

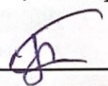
Вінницький національний технічний університет

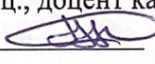
Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

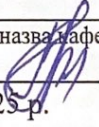
Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

Застосування тепловізійного контролю електрообладнання в районних електричних мережах

Виконав: студент 4 курсу, групи Е-21б3
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка»,
Бернацький Д. В. 

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС
Нетребський В.В. 

« 06 » 00 2025 р.

Рецензент: 
(наук.ступінь, вч.звання, назва кафедри)

« 07 » 06 2025 р.

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

« 06 » 06 2025 р. 

Вінниця ВНТУ 2025 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«20» 05 2025 р.

З А В Д А Н Н Я **НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Бернацькому Дмитрію Вікторовичу.

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Застосування тепловізійного контролю електрообладнання в районних електричних мережах

Керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Нетребський В. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025 року № 97

2. Термін подання студентом роботи 4 червня 2025 року

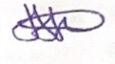
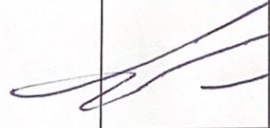
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи: 1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с. 2. «ПТЕ Технічна експлуатація електричних станцій та мереж.» 3. Електричні системи і мережі. Частина 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 1-6,6 МВт, 2-11 МВт, 3-14 МВт, 4-8,8 МВт, 5-22 МВт.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Розрахунок та оптимізація електричної мережі. 2. Особливості тепловізійного контролю обладнання електромережі. 3. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

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

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Нетребський В. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 20.03.25	 4.06.25
Охорона праці			

7. Дата видачі завдання 20 березня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Формування та затвердження задач БКР	21.03.2025	24.03.2025	
2	Вступ. Огляд літературних джерел	25.03.2025	30.03.2025	
3	Розрахунок та оптимізація електричної мережі (розділ 1 БКР)	31.03.2025	07.04.2025	
4	Особливості тепловізійного контролю (розділ 2 БКР)	08.04.2025	19.04.2025	
5	Виконання розділу охорона праці (розділ 3 БКР)	20.04.2025	30.04.2025	
6	Формування висновків по роботі	01.05.2025	03.05.2025	
7	Оформлення пояснювальної записки	04.05.2025	19.05.2025	
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	20.05.2025	27.05.2025	
9	Перевірка БКР на плагіат. Попередній захист БКР.	28.05.2025	3.06.2025	
10	Рецензування БКР	04.06.2025	09.06.2025	
11	Захист БКР	10.06.2025	12.06.2025	

Студент

(підпис)

Д. В. Бернацький

Керівник роботи

(підпис)

В. В. Нетребський

УДК 621.311

АНОТАЦІЯ

Бернацький Д. В. «Застосування тепловізійного контролю електрообладнання в районних електричних мережах». Бакалаврська робота. – Вінниця: ВНТУ, 2025. – 70 с. Рис. 11, табл.17, бібліогр. 20.

Дана бакалаврська кваліфікаційна робота присвячена комплексному розрахунку та оптимізації районної електричної мережі. У межах дослідження було розглянуто питання вибору оптимальних схем електропостачання району та їх відповідної номінальної напруги. Також було здійснено підбір марок проводів для ліній електропередач, розрахунок втрат напруги, аналіз технічних характеристик та вибір основного устаткування підстанцій. Обґрунтування вибору найефективнішого варіанта мережі базувалося на визначених техніко-економічних показниках. Додатково, було проведено розрахунок усталеного режиму електричної мережі із застосуванням програмного комплексу «Втрати "RVM - Hign"».

У роботі досліджено, що тепловізійний контроль є ключовим діагностичним інструментом для моніторингу стану електрообладнання в електричних мережах. Цей метод ґрунтується на реєстрації та аналізі інфрачервоного випромінювання, яке виділяється усіма об'єктами, що мають температуру вище абсолютного нуля.

Розроблено заходи з охорони праці в процесі експлуатації електричних мереж.

Розрахунки проводились за допомогою програмного забезпечення MathCAD, Microsoft Exel.

Ключові слова: електрична мережа, експлуатація, тепловізор.

ABSTRACT

Bernatskyi Dmytrii " Application of thermal imaging monitoring of electrical equipment in district power grids " Bachelor's thesis. - Vinnytsia: VNTU, 2025. - 70 p. Fig. 11, table 17, bibl. 20.

This bachelor's thesis is devoted to the complex calculation and optimisation of a district power grid. The study addressed the issue of choosing the optimal power supply schemes for the district and their respective rated voltages. The study also included the selection of wire grades for power lines, calculation of voltage losses, analysis of technical characteristics and selection of basic substation equipment. The rationale for selecting the most efficient grid option was based on certain technical and economic indicators. Additionally, the steady-state mode of the power grid was calculated using the RVM-High Losses software package.

The paper shows that thermal imaging is a key diagnostic tool for monitoring the condition of electrical equipment in power grids. This method is based on the recording and analysis of infrared radiation emitted by all objects with a temperature above absolute zero.

Occupational health and safety measures were developed for the operation of power grids.

The calculations were carried out using MathCAD and Microsoft Excel software.

Keywords: electrical network, operation, thermal imager.

Translated with DeepL.com (free version)

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	9
1.1 Проєктування відповідних схем електропостачання району та обґрунтування номінальних напруг	9
1.2 Вибір оптимальної марки проводів для повітряних ліній електропередачі	17
1.3 Розрахунок втрат напруги	22
1.4 Оцінка технічних параметрів.....	25
1.5 Вибір основного обладнання підстанцій	27
1.6 Визначення ключових техніко-економічних параметрів для обґрунтування вибору оптимальної конфігурації мережі.....	29
1.7 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі.....	33
2 ОСОБЛИВОСТІ ТЕПЛОВІЗІЙНОГО КОНТРОЛЮ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ...	37
2.1 Фізичні основи та передумови застосування інфрачервоної техніки для діагностування стану електрообладнання та контактних з'єднань.....	37
2.2 Види технічних засобів інфрачервоної техніки	42
2.3 Тепловізійне обстеження силових трансформаторів	44
2.4 Оцінка теплового стану окремих вузлів трансформатора	51
2.5 Тепловізійний контроль лінійної ізоляції та контактних з'єднань	54
3 ОХОРОНА ПРАЦІ	57
ВИСНОВКИ.....	67
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	69
ДОДАТОК А.....	72
ДОДАТОК Б	73
ДОДАТОК В.....	76

ВСТУП

Сучасний стан експлуатації електричних мереж в Україні характеризується надзвичайною складністю, викликаною повномасштабною агресією російської федерації, а також довгостроковими викликами, пов'язаними з застарілою інфраструктурою та необхідністю інтеграції до європейської енергетичної системи.

Агресія має руйнівний вплив на українську енергетичну інфраструктуру. З лютого 2022 року пошкоджено тисячі об'єктів енергетики, включаючи електростанції, підстанції та лінії електропередачі.

Це призводить до значного руйнування потужностей. Масштабні та систематичні атаки ракетами й дронами призводять до виведення з ладу генеруючих потужностей та об'єктів передачі електроенергії, що спричиняє дефіцит електроенергії, особливо у пікові періоди.

Дефіциту електроенергії та планових/аварійних відключень. Внаслідок пошкоджень та нестачі генеруючих потужностей, в Україні регулярно запроваджуються планові графіки відключень електроенергії для стабілізації системи. В умовах подальших атак можливі також аварійні відключення.

Підвищеного навантаження на систему. Пошкодження одних елементів мережі перерозподіляють навантаження на інші, що може призвести до їхнього прискореного зносу та підвищує ризики нових аварій.

Небезпеки для ремонтного персоналу. Роботи з відновлення пошкоджених об'єктів проводяться в умовах постійної загрози обстрілів, що створює значний ризик для життя та здоров'я енергетиків.

Пошкодження розподільчих мереж. Окрім магістральних ліній, значно страждають і регіональні розподільчі мережі, що призводить до тривалих відключень у прифронтових та постраждалих населених пунктах.

Саме тому, в таких складних умовах експлуатації електричних мереж, застосування тепловізійного контролю обладнання набуває особливого значення та є надзвичайно ефективним.

Раннє виявлення прихованих дефектів. Тепловізійний контроль дозволяє ідентифікувати несправності, які ще не призвели до видимих пошкоджень або повного виходу з ладу, але вже викликають локальний перегрів. Це критично важливо для запобігання великим аваріям, особливо в умовах обмежених ресурсів та постійної загрози.

Оптимізація ремонтних робіт. Завдяки точному визначенню місця та характеру дефекту, енергетики можуть проводити цільові, а не планові чи повні, ремонти. Це значно економить час, матеріали та людські ресурси, що є життєво необхідним в умовах війни та дефіциту.

Підвищення надійності та стійкості системи. Регулярний моніторинг дозволяє підтримувати обладнання в належному стані, зменшуючи ймовірність несподіваних відключень. Це сприяє стабілізації енергосистеми та підвищує її здатність витримувати навантаження та наслідки атак.

Безпека персоналу. Можливість дистанційного обстеження електрообладнання без його зняття з напруги мінімізує ризики для ремонтних бригад, які працюють в умовах підвищеної небезпеки.

Документування та аналіз стану. Тепловізійні зображення надають об'єктивні дані про стан обладнання, що дозволяє відстежувати динаміку розвитку дефектів, прогнозувати залишковий ресурс та ефективніше планувати подальші дії.

Таким чином, тепловізійний контроль є не просто діагностичним інструментом, а стратегічним елементом забезпечення безперебійної та надійної роботи електричних мереж України в умовах воєнного стану та післявоєнного відновлення.

Мета роботи: ця робота присвячена дослідженню та оцінці особливостей застосування тепловізійного контролю, як засобу діагностування стану елементів електричної мережі.

Для реалізації визначеної мети в даній роботі були поставлені та розв'язані наступні ключові **задачі**:

1) проектування та аналіз структури, а також параметрів районної електромережі;

2) проаналізовано характерні особливості застосування тепловізійного контролю при експлуатації електричної мережі.

Об'єктом дослідження є електрична мережа.

Предметом дослідження є специфіка застосування тепловізійного контролю при експлуатації електричної мережі.

1 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Проєктування відповідних схем електропостачання району та обґрунтування номінальних напруг

Вибір оптимальної економічно обґрунтованої схеми та номінальної напруги мережі є фундаментальним етапом проєктування, що вимагає ретельного аналізу. Зміна конфігурації мережі часто зумовлює необхідність перегляду її номінальної напруги. Оскільки схема та номінальна напруга взаємозалежні, їх вибір має бути інтегрованим. Сучасне проєктування електромереж засновано на варіантному підході, де рішення приймаються з врахуванням техніко-економічних показників, що оцінюються за методом приведених витрат, який забезпечує їхню обґрунтованість [7].

Відповідно до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), електроприймачі поділяються на три категорії щодо вимог до надійності їхнього електропостачання. Електроприймачі першої категорії повинні отримувати живлення щонайменше від двох незалежних джерел, що обов'язково передбачає резервне живлення. Для споживачів другої категорії допускається короточасна перерва в електричному забезпеченні, що не повинна призводити до масштабної недовіддачі продукції; для них також має бути забезпечене надійне резервне живлення, яке вмикається на час відсутності основного. А до споживачів третьої категорії належать усі інші електричні приймачі, для них дозволена перерва в електрозабезпеченні у період, який необхідний для ремонту або ж заміни пошкодженого елемента мережі, проте цей час не повинен перевищувати доби.

Відповідно до чинних стандартів, найбільш ефективне резервування в електричних мережах досягається завдяки їх замкненій роботі.

Резервне живлення також може реалізовуватися за допомогою використання дволінійних ЛЕП. Враховуючи необхідну потужність, категорійність споживачів та їхнє територіальне розташування відносно одне одного та живильної станції, у межах проєкту було запропоновано п'ять альтернативних варіантів схем електромережі. (дивись рис. 1.1).

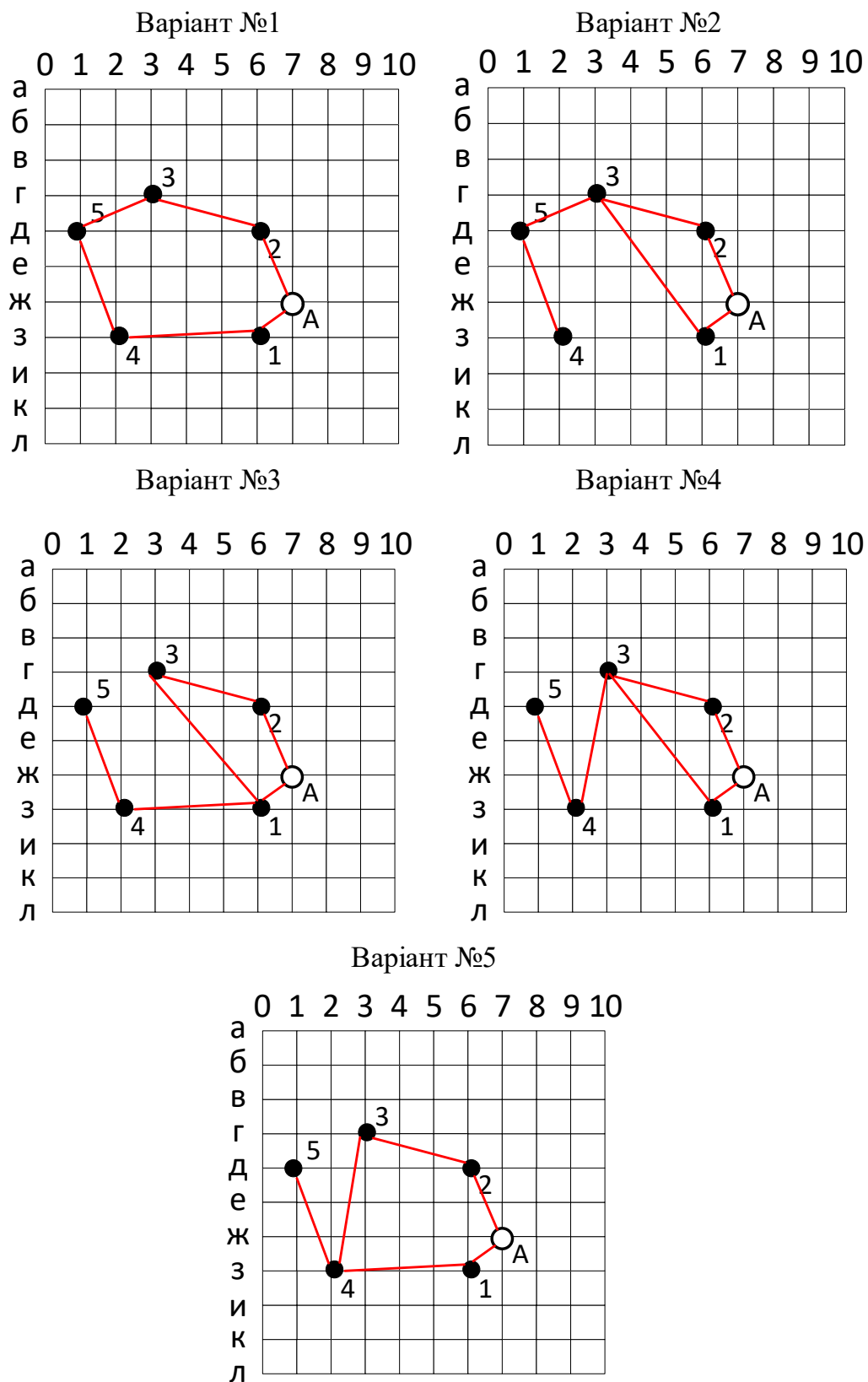


Рисунок 1.1 – п'ять альтернативних конфігурацій мережі

Використовуючи встановлені залежності та вихідні дані щодо активних потужностей навантажень нових споживачів P_i і коефіцієнтів $\cos(\phi_i)$, проведено обчислення реактивної Q_i і повної S_i потужностей у відповідних проектованих вузлах споживання. [5]

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

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

Як приклад розглянемо вузол 1:

$$S_2 := \frac{P_2}{\cos \phi_2} = 12.222 \text{ МВА}$$

$$Q_2 := \sqrt{S_2^2 - P_2^2} = 5.328 \text{ МВАр}$$

Аналогічні розрахунки Q та S застосовані для всіх інших вузлів, а результати заносяться у таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 — Результати потужностей навантажень нових споживачів

Номер вузла	P, (МВт)	Q, (МВАр)	S, (МВА)	cos φ
1	6.6	3.007	7.253	0.91
2	11	5.328	12.222	0.9
3	14	8.676	16.471	0.85
4	8.8	4.508	9.888	0.89
5	22	13.054	25.581	0.86

Для обчислення довжини будь-якої ділянки мережі, приймаючи до уваги непрямолінійність її траси, використовується формула:

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

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

Так, для прикладу, розрахуємо довжину відрізка А-1:

$$l_{A1} := 0.4 \text{ см} \qquad L_{A1} := l_{A1} \cdot 1.1 \cdot M = 10.56 \text{ км}$$

Довжини решти відрізків мережі визначаються аналогічним чином.

Дані, одержані в ході розрахунків, представлені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 — Отримані довжини проєктованих ліній

Ділянка мережі	l, мм	L, км
A1	0.4	10.56
14	1.7	44.88
45	1.3	34.32
35	0.9	23.76
32	1.5	39.6
2A	0.8	21.12

При розробці електро мережі необхідно одночасно визначати схему та номінальну напругу, що залежить від потужності навантаження та відстані до джерела живлення.

Застосування нижчої номінальної напруги може знизити початкові капітальні витрати, однак це призводить до збільшення експлуатаційних витрат внаслідок підвищених втрат потужностей та електричної енергії.

Збільшення номінальної напруги сприяє зниженню втрат потужності і енергії, а також зменшенню потреби у провідниковому матеріалі та покращує подальший розвиток мережі. Однак, це тягне за собою зростання витрат на зведення. Вибір оптимальної напруги здійснюється з врахуванням потужності і довжин ліній

електропередачі (ЛЕП). Для цього може бути використана формула Ілларіонова, яка демонструє свою ефективність для ліній будь-яких параметрів та передавальних потужностей [8].

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

де l_{ij} – протяжність відрізка мережі, км, P_{ij} – активна потужність відрізка електричної мережі.

Проектування мережі електричної передачі може передбачати використання різних варіантів або окремих ділянок із відмінними номінальними напругами. Для кільцевих ділянок електромережі прийнято обирати номінальну напругу, що є максимальною серед усіх ділянок цієї кільцевої конфігурації.

Первинний розподіл потоку в електричній мережі визначається без врахування втрат потужності, засновуючись іна заданих значеннях потужності навантажень (див. таблиця 1.1) та відстанях між вузлами мережі (див. таблиця 1.2).

Розрахунок радіально-магістральних мереж проводиться від кінцевих точок до джерела живлення, з дотриманням балансу потужностей вузлів. Для прикладу, на ділянці 4-5 варіанта 2 ми визначимо потужність, що передається до вузла 4 через лінію 4-5.

$$S_{45} := S_4 = 8.8 + 4.508i \quad \text{МВА}$$

Кільцева мережа повинна розглядатися як лінія з двостороннім живленням, а її розрахунок виконується за наступною методикою:

1. Поділ мережі здійснюється в балансуєчому вузлі А.
2. Потужності основних ділянок розраховуються за допомогою виразів, аналогічних (1.5) і (1.6).

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

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

де S_i – позначає повну потужність i -ого вузла на ділянці від A до A^1 , незалежно від напрямку; l_{iA} – відповідає довжині ділянок від i -го вузла до A^1 або A ; l_{Σ} - сумарна довжина сегментів кільцевої мережі. [7]

Приклад розрахунку схеми буде представлено для варіанта 1, шляхом розриву контуру $A-1-2-3-A'$:

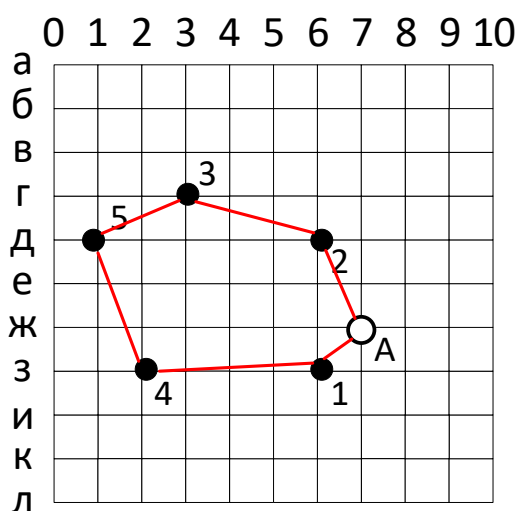


Рисунок 1.2 – варіант розвитку мережі номер 1

$$S_{A1} := \frac{S_1 \cdot (L_{14} + L_{45} + L_{35} + L_{32} + L_{2A}) + S_4 \cdot (L_{45} + L_{35} + L_{32} + L_{2A}) + S_5 \cdot (L_{35} + L_{32} + L_{2A}) + S_3 \cdot (L_{32} + L_{2A}) + S_2 \cdot (L_{2A})}{L_{A1} + L_{14} + L_{45} + L_{35} + L_{32} + L_{2A}} = 28.797 + 15.769i \text{ MBA}$$

$$S_{2A} := \frac{S_2 \cdot (L_{32} + L_{35} + L_{45} + L_{14} + L_{A1}) + S_3 \cdot (L_{35} + L_{45} + L_{14} + L_{A1}) + S_5 \cdot (L_{45} + L_{14} + L_{A1}) + S_4 \cdot (L_{14} + L_{A1}) + S_1 \cdot (L_{A1})}{L_{A1} + L_{14} + L_{45} + L_{35} + L_{32} + L_{2A}} = 33.303 + 18.668i \text{ MBA}$$

$$S_{14} := S_{A1} - S_1 = 22.497 + 12.899i \text{ MBA}$$

$$S_{45} := S_{14} - S_4 = 13.697 + 8.39i \text{ MBA}$$

$$S_{32} := S_{2A} - S_2 = 22.303 + 13.34i \text{ MBA}$$

$$S_{35} := S_{32} - S_5 = 0.303 + 0.286i \text{ MBA}$$

Перевірка вірності обчислень згідно з виразами (1.5) і (1.6) здійснюється за наступною умовою:

$$\begin{array}{ll} \text{Перевірка} & \\ S_{A1} + S_{2A} = 62.1 + 34.437i & \text{MBA} \\ S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5 = 62.1 + 34.437i & \text{MBA} \end{array}$$

Дотримання умови свідчить про коректність виконаних обчислень.

Для розподілу потоку в інших варіантах використовуються різні методики. Після завершення всіх розрахунків отримані результати заносяться до таблиці 1.3.

Для ділянки 14, що належить до першого варіанта схеми, маємо такі дані:

$$U_{A1} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A1}} + \frac{2500}{|P_{A1}|}}} = 86.334 \text{ кВ}$$

Для цієї ділянки номінальна напруга приймається рівною 110 кВ. Потім, аналогічно обирається номінальна напруга для всіх ділянок мережі кожного варіанта, а отримані дані заносяться до таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Прийняті номінальні напруги для всіх варіантів

№	Ділянка мережі за схемою	Довжина ділянки, км	Кількість кіл	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	U _{розр} , кВ	U _{ном} , кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	A1	10.56	1	28.797	15.769	32.832	86.334	110
	14	44.88	1	22.479	12.899	25.932	90.437	110
	45	34.32	1	13.679	8.39	16.062	71.231	110
	35	23.76	1	0.303	0.286	0.417	10.996	110
	32	39.6	1	22.303	13.34	25.988	89.544	110
	2A	21.12	1	33.303	18.668	38.178	100.63	110
	A1	10.56	1	28.416	15.657	32.444	85.963	110

№	Ділянка мережі за схемою	Довжина ділянки, км	Кількість кіл	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	U _{розр} , кВ	U _{ном} , кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	13	58.08	1	21.816	12.65	25.218	90.093	110
	45	34.32	1	8.8	4.508	9.888	57.864	110
	35	23.76	1	30.8	17.562	35.455	98.912	110
	32	39.6	1	21.984	12.969	25.524	88.965	110
	2A	21.12	1	32.984	18.297	37.719	100.266	110
3	A1	10.56	1	41.969	23.416	48.06	96.712	110
	13	58.08	1	11.169	5.854	12.61	65.592	110
	45	34.32	1	22	13.054	25.581	88.318	110
	14	44.88	1	30.8	17.562	35.455	104.082	110
	32	39.6	1	8.131	5.073	9.584	55.892	110
	2A	21.12	1	19.131	10.401	21.775	80.49	110
4	A1	10.56	1	28.416	15.657	32.444	85.963	110
	13	58.08	1	21.816	12.65	25.218	90.093	110
	45	34.32	1	22	13.054	25.581	88.318	110
	34	50.16	1	30.8	17.562	35.455	104.75	110
	32	39.6	1	21.984	12.969	25.524	88.965	110
	2A	21.12	1	32.984	18.297	37.719	100.266	110
5	A1	10.56	1	32.941	18.24	37.654	90.079	110
	14	44.88	1	26.641	15.37	30.757	97.599	110
	45	34.32	1	22	13.054	25.581	88.318	110
	34	50.16	1	4.159	2.192	4.701	40.452	110
	32	39.6	1	18.159	10.869	21.163	81.568	110
	2A	21.12	1	29.159	16.196	33.355	95.602	110

1.2 Вибір оптимальної марки проводів для повітряних ліній електропередачі

Забезпечення ефективної експлуатації електричної мережі вимагає оптимізації перерізу проводів. Це передбачає пошук економічного балансу між зростанням капітальних витрат (збільшення перерізу) та зниженням експлуатаційних витрат через зменшення енергетичних втрат [7].

Нагрівостійкість відповідної ділянки є основним критерієм при виборі перерізу проводів для ліній з проміжними відводами. Проте, останнім часом дедалі частіше застосовується метод вибору перерізу провідників за економічними інтервалами потужностей.

Цей метод передбачає вибір перерізу проводів, виходячи з розрахункового струмового навантаження ($I_{розр}$) одного кола лінії, що розраховується за певною формулою.

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

Приклад для першого варіанту розвитку мережі:

$$I_{розрA1} := 1 \cdot 1 \cdot \frac{|S_{A1}| \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 172.322 \text{ А}$$

де α_I — коефіцієнт, що враховує річні зміни навантаження; α_T — коефіцієнт, який залежить від кількості годин використання максимального навантаження ($T_{нб}$); $n_{\text{л}}$ — кількість ланцюгів лінії.

Відповідно до рекомендацій [3], для ліній з напругою 35-220 кВ значення коефіцієнта α_I може бути прийняте рівним 1. Значення коефіцієнта α_T для ліній цього ж класу напруги (35-220 кВ) становить 1.0 за умови, що $4000 \leq T_{нб} \leq 6000$ годин. У даній роботі приймається, що $T_{нб} = 6000$ годин.

Значення $I_{розр}$ зіставляється з граничними економічними навантаженнями ($I_{пр.ек}$) для визначення оптимального перерізу проводу (Fi). Прикладом є вибір проводу марки АС 185/29 для ділянки А1 схеми 1. Параметри $I_{пр.ек}$ у [3] залежать від

номінальної напруги лінії, конструкції опор (тип і матеріал) та кліматичних умов (зокрема, III район за ожеледицею).

Переріз проводів для решти ліній у всіх варіантах визначається аналогічним чином.

Отримані дані щодо перерізів проводів ліній систематизовано в таблиці 1.4.

Розрахункові схеми післяаварійних режимів в електромережах, як правило, відрізняються від нормальних лише зміною параметрів окремих ділянок, що симулюють аварію або обрив зв'язку між вузлами (наприклад, при відключенні ключової ділянки кільцевої мережі).

У таких умовах перевіряється здатність обраного перерізу витримувати допустимий струм. Для імітації післяаварійного стану в замкнутих мережах, розмикається найбільш завантажена лінія. Після цього, за методикою, подібною до описаної в пункті 1, проводиться перерахунок розподілу потужностей для знаходження максимального струму в післяаварійному режимі. Візьмемо для аналізу післяаварійний режим у першій схемі, коли виходить з ладу найбільш навантажена лінія А2 [8].

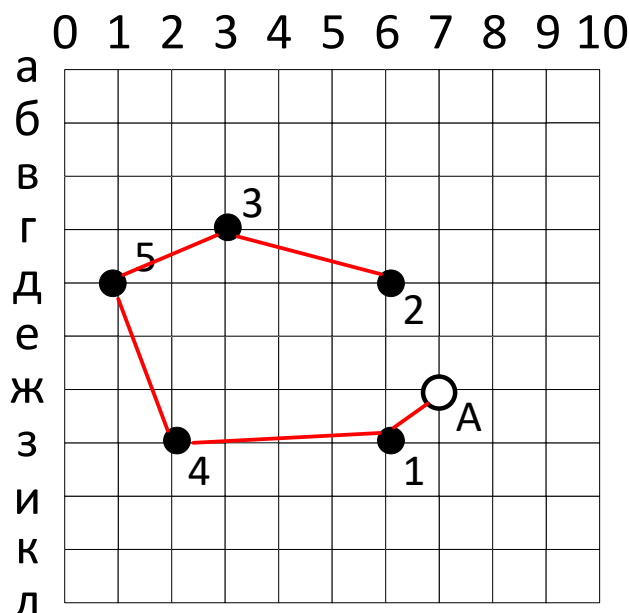


Рисунок 1.4 – схема для післяаварійного режиму для 1-го варіанту розвитку

У післяаварійному режимі для ліній першого варіанта потужність, що передається, є:

$$\begin{aligned}
 S_{32\text{ПА}} &:= S_2 = 11 + 5.328i & |S_{32\text{ПА}}| &= 12.222 \text{ МВА} \\
 S_{35\text{ПА}} &:= S_{32\text{ПА}} + S_5 = 33 + 18.382i & |S_{35\text{ПА}}| &= 37.774 \text{ МВА} \\
 S_{45\text{ПА}} &:= S_{35\text{ПА}} + S_3 = 47 + 27.058i & |S_{45\text{ПА}}| &= 54.232 \text{ МВА} \\
 S_{14\text{ПА}} &:= S_{45\text{ПА}} + S_4 = 55.8 + 31.566i & |S_{14\text{ПА}}| &= 64.11 \text{ МВА} \\
 S_{A1\text{ПА}} &:= S_{14\text{ПА}} + S_1 = 62.4 + 34.573i & |S_{A1\text{ПА}}| &= 71.338 \text{ МВА}
 \end{aligned}$$

Відтак, для ділянки A1 маємо:

$$I_{\text{розрA1ПА}} := 1 \cdot 1 \cdot \frac{|S_{A1\text{ПА}}| \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (110 \cdot 1.1) \cdot 1} = 340.388 \text{ А}$$

510 А > 340.388 А, це означає, що вибраний переріз відповідає вимогам щодо допустимого максимального струму.

У разі недотримання цієї умови, переріз проводу має бути збільшений.

Результати розрахунків для решти ділянок усіх варіантів схем представлені в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – вибрані марки проводів для ліній електропередачі

№	Ділянка мережі за схемою	пл	I _{розр} , А	F, мм ²	I _{доп} , А	I _{розрП.а} , А	F, мм ² після перевірки
1	A1	1	173.943	AC-185/29	510	338.819	AC-185/29
	14	1	136.005	AC-150/24	450	305.9	AC-150/24
	45	1	84.202	AC-120/19	390	258.769	AC-120/19
	35	1	2.287	AC-120/19	390	180.239	AC-120/19
	32	1	136.507	AC-150/24	450	58.318	AC-150/24
	2A	1	200.488	AC-185/29	510	0	AC-185/29
2	A1	1	170.287	AC-185/29	510	170.287	AC-185/29
	13	1	132.362	AC-150/24	450	132.362	AC-150/24
	45	1	51.897	AC-120/19	390	51.897	AC-120/19
	35	1	186.092	AC-185/29	510	186.092	AC-185/29
	32	1	133.968	AC-150/24	450	133.968	AC-150/24
	2A	1	197.972	AC-185/29	510	0	AC-185/29
3	A1	1	252.249	AC-240/32	605	0	AC-240/32
	13	1	66.188	AC-120/19	390	66.188	AC-120/19
	45	1	134.268	AC-150/24	450	134.268	AC-150/24
	14	1	186.092	AC-185/29	510	186.092	AC-185/29
	32	1	50.3	AC-120/19	390	50.3	AC-120/19
	2A	1	114.29	AC-120/19	390	114.29	AC-120/19
4	A1	1	170.287	AC-185/29	510	170.287	AC-185/29
	13	1	132.362	AC-150/24	450	132.362	AC-150/24
	45	1	134.268	AC-150/24	450	134.268	AC-150/24
	34	1	186.092	AC-185/29	510	186.092	AC-185/29
	32	1	133.968	AC-150/24	450	133.968	AC-150/24
	2A	1	197.972	AC-185/29	510	0	AC-185/29
5	A1	1	197.634	AC-185/29	510	0	AC-185/29
	14	1	161.433	AC-185/29	510	161.433	AC-185/29
	45	1	134.268	AC-150/24	450	134.268	AC-150/24
	34	1	24.675	AC-120/19	390	24.675	AC-120/19
	32	1	111.076	AC-120/19	390	111.076	AC-120/19
	2A	1	175.068	AC-185/29	510	175.068	AC-185/29

Таблиця 1.5 – технічні характеристики марок проводів ліній електропередачі

№	Ділянка мережі за схемою	п _л	Довжина ділянки, км	Марка про- вода	r_0 , Ом/ км	x_0 , Ом/ км	R_1 , Ом	X_1 , Ом
1	A1	1	10.56	АС-185/29	0.162	0.413	1.711	4.361
	14	1	44.88	АС-150/24	0.198	0.42	8.886	18.850
	45	1	34.32	АС-120/19	0.249	0.427	8.546	14.655
	35	1	23.76	АС-120/19	0.249	0.427	5.916	10.146
	32	1	39.6	АС-150/24	0.198	0.42	7.841	16.632
	2A	1	21.12	АС-185/29	0.162	0.413	3.421	8.723
2	A1	1	10.56	АС-185/29	0.162	0.413	1.711	4.361
	13	1	58.08	АС-150/24	0.198	0.42	11.500	24.394
	45	1	34.32	АС-120/19	0.249	0.427	8.546	14.655
	35	1	23.76	АС-185/29	0.162	0.413	3.849	9.813
	32	1	39.6	АС-150/24	0.198	0.42	7.841	16.632
	2A	1	21.12	АС-185/29	0.162	0.413	3.421	8.723
3	A1	1	10.56	АС-240/32	0.12	0.405	1.267	4.277
	13	1	58.08	АС-120/19	0.249	0.427	14.462	24.800
	45	1	34.32	АС-150/24	0.198	0.42	6.795	14.414
	14	1	44.88	АС-185/29	0.162	0.413	7.271	18.535
	32	1	39.6	АС-120/19	0.249	0.427	9.860	16.909
	2A	1	21.12	АС-120/19	0.249	0.427	5.259	9.018
4	A1	1	10.56	АС-185/29	0.162	0.413	1.711	4.361
	13	1	58.08	АС-150/24	0.198	0.42	11.500	24.394
	45	1	34.32	АС-150/24	0.198	0.42	6.795	14.414
	34	1	50.16	АС-185/29	0.162	0.413	8.126	20.716
	32	1	39.6	АС-150/24	0.198	0.42	7.841	16.632
	2A	1	21.12	АС-185/29	0.162	0.413	3.421	8.723
5	A1	1	10.56	АС-185/29	0.162	0.413	1.711	4.361
	14	1	44.88	АС-185/29	0.162	0.413	7.271	18.535
	45	1	34.32	АС-150/24	0.198	0.42	6.795	14.414
	34	1	50.16	АС-120/19	0.249	0.427	12.490	21.418
	32	1	39.6	АС-120/19	0.249	0.427	9.860	16.909
	2A	1	21.12	АС-185/29	0.162	0.413	3.421	8.723

У рамках цього розділу було виконано розрахунок струму на кожній ділянці мережі за потужністю. Далі було обрано переріз проводу та проведено його перевірку на придатність в післяаварійному режимі. Порівняння післяаварійних струмів з допустимими значеннями підтвердило, що заміна провідника на більший переріз не є потрібною.

1.3 Розрахунок втрат напруги

Ми аналізуємо втрати напруги як у нормальному, так і в післяаварійному режимах, що є ключовим для оцінки надійності та економічності функціонування мережі. Основне завдання полягає у підтримці стабільної частоти та напруги для забезпечення якісної роботи споживачів. Варіації навантаження, спричинені сезонними коливаннями, добовим циклом та іншими чинниками, можуть викликати відхилення напруги у кінцевих споживачів: зростання навантаження знижує напругу, а спад — підвищує. Оскільки будь-які відхилення від допустимих норм негативно впливають на споживачів, рівень втрат напруги обмежується відповідними державними стандартами (ДСТУ) та іншими технічними регламентами.

Враховуючи критичне значення рівня напруги для споживачів, після аналізу цього розділу буде здійснено відсів варіантів мережі, у яких втрати напруги не відповідають встановленим стандартам. Така елімінація необхідна, оскільки ці варіанти не забезпечують належної якості електроенергії. З цією метою кожен із варіантів мережі піддається перевірці на дотримання допустимих втрат напруги, що розглядаються до найбільш віддаленого вузла або точки поділу потоку, залежно від конфігурації схеми та її робочого режиму [9].

Розрахунок втрат напруги виконується за наступним виразом:

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

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

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

де n - кількість ланцюгів для лінії.

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

Знаходження втрат напруги буде проілюстровано на прикладі ділянки електромережі, що належить до варіанта №1.

Розрахунок втрат напруги у вітках в післяаварійному режимі дає такі результати:

$$\Delta U_{A1\pi A} := \frac{P_{A1\pi A} \cdot R_{A1} + Q_{A1\pi A} \cdot X_{A1}}{U_{A\pi A}} = 2.128 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{14\pi A} := \frac{P_{14\pi A} \cdot R_{14} + Q_{14\pi A} \cdot X_{14}}{U_{A\pi A} - \Delta U_{A1\pi A}} = 9.177 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{45\pi A} := \frac{P_{45\pi A} \cdot R_{45} + Q_{45\pi A} \cdot X_{45}}{U_{A\pi A} - \Delta U_{A1\pi A} - \Delta U_{14\pi A}} = 7.217 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{35\pi A} := \frac{P_{35\pi A} \cdot R_{35} + Q_{35\pi A} \cdot X_{35}}{U_{A\pi A} - \Delta U_{A1\pi A} - \Delta U_{14\pi A} - \Delta U_{45\pi A}} = 3.695 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{32\pi A} := \frac{P_{32\pi A} \cdot R_{32} + Q_{32\pi A} \cdot X_{32}}{U_{A\pi A} - \Delta U_{A1\pi A} - \Delta U_{14\pi A} - \Delta U_{45\pi A} - \Delta U_{35\pi A}} = 1.77 \text{ кВ}$$

$$\Delta U' := U_{A\pi A} - \Delta U_{A1\pi A} - \Delta U_{14\pi A} - \Delta U_{45\pi A} - \Delta U_{35\pi A} - \Delta U_{32\pi A} = 97.012 \text{ кВ}$$

Здійснимо визначення відхилення напруги:

$$\delta U := \frac{U_{\text{nom}} - \Delta U'}{U_{\text{nom}}} = 11.807 \cdot \%$$

Нормативні документи обмежують відхилення напруги, встановлюючи максимально допустиме значення на рівні 20%. Обчислення для решти варіантів мережі здійснюються за ідентичною методикою, а їхні результати фіксуються в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 – Результати визначення відхилення напруги у післяаварійному режимі

№	Ділянка мережі за схемою	R, Ом	X, Ом	P _{п.а} , МВт	Q _{п.а} , МВт	S _{п.а} , МВА	Втрати напруги ΔU, кВ	Відхилення напруги δ U, %
1	A1	1.711	4.361	62.4	34.573	71.338	2.128	11.807
	14	8.886	18.850	55.8	31.566	64.11	9.177	
	45	8.546	14.655	47	27.058	54.232	7.217	
	35	5.916	10.146	33	18.382	37.774	3.695	
	32	7.841	16.632	11	5.328	12.222	1.770	
	2A	3.421	8.723					
2	A1	1.711	4.361	61.4	33.954	70.163	2.092	7.294
	13	11.500	24.394	54.8	30.947	62.934	11.648	
	45	8.546	14.655	8.8	4.508	9.888	1.367	
	35	3.849	9.813	43.8	25.619	50.742	3.916	
	32	7.841	16.632	11	5.328	12.222	1.630	
	2A	3.421	8.723					
3	A1	1.267	4.277					19.020
	13	14.462	24.800	37.1	20.433	42.355	9.714	
	45	6.795	14.414	22	13.054	25.581	3.642	
	14	7.271	18.535	30.8	17.562	35.455	4.966	
	32	9.860	16.909	50.1	28.489	57.634	8.424	
	2A	5.259	9.018	61.1	33.817	69.834	5.176	
4	A1	1.711	4.361	61.4	33.954	70.163	2.092	10.719
	13	11.500	24.394	54.8	30.947	62.934	11.648	
	45	6.795	14.414	22	13.054	25.581	3.326	
	34	8.126	20.716	30.8	17.562	35.455	5.725	
	32	7.841	16.632	11	5.328	12.222	1.630	
	2A	3.421	8.723					
5	A1	1.711	4.361					11.331
	14	7.271	18.535	6.3	2.87	6.923	0.990	
	45	6.795	14.414	22	13.054	25.581	3.347	
	34	12.490	21.418	37.1	20.433	42.355	8.256	
	32	9.860	16.909	51.1	29.109	58.809	7.581	
	2A	3.421	8.723	62.1	34.437	71.009	4.280	

У ситуаціях, коли ключові параметри є майже ідентичними, перевагу слід віддавати тим варіантам, які забезпечують найменшу довжину ліній електропередачі від пунктів живлення до вузлів навантаження та демонструють найнижчі втрати напруги [6].

Таблиця 1.7 містить інформацію про кількість високовольтних вимикачів і загальну довжину ліній щодо кожного варіанта розвитку електромережі. Такі узагальнені показники є важливими для оцінки капітальних витрат на будівництво нових електромереж та дозволяють виключити дорожчі альтернативи.

Таблиця 1.7 – Відхилення напруги в післяаварійних умовах, а також відомості про число вимикачів та загальну протяжність ліній

№ схеми	$\Delta\delta_{п.а. max}, \%$	Кількість вимикачів	ЛЛЕП, км
1	11.807	18	174.24
2	7.294	18	187.44
3	19.020	18	208.56
4	10.719	18	213.84
5	11.331	18	200.64

Після порівняльного аналізу, представленого в таблиці 1.7, зроблено висновок, що для подальшого розгляду рекомендується обрати варіанти №1 та №2. Ці варіанти відзначаються мінімальною кількістю вимикачів та відсутністю необхідності у встановленні ліній різних класів напруги. Крім того, їх перевагою є передача електроенергії найкоротшими шляхами від джерела постачання до споживачів, а також мінімальні втрати напруги.

1.4 Оцінка технічних параметрів

Оптимізація кількості вимикачів є важливим етапом для кожного варіанта схеми мережі, оскільки це впливає на економічну ефективність рішення. При

проектуванні електропідстанцій віддавалась перевага принципам надійності і ефективності, тому схема "місток" була визнана найбільш оптимальною та надійною. Для кільцевих мереж ця схема передбачає наявність вимикачів як у перемичці, так і в колах силових трансформаторів.

Формуючи архітектуру мережі, ми спираємося на функціональне призначення кожної підстанції, а також на принципи надійності та простоти реалізації. Для прохідних електропідстанцій у складі кільцевих мереж оптимальною є схема "місток", яка включає вимикачі як у шунтуючій перемичці, так і в приєднаннях трансформаторів [6].

Для системної електропідстанції А приймається « подвійна система шин з обхідною». У цьому випадку кількість високовольтних вимикачів на шинах дорівнює кількості підключених до них ліній. При цьому в загальній кількості вимикачів не враховуються шиноз'єднувальні та секційні високовольтні вимикачі, тому що розглядаються лише джерела живлення електропідстанції А, та припускаючи її можливу здатність обслуговувати також іншу частину енергосистеми.

Інформація щодо кількості високовольтних вимикачів для всіх варіантів схеми мережі наведена в таблиці 1.7.

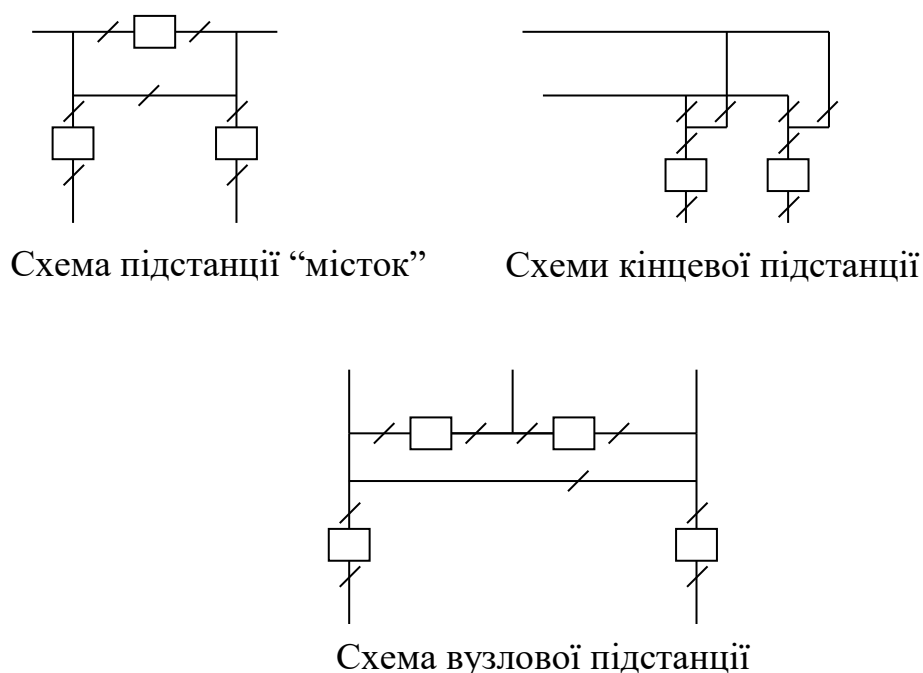


Рисунок 1.5 – Електросхеми підстанцій

1.5 Вибір основного обладнання підстанцій

Наведена робота не передбачає аналізу систематичних перенавантажень трансформаторного обладнання для понижувальних підстанцій в нормальних режимах (наразі з урахуванням графіка навантаження, коефіцієнта початкового навантаження та температури). Тоді, потужність силових трансформаторів на понижувальних електростанціях визначається, виходячи з допустимого 40%-го перенавантаження в післяаварійних режимах (аж до 6 годин, і не більше 5 днів), що відповідає стандартній практиці проектування.

Вибір трансформаторів базується на кількох принципах:

1. Для підстанцій, які обслуговують споживачів 1-ї категорії, обов'язковою є установка щонайменше двох трансформаторів для забезпечення надійності.

2. Підстанції, що живлять електроспоживачів 2-ї і 3-ї категорій, звичайно можуть бути оснащені одним трансформатором, якщо існує централізований пересувний резерв у межах мережевого району, здатний забезпечити заміну пошкодженого силового трансформатора протягом 24 годин. Проте, практична реалізація такої оперативної заміни є значною складністю [12].

Для підбору трансформаторів використовуються наступні розрахункові вирази:

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

n_m – к-сть однотипних трансформаторів, що встановлюються на електропідстанціях,

k_1 – коефіцієнт завантаження, що приймаємо по ДСТУ, як 60 - 80%.

Окрім того, обов'язковим є визначення коефіцієнта перенавантаження $K_{п}$, граничне значення якого становить 140% від номінального навантаження.

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

Згідно з умовою завдання, у вузлах 2 та 3 розташовані споживачі першої категорії. Для вузла 1 ми отримуємо наступні дані за формулою (1.11):

$$S_{1\text{розр}} := |S_1| = 7.253 \text{ МВА}$$

$$S_T = \frac{|S_{\text{макс}}|}{1.4 \cdot (2 - 1)}$$

$$S_{T1} := \frac{S_{1\text{розр}}}{1.4 \cdot (2 - 1)} = 5.181 \text{ МВА}$$

Обираємо трансформатори типу ТМН-6300/110 потужністю 6.3 МВА. Для інших вузлів вибір трансформаторів проводиться аналогічно.

Застосовуючи аналогічну методику, здійснюємо підбір трансформаторів для решти підстанцій.

Отримані дані, разом з їхніми номінальними параметрами, представлені в таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 - Результати із вибором 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	ТМН-6300/110	±9х 1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
2	ТДН-10000/110	±9х 1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
3	ТДН-16000/110	±9х 1,78%	115	6,5; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
4	ТДН-10000/110	±9х 1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
5	ТДН-25000/110	±9х1,78%	115	27,5	10,5	120	30	0,7	2,5	55,5	175

1.6 Визначення ключових техніко-економічних параметрів для обґрунтування вибору оптимальної конфігурації мережі

У цій роботі порівняння різних варіантів електромережі виконується за допомогою техніко-економічного аналізу (ТЕА). Цей порівняльний процес відбувається у два етапи.

На I-ому етапі порівнюються варіанти із однаковою номінальною напругою. Зіставлення відбувається за основними кількісними показниками, до яких належать загальна довжина ліній, довжина трас, кількість вимикачів. Цей попередній аналіз має наближений характер та базується на розрахункових витратах.

На II-ому етапі обмежена кількість найбільш раціональних варіантів схеми та номінальної напруги мережі піддається техніко-економічному порівнянню, що ґрунтується на приведених витратах. Кожен з цих варіантів детально опрацьовується, включаючи вибір схем для всіх підстанцій, розрахунок втрат електроенергії та визначення інших важливих параметрів.

Слід зазначити, що порівняння варіантів з різними номінальними напругами можливе виключно на основі приведених витрат, що обумовлено варіативністю цін на обладнання, апаратуру та відмінностями у величині втрат електроенергії. Аналогічний підхід застосовується і для порівняння варіантів з різним рівнем надійності електропостачання.

Для розрахунку техніко-економічних показників та критеріїв економічної ефективності використовуються дані щодо вартості та експлуатаційних характеристик електрообладнання, наведені в [9, додаток 5].

Методика оцінки економічної ефективності, що застосовується в рамках техніко-економічного аналізу (ТЕА), розроблена на базі Загальних методичних положень щодо оцінки економічної ефективності інвестицій в енергетику (ГЛ 340.001–95), які були затверджені Міненерго України за погодженням з Мінекономіки України [7].

Дана методика [3, 9] є універсальним інструментом для оцінки економічної ефективності інвестиційних проєктів у сфері енергетики, зокрема тих, що стосуються будівництва, розширення та реконструкції електричних мереж, включаючи лінії електропередачі та підстанції.

У цій роботі рентабельність капіталовкладень в електричні мережі слугує основним критерієм економічної ефективності для вибору кінцевого варіанта.

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

де C_m – середньозважений тариф на електроенергію в енергосистемі (без ПДВ), прийнятий за 4,32 грн./кВт·год; γ – астка вартості реалізованої електроенергії, що відноситься до електричної мережі (для мереж 110 кВ γ складає 0,12 [3]); W – додатковий обсяг надходження електроенергії в мережу після спорудження об'єкта, млн.·кВт·год.; E – додаткові щорічні експлуатаційні витрати на мережу, тис. грн..

В ситуації економічної нестабільності рекомендується здійснювати розрахунок капітальних інвестицій у вільно конвертованій валюті. При цьому існує практика, за якою цінові показники 1984 року, виражені в карбованцях [4], еквівалентні поточним цінам у доларах США [7]. Для конвертації вартості з національної валюти необхідно застосувати офіційний курс долара США на дату проведення розрахунків (наприклад, 42 грн за 1 долар США) до значень, вказаних у довідкових матеріалах.

Для оцінки економічної ефективності також використовується показник приведених витрат, що обчислюється за формулою [7]:

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

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

$$K = K_{\text{п}} + K_{\text{л}}, \quad (1.18)$$

де K_{Π} – одночасні капітальні вкладення на спорудження електропідстанцій,
 $K_{\text{л}}$ - капітальні витрати на будівництво ліній електропередачі.

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

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

$$K_{\text{долара}} := 42$$

$$K_{\text{ПС1}} := 360 \cdot K_{\text{долара}} = 1.512 \times 10^4$$

$$K_{\text{ПС2}} := 135 \cdot K_{\text{долара}} = 5.67 \times 10^3$$

$$K_{\text{ПС3}} := 410 \cdot K_{\text{долара}} = 1.722 \times 10^4$$

$$K_{\text{ПС4}} := 135 \cdot K_{\text{долара}} = 5.67 \times 10^3$$

$$K_{\text{ПС5}} := 195 \cdot K_{\text{долара}} = 8.19 \times 10^3$$

$$K_{\text{ПС}} := K_{\text{ПС1}} + K_{\text{ПС2}} + K_{\text{ПС3}} + K_{\text{ПС4}} + K_{\text{ПС5}} = 51870$$

Таблиця 1.9 – Вартість ЛЕП для залізобетонних опор

№	Ділянка, км		U _{ном} , кВ	Марка провода	Табличне значення, тис. ум. од.	Ціна, тис. грн	Клеп, тис. грн
2	A1	10.56	110	АС-185/29	12	504	5 322
	13	58.08	110	АС-150/24	12	504	29 272
	45	34.32	110	АС-120/19	12	504	17 297
	35	23.76	110	АС-185/29	12	504	11 975
	32	39.6	110	АС-150/24	12	504	19 958
	2A	21.12	110	АС-185/29	12	504	10 644
1	A1	10.56	110	АС-185/29	12	504	5 322
	14	44.88	110	АС-150/24	12	504	22 620
	45	34.32	110	АС-120/19	12	504	17 297
	35	23.76	110	АС-120/19	12	504	11 975
	32	39.6	110	АС-150/24	12	504	19 958
	2A	21.12	110	АС-185/29	12	504	10 644

Для другого варіанту:

$$\text{Клеп} = 94470 \text{ тис. грн.}$$

Для першого варіанту:

$$\text{Клеп} = 87817 \text{ тис. грн.}$$

Тепер можемо знайти суму капіталовкладення для обох варіантів.

Для другого варіанту:

$$K = K_{\text{пс}} + K_{\text{леп}_2} = 51870 + 94470 = 146340 \text{ тис. грн}$$

Для першого варіанту:

$$K = K_{\text{пс}} + K_{\text{леп}_1} = 51870 + 87817 = 139687 \text{ тис. грн}$$

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 другого варіанту:

$$E_2 := (K_{\text{пс}} \cdot 0.094) + (K_{2\text{ЛЕП}} \cdot 0.028) = 7.521 \times 10^3$$

Для першого варіанту

$$E_1 := (K_{\text{пс}} \cdot 0.094) + (K_{1\text{ЛЕП}} \cdot 0.028) = 7.335 \times 10^3$$

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

$$R_2 := \left(\frac{P \cdot T \cdot C \cdot \gamma - E_2}{K_{2\text{заг}} \cdot 5} \right) \cdot 100 = 24.203$$

Для першого варіанту:

$$R_1 := \left(\frac{P \cdot T \cdot C \cdot \gamma - E_1}{K_{1\text{заг}} \cdot 5} \right) \cdot 100 = 25.382$$

Таблиця 1.10 – Результати розрахунку рентабельності варіантів

№	Клеп	Кпс	К	Е	Р
	тис. грн.				%
2	94470	51870	146340	7520.94	24.203
1	87817	51870	139687	7334.656	25.382

На основі проведеного аналізу, для подальших розрахунків вибирається перший варіант розвитку мережі, як більш перспективний.

1.7 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі

Моделювання усталеного режиму електричної мережі (ЕМ) здійснюється за допомогою програмного комплексу Втрати "RVM - Hign". Він дозволяє розрахувати усталений режим вхідної електричної мережі з номінальною напругою 110/10 кВ, використовуючи інформацію про параметри віток (довжина, марка проводу) та вузлів (номінальна напруга, кількість і тип трансформаторів).

Введені значення перевіряються безпосередньо перед виходом з режиму редагування.

	N початку	N кінця	Тип вітки	Ун / 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

По завершенні процесу введення чи редагування інформації про вітки слід активувати кнопку "Закінчити зміну інформації". Якщо параметри були змінені, система автоматично здійснює валідацію введених даних, а у випадку виявлення невідповідностей генерує відповідне повідомлення про помилку.

Відповідно до наведеної схеми, інформація для всіх наявних віток електричної мережі була введена в систему. Ці дані, отримані з файлу вхідних даних, представлені на рисунку 1.7.

	N початку	N кінця	Тип вітки	Ун / Марка	L, км	
1	8	1	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	16.940	
2	1	4	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	55.600	
3	4	3	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	45.980	
4	3	8	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	60.500	
5	8	2	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	24.200	
6	2	5	Одноланицюгова 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

18 0% Виконано 100%

19

20 Контурив: 1

21 **Аналіз схеми пройшов успішно**

22

23 Завершити

Рисунок 1.7 – Аналіз схеми мережі

Для забезпечення правильності введених вхідних даних, передбачено їх перевірку. Цю функцію виконує спеціалізований модуль тестування, інтегрований у програму, що дозволяє контролювати схему на наявність помилок [4].

Щоб перевірити коректність введених даних, слід викликати модуль тестування, натиснувши на кнопку "Аналіз схеми", розташовану в головному вікні програми. З'явиться діалогове вікно модуля тестування, вигляд якого визначається наявністю помилок у схемі мережі. У разі успішного проходження тестування, подальші розрахунки стають доступними після натискання кнопки "Завершити".

Якщо тестування виявляє помилки, їх детальний опис та рекомендації щодо виправлення будуть представлені у вікні модуля. У випадку критичних помилок, що загрожують точності або можливості розрахунків, система видасть попередження: "Продовження розрахунків неможливе!". Це вимагатиме від користувача переходу до режиму виправлення, що здійснюється натисканням кнопки "Припинити".

Після корекції всіх виявлених помилок у схемі стає доступним етап 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

Натискання кнопки "Розрахунок" ініціює верифікацію вхідних даних, що проходить у два етапи. Спершу перевіряється точність введених типів віток, коефіцієнтів трансформації, номінальних напруг, а також заданих потужностей навантаження підстанції 330/110(35)/10(6) кВ та обсягів електроенергії, відпущеної з шин 10 кВ. На другому етапі здійснюється контроль коректності введеної схеми електричної мережі.

За відсутності помилок автоматично активується модуль розрахунку. У вікні користувача візуалізується прогрес обчислення режиму мережі. При формуванні замкнених контурів під час замикання комутаційних апаратів, ці контури відображаються у верхній частині вікна, інформуючи про проходження процесу їх розрахунку.

У разі правильного виконання розрахунку, у нижній частині вікна відображається статус "Виконано". Це свідчить про готовність даних, і натискання кнопки "Готово" відкриває доступ до вікна з результатами обчислень.

При неможливості розрахунку режиму, відображається повідомлення, яке пояснює причини його невиконання.

Програма надає основні результати розрахунків для електричної мережі 110/10 кВ, зокрема втрати потужності та електроенергії. Вона також розраховує усталений режим мережі, відображаючи напруги у вузлах та струми у вітках [9].

Дані, отримані внаслідок розрахунків усталеного режиму для вхідної електричної мережі 110/10 кВ, зібрані в Додатку Б. Цей додаток містить три окремі таблиці, що відображають: загальні втрати електричної енергії, результати для кожної вітки та показники для кожного вузла мережі.

Рисунок 1.8 демонструє файл вхідних даних, що відображає розвиток мережі. З урахуванням цього, результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/10 кВ після її модернізації представлені в Додатку Б.

2 ОСОБЛИВОСТІ ТЕПЛОВІЗІЙНОГО КОНТРОЛЮ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

2.1 Фізичні основи та передумови застосування інфрачервоної техніки для діагностування стану електрообладнання та контактних з'єднань

Всі компоненти електрообладнання (ЕО), що функціонує під напругою або навантаженням, піддаються нагріванню. Це тепловиділення є результатом різноманітних енергетичних втрат: у струмопровідних елементах та контактних з'єднаннях виникають Джоулеві втрати, у феромагнітних матеріалах спостерігаються втрати на перемагнічування та вихрові струми, а в ізоляційних матеріалах мають місце діелектричні втрати.

Нагріті елементи електрообладнання (ЕО), включаючи струмопровідні частини, ізоляційні та феромагнітні матеріали, а також інші конструктивні компоненти, сукупно створюють температурне поле. Частина утвореної теплової енергії розсіюється в довкілля за рахунок теплопровідності та конвекції. Проте, значна частина цієї енергії змінює тепловий стан установки, випромінюючись у простір у вигляді інфрачервоного (ІЧ) випромінювання.

Використання температурного поля для діагностики

Параметри та конфігурація температурного поля об'єкта є цінними діагностичними індикаторами його справності. У разі виникнення дефекту або аномального функціонування ЕО, температурне поле зазнає змін, що проявляються у вигляді локальних теплових аномалій. Порівняння температурного поля діагностованого обладнання з показниками справного зразка дозволяє ідентифікувати та локалізувати дефект. Крім того, при діагностиці контактних з'єднань можливе безпосереднє вимірювання їхніх температурних параметрів та подальше порівняння з нормованими значеннями для визначення ступеня їхньої дефектності.

Природа інфрачервоного випромінювання та принципи термодіагностики

Інфрачервоне (ІЧ) випромінювання — це різновид електромагнітного випромінювання, спектр довжин хвиль якого охоплює діапазон від 0,78 мкм до 1 мм. Однак

для цілей інфрачервоної термодіагностики (ІЧД) найбільше значення мають два специфічні піддіапазони: короткохвильовий (2–6 мкм) та довгохвильовий (8–12 мкм). Такий вибір обумовлений оптимальною прозорістю атмосфери для ІЧ-випромінювання саме в цих вікнах, що критично важливо для забезпечення точності вимірювань.

Для технічного діагностування електрообладнання та контактних з'єднань активно застосовується термографія, зокрема інфрачервона термографія. Вона оперує температурним полем об'єктів та процесами променевого теплообміну як ключовими діагностичними критеріями. Принцип роботи полягає в захопленні, вимірюванні та аналізі ІЧ-випромінювання, яке є носієм даних про просторовий розподіл температури та її кількісні показники на поверхні об'єкта.

Засоби ІЧ термографії та складові ІЧ потоку

Ключовими технічними засобами для проведення ІЧ-термографії та аналізу температурних полів електрообладнання є тепловізори (або термографічні системи), що дозволяють візуалізувати розподіл температури. Для точкового визначення температурних показників застосовуються радіаційні пірометри. Важливою перевагою обох пристроїв є можливість здійснення безконтактного вимірювання температури поверхні об'єктів.

Потік інфрачервоного (ІЧ) випромінювання, що реєструється об'єктивом тепловізора, формується трьома основними компонентами:

- Першою складовою є власне інфрачервоне випромінювання об'єкта. Його інтенсивність визначається такими чинниками, як температура поверхні об'єкта, коефіцієнт випромінювання поверхні (який також називають ступенем "чорності" в ІЧ-спектрі) та коефіцієнт пропускання атмосфери. Важливо зазначити, що зв'язок між потоком власного випромінювання та температурою поверхні описується законом Стефана–Больцмана.
- Іншою складовою є відбите ІЧ-випромінювання, що надходить на поверхню контрольованого об'єкта. Воно виникає внаслідок віддзеркалення інфрачервоної енергії від інших навколишніх джерел, таких як сонячне випромінювання або

сусідні об'єкти. Інтенсивність цього випромінювання залежить від температури джерел-відбивачів, коефіцієнта відбиття поверхні самого об'єкта, взаємного розташування ІЧ-камери, об'єкта та навколишніх джерел, а також коефіцієнта пропускання атмосфери.

- Третьою складовою є ІЧ-випромінювання, що проходить крізь контрольований об'єкт. Його наявність зумовлена "прозорістю" матеріалу об'єкта для інфрачервоного випромінювання, що надходить від навколишніх джерел.

Для цілей ТД ІЧМ винятково власне інфрачервоне випромінювання об'єкта містить необхідну інформацію про його температурне поле. Натомість, відбите та пропущене випромінювання кваліфікуються як небажані, "паразитні" складові. Зокрема, під час обстеження електрообладнання та контактних з'єднань впливом пропущеного випромінювання можна знехтувати, оскільки ці об'єкти практично непрозорі для ІЧ-випромінювання.

Переваги інфрачервоної діагностики

Використання традиційних методів вимірювання температури поверхні, таких як контактні термометри або термошупи, в електроенергетиці має суттєві обмеження. Це пов'язано з високою трудомісткістю, необхідністю застосування ізолюючих засобів безпеки (оскільки контрольовані елементи електрообладнання перебувають під робочою напругою), а також зі спотворенням природного температурного поля об'єкта, що може бути викликане самими вимірювальними приладами. Крім того, термоіндикаторні плівки та покриття не знайшли широкого застосування через їхню недостатню довговічність та надійність.

На відміну від традиційних підходів, інфрачервона діагностика вирізняється низкою вагомих переваг, що робить її не тільки кращою, але й, у багатьох випадках, єдиним доступним інструментом для виявлення критичних дефектів:

1. Безконтактний характер діагностики: Завдяки відсутності потреби в прямому контакті з об'єктом, інфрачервоний метод дає змогу безпечно діагностувати обладнання, що перебуває під високою напругою або розташоване на значній висоті, забезпечуючи доступ до важкодоступних елементів.

2. Діагностика без втручання: Цей метод є неінвазивним, тобто він не впливає на робочий режим електрообладнання та не змінює його технічний стан. Це дозволяє проводити діагностику без необхідності призупинення експлуатації, що є важливою перевагою.
3. Повнота охоплення: Застосування тепловізорів дає змогу отримати комплексну теплову картину об'єкта, що значно знижує ймовірність пропуску прихованих дефектів.
4. Профілактика аварій: Інфрачервона діагностика забезпечує можливість раннього виявлення дефектів електрообладнання (ЕО) та контактних з'єднань. Це дозволяє запобігти виникненню аварійних ситуацій, виконувати усунення несправностей у запланований час і значно скоротити загальні витрати на ремонт.
5. Ефективне управління ремонтами: Завдяки інфрачервоній діагностиці стає можливою реалізація ремонтних робіт за фактичним технічним станом обладнання. Це дозволяє відмовитися від проведення повної ревізії, тим самим скорочуючи обсяг, терміни виконання та загальну вартість ремонтів.
6. Безперервність експлуатації: Оскільки виконання термодіагностики інфрачервоним методом (ТД ІЧМ) не вимагає відключення електрообладнання, це гарантує безперебійне електропостачання споживачів.
7. Гарантування надійності та безпеки: Систематичне проведення інфрачервоній діагностики дозволяє підтримувати мінімальний рівень дефектності електрообладнання (ЕО) та контактних з'єднань, що суттєво підвищує як безпеку, так і загальну надійність їхньої експлуатації.
8. Спрощена безпека обстеження: Виконання діагностики за допомогою тепловізорів не вимагає застосування значних технічних заходів безпеки. По суті, цей процес прирівнюється до рутинного огляду електрообладнання, що робить його доступнішим.

Діагностичні параметри та критерії оцінки

Суть інфрачервоного діагностування (ІЧД) полягає у використанні температурних параметрів як основних діагностичних критеріїв. Зокрема, аналізується

візуальне теплове поле поверхні об'єктів, що дозволяє оцінювати як окремі температурні точки, так і загальний розподіл температури в межах зареєстрованої області.

Слід враховувати, що ІЧ-пристрої здатні реєструвати температуру лише поверхневого шару об'єкта. Внутрішні несправності та термічні процеси стають помітними лише за умови, що вони зумовлюють відчутні температурні зміни на зовнішній поверхні. Тому для успішного застосування ТД ІЧМ необхідно чітко уявляти, як внутрішні дефекти впливають на теплове поле поверхні об'єкта. Якщо ж така залежність не встановлена, діагностика може проводитись виключно шляхом порівняння теплових полів аналогічних об'єктів. У цьому контексті ТД ІЧМ слугує як метод швидкої діагностики, що виявляє відхилення від норми [10, 11].

Оцінка стану контактних з'єднань та струмопровідних елементів електроустановки під час ТД ІЧМ регламентується нормативними документами, зокрема ДСТ 403-73, ДСТ 8024-90 та ГКД 34.20.302-2002. Залежно від робочого струму, що протікає через ці компоненти, для діагностики використовуються такі показники: максимально допустима нормована температура нагрівання, значення перевищення температури, показник надлишкової температури, а також коефіцієнт дефектності контактних з'єднань.

Слід зазначити, що тепловий стан електрообладнання, включаючи внутрішні контакти та зони коротких замикань, що знаходяться в середовищі ізоляційних рідин або газів (і приховані металевими чи ізоляційними бар'єрами), може бути оцінений за допомогою ТД ІЧМ виключно опосередковано. Це пояснюється тим, що інфрачервоні діагностичні засоби не дозволяють здійснювати пряме вимірювання температури таких елементів. Отже, для визначення теплового стану об'єкта застосовується комплексний підхід, що включає виявлення температурних аномалій на його зовнішніх поверхнях (баку, покриві), аналіз числових характеристик цих теплових полів, їхнє зіставлення з даними інших фаз, а також інтерпретацію причин аномалій з урахуванням специфіки конструкції ЕО.

Згідно з відповідними державними стандартами (ДСТ та ДСТУ), що стосуються різних типів електрообладнання, оцінка його стану за допомогою ТД ІЧМ

здійснюється на підставі таких критеріїв: максимальна допустима нормована температура нагрівання елементів ЕО; фактичне перевищення температури окремих частин; а також виявлення та аналіз температурних аномалій на поверхні діагностованого електрообладнання шляхом його зіставлення з тепловим полем справної або ідентичної за конструкцією та режимом роботи одиниці ЕО.

2.2 Види технічних засобів інфрачервоної техніки

Для проведення термодіагностики інфрачервоним методом (ТД ІЧМ) в електроенергетиці активно застосовуються два основні типи приладів: тепловізори та пірометри.

Тепловізор є комплексним пристроєм, призначеним для візуалізації та аналізу температурних полів.

Його ключові компоненти включають:

1. ІЧ-приймач (детектор ІЧ-випромінювання): Основний елемент, що реєструє інфрачервоне випромінювання від об'єкта.
2. Система охолодження ІЧ-приймача: Присутня у деяких моделях, проте у новітніх конструкціях вона часто відсутня завдяки розвитку технологій.
3. Оптична система: Фокусує інфрачервоне випромінювання на детекторі.
4. Система сканування: Забезпечує послідовне сканування поля зору. У сучасних тепловізорах з матричними детекторами (FPA – Focal Plane Array) ця система не використовується.
5. Вбудований еталон температури: Слугує для безперервної автоматичної корекції сигналу ІЧ-приймача, компенсуючи вплив змін температури навколишнього середовища та внутрішніх компонентів самого тепловізора.
6. Електронний блок: Виконує підсилення та обробку сигналу з ІЧ-приймача, керує системами сканування та візуалізації, забезпечує запам'ятовування

термограм, а також здійснює загальне управління роботою приладу та інші сервісні функції.

7. Система візуалізації ІЧ-випромінювання: Відображає теплову картину об'єкта на моніторі та/або в електронному видошукачі.
8. Система запам'ятовування та збереження термограм: Дозволяє зберігати отримані зображення для подальшого аналізу.
9. Блок живлення та зарядки акумуляторів: Забезпечує автономну роботу пристрою.

При поєднанні тепловізора з комп'ютером, оснащеним спеціалізованим програмним забезпеченням для обробки даних та формування звітів, а також з низкою допоміжних пристроїв, формується повноцінна термографічна система.

Пірометр – це прилад, призначений для вимірювання температури в окремих точках поверхні об'єктів. Його основні складові:

1. ІЧ-приймач (детектор ІЧ-випромінювання): Перетворює інфрачервону енергію в електричний сигнал.
2. Оптична система: Збирає та направляє ІЧ-випромінювання на детектор. Іноді конструктивно інтегрована з ІЧ-приймачем.
3. Вбудований еталон температури: Використовується для автоматичної корекції сигналу від ІЧ-приймача, враховуючи зміни зовнішньої температури та температури компонентів пірометра.
4. Електронний блок: Здійснює підсилення та обробку сигналу з ІЧ-приймача, керує роботою інших вузлів пірометра та виконує допоміжні функції.
5. Вузол відліку температури: Відображає виміряне значення температури на аналоговому або цифровому індикаторі.
6. Оптичний або лазерний візор: Допомогає точно визначити точку на поверхні об'єкта, з якої здійснюється вимірювання температури.
7. Блок живлення та зарядки акумуляторів: Забезпечує електроживлення пристрою.

2.3 Тепловізійне обстеження силових трансформаторів

Тепловізійний контроль, що використовує принципи інфрачервоної діагностики, надає значну інформацію для оцінки стану зовнішніх компонентів силових трансформаторів. Це стосується високовольтних вводів, розрядників, пристроїв регулювання напруги під навантаженням (РПН) та систем охолодження. Однак, важливо усвідомлювати, що цей підхід є переважно непрямим інструментом, оскільки він не забезпечує повної картини внутрішнього стану активної частини трансформатора, прихованої за стінками бака та значним об'ємом трансформаторного масла.

Попри згадані обмеження, ідентифікація дефектів трансформаторного обладнання за допомогою тепловізійного контролю набуває все більшої актуальності.

Джерела тепловиділення та ризику перегріву

Тепло всередині бака трансформатора генерується головним чином наступними вузлами:

1. Магнітопровід: Виділення тепла пов'язане з втратами енергії в матеріалі магнітопроводу.
2. Обмотки: Нагріваються внаслідок Джоулевих втрат, що виникають у їхніх провідниках.
3. Масивні металеві конструкції: Тепло утворюється за рахунок додаткових втрат від вихрових струмів, що наводяться полями розсіювання (зокрема, у стінках бака, кільцях, екранах, шпильках).
4. Струмопровідні елементи вводів та їхні контакти.
5. З'єднання виводів з обмотками та вводами.
6. Контактні групи перемикачів РПН.

Надмірний нагрів контактів є джерелом значної небезпеки, оскільки може спричинити незворотні пошкодження електрообладнання, що нерідко супроводжуються вибухами та пожежами. Такі інциденти призводять до значних фінансових втрат через перебої в електропостачанні та високі витрати на відновлення обладнання, а також

підвищують ризик електротравматизму. Отже, своєчасне діагностування контактних з'єднань має вирішальне значення для запобігання цим негативним наслідкам.

Технічні засоби та методологія обстеження

Для виконання тепловізійних обстежень трансформаторів застосовується тепловізор, який функціонує спільно зі спеціалізованим програмним забезпеченням, розробленим для діагностики електрообладнання. Наприклад, у проведених дослідженнях, аналізі термограм та формуванні баз даних використовувався портативний комп'ютерний термограф "IPTIC-200" та програмний комплекс "NEWIRTIS". Цей прилад вирізняється високими технічними характеристиками, точністю даних у кожній точці термограми, повною компенсацією температурного дрейфу в реальному часі та конструктивною відсутністю оптики на вході. Зазначені особливості забезпечують високу точність вимірювань за будь-яких температурних умов, включно з різкими перепадами (наприклад, при переході з приміщення назовні). Це є критично важливим аспектом при моніторингу складного електротехнічного обладнання, такого як вводи, розрядники, самі трансформатори та, зокрема, їхні системи охолодження. Оцінка ефективності систем охолодження трансформаторів

Як ключовий функціональний елемент, система охолодження трансформатора має значний вплив на його працездатність. Наразі для оцінки її ефективності використовуються два перевірені та широко застосовувані методи:

1. Порівняльний аналіз середніх температур однотипного обладнання: Цей підхід передбачає зіставлення середньої температури трансформатора з показниками аналогічного обладнання, що експлуатується за ідентичних умов навантаження та навколишнього середовища. Накопичений досвід свідчить, що відхилення середніх температур по баку, яке перевищує 2°C між однаковими трансформаторами, що функціонують в однакових умовах, може бути індикатором порушення штатної роботи системи охолодження.
2. Моніторинг температури патрубків входу та виходу масла: Цей метод передбачає вимірювання температури масла на вхідному та вихідному патрубках системи охолодження, після чого отримані дані зіставляються з результатами

типових заводських випробувань. Аналіз типових теплових тестів та значний досвід тепловізійних обстежень дозволяють встановити характерну середню різницю температур між входом і виходом масла для кожного типу системи охолодження. Відхилення від цього типового значення, що перевищує $1\text{--}1.5^{\circ}\text{C}$, вже свідчить про наявність несправності в роботі охолоджувача.

Наприклад, різниця температур між вхідним та вихідним патрубками масла для різних типів систем охолодження становить:

- "М" (природне масляне) — від 8°C до 11°C .
- "Д" (з дуттям) — від 14°C до 15°C .
- "ДЦ" (з примусовою циркуляцією масла та дуттям) — від 1.5°C до 2°C .

Аналіз графіків розподілу температури по висоті охолоджувачів та на поверхні стінки бака, у поєднанні з ретельним вивченням термограм, може вказувати на неефективну роботу вентиляторів. Інтерпретація результатів та комплексний підхід

Зараз активно розвивається методика інтерпретації результатів тепловізійного контролю, яка ґрунтується на моделюванні теплових процесів за допомогою методів теорії електричних ланцюгів. Ефективність застосування тепловізійного контролю для діагностики трансформаторного обладнання забезпечується поєднанням цієї методики, глибоких знань конструкції обладнання, а також доступу до банків даних, що містять результати типових теплових досліджень та колекцію термограм з характерними образами дефектів. При проведенні тепловізійного обстеження та аналізі його результатів важливо фіксувати: дату, погодні умови, температуру навколишнього повітря, рівень навантаження обладнання, робочу напругу та показання термосигналізаторів. Обов'язковим є зазначення того, які охолоджувачі були задіяні під час вимірювання.

Одночасно з процесом термографування рекомендується виконувати фотозйомку обстежуваних вузлів. Це спрощує подальший аналіз термограм, враховуючи, що різні поверхні мають відмінні коефіцієнти випромінювання. У випадку виявлення зон

з підвищеною температурою доцільно сканувати підозрілу ділянку з різних ракурсів, аби уникнути спотворення даних, спричиненого сонячними та тепловими відблисками.

Сучасні тепловізійні апаратно-програмні комплекси надають такі можливості:

- Візуалізація аномалій теплового поля: Можливість спостерігати на екрані монітора ділянки з ненормативними тепловтратами.
- Швидка кількісна оцінка теплових втрат: Оперативне визначення величини тепловтрат.
- Ідентифікація причин теплових аномалій: Виявлення першопричин підвищених тепловтрат.
- Дистанційне вимірювання теплових опорів: Оцінка теплових опорів елементів огороження без фізичного контакту.
- Довгостроковий моніторинг теплового стану: Збереження теплових зображень для подальшого порівняння з даними, отриманими після ремонтних робіт та протягом подальшої експлуатації.

Сучасне програмне забезпечення тепловізора є потужним інструментом, що дає змогу візуалізувати теплове поле об'єкта у кольорі та точно вимірювати температуру в будь-якій його точці. Крім того, воно передбачає функцію збереження термограм для подальшої детальної обробки. Ця обробка, яка охоплює аналіз термопрофілів, ізо-терм, гістограм тощо, є невід'ємною частиною процесу підготовки звітних документів та формування висновків про виявлені термічні дефекти.

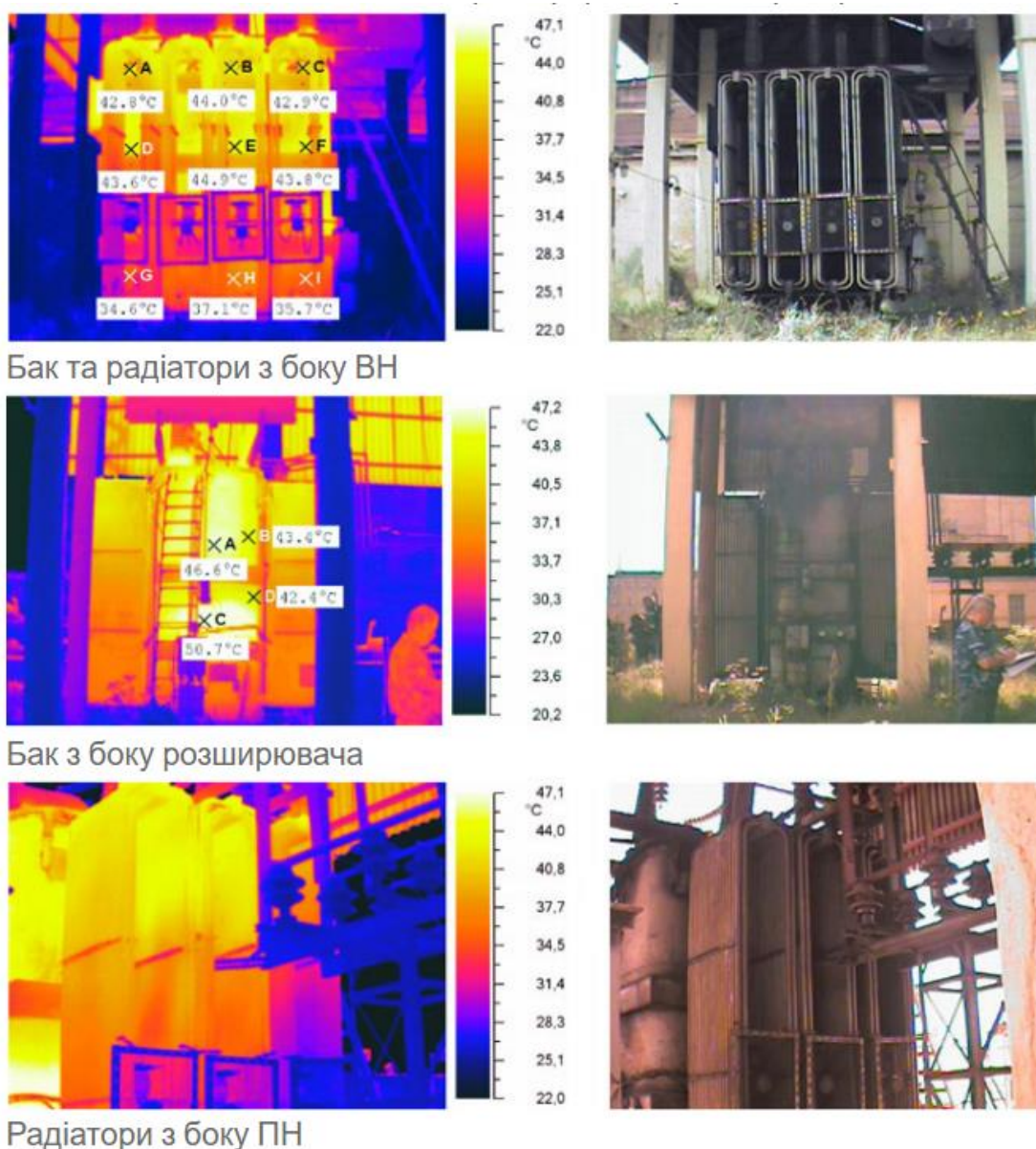


Рисунок 2.1 – Тепловізійне обстеження баку трансформатору

Додаткові аспекти та критерії оцінки

Під час виконання тепловізійних обстежень трансформаторів та інтерпретації отриманих даних необхідно пам'ятати, що стан внутрішніх компонентів оцінюється опосередковано – через вимірювання та аналіз температурних полів зовнішньої поверхні бака. Тому істотне значення має врахування специфіки теплопередачі від внутрішніх джерел тепла до зовнішньої оболонки.

Варто зазначити, що тепло, яке генерується локальними дефектами, значною мірою компенсується (маскується) такими процесами:

- У трансформаторах із природною системою охолодження – шляхом природної конвекції тепла від нагрітих обмоток і магнітопроводу.
- У трансформаторах, обладнаних примусовою системою охолодження (з використанням вентиляторів та циркуляції масла) – за рахунок активної дії охолоджувальних пристроїв та примусового руху масла.

Для трансформаторів із системами охолодження "М" та "Д" характерним є те, що зони активної циркуляції масла обмежуються областями, які безпосередньо контактують із внутрішньою стінкою бака, тоді як основна маса масла залишається відносно нерухомою. В цих умовах температурний градієнт по висоті трансформатора, тобто різниця між максимальною та мінімальною температурами, зазвичай не перевищує 20–35 °С. Важливо відзначити, що котушки у верхній частині обмоток демонструють істотно вищу температуру порівняно з нижньою. Найбільші допустимі температури нагрівання верхніх шарів масла трансформаторів при номінальному навантаженні, залежно від системи охолодження, наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Гранично допустимі температури нагрівання елементів трансформаторів

№ п/п	Контрольовані частини, вузли	Найбільша припустима значення температури нагрівання, °С	Документ, що нормує температурні параметри
1.	2.	3.	4.
1.	Верхні шари масла трансформаторів із системами охолодження:		ПТЕ
	М і Д	95	
	ДЦ;	75	
	Ц (на вході в маслоохолоджувач)	70	

Для ефективного аналізу результатів тепловізійного обстеження та розробки обґрунтованих рекомендацій, аномальні теплові образи необхідно зіставити з

конструкторською документацією трансформатора або його складових. Це забезпечить можливість ідентифікувати теплові аномалії з певними елементами конструкції трансформатора, включаючи обмотки, відводи, зони циркуляції масла та інші компоненти активної частини.

При розробці фінальних рекомендацій, дані ТД ІЧМ в обов'язковому порядку доповнюються результатами випробувань та вимірювань, що відповідають вимогам ГКД 34.20.302-2002 "Норми випробувань електрообладнання". Також приймаються до уваги відомості, отримані іншими діагностичними методами (зокрема, вимірювання під навантаженням, реєстрація часткових розрядів), та результати моніторингу аналогічних фаз досліджуваного трансформатора.

Різниця між максимальною та мінімальною температурами по висоті трансформатора може сягати 20–35°C.

Для отримання достовірної теплової інформації з поверхні бака трансформатора, термограми знімаються в наступних визначених локаціях:

1. На ділянках, де розташовані виводи обмоток.
2. Вертикально вздовж бака трансформатора.
3. На крайніх фазах.
4. У місцях з'єднання дна бака.

Для коректної оцінки теплового режиму всередині трансформаторів за допомогою тепловізійного методу необхідно брати до уваги характер теплообмінних процесів у магнітопроводі та обмотках.

Інфрачервоне діагностування, виступаючи як допоміжний метод контролю, може бути використане для оцінки зони утворення дефекту в магнітопроводі трансформатора, якщо наявне газоутворення. Завдяки доступу до заводської документації цей метод дозволяє значно звузити ділянку пошуку несправності.

2.4 Оцінка теплового стану окремих вузлів трансформатора

За допомогою інфрачервоної діагностики можна ефективно моніторити тепловий режим різних вузлів трансформаторів, що сприяє ранньому виявленню дефектів та відхилень від норми.

1. Перемикальні пристрої: у перемикальних пристроях, зокрема контакторах РУН (регулювання напруги), локалізовані перегріву на поверхні корпусу контактора є критичною діагностичною ознакою. Виявлення подібних аномальних нагрівів вимагає негайної позачергової ревізії контактора з метою запобігання подальшим пошкодженням.

2. Термосифонні фільтри: контроль теплового стану термосифонних фільтрів має вирішальне значення для забезпечення якості трансформаторного масла. Для справного фільтра характерним є плавне зростання температурних градієнтів по його висоті. Натомість, різка зміна цих градієнтів свідчить про зниження або повну відсутність циркуляції масла, що може бути спричинено застосуванням дрібнозернистого силікагелю або утворенням шламу. Фільтр вважається справним, якщо температура змінюється плавно по висоті, а різниця температур у його межах коливається в діапазоні 5–15 °С. У разі порушення цих умов необхідно перевірити положення вентилів фільтра, а за потреби — замінити силікагель.

3. Системи охолодження трансформаторів: як ключовий елемент, система охолодження забезпечує стабільний температурний режим трансформатора. Для справного маслососа характерним є майже однорідний температурний градієнт на поверхні корпусу та трубопроводів, що зазвичай знаходиться в межах 40–47 °С. Натомість, різке збільшення температурного градієнта на корпусі маслососа свідчить про наявність внутрішніх несправностей, зокрема тертя крильчаток або міжвиткових замикань в електродвигуні.

Інфрачервоний контроль дає змогу не лише оцінити коректність та рівномірність розподілу потоків масла по трубопроводах, виявляючи, наприклад,

шлакоутворення, але й в цілому підтвердити ефективність функціонування системи охолодження. У багатьох випадках це дозволяє відмовитися від застосування традиційних, більш трудомістких методів теплових випробувань трансформаторів. Маслонасос вважається справним, якщо температура на поверхні його корпусу не перевищує 80°C , а різниця температур по поверхні корпусу – не більше 10°C . Локальні перегріви на ділянках труб радіаторів свідчать про їхнє зашлакування та порушення циркуляції масла. Щодо маслорозширювача, його несправність констатується, якщо рівень масла не відповідає нормованим значенням.

4. Високовольтні вводи: при оцінці стану високовольтних вводів за допомогою тепловізорів необхідно враховувати низку чинників, які можуть суттєво впливати на якість інфрачервоного контролю. До таких факторів належать: сонячна радіація, локальні забруднення поверхні порцелянових покриттів, а також тепловий потік повітря, що підіймається від кришки трансформатора.

Гранично допустима температура у місцях контакту зовнішніх провідників із затискачами вводів складає 90°C за умов температури навколишнього повітря $+40^{\circ}\text{C}$, що еквівалентно температурному перевищенню на 50°C . Отже, температура з'єднання "вивід апарата – зовнішній провідник", визначена методом інфрачервоного контролю, повинна залишатися в межах встановлених норм для заданого навантаження.

5. Короткозамкнуті контури в розширювачах герметичних вводів. Утворення короткозамкнутих контурів у розширювачах герметичних вводів становить значну проблему, оскільки спричиняє передчасне старіння гумової прокладки. Гранична абсолютна температура на поверхні розширювача вводів, зважаючи на ризик прискореної деградації прокладки верхнього фланця, може досягати 80°C . Особливо актуальною є перевірка відсутності короткозамкнутого контуру для маслonaповнених герметичних вводів серії ГБМТ-220/2000. При цьому, температура на поверхні корпусів розширювачів вводів у різних фазах не повинна відрізнятися більш ніж на 70°C .

6. Нагріви внутрішніх контактних вводів. Для ефективної інфрачервоної діагностики маслonaповнених вводів важливо одночасно моніторити та оцінювати

температурні градієнти як у зоні контактного затиску, так і на поверхні маслорозширювача.

7. Виткові замикання в обмотках вбудованих трансформаторів струму. Якщо локальні нагріви фіксуються на поверхні адаптера вводу, це є підставою для проведення діагностики вбудованих трансформаторів струму з метою виявлення міжвиткових замикань в їхніх обмотках.

Періодичність ІЧ-контролю

Періодичний щорічний ІЧ-контроль є обов'язковим для:

- Автотрансформаторів типів АОДЦТГ-135000/500.
- Трансформаторів типів ТДЦГ-180000/220 та ТДЦ-125000/110.
- Автотрансформаторів і трансформаторів з нагрівами в місцях рознімання дзвону.

Для інших об'єктів ІЧ-контроль проводиться з періодичністю 1-3 роки.

Для трансформаторів і автотрансформаторів, у складі газів у маслі яких переважають метан, етан, етилен, діагностика виконується кожні 3-6 місяців (за визначених навантажень та, за можливості, однакової температури навколишнього середовища).

Комплекс інфрачервоної діагностики

Комплекс інфрачервоної діагностики структурно складається з чотирьох основних частин:

Паспорт трансформатора: Містить загальні технічні дані.

Архів інфрачервоних зображень: Зберігає отримані термограми.

Внутрішня структура трансформатора: Дані про конструктивні особливості.

Модуль оцінки стану трансформатора: Програмний модуль для аналізу даних та формування висновків.

Тепловізійний контроль орієнтований на автоматизацію оцінки поточного стану електрообладнання та формування експлуатаційних рекомендацій. Для цього

був розроблений спеціалізований комплекс, що містить повний спектр інструментів для детального аналізу тепловізійних даних. Це програмне забезпечення забезпечує систематизацію знімків за категоріями обладнання, датами та локаціями обстежень, а також прив'язку до них інформації про умови функціонування об'єкта. Крім того, всі фотографії, зроблені для одного об'єкта, можуть бути інтегровані в єдине графічне зображення, що надає можливість всебічно оцінити його стан, моніторити ефективність систем життєзабезпечення та аналізувати взаємний термічний вплив компонентів [11].

2.5 Тепловізійний контроль лінійної ізоляції та контактних з'єднань

З метою результативного виявлення несправних ізоляторів та контактних з'єднань на діючих лініях електропередачі рекомендується використання портативних тепловізорів. Суть цього методу полягає у візуалізації інфрачервоного випромінювання, що надходить від об'єкта, шляхом його трансформації у видиме зображення (монохромне або кольорове) на дисплеї приладу.

Діагностика порцелянових ізоляторів

Оцінка придатності порцелянових ізоляторів здійснюється через порівняльний аналіз температурного розподілу їхніх шапок у досліджуваній гірлянді з еталонною гірляндою без дефектів. Слід зазначити, що несправний ізолятор може мати як підвищену, так і знижену температуру порівняно зі справним, що визначається типом ушкодження та його опором. Однак, існує обмеження: ізолятори з опором у межах 7–10 МОм можуть бути нерозрізнені від справних на термограмі, що унеможливорює їх виявлення цим методом.

Виявлення дефектних контактних з'єднань та ділянок проводів



Рисунок 2.2 – Тепловізійне обстеження елементів опори ПЛЕР



Рисунок 2.3 – Тепловізор NF524 NOYAF A для обстеження електрообладнання

Ідентифікація несправних контактних з'єднань та ділянок проводів відбувається на основі їхнього надмірного нагріву порівняно зі справним провідником. Відповідно до інтенсивності перегріву, пропонуються такі рекомендації:

- Перегрів на $5-10^{\circ}\text{C}$: З'єднання слід взяти під посилений контроль.
- Перегрів на $10-35^{\circ}\text{C}$: Необхідно провести огляд місця перегріву в найкоротший термін.
- Перегрів понад 35°C : Потребує негайного огляду місця перегріву.

Умови проведення тепловізійного контролю

Для отримання достовірних результатів тепловізійного контролю необхідно дотримуватися певних умов:

- Контроль лінійної ізоляції слід проводити не раніше ніж через 5–6 годин після подачі напруги на повітряну лінію.
- Контроль контактних з'єднань має здійснюватися за навантаження не менше 20–30% від номінального значення.
- Проведення діагностики допустиме лише за відсутності атмосферних опадів (дощу, снігу).
- Швидкість вітру під час вимірювань не повинна перевищувати 5 м/с.

3 ОХОРОНА ПРАЦІ

Досліджується перспективи застосування тепловізійних методів для діагностування стану обладнання електричних мереж. На електротехнічний персонал служби, яка здійснює експлуатацію обладнання електричних мереж, впливають за ГОСТ 12.0.003-74 такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

- підвищена та знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря у робочій зоні;
- недостатність природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
- підвищений рівень вібрації,

в) психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні)
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

3.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

Відповідно з ГОСТ 12.1.013-78 умови праці у підстанції за ступенем небезпеки ураження працівників електричним струмом є умовами з підвищеною небезпекою, тому що підлога у робочому приміщенні є струмопровідною.

Згідно із ГОСТ 12.1.030-81, в якості захисту від ураження людей електричним струмом застосовується заземлення. Крім того безпека експлуатації при нормальному режимі роботи забезпечується застосуванням ізолювальних пристроїв, огороженням струмоведучих частин, використанням малих напруг. Особи, що обслуговують

електроустановки повинні користуватися ЗІЗ - спецвзуття, рукавиці. Засоби захисту необхідно періодично випробувати, їх слід захищати від механічних пошкоджень, впливу факторів, що погіршують їх діелектричні властивості.

Загальні вимога безпеки до виробничого обладнання встановлені згідно з ГОСТ 12.2.003-74, в якому визначені вимоги до основних елементів конструкції, органів управління і засобів захисту, які входять в конструкцію виробничого обладнання любого виду і призначення.

Електропривід насосів, вентиляторів, іншого обладнання повинний бути виконаний відповідно до Правил устрою електричних установок.

Невідключені струмовідні частини, доступні для випадкового доторкання, мають бути на час роботи обгороджені.

Для тимчасового обгороджування струмовідних частин, що залишилися під напругою, можуть застосовуватися щити, ширми, екрани тощо, виготовлені з ізоляційних матеріалів.

В разі встановлення тимчасових огорож відстань від нього до струмовідних частин має бути не меншою ніж зазначена в таблиці 4.3.

Необхідність встановлення тимчасових огорож, їх вид, спосіб встановлення визначаються особою, яка виконує підготовку робочого місця.

На тимчасові огорожі слід написати «Стій! Напруга» або прикріпити відповідні плакати безпеки.

Допускається застосування спеціальних пересувних огорож - кліток, похилих щитів тощо, конструкція яких забезпечує безпечність їх встановлення, забезпечує стійкість і належне закріплення.

В електроустановках напругою до 10 кВ в тих випадках, коли неможливо обгородити струмовідні частини щитами, допускається застосування ізолювальних накладок, розміщених між вимкненими і тими, що перебувають під напругою, струмовідними частинами.

Ці ізолювальні накладки можуть торкатися струмовідних частин, що перебувають під напругою.

Встановлювати і знімати накладки мають два працівники з групою IV і III (один з них зі складу оперативних або оперативно-ремонтних), користуючись діелектричними рукавичками та ізолювальними штангами або кліщами з застосуванням захисних окулярів.

Після вмикання заземлювальних ножів або встановлення переносних заземлень вивіщується плакат «Заземлено». На сітчастих або суцільних огороженнях комірок, сусідніх з місцем робіт і розташованих навпроти, мають бути вивішені плакати «Стій! Напруга».

Сусідні коміртки та коміртки, розташовані навпроти місця роботи, які не мають зазначених огорожень, а також проходи, куди працівникам не слід заходити, мають бути огорожені переносними щитами (ширмами) з такими ж плакатами на них. Переносні щити слід встановлювати з таким розрахунком, щоб вони не перешкоджали виходу працівників з приміщення в разі виникнення небезпеки.

У ВРП під час робіт, що проводяться з землі, і на устаткуванні, встановленому на фундаментах і окремих конструкціях, робоче місце слід обгородити (з залишенням проходу) канатом, мотузкою чи шнуром з рослинних чи синтетичних волокон з вивішеними на них плакатами «Стій! Напруга», оберненими всередину огороженого простору.

Дозволяється користуватися для підвішування канату конструкціями, не включеними до зони робочого місця, за умови, що вони залишаються поза обгородженим простором.

В разі зняття напруги з усього ВРП, за винятком лінійних роз'єднувачів, останні мають бути обгороджені канатом з плакатами «Стій! Напруга», оберненими назовні обгородженого простору. У ВРП під час роботи, що виконується у вторинних колах за розпорядженням, обгороджувати робоче місце не вимагається.

У ВРП на ділянках конструкцій, по яких можна пройти від робочого місця до сусідніх ділянок, де є напруга, мають бути встановлені добре видимі плакати «Стій! Напруга». Ці плакати може встановлювати працівник з групою III з оперативно-ремонтників чи ремонтників під керівництвом допускателя.

3.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

3.2.1 Мікроклімат

Основними нормативними документами, що регламентують параметри мікроклімату виробничих приміщень, є ДСН 3.3.6.042-99 [16].

Мікроклімат цеху характеризується наступними чинниками: температурою повітря, відносною вологістю повітря, швидкістю руху повітря, інтенсивністю теплового випромінювання.

Робота з обслуговування обладнання релейного захисту, автоматики та телемеханіки відноситься до категорії Пб по важкості праці.

Допустимі норми температури, відносної вологості та швидкості руху повітря в робочій зоні виробничих приміщень приведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1- Допустимі норми параметрів повітря на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість	Швидкість руху, X
Холодний	Пб	13-23	75	не більше 0,4
Теплий		15-29	70 при 25 °С	0,2-0,5

3.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³ .

При роботі технологічного обладнання виділяється пил нетоксичний. При роботі системи вентиляції, провітрюванні у приміщенні може попадати пил та інші шкідливі речовини, які виділяються при технологічних процесах в цеху і знаходяться повітрі навколишнього середовища. Їх ГДК відповідно до [18] наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 - Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин для повітря атмосфери, в робочій зоні верстатника

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпеч-
	Максимально разова	Середньо добова	
Пил нетоксич-	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони відповідно до ГОСТу 12.1.004-91. ССБТ проектом передбачені наступні рішення [15]:

- застосування пиловідсмоктуючих агрегатів з рукавними фільтрами, які встановлені безпосередньо на ділянках біля обладнання із яких очищене повітря поступає у виробниче приміщення;

- необхідно проводити контроль за ГДК шкідливих речовин у приміщенні;
- застосовувати природну вентиляцію: організовану і неорганізовану.

3.2.3 Виробниче освітлення

Природне освітлення

Підстанції знаходяться у Вінницькій області, система природного освітлення цеху відноситься до бокової. Характеристика зорових робіт - середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006 розряд зорової роботи IV, підрозряд «в». При боковому суміщеному освітленні КПО(e_n) = 0,9%.

Нормоване значення КПО для даного виробничого приміщення розраховуємо за формулою:

$$e_N = e_n \cdot m_N,$$

m_N - коефіцієнт світлового клімату, $m_N = 0,9$.

Суміщене освітлення ($e_n = 0,9\%$). Отже, $e_N = 0,9 \cdot 0,9 = 0,8\%$.

Природне освітлення одностороннє і здійснюється через вікна, які орієнтовані на північний схід.

Штучне освітлення

Правильна експлуатація установок природного і штучного освітлення відіграє

важливу роль для створення високого рівня освітленості в приміщеннях і економії електроенергії, що витрачається на штучне електричне освітлення. Норми освітленості при штучному освітленні занесені до таблиці 3.3

Таблиця 3.3 - Норми освітленості при штучному освітленні

Характеристика зорової роботи	Найменший розмір об'єкта розрізнення	Розряд зорової роботи	Підрозряд зорової роботи	Контраст об'єкта розрізнення з фоном	Характеристика фона	Освітленість, лк	
						Штучне освітлення	
						Комбіноване	Загальне
Середньої точності	Вище 0,5 до 1	IV	в	Середній, малий	Середній, темний	400	200

Для освітлення м'якого відділу вибираємо світильники прямого світла ЛПО-02 з двома люмінесцентними лампами. Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 4,5 метра.

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

3.2.4 Виробничий шум

На підстанціях джерелом шуму є обладнання, машини, механізми – механічний шум.

Шум - це хаотична сукупність різних за силою і частотою звуків, що заважають сприйняттю корисних сигналів і негативно впливають на людину.

Постійна дія сильного шуму може не лише негативно вплинути на слух, але й

викликати інші шкідливі наслідки - дзвін у вухах, запаморочення, головний біль, підвищення втоми, зниження працездатності.

Шум має кумулятивний ефект, тобто акустичні подразнення, накопичуючись в організмі людини, все сильніше пригнічують нервову систему. Тому перед втратою слуху від впливу шумів виникає функціональний розлад центральної нервової системи. Особливо шкідливий вплив шуму позначається на нервово-психічній діяльності людини. Процес нервово-психічних захворювань вищий серед осіб, що працюють у гомінких умовах, ніж у людей, що працюють у нормальних звукових умовах.

Відповідно до [11] рівень звука вимірюється в децибелах і визначається по формулі:

$$L = 10\lg(I/I_0) = 10\lg(p/p_0) = 10\lg(U/U_0) \quad (3.1)$$

де L - рівень шуму, дБ;

p - звуковий тиск, Па;

U_0 - коливальна швидкість, 5-10 м/с;

P_0 - нульове значення звукового тиску, умовно прийняте рівним $2 \cdot 10^5$ Па.

При санітарно-гігієнічному нормуванні шуму використовують два методи:

- нормування за гранично допустимим спектром шуму;
- нормування рівня звуку за шкалою А шумоміра.

За характером спектру шум - широкосмуговий з безперервний спектром шириною більше октави; за тональною характеристикою постійний; за походженням - гідродинамічний.

Допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку і еквівалентні рівні звуку на робочих місцях приймаються за вимогами СН 32.23-85 і наведені в таблиці 3.4 .

Таблиця 3.4 - Допустимі рівні звукового тиску

Робоче місце	Рівні звукового тиску в октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
На постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Для зменшення рівня шуму до допустимого в цеху двигуни виконуються в металевому кожусі, а також виконують змащення, застосовують пластмасові деталі, використовують протишумні навушники, які закривають вушну раковину.

3.2.5 Виробничі вібрації

Вібрацією називають механічні коливання пружних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Загальна вібрація передається на тіло через опорні поверхні людини, що стоїть чи сидить (підшви ніг або сидниці).

Таблиця 3.5 - Допустимі рівні вібрації на постійних місцях

Вид вібрації	Октавні смуги з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація:	<u>1,3</u> 108	<u>0,45</u> 99	<u>0,22</u> 93	<u>0,2</u> 92	<u>0,2</u> 92	<u>0,2</u> 92	-	-	-	-
На постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях										

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, м/с 10^{-2} , знаменнику - логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Основними методами колективного віброзахисту є зниження вібрації шляхом дії на джерело виникнення: відстрочка від режиму резонанс; динамічне гасіння коливань, заміна конструктивних елементів уставок і будівельних конструкцій. Засоби індивідуального захисту діляться на засоби для ніг, рук та тіла працюючого.

3.3 Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують ССБТ «Пожежна безпека. Загальні вимоги». Типові правила пожежної безпеки для промислових підприємств і інструкції на окремих об'єктах.

Приміщення підстанції, поряд з якою встановлений трансформатор, за вибухонебезпечністю та пожежонебезпечністю відноситься до категорії Д - негорючі речовини і матеріали в холодному стані с зонами П-III.

Таблиця 3.6 - Мінімальні межі вогнестійкості та мінімальні межі розповсюдження полум'я по будівельних конструкціях.

	Стіни				Колони	Сходові клітини, балки, марші	Плити, настили та інші несучі конструкції, перекриття	Елементи перекриття	
	Несучі	Самонесучі	Зовнішні несучі	Внутрішні несучі				Плити настили і прогони	Балки, ферми
II	2/0	1/0	0,25/0	0,25/0	2/0	1/0	0,75/0	0,25/0	0,25/0

Найбільшу відстань до евакуаційного виходу визначаємо за об'ємом приміщення та ступені вогнестійкості будівлі.

В проектуваному приміщенні, відстань при щільності людського потоку в загальному проході, чол/м² наступна: до 1 - 100 м².

Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів показана в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 - Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів

Об'єм приміщення, тис. м ³	Категорія приміщення	Ступінь вогнестійкості будівлі	Кількість людей на 1 м ширини Евакуаційного виходу(дверей)
1,7	Д	II	100

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

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

ВИСНОВКИ

У рамках представленої бакалаврської кваліфікаційної роботи досягнуто вирішення поставлених задач, а саме:

- проведено розрахунок та оптимізацію районної електричної мережі. Дослідження включало ідентифікацію оптимальних схем електропостачання району та встановлення їхньої номінальної напруги. Також було здійснено вибір провідників для ліній електропередач, виконано розрахунки втрат напруги, проведено аналіз технічних характеристик та підбір основного обладнання підстанцій. З метою обґрунтування вибору найбільш раціонального варіанта мережі, було розраховано техніко-економічні показники. Окрім того, було виконано розрахунок та аналіз усталеного режиму функціонування електричної мережі;

- досліджено, що тепловізійний контроль є ключовим діагностичним інструментом для моніторингу стану електрообладнання в електричних мережах. Цей метод ґрунтується на реєстрації та аналізі інфрачервоного випромінювання, яке виділяється усіма об'єктами, що мають температуру вище абсолютного нуля. Оскільки будь-які несправності в електричних системах – чи то підвищений опір у контактних з'єднаннях, чи дефекти ізоляції – зазвичай супроводжуються локальним виділенням тепла, тепловізори дозволяють візуалізувати ці температурні аномалії, які є невидимими для людського ока.

Застосування тепловізійного контролю в електричних мережах надає низку значних переваг:

- 1) безконтактна та дистанційна діагностика: Дозволяє проводити обстеження без прямого контакту з обладнанням та без необхідності його відключення від мережі. Це значно підвищує безпеку персоналу та забезпечує безперервність електропостачання.

- 2) раннє виявлення дефектів: Дає змогу виявити потенційні несправності на ранніх стадіях, до того, як вони призведуть до серйозних аварійних ситуацій, пошкоджень або відмов обладнання.

3) підвищення надійності та безпеки: Регулярний моніторинг підтримує низький рівень дефектності елементів, що значно покращує надійність функціонування електричної мережі та знижує ризики пожеж чи електротравматизму.

4) оптимізація ремонтних робіт: Діагностика за фактичним станом обладнання дозволяє виконувати цільовий ремонт, уникаючи повної ревізії. Це скорочує обсяг, терміни та вартість робіт, а також мінімізує час простою обладнання.

5) економічна ефективність: Запобігання великим аваріям та оптимізація графіків ремонтів дозволяють значно знизити експлуатаційні витрати, пов'язані з неплановими відключеннями, ремонтом та заміною дорогого обладнання.

Незважаючи на значні переваги, варто враховувати певні особливості тепловізійного контролю:

1) Поверхневий характер вимірювань: Тепловізори вимірюють температуру лише поверхневого шару об'єкта. Внутрішні дефекти виявляються лише тоді, коли вони спричиняють достатні для реєстрації зміни температури на поверхні.

2) Вплив зовнішніх факторів: На точність вимірювань можуть впливати сонячна радіація, вітер, дощ, локальні забруднення та відблиски від інших джерел тепла. Для мінімізації цих впливів рекомендується проводити обстеження за відповідних погодних умов та сканувати об'єкти під різними кутами.

3) Необхідність кваліфікованого аналізу: Інтерпретація термограм вимагає глибоких знань конструкції обладнання, розуміння теплових процесів та наявності банку даних типових теплових досліджень і образів дефектів.

Таким чином, тепловізійний контроль є незамінним інструментом для забезпечення надійної та безпечної роботи електричних мереж, дозволяючи своєчасно виявляти та усувати потенційні несправності.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Повітряні лінії електропередач напругою 35 кВ і більше. Інструкція з експлуатації. – Київ: ГДК 34.20.502-97, 1995.
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. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 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. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідectво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.
9. СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і ПЛЕП засобами інфрачервоної техніки. Методичні вказівки, затверджені наказом Мінпаливенерго України від 15.02.07 №89.
10. Неня О.В. Сучасні тепловізори для спеціального та повсякденного застосування / О.В. Неня // Сучасна спеціальна техніка. – 2016. – № 4. – с. 108- 120

11. Протасов, А. Г. Технології теплового неруйнівного контролю [Електронний ресурс] : підручник / А. Г. Протасов, Ю. Ю. Лисенко ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 133 с..

12. Миндак, О.; Крижановський, О.; Гаврилюк, Ф.; Лесько, В.; Нетребський, В.. Інфрачервоний тепловізійний контроль обладнання електричних підстанцій. НТКП ВНТУ. Факультет електроенергетики та електромеханіки, Ukraine, jun. 2023. Available at: <<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2023/paper/view/18424>>. Date accessed: 01 Jun. 2025.

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

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

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

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

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

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

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

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

ДОДАТКИ

Назва роботи: «Застосування тепловізійного контролю електрообладнання в районних електричних мережах»

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

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

(прізвище, ініціали, посада)

StrikePlagiarism

StrikePlagiarism	
Оригінальність	88,4
Загальна схожість	11,6

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

Автор

Бернацкий Д.В.

(прізвище, ініціали)

Робота допущена до захисту

~~(підпис)~~

Вишневський С.Я

(прізвище, ініціали)

Эксперт

(за потреби)

(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б (обов'язковий)

Результати розрахунків в програмі "RVM - Hign" Результати розрахунку усталеного режиму та максимальних навантажень

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5800.0 год

Час втрат: 2859.6 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 65.284 МВт / 378.645 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 62.400 МВт / 361.920 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.979 МВт / 5.659 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.979 МВт / 5.659 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.098 МВт / 0.568 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.830 МВт / 2.372 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.928 МВт / 2.941 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.007 МВт / 8.599 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	фаза, град
8		-58.350	-44.901	115.000	0.00
1		0.000	0.000	113.887	-0.32
4		0.000	0.000	109.518	-1.24
5		0.000	0.000	106.902	-1.50
3		0.000	0.000	108.228	-1.46
2		0.000	0.000	112.304	-0.70
1101		5.867	2.673	10.588	-3.17
1102		0.000	0.000	10.588	-3.17
210		9.778	4.736	10.003	-7.16
3101		12.444	7.712	10.010	-4.11
3102		0.000	0.000	10.010	-4.11
410		7.822	4.007	10.162	-6.60
510		19.556	11.604	8.644	-19.50

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
8	1	27.200	19.918	27.046	19.576	0.154	0.341	0.169	1.115
1	4	21.137	17.386	20.592	16.390	0.542	0.992	0.139	4.393
4	5	12.705	12.577	12.458	12.219	0.246	0.356	0.094	2.628
5	3	-7.725	-9.916	-7.814	-10.045	0.088	0.128	-0.068	-1.328
3	2	-20.329	-17.808	-20.848	-18.757	0.517	0.945	-0.144	-4.103
2	8	-30.717	-24.022	-31.150	-24.983	0.431	0.957	-0.200	-2.704
3	3101	6.238	4.282	6.216	3.858	0.021	0.423	0.040	3.811
3101	3102	-6.221	-3.850	-6.221	-3.850	0.000	0.000	-0.421	-0.001
3	3102	6.243	4.274	6.221	3.850	0.021	0.423	0.040	3.805
1	1102	2.944	1.522	2.932	1.335	0.012	0.186	0.017	3.357
1102	1101	2.932	1.335	2.932	1.335	0.000	0.000	0.175	0.000

Результати розрахунку мінімальних навантажень

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5800.0 год

Час втрат: 2859.6 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 20.949 МВт / 121.502 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 20.592 МВт / 119.434 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.192 МВт / 0.549 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.192 МВт / 0.549 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.096 МВт / 0.554 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.081 МВт / 0.231 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.176 МВт / 0.785 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 0.467 МВт / 1.334 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	фаза, град
8		-20.949	-8.734	110.000	0.00
1		0.000	0.000	109.712	-0.15
4		0.000	0.000	108.550	-0.63
5		0.000	0.000	107.820	-0.80
3		0.000	0.000	108.135	-0.73
2		0.000	0.000	109.263	-0.34
1101		2.178	0.992	10.381	-1.27
1102		0.000	0.000	10.381	-1.27
210		3.630	1.758	10.198	-2.75
3101		4.620	2.863	10.221	-1.69
3102		0.000	0.000	10.221	-1.69
410		2.904	1.488	10.171	-2.57
510		7.260	4.308	10.968	-5.94

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
8	1	9.744	3.583	9.728	3.548	0.016	0.035	0.054	0.289
1	4	7.528	3.296	7.475	3.199	0.053	0.096	0.043	1.168
4	5	4.552	2.762	4.530	2.729	0.022	0.032	0.028	0.734
5	3	-2.793	-1.726	-2.799	-1.735	0.006	0.009	-0.018	-0.317
3	2	-7.456	-3.917	-7.507	-4.009	0.050	0.092	-0.045	-1.134
2	8	-11.159	-5.051	-11.205	-5.151	0.045	0.100	-0.065	-0.739
3	3101	2.311	1.488	2.308	1.432	0.003	0.056	0.015	1.312
3101	3102	-2.309	-1.429	-2.309	-1.429	0.000	0.000	-0.153	-0.000
3	3102	2.312	1.485	2.309	1.429	0.003	0.056	0.015	1.309
1	1102	1.090	0.522	1.088	0.495	0.002	0.027	0.006	1.201
1102	1101	1.088	0.495	1.088	0.495	0.000	0.000	0.066	0.000

Результати розрахунку післяаварійного режиму

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5800.0 год

Час втрат: 2859.6 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 69.447 МВт / 402.791 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 62.400 МВт / 361.920 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 6.243 МВт / 17.852 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 6.243 МВт / 17.852 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.088 МВт / 0.511 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.718 МВт / 2.052 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.806 МВт / 2.563 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 7.139 МВт / 20.415 млн.кВт*г (5.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	фаза, град
8		-55.580	-46.749	121.000	0.00
1		0.000	0.000	118.641	-0.55
4		0.000	0.000	108.407	-2.54
5		0.000	0.000	100.654	-3.64
3		0.000	0.000	98.191	-4.24
2		0.000	0.000	96.606	-4.77
1101		5.133	2.339	10.618	-2.83
1102		0.000	0.000	10.618	-2.83
210		8.556	4.144	9.616	-12.55
3101		10.889	6.748	10.296	-7.06
3102		0.000	0.000	10.297	-7.06
410		6.844	3.506	9.981	-7.29
510		17.111	10.153	8.212	-21.23

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
3	3101	5.460	3.771	5.440	3.375	0.020	0.395	0.039	3.915
3101	3102	-5.443	-3.369	-5.443	-3.369	0.000	0.000	-0.358	-0.000
3	3102	5.463	3.766	5.443	3.369	0.020	0.395	0.039	3.910
1	1102	2.574	1.298	2.565	1.168	0.009	0.130	0.014	2.776
1102	1101	2.565	1.168	2.565	1.168	0.000	0.000	0.153	0.000
1	1101	2.573	1.300	2.565	1.169	0.009	0.130	0.014	2.778
8	1	55.580	46.749	54.933	45.314	0.645	1.429	0.346	2.364
1	4	49.762	43.644	46.827	38.277	2.923	5.346	0.322	10.335
4	5	39.930	35.173	37.696	31.938	2.225	3.222	0.283	7.850
5	510	17.632	19.772	17.100	10.147	0.530	9.587	0.152	30.032
4	410	6.883	4.281	6.840	3.504	0.043	0.774	0.043	6.346

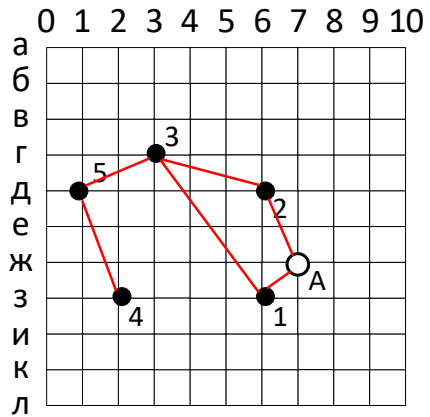
ДОДАТОК В
(обов'язковий)

ІЛЮСТРАЦІЙНА ЧАСТИНА

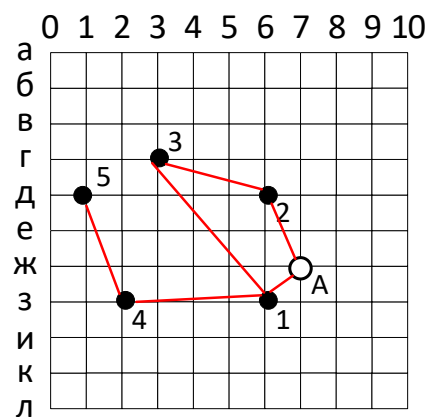
ЗАСТОСУВАННЯ ТЕПЛОВІЗІЙНОГО КОНТРОЛЮ
ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ В РАЙОННИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

ВАРІАНТИ СХЕМ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ

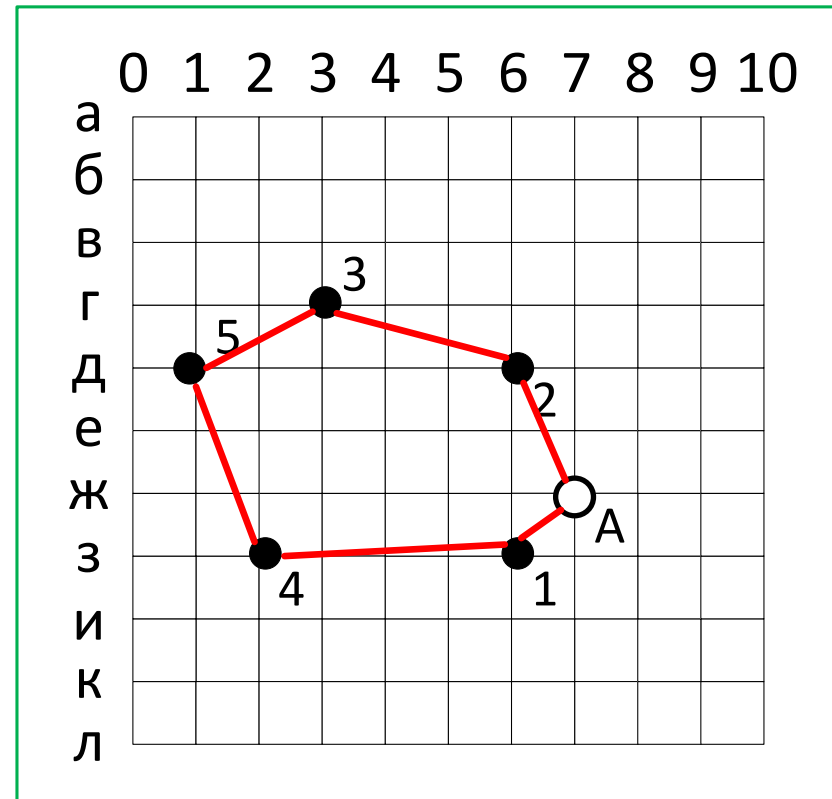
Варіант №2



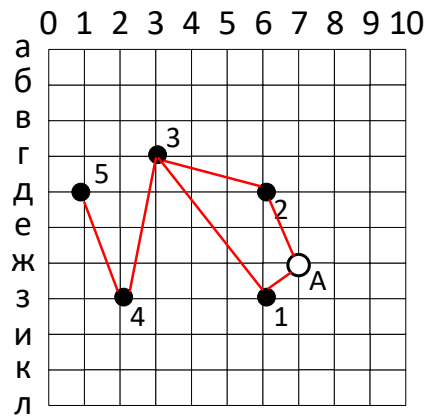
Варіант №3



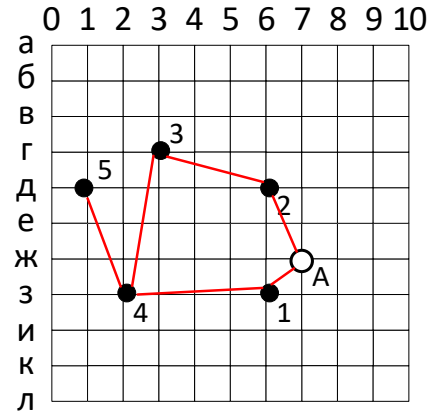
Варіант №1



Варіант №4

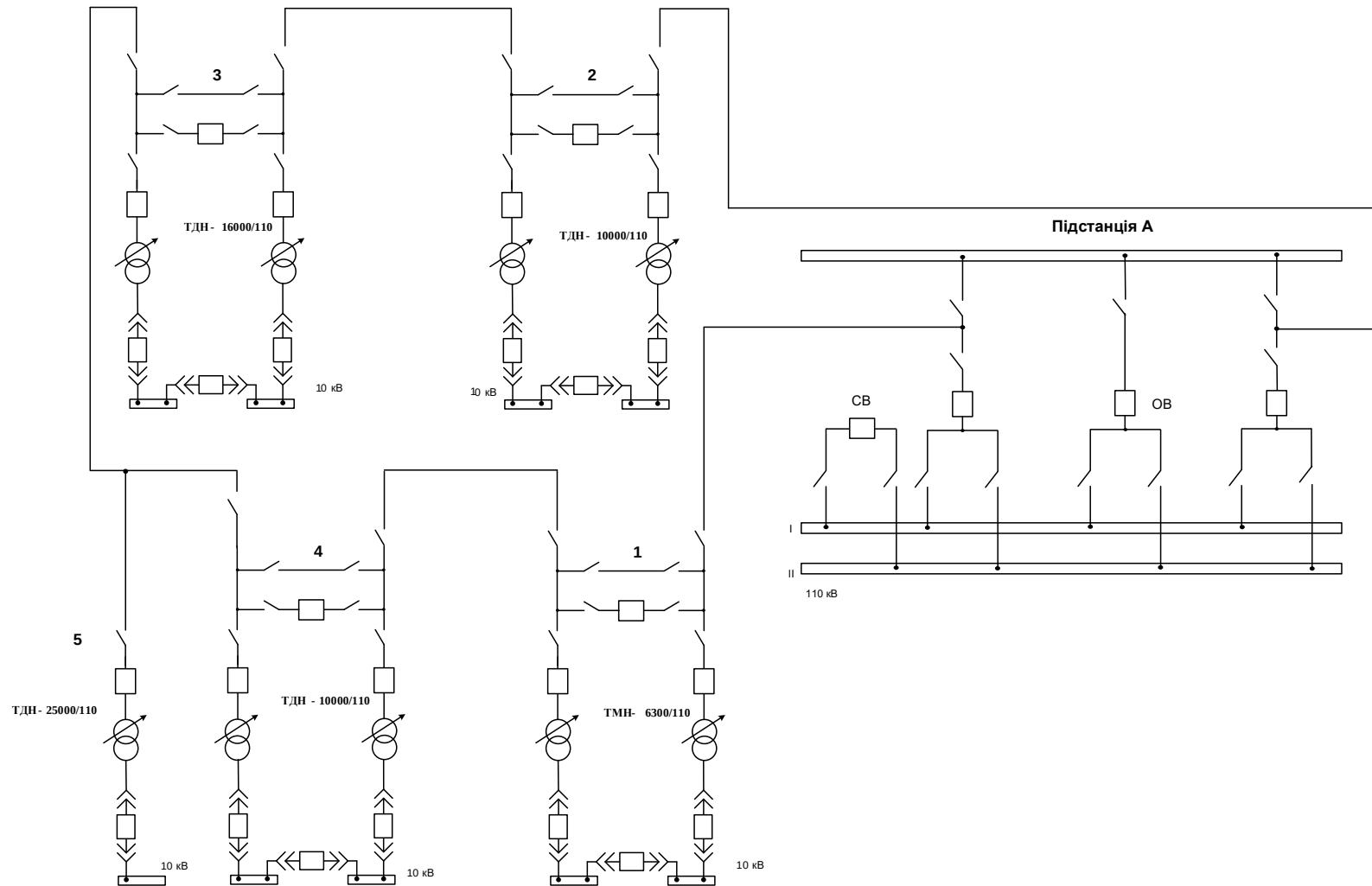


Варіант №5



ЕЛЕКТРИЧНА СХЕМА “РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ”

Оптимальний варіант №1



1. Принцип роботи тепловізора

Тепловізор — це прилад, що реєструє інфрачервоне (теплове) випромінювання об'єктів та перетворює його у видиме зображення. Інфрачервона енергія випромінюється всіма тілами, температура яких вища за абсолютний нуль. Чим вища температура — тим інтенсивніше випромінювання. Сучасні тепловізори оснащені матрицями з високою роздільною здатністю, вбудованим програмним забезпеченням для аналізу та збереження зображень, мають можливість передачі даних на комп'ютер та формування звітів.

2. Області застосування в енергетиці

Тепловізійний контроль у галузі енергетики застосовується в таких напрямках:

- Діагностика високовольтного обладнання підстанцій (перегрів контактів, обмежувачів напруги, вводів);
- Контроль стану трансформаторів (обмотки, охолодження, контакти);
- Перевірка з'єднань та розподільчих пристроїв (запобігання аваріям через ослаблення контактів);
- Моніторинг повітряних ліній (термоконтроль з дронів);
- Огляд електрощитового обладнання на підприємствах та в житлових будинках.

3. Переваги тепловізійної діагностики

Основні переваги застосування тепловізорів:

- Безконтактність: немає потреби знеструмлювати обладнання;
- Оперативність: миттєве виявлення потенційно небезпечних місць;
- Безпечність: обстеження здійснюється з безпечної відстані;
- Економічність: зниження витрат на аварійні ремонти;
- Документальність: можливість ведення архіву спостережень.



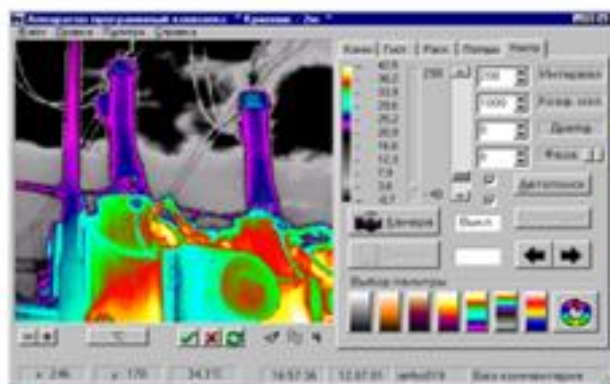


Рисунок 1 – Кольорове теплове зображення отримане програмним забезпеченням тепловізора

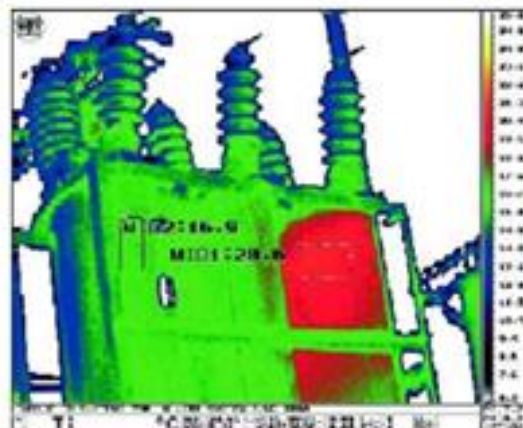


Рисунок 2 – Локальний нагрів на стінці бака масляного вимикача, фаза «А».

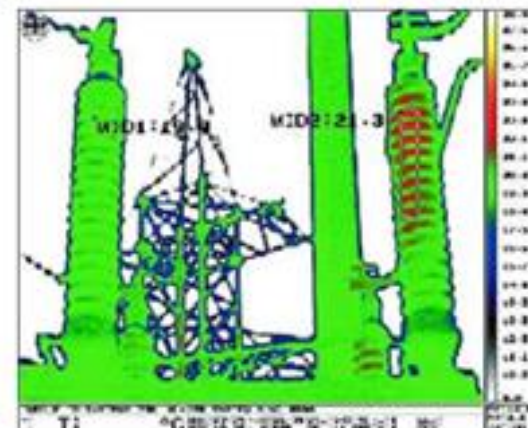


Рисунок 3 – Опорний ізолятор роз'єднувача ШР-110 Фаза «А». Імовірно зволоження внутрішньої поверхні порцеляни, збільшення струму витoku по внутрішній поверхні

Тепловізійний контроль дозволяє:

1. попередити виникнення аварійних ситуацій в електрообладнанні і тим самим підвищити надійність електропостачання споживачів;
2. значно знизити витрати на ремонти, оскільки пошкодження виявляються на ранніх стадіях;
3. оцінити дійсний стан електрообладнання з визначенням запасу його працездатності, що особливо актуально для обладнання, що відпрацювало 15 років і більше.