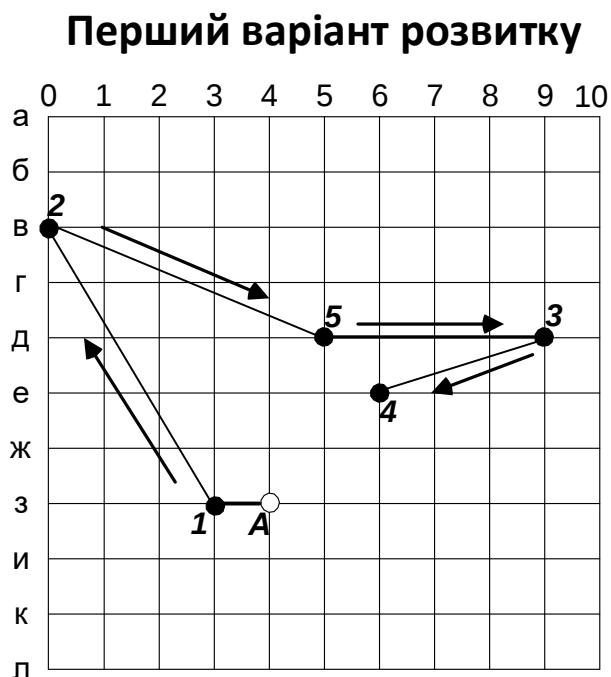


Рисунок 1.4 – післяаварійний режим для 1-го варіанту розвитку

В післяаварійному режимі по лініях 1-го варіанту передається потужність

$$S_{43_{\text{ПА}}} = S_4 = 8.99(\text{МВА})$$

$$S_{35_{\text{ПА}}} = S_{43_{\text{ПА}}} + S_3 = 13.13(\text{МВА})$$

$$S_{52_{\text{ПА}}} = S_{35_{\text{ПА}}} + S_5 = 23.09(\text{МВА})$$

$$S_{21_{\text{ПА}}} = S_{52_{\text{ПА}}} + S_2 = 27.63(\text{МВА})$$

$$S_{1A_{\text{ПА}}} = S_{21_{\text{ПА}}} + S_3 = 34.51(\text{МВА})$$

Отже:

$$I_{\text{п.а.}} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot \frac{S_{\text{макс п.а.}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n_{\text{л}}} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{34.51 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 121 \cdot 1} \approx 165 \text{ (A)}.$$

390 A > 165 A , 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	Ірозр, А	Ф, ММ ²	Ідоп, А	Ірозрп.а, А	Ф, ММ ² після перевірки
1	А-1	1	90.48	АС-120/19	390	164.67	АС-120/19
	А-4	1	90.84	АС-120/19	390	-	АС-120/19
	1-2	1	24.19	АС-120/19	390	131.84	АС-120/19
	2-5	1	30.34	АС-120/19	390	110.16	АС-120/19
	5-3	1	22.26	АС-120/19	390	62.66	АС-120/19
	3-4	1	69.37	АС-120/19	390	42.89	АС-120/19
2	А-1	1	102.6	АС-120/19	390	-	АС-120/19
	А-4	1	78.66	АС-120/19	390	164.67	АС-120/19
	1-5	1	66.38	АС-120/19	390	33.8	АС-120/19
	5-3	1	14.22	АС-120/19	390	102.01	АС-120/19
	3-4	1	57.21	АС-120/19	390	122.07	АС-120/19
	5-2	1	23.86	АС-120/19	390	21.69	АС-120/19
3	А-1	1	110.95	АС-120/19	390	-	АС-120/19
	А-4	1	70.29	АС-120/19	390	164.67	АС-120/19
	1-5	1	74.75	АС-120/19	390	54.93	АС-120/19
	5-3	1	22.52	АС-120/19	390	102.01	АС-120/19
	3-4	1	48.88	АС-120/19	390	122.07	АС-120/19
4	А-1	1	84.94	АС-120/19	390	164.67	АС-150/24
	А-5	1	96.41	АС-120/19	390	-	АС-120/19
	1-5	1	48.63	АС-120/19	390	131.84	АС-120/19
	2-5	1	23.86	АС-120/19	390	21.69	АС-120/19
	3-5	1	22.55	АС-120/19	390	20.5	АС-120/19
	4-5	1	47.18	АС-120/19	390	42.89	АС-120/19
5	А-1	1	117,67	АС-120/19	390	164.67	АС-120/19
	А-4	1	40,72	АС-120/19	390	-	АС-120/19
	1-2	1	141,89	АС-120/19	390	131.84	АС-120/19
	2-5	1	40,28	АС-120/19	390	110.16	АС-120/19
	5-4	1	38,92	АС-120/19	390	62.66	АС-120/19
	4-3	2	19,91	АС-120/19	390	20.5	АС-120/19

Таблиця 1.5 – характеристики марок проводів ЛЕП

№	Ділянка мережі за схемою	Довжина ділянки, км	Кількість кіл	Марка провода	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	R_1 , Ом	X_1 , Ом
1	A-1	13.75	1	АС-120/19	0,249	0,427	3.42	5.87
	A-4	49.5	1	АС-120/19	0,249	0,427	12.33	21.14
	1-2	79.75	1	АС-120/19	0,249	0,427	19.86	34.05
	2-5	74.25	1	АС-120/19	0,249	0,427	18.49	31.7
	5-3	52.25	1	АС-120/19	0,249	0,427	13.01	22.31
	3-4	63.25	1	АС-120/19	0,249	0,427	12.33	21.14
2	A-1	13.75	1	АС-120/19	0,249	0,427	3.42	5.87
	A-4	49.5	1	АС-120/19	0,249	0,427	12.33	21.14
	1-5	68.75	1	АС-120/19	0,249	0,427	17.12	29.36
	5-3	52.25	1	АС-120/19	0,249	0,427	18.49	22.31
	3-4	63.25	1	АС-120/19	0,249	0,427	12.33	21.14
	5-2	74.25	1	АС-120/19	0,249	0,427	18.49	31.7
3	A-1	13.75	1	АС-120/19	0,249	0,427	3.42	5.87
	A-4	49.5	1	АС-120/19	0,249	0,427	12.33	21.14
	1-5	68.75	1	АС-120/19	0,249	0,427	17.12	29.36
	5-3	52.25	1	АС-120/19	0,249	0,427	18.49	22.31
	3-4	63.25	1	АС-120/19	0,249	0,427	12.33	21.14
	1-2	79.75	1	АС-120/19	0,249	0,427	18.49	31.7
4	A-1	13.75	1	АС-120/19	0,249	0,427	3.42	29.98
	A-5	52.25	1	АС-120/19	0,249	0,427	12.33	47.04
	1-5	68.75	1	АС-120/19	0,249	0,427	17.12	25.99
	2-5	74.25	1	АС-120/19	0,249	0,427	18.49	38.62
	3-5	52.25	1	АС-120/19	0,249	0,427	13.01	22.31
	4-5	60.2	1	АС-120/19	0,249	0,427	12.33	21.14
5	A-1	13.75	1	АС-120/19	0,249	0,427	3.42	5.87
	A-4	49.5	1	АС-120/19	0,249	0,427	12.33	21.14
	1-2	79.75	1	АС-120/19	0,249	0,427	19.86	34.05
	2-5	74.25	1	АС-120/19	0,249	0,427	18.49	31.7
	5-4	55.23	1	АС-120/19	0,249	0,427	13.01	22.31
	4-3	63.25	1	АС-120/19	0,249	0,427	18.49	31.7

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 потокорозподілу, 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 №1.

Втрати напруги в післяаварійному режимі у вітці А-1:

$$\begin{aligned}
 - \Delta U_{A-1} &= \frac{P_{A-3} \cdot R_{A-3} + Q_{A-3} \cdot X_{A-3}}{U_{\text{Апа}}}, \\
 - \Delta U_{A-1} &= \frac{29 \cdot 3.42 + 18.71 \cdot 3.42}{121} = 1.35 \text{ кВ}; \\
 - \\
 \Delta U_{1-2} &= \frac{24 \cdot 19.86 + 11.53 \cdot 19.86}{121 - 1.35} = 6.26 \text{ кВ}; \\
 - \\
 \Delta U_{2-5} &= \frac{20 \cdot 18.49 + 11.53 \cdot 18.49}{121 - 1.35 - 6.26} = 5.14 \text{ кВ}; \\
 - \\
 - \Delta U_{5-3} &= \frac{11 \cdot 13.01 + 7.17 \cdot 13.01}{121 - 1.35 - 6.26 - 5.14} = 2.18 \text{ кВ}; \\
 - \\
 - \Delta U_{3-4} &= \frac{8 \cdot 12.33 + 4.1 \cdot 12.33}{121 - 1.35 - 6.26 - 5.14 - 2.18} = 1.41 \text{ кВ}; \\
 - \\
 - U &= 121 - 1.35 - 6.26 - 5.14 - 2.18 - 1.41 = 104.66 \text{ кВ};
 \end{aligned}$$

Визначимо відхилення напруги:

$$\delta U = \frac{U_{\text{ном}} - U_{1-2}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{121 - 104.66}{121} \cdot 100\% = 4.85\%.$$

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 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	$\Delta U_{\text{посл. авар. макс, \%}}$	кількість вимикачів	$L_{\text{траси, км}}$	$L_{\text{лзп, км}}$
1	4.85%	16	319	319
2	3.36%	16	308	308
3	5.26%	16	322	322
4	-0.75%	18	314	314
5	2.17%	17	310	310

Після порівнянь у таблиці 1.7 зробимо висновок, що для подальшого розгляду рекомендується включити в розгляд варіанти №4 та №5. 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.

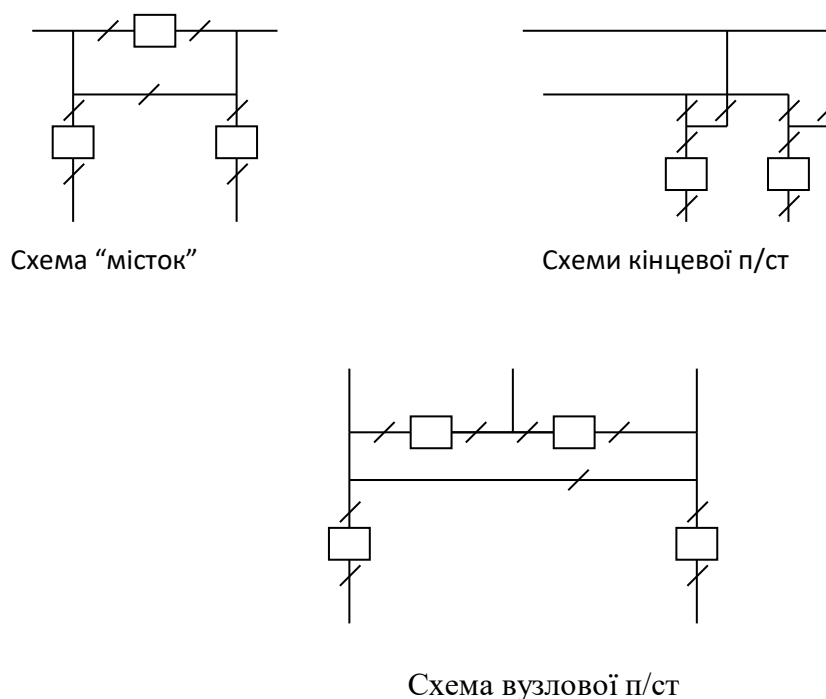


Рисунок 1.5 – схеми мережі

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 умови 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:

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

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_{Π} , який не повинен перевищувати 140% від номінального навантаження.

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

В завданні задана умова, що у вузлах 1 та 5 знаходяться споживачі першої категорії. Для 3 вузла маємо по (11):

$$S_{1_{розр}} = |S_1| \cdot 1,4 = 7,7$$

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 :

$$K_{\Pi} = \frac{S_{1_{розр}}}{S_{ном}} = 1.22$$

Бачимо, що $1.22 \leq 1.4$. Отже, трансформатор обрали правильно.

Аналогічно проводимо вибір трансформаторів для інших підстанцій.

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 поотужність 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:

$$P_r = (0.9 + 0.05) \cdot (5 + 4 + 3 + 8 + 9) = 27.6 \text{ МВт}$$

$$P_a = 27.6 \text{ МВт}$$

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

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

- P_{Γ} – 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:

- $Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma})$,

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 поточкорозподілення 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]

$$Q_r := 27.6 \cdot \tan(\arccos(0.9)) = 13.367$$

$$\Sigma \Delta Q_T := 0.1 (5.49 + 4.55 + 3.53 + 8.99 + 10) = 3.256$$

$$\Sigma Q := 5.02 + 2.16 + 3.08 + 4.01 + 4.36 = 18.63$$

$$\Sigma Q_{KPI} := 0.95 \cdot 18.63 + 3.256 - 13.367 = 7.59$$

- Отже необхідно встановити у 2 (точка поточкорозподілу) вузлі шунтові конденсаторні батареї з конденсаторами КС2-1,05-60 на напругу 10 кВ та потужність 5 МВАр.

- Баланс реактивних потужностей варіанту мережі №1 призводить до таких самих результатів.

Для 1-го варіанту встановлюємо конденсаторну батарею КС2-1,05-60 потужністю 5 МВАр на стороні 10 кВ 3-го споживача

Для 2-го варіанту встановлюємо конденсаторну батарею КСКГ-1,05-60 потужністю 5 МВАр на стороні 10 кВ 2-го споживача відповідно.

У 4-му і 5-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, 30,20 грн за 1 долар США).

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

$$B = p_n \cdot K + E + 3\phi, \quad (1.17)$$

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.;

Таблиця 9.4 – Вартість ліній електропередач для залізобетонних опор

№	Ділянка, км		U _{ном} , кВ	Марка провода	Табличне значення, тис. ум. од.	Ціна, тис. грн	Клеп, тис. грн
1	А-1	1	110	АС-120/19	14.4	432	137808
	А-4	1	110	АС-120/19	14.4	432	
	1-2	1	110	АС-120/19	14.4	432	
	2-5	1	110	АС-120/19	14.4	432	
	5-3	1	110	АС-120/19	14.4	432	
	3-4	1	110	АС-120/19	14.4	432	
2	А-1	1	110	АС-120/19	14.4	432	133056
	А-4	1	110	АС-120/19	14.4	432	
	1-5	1	110	АС-120/19	14.4	432	
	5-3	1	110	АС-120/19	14.4	432	
	3-4	1	110	АС-120/19	14.4	432	
	5-2	1	110	АС-120/19	14.4	432	

Для першого варіанту:

$$\text{Клеп} = 30 \cdot 14,4 \cdot 308 = 137808 \text{ тис. грн.}$$

Для другого варіанту:

$$\text{Клеп} = 30 \cdot 14,4 \cdot 308 = 133056 \text{ тис. грн.}$$

Тепер можемо знайти суму капіталовкладення для обох варіантів.

Для першого варіанту:

$$K = K_{\text{пс}} + K_{\text{леп}} = 33780 + 137808 = 171588 \text{ грн}$$

Для другого варіанту:

$$K = K_{\text{пс}} + K_{\text{леп}} = 33780 + 133056 = 166836 \text{ грн}$$

Знайдемо щорічні капітальні витрати. Для цього скористаймося наступною формулою:

$$E = K_{\text{леп}} \cdot \alpha_{\text{леп}} + K_{\text{пс}} \cdot \alpha_{\text{пс}}$$

де $\alpha_{\text{леп}}$ та $\alpha_{\text{пс}}$ – відсотки на амортизацію, обслуговування та ремонт.

Для першого варіанту:

$$E = (33780 \cdot 0,094) + (137808 \cdot 0,028) = 7033.94 \text{ грн}$$

Для другого варіанту:

$$E = (33780 \cdot 0,094) + (133056 \cdot 0,028) = 6900.89 \text{ грн}$$

Отже, маючи всі значення, знайдемо рентабельність для третього варіанту:

$$R = \frac{29 \cdot 5800 \cdot 1.68 \cdot 0.12 - 7033.94}{171588} \cdot 100 = 15.66$$

Для другого варіанту:

$$R = \frac{29 \cdot 5800 \cdot 1.68 \cdot 0.12 - 6900.89}{166836} \cdot 100 = 16.19$$

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

Таблиця 9.1 - Розрахунок приведених витрат та рентабельності

№	К _{леп}	К _{пс}	К	Е	Р
	тис. грн.				%
1	137808	33780	171588	7033.94	15.66
2	133056	33780	166836	6900.89	16.19

Для подальших розрахунків вибираємо 2-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 ЗАДАЧІ ТА ЗМІСТ ТЕХНІЧНОГО НАГЛЯДУ ПРИ СПОРУДЖЕННІ КАБЕЛЬНОЇ ЛІНІЇ

Пошкодження кабельної лінії пов'язане з перериванням подачі електроенергії, нанесенням збитку не одному господарству і, звичайно, призводить до значних затрат праці та матеріалів на ремонт ліній і відновлення нормального режиму роботи мережі. Діючі конструкції вітчизняних силових кабелів забезпечують високу надійність їх роботи в умовах експлуатації. Електрична міцність ізоляції кабелів настільки велика, що електричний пробій ізоляції при номінальній напрузі виключається.

Не зважаючи на це, рівень пошкодження кабельних ліній все ще залишається дуже високим і в міських мережах складає 10 і більше пошкоджень за рік на кожні 100 км загальної довжини кабельних ліній, які знаходяться в експлуатації, що причиною пошкоджень кабельних ліній в абсолютній своїй більшості випадків є механічні пошкодження, які завдаються кабелям в процесі експлуатації при проведенні земляних робіт на трасах, а також дефекти прокладання та монтажу муфт, допущені в період спорудження кабельної лінії.

Високий рівень пошкодження кабельних ліній вносить стихійність в роботу персоналу і не дає змоги вести планові, систематичну роботу із підвищення надійності, забезпечення високої якості і економічності роботи мережі, віддаючи кошти і сили на труднощі роботи із ліквідації пошкоджень і виконання аварійно-відновлювальних ремонтів кабельних ліній.

Для виключення можливості механічного пошкодження як діючих, так і тих кабельних ліній, які споруджуються знову, правила технічної експлуатації електричних станцій та мереж (ПУЕ) [20] радять експлуатаційному персоналу вести технічний нагляд за роботами із прокладання кабелю і монтажу муфт, які виконуються будівельно-монтажними організаціями при спорудженні нових кабельних ліній. Цими ж правилами також передбачено, що розкопування на трасах кабельних ліній або земляні роботи поблизу них можуть проводитись тільки з письмового дозволу підприємства електромережі.

Задачею технічного нагляду є забезпечення високої якості скритих робіт, якими є прокладання кабелю і монтаж муфт, корті виконані різними будівельно-монтажними підрядними організаціями, а також нагляд за земляними роботами, які ведуться різними організаціями на трасах діючих кабельних ліній або поблизу них при будівництві, реконструкції і ремонті підземних споруд.

Висока якість, стійка і надійна робота як кабельних ліній, які знову споруджуються після впровадження в експлуатацію, так і діючих кабельних ліній може бути забезпечена при умові точного виконання персоналом будівельно-монтажної організації таких вимог: правил улаштування електроустановок; проектних рішень, прийнятих при розробці траси і споруджень кабельної лінії; технічних умов, заданих при узгодженні проекту; правила технічної експлуатації електричних станцій та мереж по із здійснення технічного нагляду і організації охорони діючих кабельних ліній для захисту їх від механічних пошкоджень при проведенні земляних робіт. За своїм змістом робота представника експлуатації, який здійснює технічний нагляд за спорудженням кабельної лінії може бути розділена на три періоди: період підготовки до ведення робіт, період виконання робіт (риття траншеї, прокладання кабелю і монтаж муфт) і період завершення робіт (здача, прийом і введення лінії в експлуатацію). Для кожного з вищевказаних періодів проведення робіт представником технічного нагляду розробляються технічні та організаційні заходи, метою яких є:

перевірка якості, об'єму, змісту проекту спорудження кабельної лінії і графічного матеріалу відповідно до вимог інструкції з розробки для промислового будівництва (СН-202-69);

встановлення можливості якісного виконання будівельно-монтажною організацією прийнятих на себе робіт зі спорудження кабельної лінії, наявність в цій організації кваліфікованого персоналу робітників і монтерів-кабельників, які допущені до монтажу муфт і мають спеціальне посвідчення, що дає право виконувати монтажні роботи, як це передбачено вимогами технічної документації на муфти для силових кабелів з паперовою та пластмасовою ізоляцією до 35 кВ;

забезпечення високої якості будівельних і монтажних робіт при спорудженні кабельної лінії, виконання при цьому вимог гл. II-3 ПУЕ, а також ПТЕ щодо захисту діючих кабельних ліній від механічного пошкодження в процесі виконання розкопувань і споруджень траншей за технологією, організація охорони кабельних ліній;

виконання вимог інструкції із топографічно-геодезичних робіт для міського, селищного і промислового будівництва (СН-212-62) при розбиванні траси лінії, а також зніманні виконаного прокладання кабелів і введення їх до складу мережі для складання виконавчої документації.

Технічний нагляд за покладанням кабелю і монтажем муфт, який здійснюється експлуатаційним персоналом, є найголовнішим протиаварійним заходом, і тому ці роботи повинні плануватися і передбачатися в експлуатаційних планах та графіках разом з іншими роботами із ремонту і експлуатаційного обслуговування мережі. Представники технічного нагляду повинні вибиратися з числа найбільш кваліфікованої і дисциплінованої частини персоналу підприємства електромережі.

В процесі проведення робіт із спорудженню кабельної лінії і до моменту їх закінчення складається технічна документація. За своїм змістом та призначенням технічна документація на кабельну лінію складається з двох частин: виконавчої документації, яка складається будівельно-монтажною організацією (замовником) і передається нею підприємству електромережі при поданні лінії до здачі в експлуатацію, і документації, яка складається експлуатаційним персоналом підприємства електромережі до моменту введення нової лінії в експлуатацію, зміст якої буде розглянутий пізніше.

До першої частини відносяться:

- проект кабельної лінії, який має в своєму складі рішення щодо антикорозійного захисту за всіма узгодженнями і перелік всіх відхилень від проекту із вказівкою, з ким і коли ці відхилення узгоджені;

- звірене із натурою виконавче креслення траси з масштабом 1:500 або 1:200 з усіма прив'язками кабельної лінії та муфт до капітальних споруджень або спеціально

встановлених орієнтирів (пікетів), затверджений технічним наглядом підприємства електромережі;

- акти на приховані роботи, якими є огляд кабелю, котрий прокладений в траншеї, пристрої "постелі", підтипів, захисту кабельної лінії від механічних пошкоджень, відповідність габаритів місць взаємного зближення та перетину кабельної лінії, яка споруджується, з трубопроводами та іншими підземними спорудами вимогам ПУЕ, а також на монтаж всіх з поновних на лінії муфт;

- акт перенесення в натуру проекту траси та правильності виконання робіт із розбивання траси;

- акти прийому траншей, блоків, труб та тунелів для монтажу кабелів;

- протокол прогрівання кабелів на барабанах перед прокладанням, якщо роботи проводились при температурі нижче 0°C;

- акт прийому будівельної частини кабельних споруд для проведення монтажних робіт;

- журнал прокладання кабелів і монтажу муфт;

- акт випробування кабельної лінії після прокладання.

Під час приймання кабельної лінії в експлуатацію перед її увімкненням проводиться:

- визначення цілості жил кабелів та фазування жил;

- вимірювання опору заземлення кінцевих муфт;

- перевірка дії встановлених на лінії пристроїв антикорозійного захисту від блукаючих струмів;

- випробування ізоляції лінії підвищеною напругою постійного струму

3 ОСНОВНІ МЕТОДИ ПОШУКУ ПОШКОДЖЕНЬ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ

3.1 Акустичний метод

Ці методи також відносяться до групи контактних. В результаті акустичного контакту з МП сприймаються механічні коливання, що розповсюджуються від нього. При цьому спеціальні методи і пристрої потрібні тільки для ВМП кабельних ліній. Суть акустичного методу полягає в прослуховуванні над МП звукових коливань, викликаних іскровим розрядом в каналі пошкодження. Конденсатор C заряджається від високовольтної випрямної установки. Коли напруга на ньому досягне напруги пробою розрядника P , останній проб'ється і конденсатор почне розряджатися на пошкоджену жилу кабелю. При цьому в кабель посилається імпульс високої напруги. Досягнувши МП, цей імпульс створить іскрове перекриття з жили кабелю на захисну оболонку. Іскровий електричний розряд завжди супроводжується звуковим ефектом. Звукові коливання, що виникли в місці іскрового перекриття, розповсюджуються в навколишнє середовище і можуть прослуховувати на поверхні землі. Після закінчення розряду конденсатора розрядник гасне, що дозволяє конденсатору заряджати знову для подальшого розряду. Таким чином, схема забезпечує періодичне повторення розрядів в МП. Звуки іскрових розрядів досягають максимальної гучності над МП. Акустичний метод практично універсальний і в багатьох кабельних мережах є основним абсолютним методом, їм можна визначати пошкодження різного характеру: однофазні і міжфазні замикання з різними перехідними опорами, обриви одній, два або всіх жил. В окремих випадках можливе визначення декількох пошкоджень на одній кабельній лінії. Іскрові розряди, що отримуються в місці пошкодження кабелю, утворюються двома способами. При "запливаючому пробі", який виявляється при профілактичних випробуваннях, пошкодження, як правило, буває в муфтах. Опір в місці пошкодження великий - одиниці і десятки мегаом. За допомогою випробувальної установки постійного струму в пошкодженій жилі піднімається напруга (не більш $5U_{ном}$, де $U_{ном}$ - робоча напруга кабелю). Як тільки

в місці пошкодження відбувається пробій, визначають відстань до місця пошкодження за допомогою методу коливального розряду. Після першого пробою опір в пошкодженій жилі кабелю відновлюється і напруга від випробувальної установки постійного струму зростає знову до напруги пробою. Така періодичність пробіів може продовжуватися тривалий час. У зоні зміряної відстані до місця пошкодження оператор, пересуваючись уздовж траси кабельної лінії, чітко фіксує акустичні розряди в місці пошкодження. При замиканнях, що мають перехідний опір в місці пошкодження від одиниць ом до десятків кілоом, збирається схема, показана на рис.2.1 За допомогою високовольтної установки постійного струму проводиться зарядка конденсатора, після чого через розрядник (розрядник може бути як керований, так і некерований - повітря) високовольтна хвиля посиляється в пошкоджену жилу кабелю, в місці пошкодження якої відбувається пробій, що викликає акустичний сигнал. У пересувній вимірювальній лабораторії є дві групи високовольтних конденсаторів. Одна група на робочу напругу до 5 кВ при ємності конденсаторів до 200 мкФ (низьковольтна акустика), інша група на робочу напругу до 30 кВ при ємності конденсаторів до 5 мкФ (високовольтна акустика). Установки для заряду конденсаторів першої групи мають велику потужність, яка необхідна для швидкої зарядки конденсаторів великої місткості (одиниці секунд). Для зарядки другої групи конденсаторів застосовують випробувальні установки постійного струму. Якщо при роботі від першої групи конденсаторів неможливо створити пробій унаслідок великого опору в місці пошкодження, то необхідно перемкнути схему і працювати від другої групи конденсаторів. Оператор, переміщаючись уздовж траси кабельної лінії в передбачуваній зоні пошкодження, заміряній імпульсним або хвильовим методом, проводить вимірювання наступним способом. При використанні кабелешукача, наприклад, КАИ-80, що має один канал підсилення, сигнал від акустичного перетворювача підсилюється приймачем і поступає на стрілочний індикатор і головні телефони. Пересуваючись по трасі кабельної лінії, оператор прослуховує сигнали за допомогою головних телефонів і лише в місці безпосереднього пошкодження кабелю, коли акустичні сигнали чітко фіксуються,

необхідно за допомогою стрілочного індикатора виявити на трасі точку з максимальним відхиленням стрілки, де знаходиться пошкодження. При використанні кабелешукача, наприклад, КАИ-90, що має два канали підсилення (один для підсилення сигналів з акустичного перетворювача, а інший для підсилення сигналів, наведених в індукційному перетворювачі від поля електромагнітної хвилі), пошук здійснюється таким чином: при переміщенні уздовж кабельної лінії сигнал, наведений в індукційному перетворювачі від електромагнітної хвилі, поступає через підсилювальний тракт приймача на стрілочний індикатор, а сигнал з акустичного перетворювача поступає через свій підсилювальний тракт на головні телефони. В результаті цього оператор чітко знає про наявність пробою в місці пошкодження, не прослуховуючи акустичного сигналу, продовжує пересуватися по трасі кабельної лінії до місця пошкодження. У зоні місця пошкодження, коли стає чутний акустичний сигнал в головних телефонах, слід перейти в режим акустичного пошуку. При цьому акустичний сигнал поступатиме через підсилювальний тракт приймача КАИ-90 як на головні телефони, так і на стрілочний індикатор, по якому при максимальному його відхиленні можна знайти точне місце пошкодження. При визначенні місця розтяжки (розриву) жив в кабелі високовольтну випробувальну установку постійного струму підключають по черзі до однієї з жил або відразу до всіх трьох жил кабелю (рис.2.1). При підйомі випробувальної напруги до 5Уном за рахунок ослабленої ізоляції виникає пробій в місці розриву між однією з жил і оболонкою кабелю. У випадку, якщо пробій в місці пошкодження не відбувається, необхідно встановити закоротку на дальньому кінці кабелю між всіма жилами і оболонкою кабелю. В цьому випадку при піднятті випробувальної напруги пробою відбувається між розривом жил кабелю. У обох випадках місце пошкодження знаходиться акустичним методом [8].

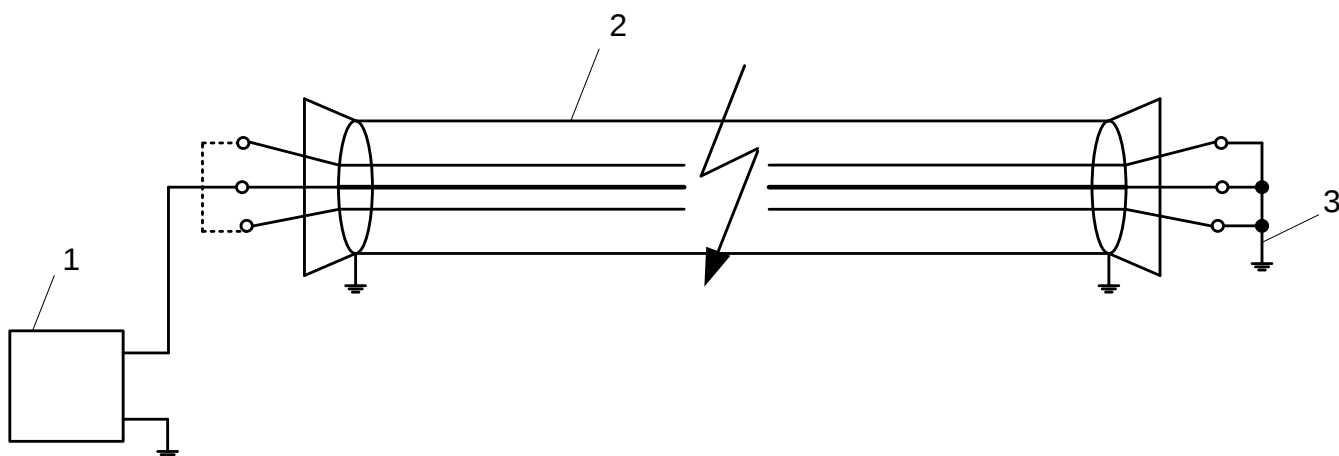


Рисунок 3.1 - Схема підключення високовольтної випробувальної установки при розтягуванні жил в кабелі: 1 - високовольтна випробувальна установка; 2 - пошкоджений кабель; 3 - закоротка між жилами і оболонкою кабелю.

3.2 Характеристика індукційних методів ВМП

Індукційні методи призначені для топографічного (трассового) ВМП кабельних і повітряних ліній. Для КЛ, прокладених в землі, індукційні методи дозволяють також уточнити трасу лінії, встановити глибину залягання кабелю і місця розташування сполучних муфт.

Суть індукційних методів полягає в індикації параметрів магнітного поля струмів, що протікають по проводах (жилах) і в землі уздовж траси лінії. Зміни параметрів магнітного поля поблизу МП або в інших характерних точках траси уловлюються за допомогою спеціальних датчиків (індукційних рамок), підсилювачів і індикаторів при їх переміщенні уздовж траси ПЛ або КЛ. Для КЛ напругою до 35 кВ ВМП проводиться за допомогою спеціального генератора підвищеної частоти після виділення і відключення пошкодженої ділянки. Виділення ж пошкодженої ділянки КЛ, яку можна відключити комутаційною апаратурою, при однофазному замиканні на землю здійснюється індукційним методом за рахунок індикації параметрів магнітного поля струму ємності на межах ділянки. Для ПЛ параметри

магнітних полів струмів ємностей мережі використовуються і для виділення ділянок, і для ВМП.

Важливе значення для індукційного методу має вибраний діапазон робочих частот. Для всіх індукційних методів, за винятком розповсюдження імпульсний-індукційного методу, що не знайшло, застосовується так званий звуковий (тональний) діапазон частот. Для ліній, включених в мережу, практично використовуються промислова частота 50 Гц і її непарні гармоніки аж до 13-ої. Для відключених КЛ частотний діапазон складає 0,4-12 кГц.

Для ВМП в трифазних мережах істотні відмінності мають характеристики магнітних полів струмів нульової послідовності і фазних струмів.

3.3 Індукційно-імпульсний метод

Індукційно-імпульсний метод використовується при визначенні місця пошкодження вигляду "запливаючий пробій" на трасі кабельної лінії. Визначення і вказівка місця пробою в кабелі проводиться методом контролю напряму розповсюдження початкового фронту електромагнітних хвиль, що виникли в місці пробою. Оскільки при пробіі виникають електромагнітні хвилі, направлені від місця пошкодження до кінців кабельної лінії, то виниклі хвилі мають різні напрями розповсюдження по відношенню до місця пошкодження кабелю. Місце на трасі кабельної лінії, в якому відбувається зміна напряму початкового фронту хвилі, відповідає місцю пошкодження. Для визначення місця "запливаючого пробою" кабельної лінії до пошкодженої жили кабелю підключають високовольтну установку і плавно піднімають постійну напругу до забезпечення періодичних пробіів в кабелі. Методом коливального розряду проводять вимірювання відстані до місця пошкодження [9].

Пошук місця пошкодження в знайденій зоні проводиться індукційно-імпульсним кабелешукачем КИИ-83 або КИИ-89, який переноситься уздовж траси при створенні в лінії періодичних пробіів.

При кожному пробі в лінії в індукційному перетворювачі (датчику) індукується напруга, яка підводиться до кабелешукача. Кабелешукач визначає полярність початкового фронту індукованої напруги і фіксує його знак (плюс або мінус). Певний знак полярності указується стрілочним вимірювальним приладом кабелешукача протягом часу, достатнього для виробництва відліку.

Якщо місце пошкодження буде пройдено, то прилад фіксуватиме інший знак полярності, що є критерієм для повернення назад і точного визначення місця пошкодження кабелю.

Кабелешукачі КИИ-83 і КИИ-89 дозволяють однозначно визначити, в якому напрямі слід вести пошук уздовж траси лінії, щоб наблизитися до місця пошкодження. Це виключає помилкові дії оператора. На трасі кабельної лінії в зоні передбачуваного місця пошкодження (при зміні знаку показуючого приладу) доцільно для точнішого визначення місця пошкодження провести вимірювання акустичним методом.

3.4 Індукційний метод

Індукційний метод визначення місця пошкодження заснований на принципі уловлювання магнітного поля над кабелем, по якому пропускається струм від генератора звукової частоти. Частота струму від 1000 до 10000 Гц. Метод забезпечує високу точність визначення місця пошкодження і має широке розповсюдження.

Індукційним методом можна визначити:

- трасу кабельної лінії; глибину прокладки кабельної лінії;
- шуканий кабель в пучку кабелів;
- міжфазні пошкодження кабельної лінії;
- однофазні пошкодження кабелю.

3.5 Визначення траси кабельної лінії

При визначенні траси кабельної лінії генератор звукової частоти включається по схемі фаза-земля. При використанні частоти 1000 Гц від генератора на дальньому кінці кабельної лінії встановлюється закоротка між жилою і оболонкою кабелю. При використанні частоти 10000 Гц від генератора (рис. 3.2, б) встановлення закоротки на дальньому кінці кабелю не обов'язкове. Корисний сигнал можна буде почути за рахунок струму ємності, що протікає через розподілену ємність кабелю C_k .

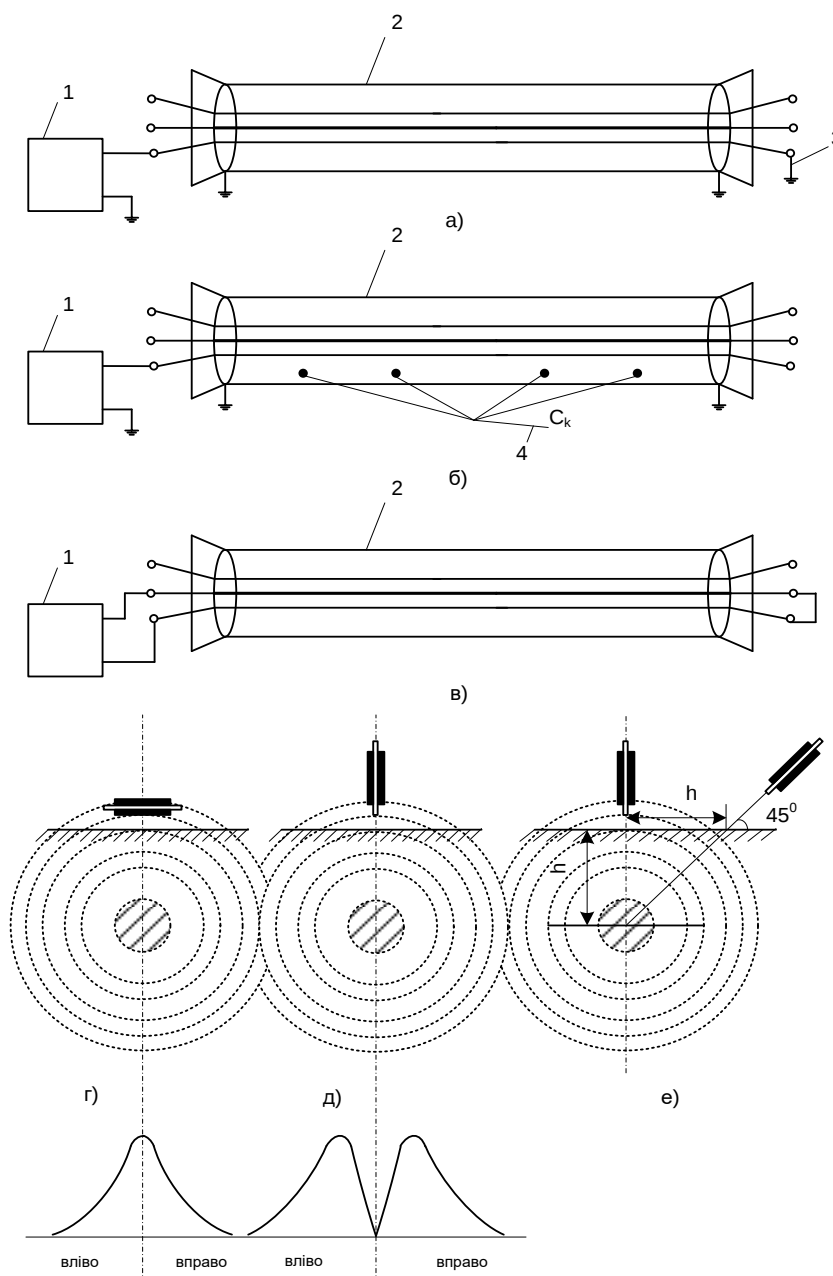


Рисунок 3.2 - Схема підключення генератора при визначенні траси і глибини прокладки кабельної лінії: *а* - схема визначення траси кабельної лінії на частоті 1000 Гц; *б* - схема визначення траси кабельної лінії на частоті 10000 Гц; *в* - схема

визначення траси кабельної лінії при включенні генератора на частоту 1000 Гц або 10000 Гц між двома жилами кабелю; ε - ЕДС, що наводиться в горизонтально розташованому індукційному перетворювачі при переміщенні його управо і ліворуч від осі кабелю; δ - ЕРС, що наводиться у вертикально розташованому індукційному перетворювачі при переміщенні його управо і ліворуч від осі кабелю; e - розташування індукційного перетворювача при визначенні глибини прокладки кабельної лінії; 1 - генератор; 2 - кабельна лінія; 3 - закоротка; 4 - розподілена ємність кабелю (C_k)

При визначенні траси кабельної лінії за рахунок струмів розтікання сигнал, який наводиться в індукційному перетворювачі (ІП) і посилюється приймачем, буде дуже добре чутний в головних телефонах. Оператор пересуваючись уздовж траси кабельної лінії при горизонтально розташованому індукційному перетворювачі (рис.2.2, ε) [паралельно площині землі і перпендикулярно кабельній лінії], чує максимальний сигнал в головних телефонах безпосередньо над кабелем, а при переміщенні перетворювача управо або ліворуч від осі кабелю сигнал слабшатиме. При вертикально розташованому індукційному перетворювачі (рис.3.2, δ) оператор чує в головних телефонах над кабелем слабкий сигнал, який посилюється при переміщенні перетворювача управо або ліворуч від траси кабельної лінії. Таким чином, при пересуванні по напрямку максимального (при горизонтально розташованому ІП) або мінімального (при вертикально розташованому ІП) сигналу знаходять трасу кабельної лінії.

Іноді унаслідок розривів оболонки кабелю в муфтах струм від генератора протікає по оболонках сусідніх кабелів, що знаходяться під робочою напругою. При цьому мінімум звучання виходить над тим кабелем, по якому тече струм розтікання. Внаслідок цього траса кабельної лінії буде визначена неправильно. В цьому випадку для виключення помилкового визначення траси кабельної лінії генератор включається між двома жилами кабелю (рис.3.2, в). Оператор, переміщаючись по трасі кабельної лінії, чітко прослуховує максимуми і мінімуми звучання сигналів в головних телефонах, викликані кроком скручування кабелю (крок скручування в силових кабелях може змінюватися від 0,5 до 1,5 м залежно від перетину жил кабелю).

3.6 Визначення глибини прокладки кабельної лінії

Для визначення глибини прокладки кабельної лінії використовується та ж схема підключення генератора, що і для визначення траси кабелю. У місці, де потрібно визначити глибину прокладки кабелю, необхідно точно визначити трасу кабельної лінії при вертикальному розташуванні осі індукційного перетворювача (рис.3.2, е) Потім індукційний перетворювач за допомогою фіксуючого пристрою встановити під кутом 45° до площини землі. Переміщаючи перетворювач перпендикулярно трасі, знаходять точку на поверхні землі, в якій пропадає звучання сигналу в головних телефонах. Відстань від цієї точки до траси рівна глибині залягання кабелю [11].

4 НАВАНТАЖЕННЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ

4.1 Коректування припустимих навантажень контролем нагрівання кабелів

Для визначення можливості збільшення тривало припустимих навантажень кабельних ліній (КЛ) порівняно з розрахунковими, а також для контролю певних навантажень кабелів рекомендується перевіряти навантаження дослідним шляхом. Для цього вимірюють температуру металевих оболонок кабелів, а температури жил визначаються за результатами вимірювань за формулою:

$$t_{\text{ж}} = t_{\text{об}} + \Delta T_{\text{каб}} \quad (4.1)$$

де $\Delta T_{\text{каб}}$ - перепад температур від оболонки (або бронестрічок) до жил кабелю;

$t_{\text{об}}$ - температура на свинцевій оболонці або броні кабелю при досліді, °С.

Теплоперепад ΔT можна визначити за формулою:

$$\Delta T_{\text{каб}} = \frac{I_{\text{оп}}^2 n \rho S_{\kappa}}{100q}, \quad (4.2)$$

де $I_{\text{оп}}$ - тривале максимальне навантаження кабелю, виміряне при досліді, А;

n - кількість жил кабелю;

ρ - питомий опір міді при температурі, близькій до температури жили
Ом·мм²/м;

S_{κ} - сума теплових опорів ізоляції і захист оболонок кабелю, град·см/Вт;

q - поперечний переріз жили кабелю, мм².

За результатами, отриманими з досліду температур нагріву жил кабелю $T_{\text{оп}}$ та відповідних їм струмів навантаження $I_{\text{оп}}$ й температур навколишнього середовища

$T_{\text{навк}}$, припустиме навантаження коректується для дійсних експлуатаційних умов з виразу:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{оп}} \sqrt{\frac{T_{\text{доп}} - T_{\text{навк}}}{T_{\text{оп}} - T_{\text{навк}}}}, \quad (4.3)$$

де $T_{\text{доп}}$ - максимально допустима температура за ДСТУ.

Після коректування навантаження додатково вимірюють температуру для перевірки правильності розрахунків струмів навантаження. Вимірювання температур кабелю доцільно проводити в несприятливих для роботи умовах: максимальне навантаження, висока температура або погана теплопровідність навколишнього середовища і т. п.

Якщо навантаження кабельної лінії протягом доби рівномірне, то температуру оболонки достатньо виміряти двічі з інтервалом 1-2 години; при нерівномірному навантаженні - через кожні 1-2 години, одночасно визначаючи величину навантаження. За отриманими даними будуються добові графіки температури оболонки кабелю, його навантаження. В цьому випадку при підрахунку температури жили кабелю за $t_{\text{об}}$ слід взяти максимальне значення температури оболонки за графіком, а за $I_{\text{оп}}$ - тривале (не менше 2 годин) максимальне значення навантаження, хоча ці значення будуть зсунуті в часі.

Вимірювання температури металевих оболонок кабелів, прокладених відкрито (в розподільних пристроях станцій та підстанцій, в тунелях, колекторах, каналах, шахтах, підвалах, колодязях та ін.), рекомендується проводити за допомогою термоопорів або термопар і тільки в окремих випадках термометрами. В останньому випадку кінець термометра з ртуттю міцно закріплюють і притискають до зовнішньої металевої оболонки за допомогою станіоля або аналогічного матеріалу з високою теплопровідністю і бандажу з кіперної або тафтяної стрічки.

При значних групових прокладаннях на відповідальних об'єктах (тунелі електростанцій, підстанцій, живильні лінії на центрах живлення) рекомендується

застосовувати автоматичний запис температур за допомогою електронних потенціометрів або електронних мостів (типів ЕПП-9, ЕПД-12 та ін.).

Вимірювання температури металевої оболонки кабеля, прокладеного в землі або інших важкодоступних місцях слід виконувати за допомогою термоопорів або термопар.

На кожному кабелі в місці вимірювання слід встановити не менше двох термоопорів, що забезпечує резерв у випадку псування одного з них.

Для встановлення термоопорів (або термопар) на кабелях, прокладених в землі, необхідно:

а) викопати на трасі КЛ котлован і зробити заглиблення в одній зі стінок котловану по осі кабелю на 200-250 мм;

б) зняти в цьому місці з кабелів верхній шар джуту або розвести його;

в) закріпити термоопір на броні кабелю шляхом накладання бандажу з декількох шарів ізоляційної стрічки;

г) вивести вимірювальні кінці в сталевій трубці в зручне і безпечне від механічних пошкоджень місце;

д) встановити на кінцях виведених проводів умовні бирки;

е) засипати і обережно втрамбувати котлован так, щоб не пошкодити закладених термоопорів.

Для вимірювання температури навколишнього середовища встановлюються окремі термоопори (термопари). Температура навколишнього середовища фіксується:

а) при прокладанні кабелю в землі - на відстані 3-5 м від крайнього кабелю на глибині прокладання кабелів;

б) при прокладанні кабелів в тунелях і каналах - температура повітря на вході і виході з тунеля і т. д.

Визначене на основі дослідів дійсно припустиме навантаження кабельної лінії фіксується актом або протоколом, затвердженим головним інженером району мережі

(електростанції). До протоколу додаються результати вимірювань та розрахунків, на основі яких встановлюється новий режим роботи кабельної лінії. При цьому в паспортній карті кабельної лінії повинна бути вказана нова величина тривало-допустимого навантаження.

4.2 Контроль за навантаженнями та міри покращення охолодження кабельних ліній

На відповідальних (живильних) кабельних лініях, які відходять від електростанцій та підстанцій з постійним чергуванням персоналу, контроль за навантаженнями повинен проводитись по стаціонарних вимірювальних приладах - за записами показів приладів, зробленим черговим персоналом в добовій відомості, в терміни, встановлені місцевою інструкцією. На шкалі щитових амперметрів повинен бути відмічений червоною рисою припустимий струм кабельної лінії.

В умовах мереж, де підстанції не мають постійного чергування персоналу, контроль за навантаженнями здійснюється періодично.

Вимірювання повинні проводитись 2-3 рази на рік: раз в літній період і 1-2 рази під час осінньо-зимового максимуму.

Результати вимірювань навантажень повинні систематизуватися і аналізуватися експлуатаційним персоналом згідно з місцевими інструкціями і бути основою для проведення заходів, які забезпечують економічну та безаварійну роботу кабельних ліній.

Контроль за температурами ґрунту в місцях перетину кабелів з теплопроводами, а також температурами оболонок КЛ проводиться в терміни, встановлені місцевими інструкціями.

Температури навколишнього середовища для місцевих умов, за якими встановлюються сезонні навантаження КЛ, рекомендується вимірювати автоматично, шляхом безперервного (або періодичного) записування їх за допомогою електронних потенціометрів.

Якщо в результаті випробувань і перевірок виявиться, що температура жил кабелів вища за припустиму або виявляться ділянки з незадовільними умовами охолодження, то рекомендується використання таких заходів:

- а) покращення вентиляції в тунелях та каналах;
- б) влаштування тунелів і каналів хоча б найпростіших типів і заміна ними траншейних прокладень з великою кількістю завантажених КЛ;
- в) застосування вставок кабелів великого перерізу;
- г) застосування додаткової теплоізоляції теплопроводів в місцях перетину їх з кабелями;
- д) перепрокладання кабелів в траншеях і збільшення відстані між ними для зменшення взаємного теплового впливу;
- е) засипання траншей теплопровіднішим ґрунтом.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

У бакалаврській роботі розглядаються заходи та засоби для пошуку пошкоджень кабельних ліній. На електротехнічний оперативно-ремонтний персонал, який здійснює пошук пошкоджень кабельних ліній, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори за ГОСТ 12.0.003-74:

фізичні:

- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена температура поверхонь обладнання, матеріалів;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- недостатнє освітлення робочої зони;
- нестача природного освітлення;
- небезпечний рівень напруги електричного кола, замикання якого може відбутися через тіло людини;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухливість повітря;

психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні);
 - нервово - психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів)
- [14].

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

Живлення кабельних мереж, що оптимізуються, здійснюється від трипровідної мережі 10 кВ і чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В).

Категорія умов по небезпеці електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з наявністю струмопровідної підлоги. Технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

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

- розміщувати неізолювані 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 ізолюваними 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.

Роботи по обслуговуванню електрообладнання.

При роботі, яка зв'язана з доторканням до струмоведучих частин електрообладнання, необхідно на його пусковому пристрої або ключі керування повісити плакат "НЕ ВМИКАТИ, ПРАЦЮЮТЬ ЛЮДИ".

Відключене положення комутаційних апаратів до 1000 В з недоступними для огляду контактами (автоматичні вимикачі, пакетні вимикачі, рубильники в закритому виконанні тощо) визначається перевіркою відсутності на їх затискачах або на відходячих шинах, проводах або затискачах обладнання, яке відключається цими комутаційними апаратами. В електроустановках до 1000 В при роботах на збірних шинах РУ, щитів, збірок напруга з шин повинна бути знята та шини (за винятком шин, які виконані ізолюваним проводом) повинні бути заземлені. Необхідність та можливість встановлення на приєднання цих РУ, щитів, збірок та підключеного до них обладнання визначає працівник, який видає розпорядження.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні [15] встановлюють допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у певних діапазонах в залежності від періоду року та категорії робіт і допустиму інтенсивність опромінення.

Таблиця 5.1 - Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні з категорією робіт Па.

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Середньої важкості	17-29	65 при 26°C	0,2-0,4
Холодний	Па	15-24	До 75%	не більше 0,3

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено:

1. Температура внутрішніх поверхонь будівельних конструкцій робочої зони і зовнішніх поверхонь обладнання при забезпеченні оптимальних параметрів мікроклімату не повинні бути більше ніж на 2°C за діапазон норм.
2. Якщо температура поверхонь вище або нижче оптимальної температури повітря, то робочі місця повинні бути віддалені від них на відстань не менше 1м.
3. Для забезпечення нормованих значень руху кисню проектом передбачається витяжна та припливна вентиляційні системи.
- 4.

5.2.2 Склад повітря робочої зони

Робочою зоною вважається простір, який обмежений огорожуючими конструкціями виробничих приміщень, що мають висоту 2 м над рівнем підлоги або площини, на яких знаходяться місця постійного або непостійного перебування працюючих. Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³ [].

Таблиця 5.2 - Можливі забруднювачі повітря можуть і їх ГДК

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

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця. Нагромадження пилу вказує на необхідність у вживанні заходів по очищенню від нього. Тому необхідно здійснювати наступні заходи:

- очищувати пил якнайчастіше.
- щодня протирати гарячі поверхні.

Планувати прибирання так щоб вони приходилось на час, коли устаткування виключене, як, наприклад, у другу половину дня п'ятниці або на вихідні.

5.2.3 Виробниче освітлення

Природне освітлення

В залежності від джерела світла промислове освітлення поділяється на: - природне освітлення - освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке проникає через світлові пройми в зовнішніх огорожених конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО (e_n). КПО - відношення природного освітлення, яке створюється в деякій точці заданої площини всередині приміщення світлом неба, до значення зовнішньої горизонтальної освітленості.

КЕО при природному та суміщеному освітленню.

Характеристика зорової роботи при виконанні - роботи високої точності;

Розряд - III;

Підрозряд зорової роботи - б;

Контраст об'єкту розпізнавання - середній;

Характеристика фону - темний;

Бокове КЕО, %:

- природне 2,0;

- суміщене 1,2.

Основною величиною для розрахунку і нормування природного освітлення є коефіцієнт природної освітленості (КПО). Прийняте роздільне нормування КЕО для бічного і верхнього освітлення. Ті місця, що освітлюється тільки бічним світлом, нормується мінімальне значення КЕО в межах робочої зони, що повинно бути забезпечене в точках, найбільше віддалених від вікна. Нормовані значення КЕО для будинків визначаються за формулою:

$$e_n = e_n \cdot m_n ,$$

де e_n - значення КЕО для будинків;

m_n - коефіцієнт сонячності клімату - 0,85, вікна зорієнтовані на захід.

Природне: $e_n = 2,0 \cdot 0,85 = 1,7 \% ,$

суміщене: $e_n = 1,2 \cdot 0,85 = 1,0 \% .$

Штучне освітлення.

- штучне освітлення використовується двох систем: загальне або комбіноване.

Загальне освітлення - освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання

Комбіноване освітлення - додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве. Місцеве освітлення - освітлення, яке створюється світильниками, які концентрують світловий потік безпосередньо на робочих місцях[16].

Штучне освітлення, лк:

загальне - 300 лк; комбіноване – 1000 лк.

Для забезпечення нормативного значення e_{min} передбачено:

5.2.4 Виробничий шум

Рівень звука вимірюється в децибелах і визначається по формулі [17]:

$$L = 20 \cdot \lg \left(\frac{P}{P_0} \right) = 20 \cdot \lg \left(\frac{U}{U_0} \right), \quad (7.1)$$

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 середньо геометричною 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 5.2- Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньо геометричними 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».

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

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

5.3 Пожежна безпека

Приміщення, де знаходяться кабельні мережі, відноситься до категорії Д – негорючі речовини у холодному стані з зонами П-І (місця встановлення трансформаторів), де застосовуються горючі рідини з температурою спалаху більше 61 °С [18].

Будівлі з виробничими приміщеннями характеризуються III ступенем вогнестійкості.

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

Межі вогнестійкості занесені у таблицю 7.5

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

Таблиця 5.5 - Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій і максимальні межі розповсюдження полум'я по них.

Ступінь	Стіни	Колони	Сходи і площі	Плит насти	Елементи перекриття
---------	-------	--------	---------------	------------	---------------------

	Несучі	Самонесучі	Зовнішні несучі	Внутрішні несучі (перегородки)				Плити, настили, прогони	Балки, ферми, арки, рамы
III	1/0	0,5/0	0,2/40	0,2/40	0,25/0	1/0	0,25/0	0,25/25	0,25/0

В таблиці 5.6 приведені протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості.

Таблиця 5.6 - Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості

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

В таблиці 5.7 приведена допустима кількість поверхів і площа поверху і межах пожежного відсіку будівлі відповідно до ступеня вогнестійкості.

Таблиця 5.7 - Допустима кількість поверхів і площа поверху в межах пожежного відсіку будівлі.

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

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

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

Біля входу у будівлю необхідно встановити 1 порошковий вогнегасник ВП-5. На території повинно бути розташовано 2 пожежних щита, до комплексу засобів пожежогасіння, які розміщені на ньому, включені: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті розміром 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску має місткість 3,0 м³ та укомплектований совковою лопатою. Конструкція ящика повинна забезпечувати зручність діставання піску та виключати попадання опадів [19].

ВИСНОВКИ

У даній бакалаврській дипломній роботі проведено розрахунок та оптимізацію районної електричної мережі з аналізом особливостей конструкції 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.

Високий рівень пошкодження кабельних ліній вносить стихійність в роботу персоналу і не дає змоги вести планомірну, систематичну роботу із підвищення надійності, забезпечення високої якості і економічності роботи мережі, віддаючи кошти і сили на трудомісткі роботи із ліквідації пошкоджень і виконання аврійно-відновлювальних ремонтів кабельних ліній.

Для виключення можливості механічного пошкодження як діючих, так і тих кабельних ліній, які споруджуються знову, правила технічної експлуатації електричних станцій та мереж (ПУЕ) радять експлуатаційному персоналу вести технічний нагляд за роботами із прокладанням кабелю і монтажу муфт, які виконуються будівельно-монтажними організаціями при спорудженні нових кабельних ліній. Цими ж правилами також передбачено, що розкопування на трасах кабельних ліній або земляні роботи поблизу них можуть проводитись тільки з письмового дозволу підприємства електромережі.

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. Головатюк М.О., Леонт'єв В.О., Видмиш В.А. Експлуатація кабельних ліній електропередач. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 109 с.
10. Вказівка про заходи безпеки при відшукуванні місць пошкодження і випробуваннях кабельних ліній високої напруги 315.00.00.000 СКТБ ВКТ.
11. Пересувні електротехнічні лабораторії - [Електронний ресурс] - Режим доступу: http://www.kep.ua/ru/devices/cable_test_vans/1

12. Прилади для контролю параметрів кабельних ліній - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://promix.com.ua/uk/catalog/power-uk/diagcablin-uk>
13. СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509:2005 Експлуатація силових кабельних ліній напругою до 35 кВ - ОЕП «ГРІФРЕ», 2005.
14. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Ч. 1 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,75 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2011.
15. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>
16. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
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 кабельних ліній електропередачі

Тип роботи: Бакалаврська дипломна робота
(БДР, МКР)

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

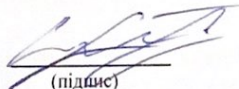
Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 85,5% Схожість 14,5%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку


(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

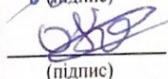
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи


(підпис)

Григорьев В.Р.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Казьмірук О.І.
(прізвище, ініціали)

[illegible]

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Розрахунок післяаварійного режиму

Тривалість звітного періоду: 5800.0 год

Час втрат: 2859.6 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 31.491 МВт / 184.490 млн.кВт*г

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

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.190 МВт / 14.378 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.190 МВт / 14.378 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.082 МВт / 0.476 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.219 МВт / 1.436 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.301 МВт / 1.911 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.491 МВт / 16.290 млн.кВт*г (8.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	dU% від U _н
6		0.000	0.000	121.000	10.00
1		0.000	0.000	106.330	-3.34
2		0.000	0.000	106.549	-3.14
5		0.000	0.000	107.735	-2.06
3		0.000	0.000	111.415	1.29
4		0.000	0.000	115.411	4.92
1101		5.000	2.280	9.566	-4.34
1102		0.000	0.000	10.170	1.70
210		4.000	2.160	9.651	-3.49
5101		9.000	4.360	10.046	0.46
5102		0.000	0.000	10.305	3.05
310		3.000	1.860	10.235	2.35
410		8.000	4.100	10.444	4.44

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	4	31.582	13.479	30.506	11.920	1.073	1.553	0.164	5.644
4	3	22.416	8.550	21.839	7.714	0.576	0.834	0.120	4.113
3	5	18.804	7.248	18.343	6.579	0.460	0.666	0.104	3.845
5	2	4.085	1.590	4.051	1.542	0.033	0.048	0.023	1.249
2	210	4.041	2.616	4.011	2.166	0.030	0.448	0.026	6.639
5	1	5.128	2.105	5.079	2.034	0.049	0.071	0.030	1.477
1	1101	5.059	2.956	5.014	2.286	0.044	0.667	0.032	7.682
1	1102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5	5101	9.102	5.761	9.026	4.372	0.076	1.383	0.058	8.944
5	5102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3	310	3.025	2.107	3.009	1.865	0.016	0.240	0.019	4.876
4	410	8.075	5.058	8.023	4.112	0.052	0.943	0.048	6.909
1101	1102	0.000	0.000	0.000	0.000	6.000	0.000	0.000	0.000
5101	5102	0.000	0.000	0.000	0.000	7.000	0.000	0.000	0.000

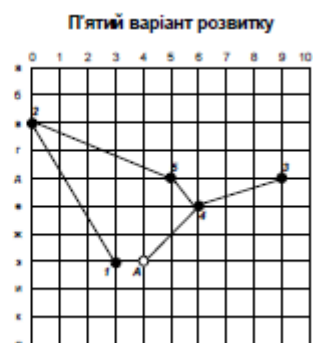
ДОДАТОК В

ІЛЮСТРАЦІЙНА ЧАСТИНА

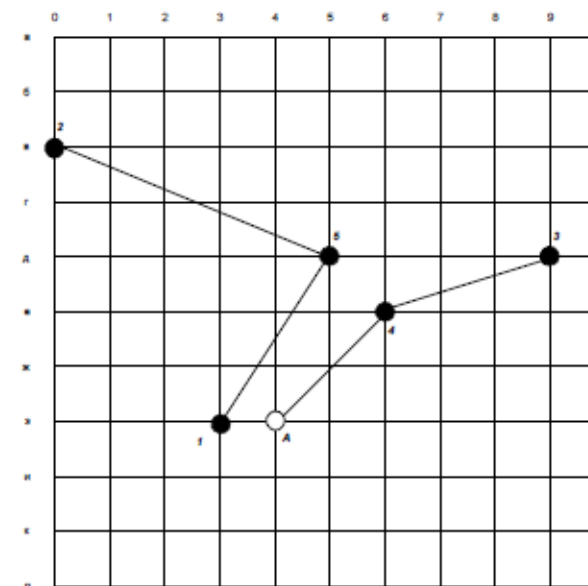
РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА З АНАЛІЗОМ ОСОБЛИВОСТЕЙ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ

П'ять варіантів схем електромережі

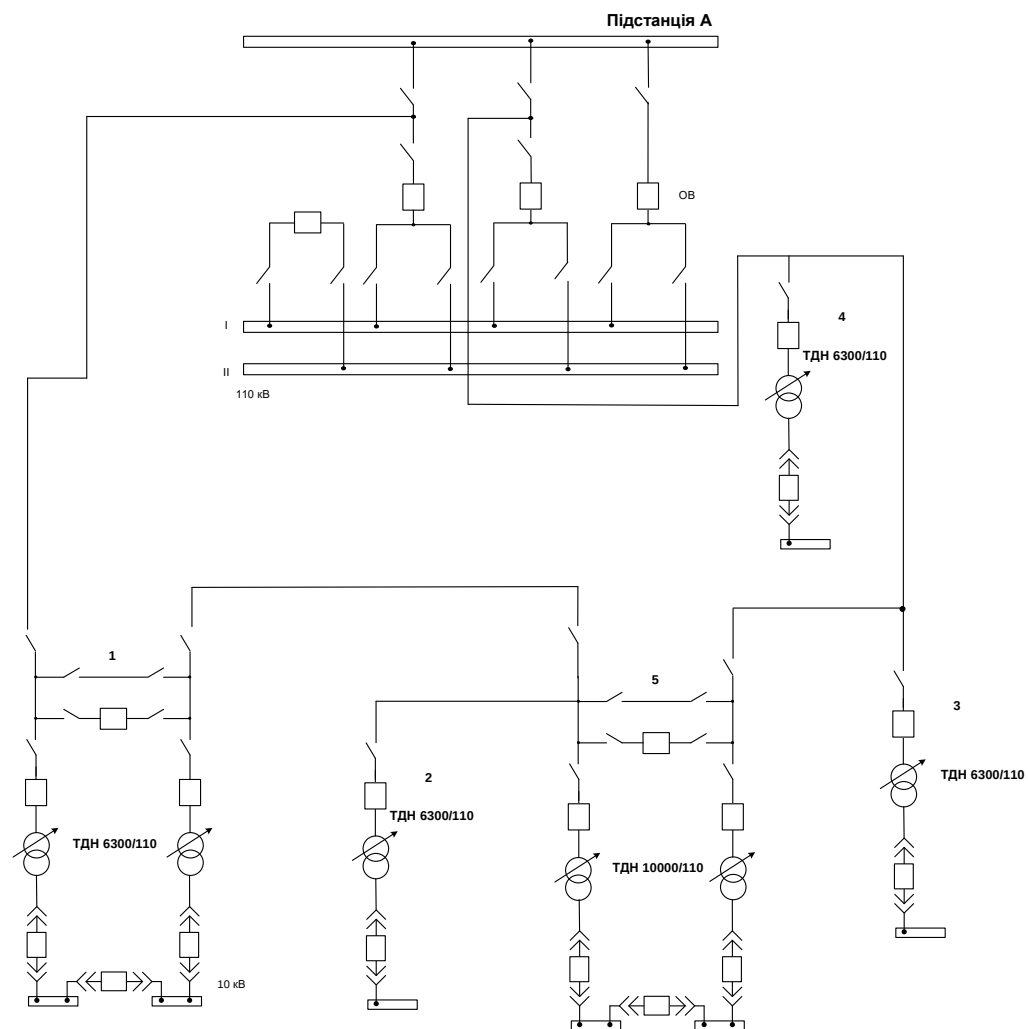


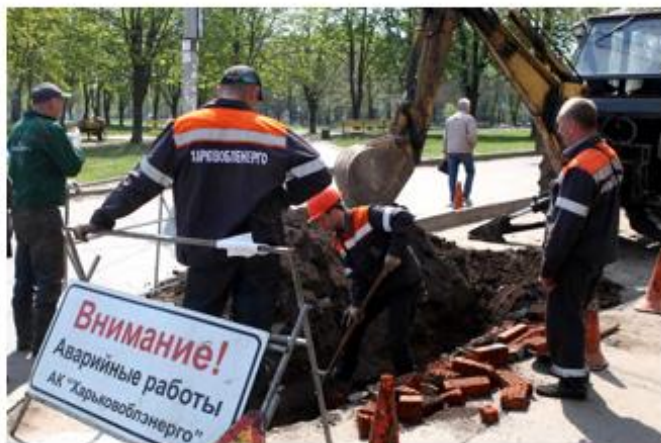
Другий варіант розвитку



Електрична схема “Районної електричної мережі”

Обрано п'ятий варіант розвитку





з'єднувальні муфти - 14%;
кінцеві муфти - 17%;
тіло кабелю - 69%.

електричний пробій ізоляції без механічних впливів
на кабель - 40%;

механічні пошкодження, які призводять до пробію
ізоляції - 60%.

