

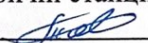
Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська дипломна робота на тему:

**Районна електрична мережа з аналізом особливостей
експлуатації силових трансформаторів**

Виконав: студент 4 курсу, групи 1ЕЕ-206
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні станції та системи»,
Ткачук О. В. 

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

«___» _____ 2024 р.

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

 Вабекло О.О.
«___» _____ 2024 р.

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

«17» 06 2024 р.

Вінниця ВНТУ 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«11» 12 2024 р.

З А В Д А Н Н Я

НА БАКАЛАВРСЬКУ ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Ткачуку Олександрову Володимировичу.

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Районна електрична мережа з аналізом особливостей експлуатації силових трансформаторів»

Керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Нетребський В. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 80

2. Термін подання студентом роботи — червня 2024 року

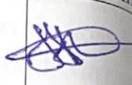
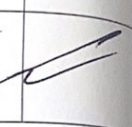
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи: 1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с. 2. «ПТЕ Технічна експлуатація електричних станцій та мереж.» 3. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с. 4. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: категорія по надійності нових споживачів - I, II, III; задані потужності 1-12 МВт, 2-11 МВт, 3-7 МВт.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Розрахунок та оптимізація електричної мережі. 2. Аналіз особливостей експлуатації силових трансформаторів. 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. Будова силових трансформаторів. 4. Недоліки силових трансформаторів. 5. Види випробувань.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання ви- дав	викона прийм
Спеціальна частина	Керівник роботи Нетребський В. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці	Кобилянський О.В. д.пед.н., професор, зав. каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання ета- пів роботи	
		початок	кінець
1	Формування та затвердження завдання БДР	21.01.2024	31.01.2024
2	Вступ. Огляд літературних джерел	01.02.2024	10.02.2024
3	Розрахунок та оптимізація електричної мережі (розділ 1 БДР)	11.02.2024	31.03.2024
4	Аналіз особливостей експлуатації сило- вих трансформаторів (розділ 2 БДР)	01.04.2024	30.04.2024
5	Охорона праці (розділ 3 БДР)	01.05.2024	10.05.2023
6	Формування висновків по роботі	11.05.2024	12.05.2024
7	Оформлення пояснювальної записки	13.05.2024	20.05.2024
8	Виконання графічної частини та оформ- лення презентації	21.05.2024	25.05.2024
9	Перевірка БДР на плагіат. Попередній за- хист БДР	26.05.2024	31.05.2024
10	Рецензування БДР	1.06.2024	10.06.2024
	Захист БДР	18.06.2024	21.06.2024

Студент

(підпис)

О. В. Тка

Керівник роботи

(підпис)

В.В Нетребський

АНОТАЦІЯ

Ткачук О. В. «Районна електрична мережа з аналізом особливостей експлуатації силових трансформаторів». Бакалаврська робота. – Вінниця: ВНТУ, 2024. – 85 с. Рис. 12, табл.25, бібліогр. 22.

У роботі проводиться аналіз районної електромережі напругою 110 кВ, включаючи її структуру, параметри та особливості. Детально було розглянуто конструкції силових трансформаторів, властивості їх елементів та досліджені особливості їх експлуатації.

ABSTRACT

O. V. Tkachuk "Regional electrical network with an analysis of the features of operation of power transformers." Bachelor work. – Vinnytsia: VNTU, 2024. – 85 p. Fig. 12, table 25, bibliography 22.

In the course of work, an analysis of the district power grid with a voltage of 110 kV is carried out, including its structure, parameters and features. The construction of power transformers, the properties of their elements and the peculiarities of their operation were examined in detail.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
1 РОЗРАХУНОК ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	6
1.1 Формування напрямків розвитку електромережі	6
1.2 Розрахунок потужностей навантажень	10
1.3 Розрахунок потоків потужності для вибору номінальної напруги схемах мережі	11
1.4 Вибір марки і площі перерізу проводів для ліній електропередач	14
1.5 Обґрунтування конкурентноздатних варіантів розвитку мережі	20
1.6 Баланс активних і реактивних потужностей в електромережі, вибір компенсуючих пристроїв.....	21
1.7 Вибір трансформаторів на підстанціях	26
1.8 Загально типові схеми розподільних пристроїв	27
1.9 Порівняння варіантів та вибір більш економічно вигідної схеми електромережі.....	30
1.10 Моделювання схем розвитку електромережі	35
1.11 Аналіз основних режимів роботи електромережі.....	37
1.12 Регулювання напруги.....	43
1.13 Розрахунок основних техніко-економічних показників новоствореної мережі	45
2 АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	48
3 ОХОРОНА ПРАЦІ	73
ВИСНОВКИ.....	84
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	85
ДОДАТОК А	88
ДОДАТОК Б.....	89
ДОДАТОК В	105

ВСТУП

Електричні мережі на сьогодні - це доволі складні інженерні комплекси, які забезпечують передачу електричної енергії численним промисловим і побутовим споживачам, процес їхнього проектування і монтажу повинен здійснюватись в суворій відповідності з чинними нормативними документами. При будівництві, реконструкції або модернізації мережі чи працюючої системи електроустановок обов'язковим етапом є розробка проектної документації.

У світі немає навіть одної галузі виробництва, що б не використовувала електричну енергію. А широке використання системи змінного струму стало можливе тільки після винаходу трансформатора. Трансформатори не тільки змінюють напругу до рівня, зручного для всіх частин електричного кола, а й зв'язують їх в одну єдину електричну систему.

Силові трансформатори являються основним електричним обладнанням електроенергетичних систем, які забезпечують передачу і розподіл електричної енергії змінного струму від електростанцій до споживачів. З допомогою трансформаторів напруга підвищується від генераторного до тих значень, які необхідні для електропередачі системою (від 35 до 750 кВ) та багатократного ступінчатого зниження напруги до значень, що використовуються вже безпосередньо у споживачів (0,23 – 0,4 кВ).

Потужність всіх силових трансформаторів є у 5-6 разів більшою ніж потужність генераторів, що виробляють електроенергію. Трансформатор є одним із найекономніших електричних пристроїв, оскільки його коефіцієнт корисної дії (ККД) є доволі високим: у силових трансформаторах невеликої потужності він складає десь 95%, а в трансформаторів потужністю у декілька мегавольт-ампер – до 99,5%. Не зважаючи на свою відносну простоту, трансформатор висуває ряд проблем, доволі складних, щоб звернути на себе увагу великої кількості експертів, зайнятих як в експлуатації енергетичних систем, так і у їх виробництві. Проектування сучасних силових трансформаторів здійснюється із багатовіковою і неослабною тенденцією до максимально великого використання активних матеріалів, спрощення технологічності, зменшення маси і зменшення розмірів. З ростом потужності трансформатора і його габаритів,

ростуть поля розсіяння і зумовлені ними втрати в його обмотках, у зовнішніх листах магнітопроводу, а також інших металевих елементах конструкції трансформатора. У існуючих на сьогодні трансформаторах втрати в результаті утворення полів розсіяння здатні перевищувати омичні втрати в обмотках. **Отже**, дослідження районної електричної мережі з аналізом особливостей експлуатації силових трансформаторів є **актуальною науково-прикладною задачею**.

Метою даної роботи є особливості використання силового обладнання, а саме силового трансформатора в електроенергетиці.

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

- 1) розробка та аналіз параметрів та структури районної електричної мережі з напругою 110 кВ;
- 2) проаналізовано загальні відомості про силові трансформатори;
- 3) визначені електротехнічні характеристики силових трансформаторів;
- 4) вивчено способи діагностування силових трансформаторів.

Об'єктом дослідження є електрична мережа з силовими трансформаторами.

Предметом дослідження є особливості експлуатації силових трансформаторів.

1 РОЗРАХУНОК ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Формування напрямків розвитку електромережі

Вибір схем електропостачання

Аналіз та розрахунок вхідної електричної мережі (рисунк 1.1) проводиться із метою відбору із наявної існуючої мережі, найоптимальніших за певним критерієм вузлів живлення для 3 нових споживачів електричної енергії (Н1, Н2, Н3). Критерієм вибору цих вузлів може бути:

- підвищена напруга;
- менша відстань до нових вузлів споживання;
- менша відстань до джерела генерування живлення району – вузлів 100, 200.

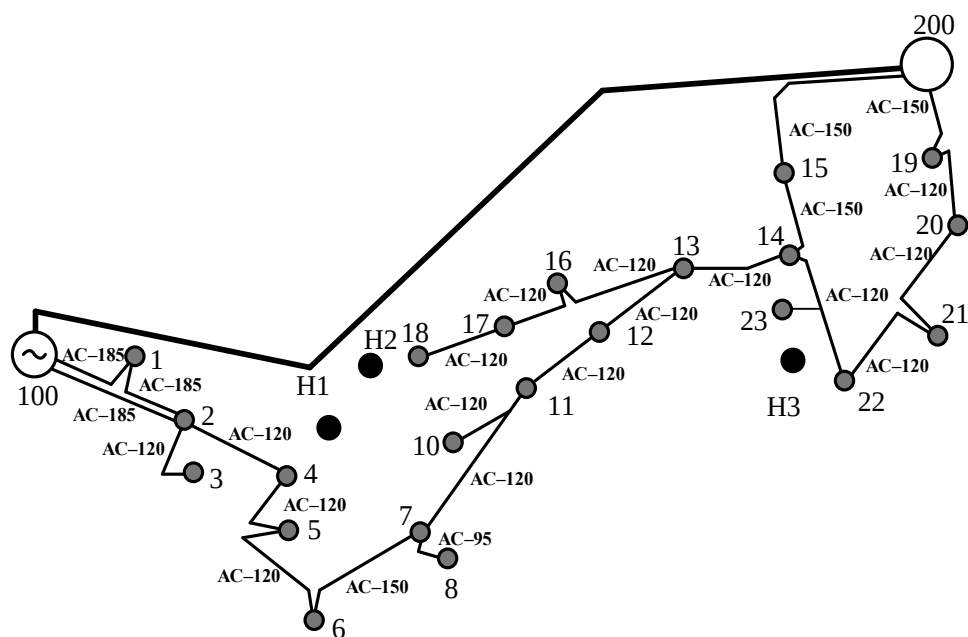


Рисунок 1.1 – Вхідна електрична мережа 110 кВ

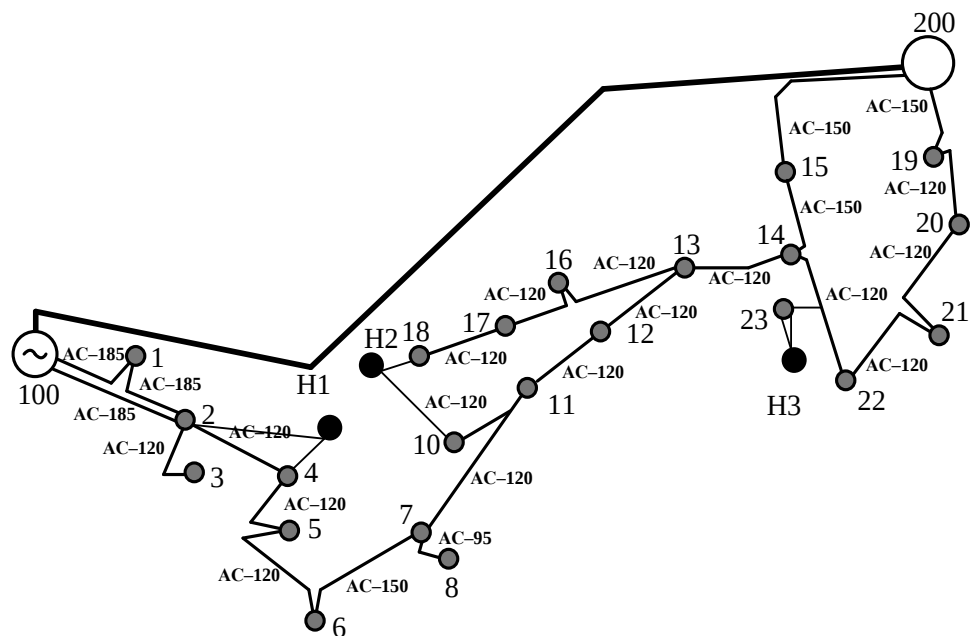
Розрахунок буде проводитись у програмному комплексі “Втрати – 110”. Даний програмний комплекс дає можливість на основі заданої інформації про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх

кількість та тип) провести математичний розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі напругою 110 кВ.

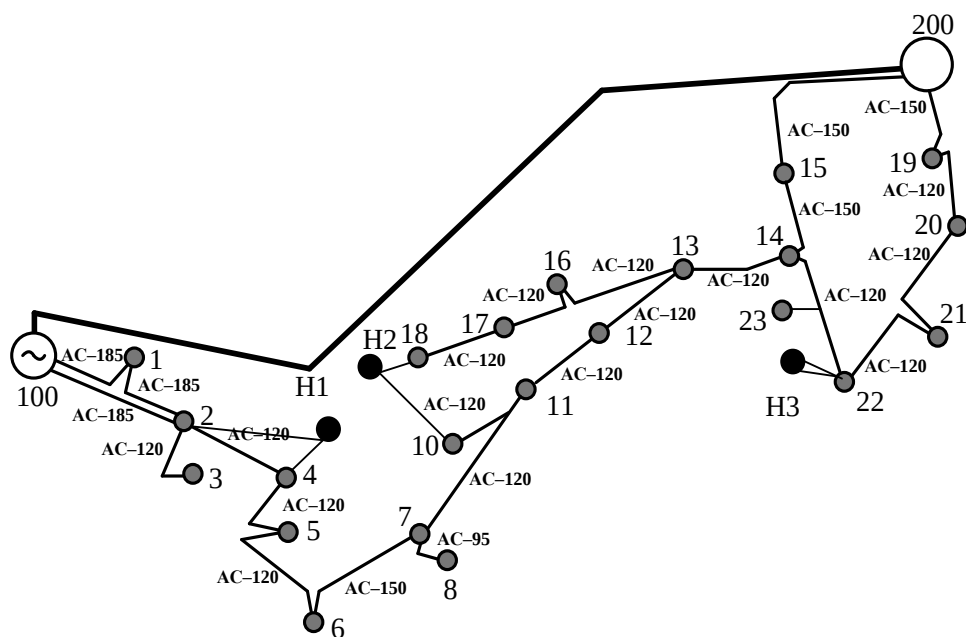
Вибір економічно вигідних схем і номінальної напруги мережі є одним з основних завдань роботи.

Схема ел. мережі та її номінальна напруга знаходяться у тісному техніко-економічному взаємозв'язку. Так будь-яка зміна схеми мережі може призвести до необхідної зміни номінальної напруги електричної мережі в цілому або її окремих частин. Також є місце і оберненій залежності схеми мережі та номінальної напруги мережі. Через це вибір схеми та номінальної напруги ел.мережі мають проводитись одночасно. В наш час при проектуванні електромереж метод варіантного порівняння на підґрунті техніко-економічного розрахунку загальними витратами є найбільш поширеним.

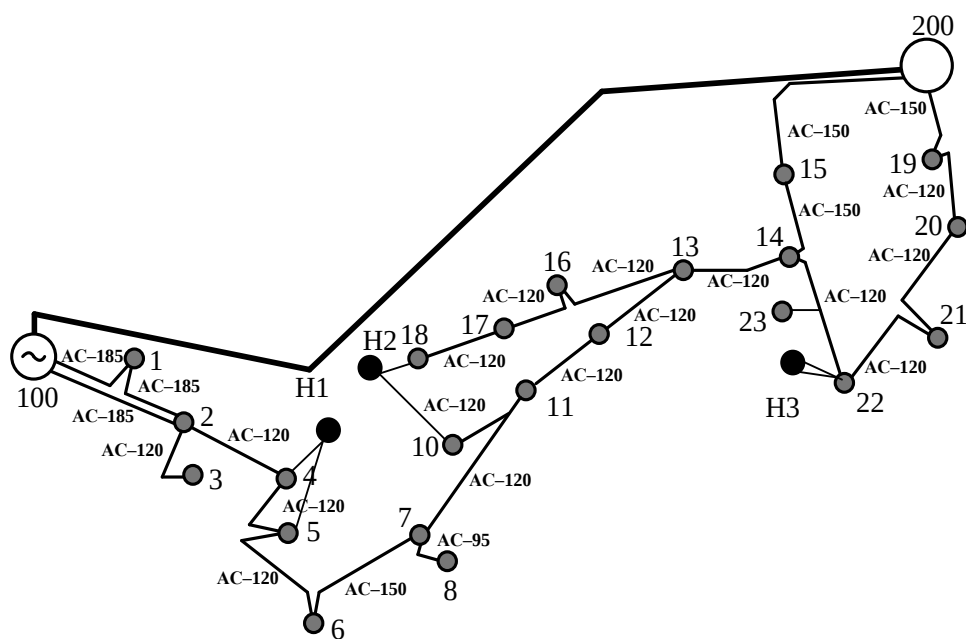
На основі вимог до схем електропостачання пропонується 3 варіанти схем (рисунк 1.2) розвитку електричної мережі.



а) – Варіант №1



б) – Варіант №2



в) – Варіант №3

Рисунок 1.2 – Схеми розвитку електричної мережі

Розрахунок довжин ділянок мережі.

Довжини ділянок мережі визначаються за формулою:

$$l = 1,1 \cdot m_l \cdot L, \quad (1.1)$$

де 1,1 – коефіцієнт нелінійності траси;

m_l – масштаб;

L – довжина на карті.

Розрахуємо довжини ділянок для ймовірних варіантів ліній електропередавання.

Для лінії 100-НЗ довжина складе:

$$l = 1,1 \cdot 13 \cdot 1,8 = 25,74 \text{ (км)}.$$

Для інших ліній розрахунок виконується аналогічно. Результати розрахунків наведені в таблиці 1.1

Таблиця 1.1 – Довжини ділянок електромережі

Ділянка	Довжина, мм	Довжина, км
Н1-2	1,8	25,74
Н1-4	0,6	8,58
Н2-10	1,2	17,2
Н2-18	0,4	5,72
Н3-23	0,4	5,72
Н3-22	0,5	7,15
Н1-5	1,2	17,2

В даному підрозділі було створено 3 варіанти схем розвитку електромереж на основі вимог до схем і також розраховано довжини ділянок ел.мережі.

1.2 Розрахунок потужностей навантажень

За відомими на даний момент формулами і знаючи величину активних потужностей навантажень P_i та коефіцієнтів $\cos(\varphi_i)$ можливо визначити значення реактивної Q_i та повної S_i потужностей у вузлах споживання:

$$S_i = \frac{P_i}{\cos \varphi_i}; \quad (1.2)$$

$$Q_i = \sqrt{S_i^2 - P_i^2}. \quad (1.3)$$

Наприклад, для пункту Н1 становить:

$$S_1 = \frac{12}{0.91} = 13,18 \text{ (MBA)}.$$

Відповідно

$$Q_1 = \sqrt{13,18^2 - 12^2} = 5,45 \text{ (MVar)}.$$

Таким самим чином визначаємо значення Q і S для решти вузлів. Дані заносимо в таблицю 1.2.

Таблиця 1.2 – Потужності навантажень

Вузол	Потужність			$\cos \varphi_i$
	$P, \text{ MBm}$	$Q, \text{ MVar}$	$S, \text{ MBA}$	
Н1	12	5,45	13,18	0,91
Н2	11	6,81	12,94	0,85
Н3	7	4,72	8,443	0,83

У цьому розділі були розраховані реактивні та повні потужності у нових вузлах споживання.

1.3 Розрахунок потоків потужності для вибору номінальної напруги схемах мережі

Розрахунок потоків потужностей по лініям

Потужності на всіх ділянках електромережі визначаються за умови, що мережа є однорідною ($Z_0 = \text{const}$). Тобто, для всіх варіантів запропонованих схем визначаються потоки потужностей по лініях без урахування втрат по потужності.

Розрахуємо потокорозподіл для схеми варіанту №1. При розрахунку потокорозподілу на частині 2-Н1-4, розглянемо її, як схему з двостороннім живленням з однаковою напругою у вузлах живлення.

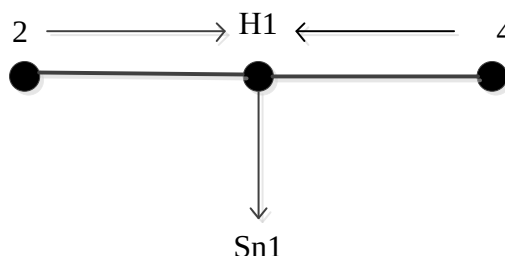


Рисунок 1.3 – Схема мережі для розрахунку потокорозподілу

Розрахуємо потокорозподіл нових ділянок за наступним виразом:

$$S_{n \ n-1} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} S_k l_{1k}}{l_{\Sigma}}, \quad (1.4)$$

де S_k - це повна потужність к-го навантаження по шляху;

l_{1k} - це довжини ділянок від к-го вузла до 3 відповідно;

l_{Σ} - це сума довжин ділянок кільцевої мережі.

Тому, потужність ділянки Н1-4 дорівнює:

$$S_{H1-4} = \frac{S_{H1} \cdot l_{H1-2}}{l_{H1-2} + l_{4-H1}};$$

$$S_{H1-4} = \frac{25,74 \cdot (12 + j5,45)}{25,74 + 8,58} = 9 + j4,087 \text{ (MVA)}.$$

Для ділянки 2-Н1 маємо:

$$S_{2-H1} = \frac{S_{H1} \cdot l_{H1-4}}{l_{H1-4} + l_{2-H1}};$$

$$S_{2-H1} = \frac{8,58 \cdot (12 + j5,45)}{25,74 + 8,58} = 3 + j1,363 \text{ (MVA)}.$$

Із балансу потужностей у вузлах, знаходиться значення потужностей усіх інших ділянок.

Результати розрахунку для всіх ділянок решти варіантів наведені у таблиці 3.1.
Для перевірки розрахунків використовуємо умову:

$$S_1 = S_{4-H1} + S_{H1-2}.$$

Отже,

$$12 + j5,45 = 9 + j4,087 + 3 + j1,363.$$

Вибір номінальної напруги

Економічно доцільний рівень напруги залежить від багатьох чинників: потужності, навантажень, їх відстані від джерела живлення, розташування один проти одного, обраної конфігурації електромережі, засобів регулювання напруги і т.д.

$$U_{ij} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}, \quad (1.5)$$

де l_{ij} – довжина ділянки мережі, км;

P_{ij} - активна потужність ділянки ланцюга.

Для прикладу розраховується напруга ділянки 4-Н1 першого варіанту:

$$U_{4-H1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{25.74} + \frac{2500}{3}}} = 34.244 \text{ (кВ)}.$$

Таблиця 1.3 – Результати розрахунку поточкорозподілу та вибору номінальної напруги

№ Сх.	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	P_L , МВт	Q_L , МВАр	S_L , МВА	$U_{розр}$, кВ	$U_{ном}$, кВ
1	Н1-2	25,74	1	3	1,363	3,295	34,244	110
	Н1-4	8,58	1	9	4,087	9,885	54,55	110
	Н2-10	17,2	1	2,745	1,7	3,229	32,62	110
	Н2-18	5,72	1	8,255	5,11	9,709	50,62	110
	Н3-23	5,72	2	7	4,72	8,443	47,428	110
2	Н1-2	25,74	1	3	1,363	3,295	34,244	110
	Н1-4	8,58	1	9	4,087	9,885	54,55	110
	Н2-10	17,2	1	2,745	1,7	3,229	32,62	110
	Н2-18	5,72	1	8,255	5,11	9,709	50,62	110
	Н3-22	7,15	2	7	4,72	8,443	48,339	110
3	Н1-4	8,58	1	8,006	3,636	8,793	51,95	110
	Н1-5	18,15	1	3,994	1,814	4,387	39,118	110
	Н2-10	17,2	1	2,745	1,7	3,229	32,62	110
	Н2-18	5,72	1	8,255	5,11	9,709	50,62	110
	Н3-22	7,15	2	7	4,72	8,443	48,339	110

Частини кільцевої мережі виконують на одну напругу - номінальну напругу частини - де вона виявилася найбільшою. Оскільки нові вузли споживання електричної енергії підключаються вже до другої мережі, в кожному із вузлів якої встановлені трансформатори на певну напругу, то при виборі номінальної напруги необхідно ще враховувати і цей факт.

Отже приймаємо номінальну напругу цієї лінії 110 кВ.

1.4 Вибір марки і площі перерізу проводів для ліній електропередач

Вибір поперечного перерізу проводів для ліній 35–750 кВ проводиться за економічними інтервалами. В відповідності до такого методу вибір перерізу проводять за розрахунковим струмом навантаження одного із ланцюгів лінії $I_{розр}$, який визначають за виразом:

$$I_{розр} = \alpha_1 \cdot \alpha_T \cdot I_{\Sigma(5)} / n_{\lambda}, \quad (1.6)$$

де α_1 – коефіцієнт, що враховує зміну навантаження лінії по роках її експлуатації;

α_T – коефіцієнт, який враховує кількість годин використання максимального навантаження лінії $T_{нб}$ та коефіцієнт її попадання у максимум навантаження енергетичної системи K_m ;

$I_{\Sigma(5)}$ – сумарний струм, який відповідає максимальному навантаженню лінії в 5-ий рік її використання;

n_{λ} – кількість ланцюгів лінії.

Відповідно до рекомендацій для ліній 35–220 кВ значення α_1 може прийматись рівним 1,05, що відповідає математичному сподіванню цього коефіцієнта в області найбільших темпів росту навантаження. Значення коефіцієнта α_T для ліній 35–220 кВ при $K_m=1$ становить при $T_{нб} < 4000$ – 0,8; при $4000 < T_{нб} < 6000$ – 1,0; $T_{нб} > 6000$ – 1,3.

Отримане значення $I_{розр}$ порівнюють зі значеннями граничних економічних навантажень для різних значень перерізів проводів $F_{(i-1)}$, F_i , $F_{(i+1)}$, що підбираються для техніко-економічного розрахунку.

При виконанні умови: $I_{розр} < I_{зр(i-1)}$ вибирається поперечний переріз F_{i-1} ;

$I_{зр(i)} > I_{розр} > I_{зр(i-1)}$ – вибирається переріз F_i ;

$I_{зр(i+1)} > I_{розр} > I_{зр(i)}$ – вибирається переріз F_{i+1} .

Значення $I_{гр}$ [4] подаються в залежності від номінальної напруги лінії, різновиду опор (одно- або дволанцюгові), матеріалу виготовлення опор (залізобетон, сталь) і району погодних умов з ожеледі (1–4) для України та інших держав. Оскільки в вихідних даних роботи відсутні дані про умови вибору та матеріалу опор, то рекомендується для усіх ліній мережі, що проектується, використовувати опори з одних матеріалів (або залізобетонні, або металеві; дерев'яні опори в наш час майже не використовуються). У випадках, коли наприклад, дві лінії передбачається спорудити по одній трасі, рекомендують використовувати дволанцюгові опори, в інших випадках – одноланцюгові. Якщо у роботі для будь-якої ділянки ел.мережі значення $I_{розр}$ перевищуватиме граничний економічний струм для найбільш максимального перерізу проводів F_{max} ліній даної номінальної напруги $I_{гр.ек.мах}$, то потрібно виявити доцільність варіанту спорудження даної лінії з перетином F_{max} та її експлуатації із гіршими техніко-економічними показниками (коли, $I_{розр} > I_{гр.ек.мах}$) у порівнянні із варіантами її покращення – переводом на підвищену напругу або спорудженням додаткових ланок.

Разом з цим при виконанні дипломного проектування внаслідок обмеженого часу виконання, розглядати варіанти із числом ланок на окремих ділянках більше аніж дві не рекомендується, якщо є інші варіанти, де на таких самих ділянках при такій же самій номінальній напрузі умова $I_{розр} > I_{гр.ек.мах}$ виконується.

Для магістральних ліній із перехідними відгалуженнями по потужностям вибір перерізу проводів на кожній із частин між підстанціями проводиться за відповідним їм розрахунковим струмом. Проте у випадках, коли розрахункові струми сусідніх ділянок потрапляють у суміжні економічні інтервали, допускають вибір однакового перерізу для цих ділянок, що відповідає ділянці із найбільшою довжиною.

Виходячи з того, що механічний розрахунок сталевобалюмінієвих проводів не входить в завдання даної роботи, то марка проводу вибирається відповідно із проектною практикою.

Проведемо розрахунок для вибору марки та площі перерізу проводів лінії між вузлами 2 та Н1 варіанту №1:

$$I_{\max_{ij}} = \frac{|S_{ij}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (1.7)$$

$$I_{\max(2-H1)} = \frac{|S_{2-H1}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}};$$

$$I_{\max(3-H1)} = \frac{3,295}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,017 \text{ (кА)}.$$

Згідно з формулою (4.1) розрахунковий струм лінії 2-Н1 ($\alpha_T = 1$, оскільки $T_{нб} = 5400$ годин, $\alpha_i = 1,05$):

$$I_{роз(3-H1)} = 1 \cdot 1,05 \cdot 17 = 18,7 \text{ (А)}.$$

Оберемо лінію електропередавання із наступними параметрами:

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одноланцюгові;
- матеріал опор – залізобетон;
- район ожеледі – VI;
- район по натиску вітру – III;
- марка та переріз проводу – АС-70/11.

Для інших ліній електропередавання розрахунок виконуємо аналогічно, результати для усіх варіантів наведені в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Результати вибору марки та площі перерізу проводів

№ Сх.	Ділянка мережі	n	$P_{л},$ МВт	$Q_{л},$ МВАр	$S_{л},$ МВА	$I_{роз},$ А	$I_E,$ А	$F,$ мм ²	Марка проводу
1	Н1-2	1	3	1,363	3,295	18,7	55	70	АС-70/11
	Н1-4	1	9	4,087	9,885	57,2	135	120	АС-120/19
	Н2-10	1	2,745	1,7	3,229	18,6	55	70	АС-70/11
	18-Н2	1	8,255	5,11	9,709	56,1	135	120	АС-120/19
	Н3-23	2	7	4,72	8,443	48,4	55	70	АС-70/11

Продовження таблиці 1.4 – Результати вибору марки та площі перерізу проводів

2	H1-2	1	3	1,363	3,295	18,7	55	70	АС-70/11
	4-H1	1	9	4,087	9,885	57,2	135	120	АС-120/19
	H2-10	1	2,745	1,7	3,229	18,6	55	70	АС-70/11
	18-H2	1	8,255	5,11	9,709	56,1	135	120	АС-120/19
	H2-22	2	7	4,72	8,443	48,4	55	70	АС-70/11
3	H1-4	1	8,006	3,636	8,793	50,6	55	70	АС-70/11
	5-H1	1	3,994	1,814	4,387	25,3	55	70	АС-70/11
	H2-10	1	2,745	1,7	3,229	18,6	55	70	АС-70/11
	18-H2	1	8,255	5,11	9,709	56,1	135	120	АС-120/19
	H2-22	2	7	4,72	8,443	48,4	55	70	АС-70/11

Отримані значення втрат напруги не мають перевищувати 20% від номінального (за ПУЕ). Якщо ці умови задовольняються, то умовно припускають, що пристрої РПН (регулювання під напругою) двохобмоткових трансформаторів можуть забезпечити на шинах 10 кВ напругу, у відповідності із принципами зустрічного регулювання. Але якщо воно не задовольняється, то даний варіант мережі може бути виключений із подальшого розгляду як техніко-неконкурентно спроможний.

Здійснимо перевірку обраних перерізів на прикладі ділянки 2-H1-4 схеми варіанту №1. Найбільш завантаженою в цій частині електромережі є вітка 4-H1, тому припустимо, що саме на ній сталася аварія і дана лінія відключена. Потокорозподілення на ділянці 2-H1 буде визначатися як у радіальній мережі:

$$I_{\max(2-H1)} = \frac{|S_{2-H1}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (1.8)$$

$$I_{\max(2-H1)} = \frac{|12 + j5,45|}{\sqrt{3} \cdot 121} = 0,063 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{роз}(2-H1)} = 1 \cdot 1,05 \cdot 63 = 31,5 \text{ (А)}.$$

Порахуємо значення струму на цій ділянці та порівняємо з допустим тривалим струмом для відповідної марки проводу:

$$31,5 (A) < 270 (A).$$

Як видно з порівняння, обрані марки і перерізи проводів здатні витримувати післяаварійний режим. Тому потреби у збільшенні перерізу проводу немає.

Результати перевірки проводів у післяаварійному режимі інших ліній електропередавання для решти варіантів наведені в таблиці 1.5. У таблиці 1.6 представлено основні технічні параметри вибраних проводів. Як видно із результатів розрахунку усі вибрані лінії витримали післяаварійний режим, адже на стадії вибору вже були вибрані із запасом.

Таблиця 1.5 – Результати перевірки вибраних проводів у післяаварійному режимі

№ Сх.	Ділянка мережі	<i>n</i>	<i>P_{л п.а.}</i> , <i>МВт</i>	<i>Q_{л п.а.}</i> , <i>МВАр</i>	<i>S_{л п.а.}</i> , <i>МВА</i>	<i>I п.а.</i> , <i>МВА</i>	<i>I_{доп.}</i> , <i>А</i>	<i>F</i> , <i>мм²</i>
1	H1-2	1	12	5,45	13,18	31,5	265	70
	H1-4	1	0	0	0	0	390	120
	H2-10	1	2,745	1,7	3,229	7,57	265	70
	H2-18	1	8,255	5,11	9,709	23,1	390	120
	H3-23	1	12	4,72	8,443	20	265	70
2	H1-2	1	3	1,363	3,295	8	265	70
	H1-4	1	9	4,087	9,885	23,55	390	120
	H2-10	1	11	6,81	12,94	31	265	70
	H2-18	1	0	0	0	0	390	120
	H3-22	2	7	4,72	13,978	20	265	70
3	H1-4	1	0	0	0	0	265	70
	H1-5	1	12	5,45	13,18	31,5	265	70
	H2-10	1	2,745	1,7	3,229	37,596	265	70
	H2-18	1	8,255	5,11	9,709	8,985	265	70
	H3-22	2	7	4,72	8,443	2	390	120

Таблиця 1.6 – Основні тех.параметри вибраних проводів

№ Сх.	Ділянка мережі	n	Дов- жина ділян- ки, км	F , мм^2	Марка проводу	r_0 , Ом	x_0 , Ом	b_0 10^{-6} , См	R , Ом	X , Ом	$B/2$ 10^{-6} , См
1	H1-2	1	25,74	70	АС-70/11	0,46	0,34	2,55	11,84	8,75	32,815
	H1-4	1	8,58	120	АС-120/19	0,27	0,3	2,66	2,31	2,574	11,41
	H2-10	1	17,2	70	АС-70/11	0,46	0,34	2,55	7,912	5,848	21,93
	H2-18	1	5,72	120	АС-120/19	0,27	0,3	2,66	1,544	1,716	7,6076
	H3-23	2	5,72	70	АС-70/11	0,46	0,34	2,55	2,631	1,944	7,293
2	H1-2	1	25,74	70	АС-70/11	0,46	0,34	2,55	11,84	8,75	32,815
	H1-4	1	8,58	120	АС-120/19	0,27	0,3	2,66	2,31	2,574	11,41
	H2-10	1	17,2	70	АС-70/11	0,46	0,34	2,55	7,912	5,848	21,93
	H2-18	1	5,72	120	АС-120/19	0,27	0,3	2,66	1,544	1,716	7,6076
	H3-22	2	7,15	70	АС-70/11	0,46	0,34	2,55	3,289	2,431	9,116
3	H1-4	1	8,58	70	АС-70/11	0,46	0,34	2,55	2,31	2,574	11,41
	H1-5	1	18,15	70	АС-70/11	0,46	0,34	2,55	8,349	6,171	23,314
	H2-10	1	17,2	70	АС-70/11	0,46	0,34	2,55	7,912	5,848	21,93
	H2-18	1	5,72	120	АС-120/19	0,27	0,3	2,66	1,544	1,716	7,6076
	H3-22	2	7,15	70	АС-70/11	0,46	0,34	2,55	3,289	2,431	9,116

В даному підрозділі було вибрано марки і площі перерізу проводів ліній електропередавання. Було визначено розрахунковий струм ліній, поточкорозподілення для кожної із ділянок, а також проведено перевірку вибраних перерізів у післяаварійному режимі. Одержані результати було занесено у відповідні таблиці.

1.5 Обґрунтування конкурентноздатних варіантів розвитку мережі

Наступним етапом стане визначення максимальних втрат напруги. Визначення втрат напруги буде показано на прикладі ділянки мережі варіанту №1 Н1-4.

Втрати напруги у вітці Н1-4 ($U_{n.a.}=121$ кВ):

$$\Delta U_{H1-4} = \frac{P_{H1-4} \cdot R_{H1-4} + Q_{H1-4} \cdot X_{H1-4}}{U_{n.a.}}; \quad (1.9)$$

$$\Delta U_{H3-100} = \frac{20,79 + 10,51}{121} = 0,258 \text{ (кВ)};$$

$$U_{H1} = U_{n.a.} - \Delta U_{H1-4} = 121 - 0,258 = 120,742 \text{ (кВ)}.$$

Визначимо відхилення напруги:

$$\delta U_{H1} = \frac{U_n - U_{H1}}{U_n} \cdot 100\%; \quad (1.10)$$

$$\delta U_{H3} = \frac{110 - 120,742}{110} \cdot 100\% = -9,765\%.$$

Отже, після визначення, відхилення напруги не перевищує номінальну напругу більше ніж на 20%. Для решти варіантів розрахунок виконується за таким же способом, а результати розрахунку введені в таблиці 1.7. Також крім результатів по максимальним втратам напруги в даній таблиці також наведена інформація про кількість вимикачів та загальну довжину ліній для усіх запропонованих варіантів розвитку електромережі 110 кВ. За цими показниками вартості спорудження нових мереж можливо попередньо відкинути один заздалегідь відомий дорожчий варіант.

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

№ схеми	$\delta U_{норм.}, \%$	Кількість вимикачів	$l_{нов}, км$
1	-9,765	10	62,96
2	-9,745	10	64,39
3	-9,745	10	55,85

При інших майже рівних показниках перевага надається тим варіантам, в яких електроенергія передається по найбільш коротких лініях від джерела постачання до пунктів її споживання і в які мають найменші втрати напруги.

Проаналізувавши таблицю 1.7 дійдемо висновку, що для подальшого розгляду буде доцільно залишити схеми варіантів №1 та №3, як такі, які мають найменшу загальну довжину ліній електропередавання та кількість вимикачів.

1.6 Баланс активних і реактивних потужностей в електромережі, вибір компенсуючих пристроїв

Джерела активної потужності в будь-яку мить сталого режиму мають генерувати у систему стільки електроенергії, скільки в цей потрібно всім споживачам, враховуючи усі втрати в електромережі, тобто баланс активних потужностей за незмінною частотою $f = f_{ном}$ записують як:

$$P_r = K \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} + \Delta P, \quad (1.11)$$

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

Реактивна потужність, що надходить від підстанції визначається:

$$Q_r = P_r \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_r). \quad (1.12)$$

Приблизний огляд споживання реактивної потужності, а ще орієнтовний вибір потужності, типів та розташування компенсуючих установок у електричній мережі потрібно проводити до техніко-економічного порівняння варіантів розвитку схеми мережі.

Компенсація реактивної потужності може істотно впливати на значення повних навантажень підстанцій, а відповідно, і на вибір потужності трансформаторів, переріз проводів ліній, на втрати напруги, потужності і енергії в мережі. У кінцевому підсумку вибір потужності компенсуючих пристроїв, їх розміщення на підстанціях мережі впливає на оцінку технічних і техніко–економічних показників варіантів схеми мережі і, отже, може впливати на вибір раціональної номінальної напруги і схеми мережі, яка проектується.

Балансу реактивної потужності в системі має відповідати рівняння:

$$Q_{\Gamma} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij} + \sum_{i=1}^K Q_{KPi} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{ni} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}, \quad (1.13)$$

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

$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}$ – сумарні втрати реактивної потужності в лініях;

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

$\sum_{i=1}^K Q_{KPi}$ – реактивна потужність додаткових джерел реактивної потужності

(компенсуючих пристроїв – КП);

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

Таким чином, сумарна реактивна потужність, яка необхідна для електропостачання району, складається із реактивного навантаження споживачів у заданих пунктах і втрат реактивної потужності в лініях і трансформаторах (автотрансформаторах) мережі.

Реактивну потужність, що використовують по району у цілому, визначають за сумою відповідно до навантажень в різних пунктах з врахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень, що орієнтовно рівний 0,95. Втрати реактиву в індуктивних опорах повітряних ліній у середньому становлять $(1\div 2)\%$ – при 35 кВ, $(4\div 6)\%$ – при 110 кВ, по модулю повної потужності, що передається по лініям.

Втрати реактиву в трансформаторах при кожній із трансформацій становлять приблизно $(8\div 12)\%$ від повної потужності навантаження. Через це, для оцінювання величини втрати реактивної потужності в силових трансформаторах потрібно врахувати можливе число трансформацій потужності для навантаження кожного із пунктів. Якщо розрахунок балансу реактивної потужності створюється, виходячи із даного номінального коефіцієнта потужності генераторів електросистеми, потрібно враховувати втрати реактивної потужності при трансформаціях на електричних станціях, а також і на понижувальних підстанціях району, який проектується. Оскільки певну частину реактивної потужності доцільно виробляти децентралізовано за допомоги компенсуючих пристроїв, то потужність резерву і власних потреб електричних станцій по реактиву не враховуються.

Для повітряних ліній 110 кВ, у першому наближенні, можна вважати, що втрати реактиву в індуктивних опорах ліній та генерація реактивної потужності цими самими лініями у період найбільших навантажень взаємно компенсуються.

Співставлення сумарної реактивної потужності споживачів з потужністю, що поступає від джерел живлення, дає зробити висновок про потребу установки компенсуючих пристроїв в електромережі.

Основні типи компенсуючих пристроїв, що встановлюються по умові покриття реактивної потужності це конденсатори.

Конденсатор заряджається, коли внутрішня накопичена напруга менше тієї, що подається. І навпаки, коли внутрішня напруга більше тієї, яка подається, конденсатор розряджатиметься.

Конденсаторні батареї комплектують із конденсаторів типу КСА-0,66-20; КС2А-0,66-40; КС2-1,05-60 і КС2-1,06-125.

Для компенсації реактиву безпосередньо у споживачів виробляються конденсаторні установки типів КУ і КУН 6–10 кВ з потужністю 240–425 кВ·А. Вони складаються із конденсаторів КМ та КМН.

Розташування компенсуючих установок на підстанціях електричної мережі, як вже відомо, має відчутний вплив на економічну доцільність режимів роботи електромережі і на вирішення задач по регулюванню напруги. У зв'язку з цим пропонуються деякі рекомендації щодо положення компенсуючих пристроїв в мережі та визначенню їх потужностей на кожній з підстанцій:

1) в електромережах двох (і більше) номінальних напруг потрібно у першу чергу здійснювати компенсацію реактиву у мережах вторинних номінальних напруг;

2) в мережах однієї номінальної напруги доцільно, в першу чергу, компенсувати реактивні навантаження найбільш віддалених (електрично) підстанцій.

Необхідна потужність для батарей конденсаторів, що встановлюються на кожній із підстанцій, забезпечують паралельним включенням серійно виготовлених компенсуючих пристроїв.

Кінцева перевірка правильності вибору необхідної потужності компенсуючих установок виконують за результатами розрахунків поточкорозподілення у нормальному режимі максимальних навантажень на підстанції з врахуванням втрат потужності в мережі.

Проведемо розрахунок балансу потужностей для 1-го варіанту. Для ділянки 2-Н1-4:

Розрахунок балансу активної потужності за формулою:

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^k P_{Hi} + 0,05 \cdot \sum_{i=1}^k P_{Hi} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k P_{Hi}; \quad (1.14)$$

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot (P_{n1}) + 0,05 \cdot (P_{n1});$$

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 12 + 0,05 \cdot 12 = 11,4 \text{ (МВм)}.$$

Якщо реактивна потужність компенсувальних пристроїв не перевищує значення 3 МВА, то в цих вузлах немає потреби встановлювати такі пристрої.

$$Q_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^k P_{Hi} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})); \quad (1.15)$$

$$Q_{\Gamma} = 0,456 \cdot 11,4 = 5,1984 \text{ (МВар)};$$

$$Q_{\text{КП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{Hi} + \sum_{i=1}^k \Delta Q_T - Q_{\Gamma}; \quad (1.16)$$

$$Q_{\text{КП}} = 0,95 \cdot (Q_1) + 0,1 \cdot (S_{\text{м}}) - Q_{\Gamma};$$

$$Q_{\text{КП}} = 0,95 \cdot (5,45) + 0,1 \cdot (13,18) - 5,1984 = 1,2971 \text{ (МВар)}.$$

Отже, має місце зробити висновок, що в даному варіанті схеми непотрібно встановлювати компенсувальні пристрої, оскільки реактивна потужність не перевищує 3 МВА в жодному з вузлів для даного варіанту.

Результати розрахунку для інших ділянок приведені в таблиці 1.8

Таблиця 1.8 – Результати розрахунків балансу активних і реактивних потужностей

Схема №	Ділянка	P_{Γ}	Q_{Γ}	$Q_{\text{КП}}$
1	10-Н2-18	10,45	7,98	1,2845
	Н3-23	6,65	4,47	0,8583
	4-Н1-2	11,4	5,1984	1,2971
3	10-Н2-18	10,45	7,98	1,2845
	4-Н1-5	11,4	5,1984	1,2971
	Н3-22	6,65	4,47	0,8583

В даному підрозділі було проведено розрахунок балансу реактивних потужностей для кожного із контурів окремо. Визначено реактивну потужність генерації і реактивну потужність компенсуючих пристроїв. Реактивна потужність у вузлах не перевищує 3 МВА в обох варіантах схем, а отже, можна зробити висновок, що компенсуючі пристрої не треба встановлювати для жодного із вузлів.

1.7 Вибір трансформаторів на підстанціях

Згідно до практики проектування, потужність трансформаторного обладнання на понижувальних підстанціях має вибиратися за умов допустимого перенавантаження у післяаварійних режимах аж до 40% (на період добового максимуму в продовженості не більш ніж 5 годин протягом не більш ніж 6 діб). Варто зауважити, що у післяаварійних режимах перенавантаження має шанс виявитися більш ніж 40%, але на більш менший період.

$$\dot{S}_{T.ном\ i} \geq \frac{P_{\max\ i}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_H} = \frac{S_{\max\ i}}{1,4(n_T - 1)}, \quad (1.17)$$

де $n_T \geq 2$ – число однотипних трансформаторів, установлених на підстанції.

Встановлюємо по два трансформатори(один в якості резервного) на кожній із підстанцій.

Проведемо розрахунок для вибору трансформаторів на прикладі підстанції вузла Н1.

$$S_{T.ном.} \geq \frac{13,18}{1,4(2-1)} = 9,414 \text{ (МВА)}.$$

За [8, табл. 4.1] оберемо трансформатори типу ТДН-10000/110 потужністю 10 МВА. Для вузлів Н2, Н3, вибір трансформаторів проводиться за розрахунковими напругами, тобто, так само, як для вузла Н1. Результати вибору трансформаторів наведені в таблиці 1.9, в якій також надані паспортні дані трансформаторів.

Таблиця 1.9 –Вибір трансформаторів на підстанціях

№ вуз-ла	Тип	$S_{роз}$ МВА	$S_{ном}$ МВА	Границі регулювання	$U_{ном}$ об-моток, кВ		u_k	ΔP_k	ΔP_x	I_x	R	X	ΔQ_x
					ВН	НН							
Н1	ТДН-10000/110	9,4122	10	$\pm 9\% \pm 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
Н2	ТДН-10000/110	9,24285	10	$\pm 9\% \pm 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
Н3	ТМН-6300/110	6,03071	6,3	$\pm 9\% \pm 1,78\%$	115	6,5; 11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4

В даному підрозділі було розраховано дані для вибору трансформаторів на підстанціях вузлів і встановлено по два трансформатора у кожному із вузлів, результати вибору трансформаторів зафіксовані до відповідної таблиці. Підібрано їх тип за розрахунковими напругами і встановлено границі регулювання кожного із трансформаторів.

1.8 Загально типові схеми розподільних пристроїв

Щоб розрахувати затрати на спорудження підстанцій для споживачів і вибрати найбільш економічно вигідний варіант ЕМ, на даному етапі слід визначити можливі схеми підстанцій.

Вибір схеми підстанції проводиться за методикою, викладеною в ПУЕ. Схеми вибираються в залежно від кількості ліній, що підходять до підстанції та кількості

встановлених на ній трансформаторів. Схема підстанції також повинна задовольняти багато вимог, наступні з яких основними:

1. Схема має забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів в нормальному, ремонтному, а також післяаварійному режимах у відповідності з категоріями споживачів;
2. Схема має забезпечувати надійність транзиту (передачі) потужності через підстанцію в нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах відповідно до значення для ділянки мережі, що розглядається;
3. Схема має бути (за можливості) простою, наглядною, економічною та забезпечувати засобами автоматики відновлення постачання енергії споживачам в післяаварійній ситуації без втручання обслуговуючого персоналу;
4. Схема має допускати покроковий розвиток РП з переходом від одного стану до іншого без значних робіт по ремонту та перерв в електропостачанні споживачів;
5. Кількість вимикачів, що одночасно спрацьовують, у межах одного розподільного пристрою має бути не більше двох при пошкодженні лінії і не більше чотирьох при пошкодженні трансформатора.

Враховуючи вихідні дані було обрано схеми підстанцій для 1-ї та 3-ї схем мережі (рис 1.4-1.5). Результати вибору внесені до таблиці 1.10.

Таблиця 1.10 – Найбільш поширені схеми розподільних пристроїв

№ схеми	№ вузла	Назва схеми	Область використання			Додаткові умови
			Напр, кВ	Сторона	Кільк. ліній	застосування
1 3	Н1, Н2	Місток з вимикачем в перемичці та відділеннями ланцюгах трансформаторів	35-220	ВН	2	Прохідна підстанція, потужність трансформаторів не більше 125 МВА
1 3	Н3	Місток з вимикачами в ланцюгах трансформатора та без вимикача в перемичці	110	ВН	2	Тупикова підстанція, потужність трансформатора не більше 2,5 МВА

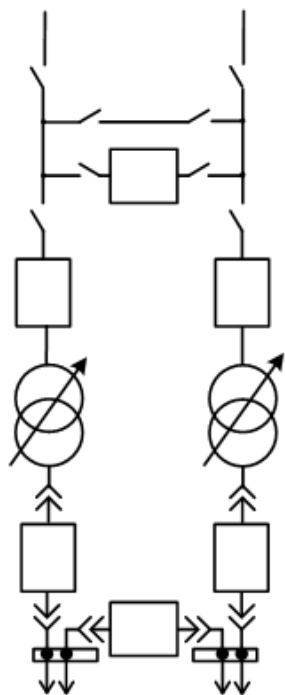


Рисунок 1.4 – Місток з вимикачем в перемичці та відділеннями в ланцюгах трансформаторів

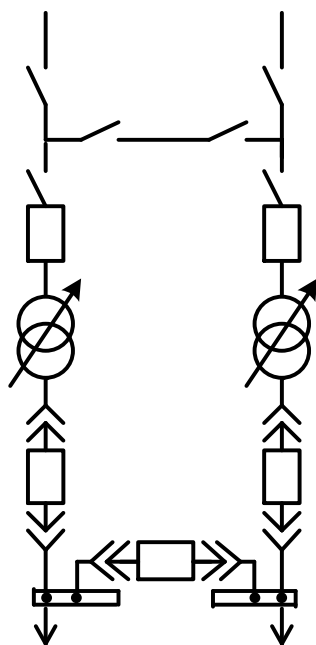


Рисунок 1.5 - Місток з вимикачами в ланцюгах трансформатора та без вимикача в перемичці

В даному підрозділі було обрано схеми підстанцій, що задовольняють вимоги, такі як: безперебійне живлення приєднаних споживачів, надійність транзиту(передачі) потужності через підстанцію, допуск покрокового розвитку розподільних пристроїв, простота та забезпечення пристроями автоматики відновлення живлення споживачів, в разі післяаварійної ситуації. Для першого та другого нових вузлів була обрана схема "Місток з вимикачем в перемичці та відділеннями в ланцюгах трансформаторів", а для третього вузла "Місток з вимикачами в ланцюгах трансформатора та без вимикача в перемичці".

1.9 Порівняння варіантів та вибір більш економічно вигідної схеми електромережі

Порівняння варіантів проводять по техніко-економічних показниках одержаних на основі техніко-економічного аналізу (ТЕА). Порівняння варіантів проводять поетапно.

1. Спершу варіанти з однаковим значенням номінальної напруги мереж наближено порівнювались за низкою основних показників, а саме: сумарній довжині ліній електропередавання, по довжині їхніх трас, по числу комірок вимикачів і т.п. Принципи будови схеми мережі повинні врахувати різноманітні якості електромереж і порівняння їх варіантів має затверджуватись на вирахуваних витратах.

2. На другому етапі, дві найбільш раціональні схеми і варіанти номінальної напруги мережі підпадають під техніко-економічне порівняння за розміром витрат. Кожен з того чи іншого варіанту має бути детально створеним з вибором схем всіх підстанцій, визначенням втрат напруги, електричної енергії і т. п. Треба розуміти, що варіанти схем із різними номінальними напругами можуть порівнюватись тільки за сумарними затратами, тому що мають різну вартість обладнання і апаратури, а також різних величин втрат електричної енергії. Це положення є обов'язковим і для порівняння варіантів із різним ступенем надійності електропостачання споживачам.

При визначенні техніко-економічних показників та параметрів економічної ефективності, вартість електричного обладнання і характеристики його використання приймаються за даними [8]. Вартісні показники перераховуються для сьогоднішнього за поточним курсом умовно обраних одиниць.

Методика оцінювання економічної ефективності є частиною ТЕА і розроблена на базі загальних методичних положень визначення економічної ефективності інвестицій в енергетику (ГЛ 340.001–95), затверджених Міністерством Енергетики України за погодженням з Міністерством Економіки України.

Методика [2, 7] призначена для визначення економічної ефективності інвестицій в розвиток енергосистем та електричних мереж, у тому числі в нове будівництво, розширення і реконструкцію ліній електропередачі та підстанцій.

$$Z = E_n \cdot K + B + Z_0, \quad (1.18)$$

де $E_n = 0,12$;

K – капіталовкладення, *тис. грн*;

B – Щорічні експлуатаційні витрати, *тис. грн*;

Z_0 – збиток від перерви електричного постачання, приймається $Z_0 = 0$.

В умовах нестабільної економіки країни капітальні вкладення рекомендується визначати у твердій вільно конвертованій валюті, наприклад в доларах США. Для переходу до національної валюти необхідно приведені в довідниках показники вартості помножити на офіційний курс долара США на момент виконання розрахунків (30 *грн.* за 1 *дол.* США).

$$K = K_{\Pi} + K_{\text{Л}}, \quad (1.19)$$

де K_{Π} – одночасні капітальні вкладення на спорудження підстанцій.

$K_{\text{Л}}$ – капітальні витрати на спорудження ліній.

$$K_{\Pi} = K_T + (K_B + K_{BPI}) + K_{ЗPI} + K_{KI} + K_{Пост}, \quad (1.20)$$

де K_T – вартість трансформаторів, тис. грн.;

$K_B + K_{BPI}$ – капітальні вкладення у вимикачі та відкриті розподільчі пристрої, тис. грн.;

$K_{ЗPI}$ – витрати, що враховують вартість закритих розподільних пристроїв, тис. грн.;

K_{KI} – витрати на компенсуючі пристрої;

$K_{Пост}$ – постійна частина витрат, тис. грн.

Визначаємо K_T :

$$K_T = 49 \cdot 30 + 54 \cdot 2 \cdot 30 = 4710 \text{ (тис. грн.)}.$$

Для визначення вартості вимикачів та відкритих розподільчих пристроїв необхідно провести вибір схем розподільчих пристроїв. За (4, табл. 4.6) пропонуємо для вузлів Н1-4 схему містка з вимикачами в перемичці та ланцюгах трансформаторів.

Визначаємо $K_B + K_{BPI}$ за ([4] табл. 9.14 та [8] додаток Б):

$$K_B + K_{BPI} = 2 \cdot 120 \cdot 30 + 75 \cdot 30 = 9450 \text{ (тис. грн.)}.$$

Визначаємо $K_{ЗPI}$ за (4, табл. 9.17):

$$K_{ЗPI} = 3 \cdot 70 \cdot 30 = 6300 \text{ (тис. грн.)}.$$

Визначаємо $K_{Пост}$ за (4, табл. 9.35):

$$K_{Пост} = 3 \cdot 210 \cdot 30 = 18900 \text{ (тис. грн.)}.$$

Визначаємо K_{KI} за (4, табл. 9.35):

$$K_{KI} = 40 \cdot n_{kn} \cdot 30 = 40 \cdot 0 \cdot 30 = 0 \text{ (тис. грн.)}.$$

Отже загальна вартість підстанції:

$$K_{\Pi} = 4710 + 9450 + 6300 + 18900 = 39360 \text{ (тис. грн.)}.$$

$$K_L = C_L \cdot \sum L, \quad (1.21)$$

де C_L – вартість 1 км ЛЕП, тис. грн.

Визначаємо C_L по [8] табл. Д1. для залізобетонних опор:

$$K_{\text{Л}} = 23695,2 \text{ (тис. грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K = 39630 + 23695,2 = 63055,2 \text{ (тис. грн.)}.$$

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + B_{\Delta W}, \quad (1.22)$$

де $B_{\text{Л}}$ – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування і ремонт ліній, тис. грн.:

$$B_{\text{Л}} = \frac{a_{\text{Л}} \% + P_{\text{Л}} \% + O_{\text{Л}} \%}{100} \cdot K_{\text{Л}}, \quad (1.23)$$

де a – амортизація;

P – поточний ремонт;

O – обслуговування.

$$B_{\text{Л}} = \frac{a_{\text{Л}} \% + P_{\text{Л}} \% + O_{\text{Л}} \%}{100} = 0,094;$$

$$B_{\text{Л}} = 0,094 \cdot 23695,2 = 22273,34 \text{ (тис. грн.)}.$$

$B_{\text{П}}$ – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування і ремонт підстанцій, тис. грн.:

$$B_{\text{П}} = \frac{a_{\text{П}} \% + P_{\text{П}} \% + O_{\text{П}} \%}{100} = 0,028; \quad (1.24)$$

$$B_{\text{П}} = 0,028 \cdot 39360,2 = 1109,6 \text{ (тис. грн.)}.$$

$B_{\Delta W}$ – відрахування від капітальних витрат на вартість втрат електроенергії ΔW за рік, тис. грн.:

$$B_{\Delta W} = b_0 \cdot \Delta w = b_0 \cdot \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = b_0 \cdot \sum \frac{S_{\text{Л}}^2}{U_{\text{Н}}^2} \cdot R_{\text{Л}} \cdot \tau, \quad (1.25)$$

де b_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії, $b_0 = 1,68 \text{ коп/кВт·год}$;

τ - час втрат.:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{нб}}{10000})^2 \cdot 8760 = (0,124 + \frac{5400}{10000})^2 \cdot 8760 = 3862 \text{ (г)},$$

де $T_{нб}$ – тривалість використання найбільшого навантаження.

$$B_{\Delta w} = 1,68 \cdot (\frac{3,295^2 \cdot 11,84 + 9,885^2 \cdot 2,31 + 3,229^2 \cdot 7,912 + 9,709^2 \cdot 1,544}{110^2}).$$

$$\cdot 3862 = 414,742 \text{ (тис.грн)};$$

$$B = 2227,34 + 1109,6 + 414,742 = 3751,7 \text{ (тис.грн)}.$$

Для даного варіанту збиток не рахується, у зв'язку к категорією споживачів (І).

Для них перерва у електропостачанні недопустима, тому $Z_0=0$.

Приведені затрати:

$$Z = 0,12 \cdot 63055,2 + 3751,7 = 11318,3 \text{ (тис. грн)}.$$

Результати розрахунків для двох варіантів зводимо в таблицю 9.1.

Таблиця 1.11 – Результати розрахунків для двох варіантів

№	K_n	K_l	K	B_n	B_l	B	B_w	Z
	Тис.грн	Тис.грн	Тис.грн	Тис.грн	Тис.грн	Тис.грн	Тис.грн	Тис.грн
1	39360	23605,2	63055,2	1109,6	2227,34	3751,7	414,742	11318,3
3	39360	21393	60753	1109,6	2010,9	3556,33	435,834	10846,7

В даному підрозділі було порівняно варіанти і обрано економічно доцільну схему мережі. Окрім цього, вираховано одночасні капітальні витрати, щорічні експлуатаційні витрати, приведені затрати. Отже, за результатами розрахунків, обираємо схему варіанту № 3, як таку що має менше значення приведених витрат.

1.10 Моделювання схем розвитку електромережі

Заступні схеми електромережі складають, поєднуючи заступні схеми окремих частин мережі у відповідності з послідовністю даних частин у розрахунковій мережі.

Заступні схеми окремих елементів мережі та розрахунок їхніх параметрів наведено нижче.

1. Лінії зображуються заступними схемами:

ЛЕП напругою 110–330 кВ:

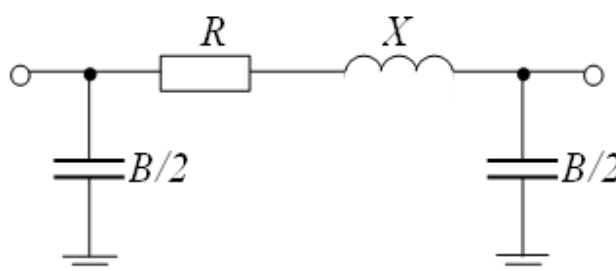


Рисунок 1.6 – Заступні схеми ЛЕП 110–330 кВ

$$R = \frac{r_0 \cdot l}{n}; \quad X = \frac{x_0 \cdot l}{n}; \quad \frac{B}{2} = \frac{b_0 \cdot l \cdot n}{2},$$

де r_0 – питомий активний опір;

x_0 – питомий реактивний опір;

b_0 – ємнісна провідність лінії, визначається за [4, таблиця 7,5];

l – довжина лінії;

n – к-сть ланцюгів.

Зарядна потужність лінії:

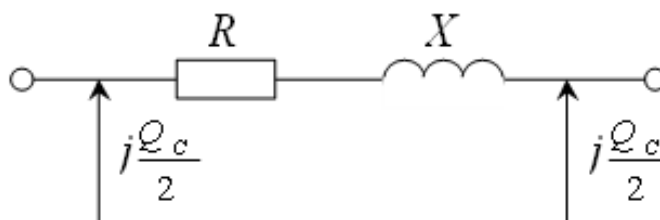


Рисунок 1.7 – Заступні схеми ЛЕП із зарядною потужністю.

$$Q_C = U_H^2 \cdot B/2 \quad (1.26)$$

Розрахуємо параметри лінії Н1-1 по вищевказаних формулах:

$$R = 8,58 \cdot 0,46 = 2,31 \text{ (Ом)};$$

$$X = 8,58 \cdot 0,34 = 2,574 \text{ (Ом)};$$

$$B/2 = 2,55 \cdot 10^{-6} \cdot 8,58/2 = 11,41 \cdot 10^{-6} \text{ (См)};$$

$$Q_C/2 = 110^2 \cdot 10,93 \cdot 10^{-6} = 0,066 \text{ (МВар)}.$$

Розрахунок параметрів схеми заміщення інших ліній проводимо аналогічно, результати зводимо в таблицю 1.12.

Таблиця 1.12 – Результати розрахунку параметрів схеми заміщення.

ЛЕП	N	L, км	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$ См/км	R_π Ом	X_π Ом	B См 10^{-6}	$Q_C/2$ МВар
Н1-4	1	8,58	0,46	0,34	2,55	2,31	2,574	10,93	0,066
5-Н1	1	18,15	0,46	0,34	2,55	8,349	6,171	23,14	0,141
Н2-10	1	17,2	0,46	0,34	2,55	7,912	5,848	21,93	0,133
18-Н2	1	5,72	0,27	0,3	2,66	1,544	1,716	7,293	0,046
Н3-22	2	7,15	0,46	0,34	2,55	3,289	2,431	18,232	0,055

2. Двообмоткові трансформатори зображуються заступними схемами (рисунок 1.8)

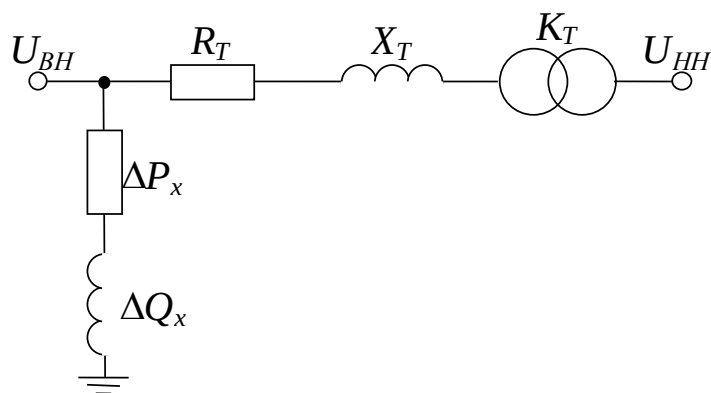


Рисунок 1.8 – Заступна схема двообмоткового трансформатора

Параметри R_T , X_T , K_T , ΔP_x , ΔQ_x визначаються за довідником [4]:

Результати наведені в таблиці 1.9.

В даному підрозділі було наведено заступні схеми деяких елементів мережі, а саме: заступна схема ЛЕП напругою 110-330 кВ, заступна схема ЛЕП із зарядною потужністю, а також заступна схема двообмоткового трансформатора. Крім цього, було розраховано параметри схем заміщення з допомогою питомих параметрів. Відповіді розрахунки були занесені до таблиці.

1.11 Аналіз основних режимів роботи електромережі

1 Визначення приведених і розрахункових навантажень підстанцій

Щоб спростити розрахункову схему (зменшення кількості вузлів) кожна двотрансформаторна підстанція може бути подана лише одним вузлом, який відповідає стороні високої напруги, після приведення до даної сторони навантаження $\dot{S}_{нв}$, заданого на шинах $U_{нн} = 10$ кВ.

Результат приведення навантаження i -ої підстанції визначається за виразом:

$$\dot{S}_{\text{прив}i} = \dot{S}_{\text{нв}i} + \Delta\dot{S}_{Ti}, \quad (1.27)$$

де $\Delta\dot{S}_{Ti} = \Delta P_{Ti} + j\Delta Q_{Ti}$ – сумарні втрати потужності на трансформаторах підстанцій.

Для двохобмоткових трансформаторів:

$$\Delta P_T = \frac{\Delta P_K \cdot S_{HB}^2}{n \cdot S_{ном}^2} + n \cdot \Delta P_x; \quad (1.28)$$

$$\Delta Q_T = \frac{U_K \% \cdot S_{HB}^2}{100 \cdot n \cdot S_{ном}^2} + n \cdot \Delta Q_x, \quad (1.29)$$

де $S_{нв}$ – модуль потужності навантаження в розрахунковому режимі;

$S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора.

Для вузла №1:

$$\Delta P_T = \frac{60 \cdot 10^{-3} \cdot 13,18^2}{10^2} + 14 \cdot 10^{-3} = 0,118 \text{ (MBm)};$$

$$\Delta Q_T = \frac{10,5 \cdot 13,18^2}{100 \cdot 10} + 70 \cdot 10^{-3} = 1,894 \text{ (MVar)};$$

$$\dot{S}_{\text{прив}H1} = 12,118 + 7,344j.$$

Такі ж розрахунки робимо для усіх вузлів, результати наведено в таблиці 1.13.

Знайдемо розрахункову потужність, яка враховує зарядну потужність лінії та потужність компенсуючих пристроїв.

Для прикладу використаємо лінію 4-Н1

$$\dot{S}_{розр} = \dot{S}_{\text{пр}} - j \left(\frac{Q_{cij}}{2} + Q_{KV} \right); \quad (1.30)$$

$$\dot{S}_{розр} = 12,118 + 7,344j - 0,069j = 12,118 + 7,275j \text{ (MBA)}.$$

Такі ж розрахунки робимо для інших вузлів. Отримані результати покажемо в таблиці 1.13

Таблиця 1.13 – Розраховані значення приведенного навантаження та розрахункового навантаження

Номер вузла	$\Delta P_m, \text{кВт}$	$\Delta Q_m, \text{кВАр}$	$S_{прив}, \text{МВА}$	$S_{розн}, \text{МВА}$
Н1	0,118	1,894	12,118+7,344j	12,118+7,275j
Н2	0,118	1,894	12,118+8,704j	11,098+7,472j
Н3	0,207	2,946	7,207+7,666j	8,088+2,213j

Визначення поточкорозподілення в основній мережі

Розрахунок поточкорозподілу проводиться по розрахунковим навантаженням, починаючи із більш віддалених пунктів мережі, приймаючи напругу мережі номінальну (по нульовій ітерації).

На першому кроці розрахунку, напруги у вузлах приймаються рівними номінальному значенню $U_{ном}$ мережі, втрати потужності не враховуються $\Delta S_L = 0$. За цих припущень визначають потужність на головних частинах лінії. Потужність на інших ділянках мережі визначається, виходячи із балансу потужності у вузлах.

В результаті таких попередніх розрахунків визначають точку поточкорозподілу (струморозподілу), точку, до якої потужність поступає із двох сторін.

На другому кроці розрахунку кільцевої мережі, її розмикають в точці поточкорозподілу. Навантаження відповідного вузла також розподіляють на дві частини, кожна із яких визначається потужністю, яка поступає по приєднаній до неї лінії.

Визначивши потужність у кінці лінії $\underline{S}_L$, визначається значення потужності на початку лінії $\underline{S}'_L$:

$$\underline{S}_L^n = \underline{S}_L^k + \Delta \underline{S}_L = \left(P_L^k + \frac{(P_L)^2 + (Q_L)^2}{U_n^2} \cdot R_L \right) + j \left(Q_L^k + \frac{(P_L)^2 + (Q_L)^2}{U_n^2} \cdot X_L \right) \quad (1.31)$$

У дипломній роботі проводять розрахунок поточкорозподілу потужностей для трьох режимів роботи мережі: максимального, мінімального і післяаварійного із максимальними навантаженнями.

Для кільцевої мережі 4-Н1-5 поточкорозподіл буде наступним:

- ділянка 4-Н1:

$$S_{4-H1} = \frac{S_{pH1} \cdot \dot{Z}_{5-H1}}{\dot{Z}_{4-H1} + \dot{Z}_{5-H1}};$$

$$S_{4-H1} = \frac{(12 + 5,45j) \cdot (8,349 - 6,171j)}{(2,31 - 2,574j) + (8,349 - 6,171j)} = 9,912 + 5,017j \text{ (MVA)}.$$

- ділянка Н1-5:

$$S_{5-H1} = \frac{S_{pH1} \cdot \dot{Z}_{4-H1}}{\dot{Z}_{4-H1} + \dot{Z}_{5-H1}};$$

$$S_{5-H1} = \frac{(12 + 5,45j) \cdot (2,31 - 2,574j)}{(8,349 - 6,171j) + (2,31 - 2,574j)} = 3,268 + 5,017j \text{ (MVA)}.$$

Інші ділянки розраховуються таким самим чином.

Оскільки ланцюг ліній 4-Н1-5 включений між підстанціями із різним рівнем напруг, то виникає зрівняльний струм:

$$\dot{I}_{zp} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{\sqrt{3}Z_{12}}, \quad (1.32)$$

або зрівняльна потужність:

$$\dot{S}_{zp} = 3 \cdot \dot{I}_{zp} \cdot \dot{U}_\phi, \quad (1.33)$$

де

$$\underline{U}_\phi = \frac{\underline{U}_1 + \underline{U}_2}{2 \cdot \sqrt{3}}. \quad (1.34)$$

Дані про напруги вузлових підстанцій беремо із розрахунку усталеного режиму електричної мережі з новими джерелами живлення (додаток Б).

$$U_3 = 109,81 \text{ (кВ)}; U_5 = 109 \text{ (кВ)};$$

$$S_{\text{зпН1}} = 3 \cdot \frac{109,81 - 109}{\sqrt{3} \cdot (10,659 - 8,745j)} \cdot \frac{109,81 + 109}{2 \cdot \sqrt{3}} = 4,969 - 4,077j \text{ (MBA)}.$$

Після накладання зрівняльної потужності на отриманий поточкорозподіл отримаємо:

$$S'_{4-H1} = S_{4-H1} + S_{\text{зпН1}} = (9,912 + 5,017j) + (4,969 + 4,077j) = 14,881 + 0,94j \text{ (MBA)};$$

В ланцюгу лінії НЗ-23 зрівняльний струм не виникає, оскільки включені підстанції з різними напругами відсутні, а, отже, зрівнювальна потужність відсутня.

Для ділянки S_{4-H1} маємо:

$$S^{\kappa}_{4-H1} = S'_{4-H1} = 14,881 + 0,94j \text{ (MBA)};$$

$$S^n_{4-H1} = S^{\kappa}_{4-H1} + \Delta S_{4-H1};$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{4-H1} &= \frac{(P^{\kappa}_{4-H1})^2 + (Q^{\kappa}_{4-H1})^2}{U_H^2} \cdot R_{4-H1} + j \cdot \frac{(P^{\kappa}_{4-H1})^2 + (Q^{\kappa}_{4-H1})^2}{U_H^2} \cdot Q_{4-H1} = \\ &= \frac{14,881^2 + 0,94^2}{110^2} \cdot 2,31 + j \cdot \frac{14,881^2 + 0,94^2}{110^2} \cdot 2,574 = 0,18 + 0,382j \text{ (MBA)}; \end{aligned}$$

$$S^n_{4-H1} = 14,881 + 0,94j + 0,18 + 0,382j = 14,923 + 0,987j \text{ (MBA)}.$$

Результати розрахунків наведемо в таблиці 1.14.

Таблиця 1.14 – Результати розрахунку поточкорозподілу основної мережі

Лінія	Початок	Кінець	Втрати
4-Н1	14,923+0,987j	14,881+0,94j	0,18+0,382j
Н1-5	8,247-9,086j	8,237-9,094j	0,01+0,0076j
10-Н2	7,452-0,001j	7,416-0,028j	0,036+0,027j
Н2-18	15,531+8,041j	15,492+7,998j	0,039+0,043j
22-НЗ	10,943+7,634j	10,895+7,599j	0,048+0,035j

Визначення робочих рівнів напруг у вузлах мережі

Розрахунок робочих рівнів напруг в вузлових точках мережі проводять від пункту живлення до найвіддаленіших точок мережі. По відомій напрузі U_1 на одному з кінців лінії напругу іншого кінця U_2 можна визначити за такими формулами:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{1-2}, \quad (1.35)$$

$$\Delta U_{1-2} = \frac{P_{1-2}^n \cdot R_{1-2} + Q_{1-2}^n \cdot X_{1-2}}{U_1}. \quad (1.36)$$

Оскільки ми розраховуємо максимальний режим, то напругу на шинах підстанції приймемо рівним 115 кВ.

Розрахуємо робочий рівень напруги усіх вузлів для максимального режиму.

Для решти режимів результати отримаємо із розрахунку відповідних режимів за допомогою програмного комплексу “Втрати –110” (додаток Б).

Для ділянки 4-Н1 маємо:

$$\Delta U_{3-H1} = \frac{37,013}{109,81} = 0,337 \text{ (кВ)};$$

$$U_{H1} = U_4 - \Delta U_{4-H1} = 109,81 - 0,337 = 109,473 \text{ (кВ)}.$$

Розрахункові значення для інших вузлів заносимо в таблицю 1.15

Таблиця 1.15 - Робочий рівень напруг у всіх вузлах для всіх режимів

Номер вузла	Напруга вузла навантаження		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
Н1	109,47	105,73	112,81
Н2	106,59	103,98	111,68
Н3	109,65	105,98	115,87

В даному підрозділі було розраховано та проаналізовано основні режими роботи мережі, а саме: максимальний режим, мінімальний режим, та післяаварійний режим.

Були розраховані значення втрат потужності мережі, визначено робочі рівні напруги у вузлах мережі.

1.12 Регулювання напруги

Основна задача регулювання рівня напруги в районних електромережах полягає в створенні сприятливих умов живлення споживачів електроенергії. Засоби регулювання напруги та оптимізації режимів за напругою є наступними:

- регулювання напруги трансформаторів та автотрансформаторів, що живляться від мережі, що проєктують (за допомогою РПН).
- регулювання потужностей компенсувальних пристроїв (КП), генеруючих або споживаючих реактивну потужність.
- включення пристроїв повздовжньої компенсації (ППК)

Регулювання напруги проводять із метою забезпечення нормальних відхилень напруги на шинах низької напруги споживачів. Рівень напруги в такому випадку має становити $(0,95-1,05) \cdot U_n$, тобто 9,5–10,5 кВ для номінальної напруги 10 кВ. Забезпечення допустимих рівнів напруг у кожному вузлі на шинах споживачів проводиться у такий спосіб.

Визначаємо втрати напруги у трансформаторах, що зведені до вищої напруги:

$$\Delta U'_T = \frac{P_{н\theta} \cdot R_T + Q_{н\theta} \cdot X_T}{n \cdot U_{BH}}. \quad (1.37)$$

Бажаний коефіцієнт трансформації знаходиться із умови забезпечення на боці НН трансформаторної підстанції бажаної напруги $U_{HH.б} = (1-1,05) \cdot U_n$:

$$K_{TB} = \frac{U_{BH} - \Delta U_T}{U_{HH.б}}. \quad (1.38)$$

Бажані рівні напруги приймаються у відповідності з рекомендаціями (ПУЕ) для кожного із характерних режимів.

Визначаємо дійсний коефіцієнт трансформації k_{TD} трансформатора, дійсну напругу на стороні НН трансформаторної підстанції та положення перемикача відгалужень за [4, таблиця 8.1], що складається, виходячи із меж регулювання коефіцієнта трансформації трансформатора.

Проведемо регулювання напруги у вузлі Н1:

$$\Delta U'_T = \frac{12,18 \cdot 7,95 + 7,275 \cdot 139}{2 \cdot 109,47} = 5,058 \text{ (кВ)};$$

$$K_{TB} = \frac{109,47 - 5,058}{10} = 10,44 \text{ (кВ)}.$$

Розрахунок по визначенню робочих рівнів напруг для всіх інших вузлів проводимо аналогічно, результати наведемо в таблиці 1.16. Для проведення розрахунку по регулюванню напруги на боці НН трансформаторних підстанцій у мінімальному та післяаварійному режимах користуємось результатами з розрахунку відповідних режимів за допомогою програмного комплексу “Втрати –110” (додаток Б).

Таблиця 1.16 - Результати регулювання напруги в мережі

Вузол	$U_{max}, \text{кВ}$	$U_{min}, \text{кВ}$	$U_{n.av}, \text{кВ}$
Н1	10,44	10,049	10,79
Н2	10,131	9,857	10,663
Н3	10,688	10,31	11,325

Розрахунок режимів за допомогою ЕОМ може здійснюватись за допомогою програмних комплексів «ВТРАТИ-110», «АЧП», «ДАКАР», «КОСМОС».

Для виконання розрахунків потрібно розробити розрахункову модель і заступну схему електромережі, на основі чого провести підготовку вихідної інформації. Підготовка вхідної інформації для всіх програм здійснюється однаково.

В дипломній роботі користуємося програмним комплексом «ВТРАТИ-110» для розрахунку трьох режимів – максимального, мінімального та післяаварійного. Правила підготовки вхідної інформації наведені в п.1 курсової роботи.

В мінімальному режимі найбільше навантаження складає 35% від максимального, напругу балансуючих вузлів приймаємо рівною 110 кВ. В аварійному режимі розриваємо найбільш завантажені вітки та підтримуємо напругу балансуючих вузлів на рівні 121 кВ.

В даному підрозділі проведено регулювання напруги у мережі для трьох режимів: максимального, мінімального та післяаварійного. Результати наведені у відповідній таблиці.

Результати розрахунків в додатку Б.

1.13 Розрахунок основних техніко-економічних показників новоствореної мережі

Підсумкова частина розрахункової частини має за мету визначення витрат, необхідних для спорудження мережі (одноразових капіталовкладень) і для її експлуатації на протязі одного року (відрахування на амортизацію, поточний ремонт і обслуговування), і так же витрат на компенсацію втрат потужності та електричної енергії в мережі. Дані показники визначаються за методикою, викладеній в п.8. Окрім даних основних показників, необхідно визначити ряд побічних показників, що характеризують економічність експлуатації.

До них відносять:

- собівартість передачі електроенергії у мережі

$$C = \frac{E}{A_{річ}}, \quad (1.39)$$

де $A_{річ}$ – сумарна електрична енергія, що відпущена у розподільчі мережі із шин 10 кВ підстанцій протягом одного року;

E - щорічні витрати на експлуатацію мережі, які враховують збільшення втрат електроенергії в існуючій мережі.

$$A_{річ} = T_{нб} \cdot \sum_{i=1}^k P_{нб\max i} = P_{нб\max\Sigma} \cdot T_{нб}, \quad (1.40)$$

де $P_{нб\max\Sigma}$ - сумарне максимальне навантаження підстанцій мережі.

$$A_{річ} = (12+11+7) \cdot 5400 = 162000 \text{ (MВт} \cdot \text{год/рік)};$$

$$B = B_l + B_n + B'_{\Delta w}, \quad (1.41)$$

де $B'_{\Delta w} = b_0 \cdot \Delta w' = b_0 \cdot \Delta P'_{\Sigma} \cdot \tau = b_0 \cdot (\Delta P_2 - \Delta P_1) \cdot \tau ;$

ΔP_1 та ΔP_2 – втрати активної потужності взяті відповідно з розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної електричної мережі та мережі з врахуванням нових споживачів електричної енергії.

$$B_{\Delta w} = 1,68 \cdot (4,5 - 2,1) \cdot 3862 = 15571,584 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B = 1109,6 + 2227,34 + 15571,584 = 18908,524 \text{ (тис.грн.)};$$

$$C = \frac{18908,524 \cdot 10^5}{162000 \cdot 10^3} = 0,117 \text{ (коп / кВт} \cdot \text{год)}.$$

- відносний результат сумарних втрат активної потужності в режимах максимальних навантажень мережі у відсотках від сумарного навантаження підстанцій для усієї мережі та спроектованої мережі:

$$\Delta P_{\max\Sigma} = \frac{\Delta P_{\max\Sigma}}{P_{нб\max\Sigma}} = \frac{2,1}{71,4} \cdot 100\% = 2,941\%;$$

$$\Delta P_{*\max} = \frac{\Delta P_{\max}}{P_{нб\max}} \cdot 100\% = \frac{3,1}{101,4} \cdot 100\% = 3,057\%,$$

- відносний результат сумарних річних втрат електроенергії в мережі у відсотках від $A_{річ}$:

$$\Delta A_{*\Sigma} = \frac{\Delta A_{\Sigma}}{A_{річ\Sigma}} \cdot 100\% = \frac{4,5 \cdot 3862}{71,4 \cdot 5100} \cdot 100\% = 4,507\%;$$

$$\Delta A_* = \frac{\Delta A}{A_{річ}} \cdot 100\% = \frac{4,5 \cdot 3862}{101,4 \cdot 5100} \cdot 100\% = 3,173\%.$$

Крім вказаних показників, надамо дані, що характеризують необхідність мережі у елементах обладнання. До яких відносяться:

- кількість трансформаторного обладнання за номінальними напругами та марками.
- к-сть вимикачів, включаючи ділянки КРП 10 кВ, та комплектів з роз'єднувачів відокремлювачів та короткозамикачів за номінальною напругою.
- к-сть компенсуючих пристроїв за марками та номінальною напругою.
- к-сть кілометрів ПЛЕП за марками (на одну фазу), враховуючи непрямолінійність трас.

Таблиця 1.17 – Технічні показники зконструйованої ЕМ

п/ст	Данні про трансформатори		Кількість вимикачів	КП
	Кількість	Марка	110 кВ	
1	2	ТДН-10000/110	3	-
2	2	ТДН-10000/110	3	-
3	2	ТМН-6300/110	4	-

Висновки: К-сть кілометрів проводів ПЛЕП по марках (на одну фазу):

Провід АС-70/11 – 51,08 км

Провід АС-120/19 – 5,72 км.

Окрім цього, в даному підрозділі було визначено основні техніко-економічні показники спроектованої мережі, до яких відносяться: собівартість передачі електроенергії в мережі, відносне значення сумарних втрат активної потужності, відносне значення сумарних річних втрат електроенергії в мережі.

2 АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Трансформатори відіграють провідну роль у передачі та розподілі електроенергії.

Сучасний трансформатор - це складний пристрій, що складається з великої кількості елементів, що визначаються його типом, призначенням і потужністю. У системах живлення вони виконують три основні функції:

- розподіл (перетворення) напруги;
- зв'язок між окремими елементами та ділянками схеми електричної мережі, зокрема, що відрізняються за напругою та фазою;
- регулювання перетоків напруги та потужності.



Рисунок 2.1-Трансформатор силовий масляний

Іноді ці функції тісно переплітаються і виконуються одним і тим же трансформатором. Необхідність перетворення виникає внаслідок того, що виробництво електроенергії, її передача і розподіл здійснюються при різних напругах. Ця проблема

вирішується із допомогою трансформаторів, що підвищують і понижують їх. За допомогою підвищувальних трансформаторів, встановлених на електричних станціях, генератори підключаються до мереж високої напруги (ВН), створюючи тим самим можливість передачі виробленої електроенергії на велику відстань. Понижувальні трансформатори застосовуються в мережах для зниження напруги до значень, доцільних і припустимих за умов електропостачання споживачів. В цей час у більшості випадків допускається наявність кількох ступенів перетворення з подальшим зниженням / підвищенням напруги в межах від найвищого прийнятого в даній енергосистемі до найнижчого. Здійснюючи перетворення напруги, будь-який із трансформаторів дає можливість обміну потужністю між ланцюгами енергосистеми різних класів напруги. При цьому трансформатори поділяються на силові передачі тільки в одному напрямку і трансформатори зв'язку, напрям потоків енергії в яких може змінюватися, тобто носити оборотний характер.

В умовах електропостачання в сільські населені пункти, зазвичай, використовуються понижувальні трансформатори, в котрих первинною обмоткою (тобто тією, до якої підводиться енергія перетвореного змінного струму) є обмотка ВН. [9].

Трансформатор називають силовим, коли його використовують щоб трансформувати електричну енергію в енергосистемах або щоб живити споживачів. Силові трансформатори поділяються на універсального призначення, які постачають енергію в мережі чи споживачам без специфічних умов, та особливого призначення, які використовують для електромереж або споживачів із особливими умовами експлуатації, типом навантаження чи режимом роботи. Основне завдання силового трансформатора – це трансформація змінного струму одного класу напруги у змінний струм іншого класу напруги (вищого чи нижчого) при незмінній частоті. Передача електроенергії на великі дистанції здійснюються при високій напрузі (6, 10, 35 кВ і більше) за використання трансформаторів і ліній електропередавання. На місцях споживання напругу понижують до потрібного рівня, відповідного до напруги електроустановок споживачів, за допомоги тих же самих трансформаторів. Передача електроенергії при

високій напрузі знижує втрати в мережах і зменшує переріз провідників на лініях електропередавання. Силовий трансформатор є ключовою частиною електроустановок, мереж та систем. Їх розрізняють за охолоджувальним середовищем (масляні та сухі), кількістю обмоток (двохобмоткові та трьохобмоткові) і кількістю фаз (однофазні та трифазні).

Робота трансформатора має в основі явище електромагнітної індукції. Коли первинна обмотка трансформатора підключена до джерела змінного струму, струм, що проходить через неї, створює змінний магнітний потік у осерді трансформатора. Даний потік, проходячи через витки вторинної обмотки, індукуює в ній електрорушійну силу (ЕРС). Через дію цієї ЕРС через вторинну обмотку та споживача протікає струм. Таким чином, електроенергія передається із первинного кола до вторинного, змінюючи напругу відповідно до потреб споживача, підключеного до вторинного кола.

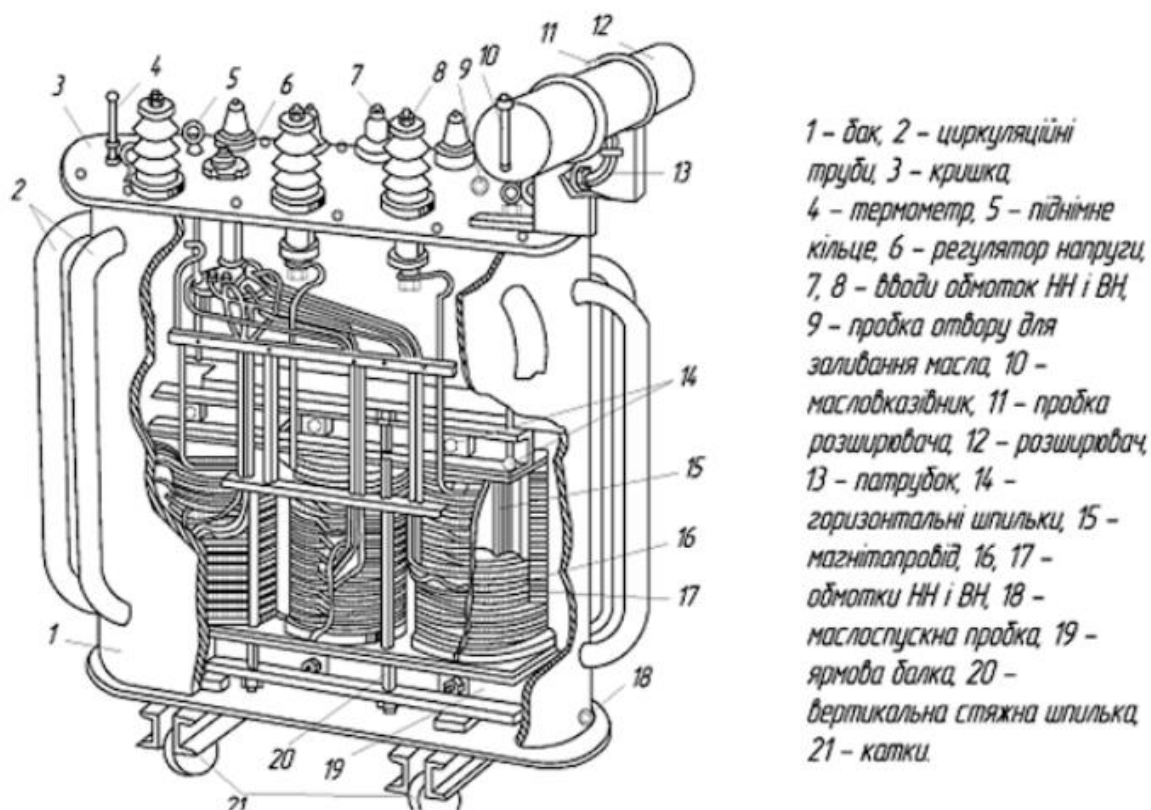


Рисунок 2.2-Конструкція силового трансформатора НН - вводи обмоток низької напруги; ВН - вводи обмоток високої напруги

Для поліпшення магнітного зв'язку між первинною та вторинною обмотками зазвичай використовують сталевий магнітопровід. Це допомагає збільшити ефективність трансформатора. Щоб зменшити втрати від струмів Фуко (вихрові струми), магнітопроводи трансформаторів виробляють з тонких пластин трансформаторної сталі, які мають ізольоване покриття, наприклад, жаростійкий лак. Трансформаторну сталь виконують гаряче- або холоднокатаною, залежно від вимог до конкретного застосування.

Розглянемо відомості про основні компоненти силового трансформатора.

Обмотки трансформаторів відрізняються по конструкції, методу намотки, присутністю паралельних провідників у витках і схемами з'єднань деяких елементів обмоток. В сьогоdnішніх трансформаторах використовуються одно-, дво- та багатопарові циліндроподібні обмотки, на додачу гвинтові і безперервні обмотки, що виготовлені з круглих або прямокутних проводів.

Магнітопровід вважається магнітною системою трансформаторів, через яку проходить основна частина магнітного потоку. Водночас магнітопровід є основною частиною для встановлення і закріплення обмоток, відводжень, перемикачів, а також інших частин активної частини трансформатора.

Магнітопровід складають із окремих тонких пластинок електротехнічної сталі, які ізольовані одна від одної завдяки плівці із спеціального жаростійкого чи лакового покриття. Жаростійке покриття як правило наносять одразу на металургійних заводах, які виготовляють сталь; а лакове покриття – на трансформаторних заводах після різки (штампування) пластин.

Магнітопроводи бувають кількох типів: стержневі та броньовані.

Бак в трансформаторі призначається для розміщення його активної частини та заливки масла. Кришка баку закриває його і служить основою для встановлення таких елементів як: розширювач, вводи, приводи перемикачів, балона термосигналізатора, підйомних кілець та решти частин. Місце з'єднання бака та кришки ущільнюють вставкою із гуми, яку розміщують на рамі між виступаючим торцем обичайки та отворами в рамі.

Деталлями трансформатора є: розширювач, ввід, запобіжна труба, газові реле, перемикач, запобіжник пробою та термосифонний фільтр. Дані деталі розташовані по периметру кришки трансформатора.

Розширювач використовується для підтримання постійної кількості масла у баку трансформатора і щоб зменшувати контакт масла та повітря, що запобігає його зволоженню та окисленню. Окрім цього, розширювач нівелює зміну в об'ємі масла в баку при зміні погодних умов. Коли масло нагрівається то збільшується в об'ємі, зайве масло поступає з баку в розширювач, а при охолодженні і зменшенні в об'ємі, воно повертається назад до баку трансформатора. Відомо, що зміни в температурі масла в діапазоні від -35 до $+70^{\circ}\text{C}$ зміню його об'єм приблизно на 8%, як наслідок об'єми розширювача розраховують з урахуванням цього надлишку масла.

Зміни в об'ємі масла дуже значна в потужних трансформаторах, де його кількість може досягати кількох тонн. Розширювач має циліндричну форму, що прикріплюється на кришку трансформатора з використанням пари сталевих кронштейнів. Розширювач з'єднується із баком через маслопровід, кінець останнього виступає на 50-70 мм в середину розширювача, щоб зіпсоване масло, яке осідає на дні розширювача, не потрапило до баку.

При роботі трансформатора через постійну зміну об'ємів масла, повітря в баку витісняється в напрямку із розширювача і знову повертається туди, тому дехто каже, що трансформатор "дихає". При процесі "дихання" волога з атмосферного повітря конденсується і осідає в нижній частині розширювача, а звідти надходить у спеціальний відстійник. Щоб зливати воду та забруднене масло на дні відстійника виготовляють спеціальну пробку. В деяких трансформаторах конструкція розширювача не передбачає відстійника, тому для зливу забруднень використовується пробка, вмонтована у дно розширювача.

Контроль рівня масла у розширювачі здійснюється **маслопоказником**, який складається зі склистої трубки у металічному кожусі, закріпленої на торцеві розширювача через кутники і патрубки. Він працює за принципом злучених посудин. На склі

та корпусі маслопоказника нанесено червоні риси, які вказують допустимий максимум та мінімум в межах рівня масла у розширювачі. Також в місці розташування розширювача, поруч з маслопоказником, наносяться цифри, котрі показують нормальну кількість масла при різній температурі повітря.

Запобіжну трубу встановлюють на силових трансформаторах потужності від 1 МВА. Вона являє собою циліндр із сталі, що з'єднується із баком трансформатора. Верхній кінець даної трубки закривається з використанням скляного диска (діафрагми), а нижню частину прикріплюють гвинтами до кришки трансформатора. Запобіжну трубу використовують щоб запобігати вибуху бака трансформатора при надмірному підвищенні тиску всередині який є наслідком внутрішніх аварійних процесів, спричинених розкладом масла і постійним створенням газів. Коли тиск сягає небезпечного рівня, діафрагма виходить з ладу, забезпечуючи вихід газів і масла назовні.

Газові реле встановлюють у розрив маслопровода, який поєднує розширювач та бак трансформатора. Вони призначені для сигналізування та відключення силового трансформатора, якщо виникають внутрішні пошкодження, що викликають локальні нагрівання. Це призводить до розкладання масла чи ізоляції проводів, утворюючи гази. До даних типів пошкоджень відносять виткові замикання, міжфазні кз, "пожежу" сталі магнітопроводу і т. д.

В трансформаторах зазвичай використовуються газові реле типу ПГ-22. Вони складаються з металічного корпусу, де розташовуються герметично запаяні металічні циліндри-поплавки, при цьому рухливі. На поплавках закріплюються скляні колби з контактами, всередині яких налита ртуть. Контакти верхнього поплавка призначені для замкнення кола звукової сигналізації, а нижнього – для замкнення кола відключення трансформатора.

В нормальному режимі роботи трансформатора, резервуар реле заповнюється трансформаторною оливою, поплавки підняті, а контакти в колбочках із ртуттю не замкнені. При незначному газоутворенні, яке вказує на невеликі пошкодження в баці трансформатора, гази не дуже швидко піднімаються і, накопичившись у резервуарі,

відтісняють масло. Рівень оливи в реле знижується, через що верхній поплавков спускається. У цей момент ртуть у його колбі переливається і робить замикання контактів кола сигналізації, тим самим викликає спрацювання захисту "на сигнал". Коли газотворення є значним, це свідомство серйозних пошкоджень всередині трансформатора, то з'являється рух масла з баку трансформатора до розширювача. Потік масла, який проходить крізь реле, перекидає нижній поплавок, а ртуть у його колбі робить замкнення кола вимкнення і захист відключає трансформатор від роботи в мережі. Газове реле також спрацьовує при зменшенні рівня масла в баці, що призводить до витоку масла із реле.

Перемикачі. Для того щоб регулювати напругу трансформатори обладнують перемикачами. Перемикач – це такий контактний пристрій, котрий здійснює перемикавання відгалужень обмоток на вводах високої напруги (ВН), змінюючи цим самим коефіцієнт трансформації. Трансформатори потужності до 1000 кВА мають кілька ступенів регулювання напруги (+5% і -5%). В трансформаторах потужності 100-1000 кВА із напругою (на стороні ВН) 10 кВ використовуються перемикачі класу ТПСУ-9-120/110.

В силових агрегатах застосовуються перемикачі інших типів, але принцип їх роботи однаковий, відрізняючись в більшості конструкцією окремо відібраних деталей.

Вводи силових трансформаторів ізолюють кінці обмоток, які виходять з баку і з'єднують їх з різними елементами електроустановки. Вводи характерні великим різноманіттям форм, конструкцій та розмірів, які залежать від напруги, потужності та встановлення (зовнішнього або внутрішнього) трансформатора. Ізолятором вводам слугує фарфоровий ізолятор. Він має гладку чи дрібно ребристу поверхню, а вводи трансформатора зовнішнього встановлення – великі ребра парасолько подібного оформлення. Це дуже прибільшує розрядні відстані, що в свою чергу навіть при сильних опадах та великому забрудненні ізолятора допомагає уникати розрядів на його поверхні.

Термосифонний фільтр працює щоб безперервно відновлювати (регенерувати) трансформаторну оливу, яка зберігається у баку чи розширювачі трансформатора. Це

сталевий циліндр, котрий заповнюється спеціальною речовиною, що поглинає (сорбентом), в якості якої використовують як правило силікагель. Циркулюючи через цей фільтр, масло очищується, а його початковий склад, якості та властивості відновлюються через поглинання сорбентом продуктів старіння масла, які дуже інтенсивно утворюються при довготривалій роботі трансформатора в режимі перевантажень.[10]

Номінальні величини силових трансформаторів

Основні характеристики силових трансформаторів включають номінальну потужність, напругу, струм обмоток, частоту, к-сть фаз і т. д. Ці параметри вказуються як в каталогах, так і в паспортах та на табличках обладнання. Номінальна потужність трансформатора залежить від його теплового режиму. Це така потужність споживачів, при якій обмотка трансформатора в умовах стандартної температури навколишнього середовища під час тривалої експлуатації нагрівається до допустимої температури (з перегрівом не більше 70°C). За такого режиму теплової роботи строк служби трансформатора складає 20 років. З часом зменшується еластичність, а також знижується механічна та електрична міцність ізоляції (старіння). Вітчизняна промисловість виробляє трифазні силові трансформатори потужністю 25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630 кВА тощо.

Номінальна потужність трансформатора ($S_{ном}$) – це повна потужність при номінальних частоті та напрузі. В двообмоткових трансформаторах вона відповідає номіналу потужності кожної обмотки.

Напруги обмоток трансформаторів взаємопов'язані коефіцієнтом трансформації. Номінальна напруга первинної обмотки повинна відповідати номінальній напрузі вторинної обмотки трансформатора.

Номінальна напруга обмотки ($U_{ном}$) – це напруга на затискачах, пов'язаних з даною обмоткою, при роботі на холостому ходу.

Номінальний струм обмотки ($I_{ном}$) визначається номінальною потужністю та напругою за формулою:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.1)$$

струм фази при способі з'єднання обмоток у зірку:

$$I_{\phi} = I_{ном}; \quad (2.2)$$

при способі з'єднання обмоток у трикутник:

$$I_{\phi} = \frac{I_{ном}}{\sqrt{3}}; \quad (2.3)$$

Номінальна частота (f) трансформатора повинна відповідати частоті мережі.

Коефіцієнт трансформації (K) – відношення напруг на затискачах первинної і вторинної обмоток трансформатора, визначається за формулою:

$$K = \frac{U_1}{U_2} = \frac{\omega_1}{\omega_2}; \quad (2.4)$$

Також на табличці трансформатора вказуються: умовні позначення, к-сть фаз, схеми і групи з'єднань обмоток, напруга кз, тип установки (внутрішня або зовнішня), спосіб охолодження, загальна вага трансформатора, вага активної частини, вага масла, положення перемикачів. В умовних позначеннях для трансформатора літери вказують на його тип, а цифри – на номінальну напругу обмотки ВН, кВ та номінальну потужність, кВА. Перша літера (О – однофазний, Т – трифазний, А – автотрансформатор). Друга – тип охолодження (С – природне повітряне, М – природне оливове, Н – негорюче діелектричне, Д – природне оливове з примусовим повітряним охолодженням та інші). Третя літера – Г, вказує на трансформатор без розширювача, герметичний.

Основною вимогою до системи електропостачання є надійність електрозабезпечення споживачів. Надійність постачання забезпечують вибором найбільш досконалих електроапаратів та силових трансформаторів, які відповідають умовам навколишнього середовища, а також забезпеченням відповідності електричних навантажень у нормальних та аварійних режимах номінальним навантаженням даних апаратів. Застосування структурного резервування, автоматичних пристроїв та релейного захисту сприяє підвищенню надійності електропостачальних систем (ЕПС). Існують два методи оцінки надійності ЕПС: один базується на вимогах Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), інший – теоретичний. Ці методи взаємопов’язані, оскільки практичні рекомендації ПУЕ ґрунтуються на результатах теоретичного аналізу. Надійність – це здатність ЕПС виконувати свої функції, зберігаючи експлуатаційні показники в межах, визначених нормативними документами. Відмова – це втрата працездатності елементів або всієї системи. Відмови бувають повні та часткові, раптові та поступові, стійкі та нестійкі, явні та приховані, конструктивні, технологічні або експлуатаційні. Відновлення – це процес відновлення працездатності через ремонт або заміну обладнання.

Основним теоретичним показником надійності є ймовірність безвідмовної роботи $p(t)$ за час t . На практиці використовуються такі показники, як частота відмов ω , частота ремонтів μ , тривалість відновлення t_v , тривалість поточного ремонту $t_{п}$.

Основні причини відмов силових трансформаторів включають: порушення ізоляції обмоток внаслідок зовнішніх та внутрішніх перенапруг, наскрізні струми короткого замикання, дефекти у виготовленні, старіння через перевантаження, пошкодження пристроїв регулювання, пошкодження контактних з’єднань, пошкодження вводів трансформаторів через пробій ізоляції, зниження рівня оливи.

Причини вибухів і пожеж трансформаторів можуть бути різними, зокрема дефекти конструкції, стрибки напруги, удари блискавки, структурні ушкодження, повільне накопичення дефектів (старіння) трансформаторного обладнання, швидке несподіване порушення ізоляції (електричний пробій), людські помилки (помилки об-

слуговування) тощо. Досвід показує, що наслідки таких подій можуть бути серйозними, оскільки трансформатори з оливним охолодженням зазвичай містять кілька тисяч літрів горючого ізолюючого мастила. Вибух та пожежа можуть призвести до значних пошкоджень не тільки самого трансформатора, а й структурних елементів електричної станції – стін, будівель, прилеглих трансформаторів та іншого електрообладнання.

Велика кількість експертів вважає, що коефіцієнт відмови трансформатора дуже зросте у найближчому часі до 0,02 в рік. Окрім того, коротший термін експлуатації нових трансформаторів може значно збільшити кількість відмов і вище цього показника в найближчому майбутньому. Чимало трансформаторів, що встановлені на електричних станціях високої та особливо, середньої потужностей, уже перевищують час життя, тому подальші пошкодження і виходи із строю трансформаторів не можна виключати. Однією із важливих причин вибухів та пожеж трансформаторів є їх природне старіння. Термін експлуатації є важливим показником, його визначають станом і деградацією сучасних матеріалів, що поряд із унікальними властивостями мають обмежений термін служби.

Головними завданнями розробників є проектування силових трансформаторів із високим рівнем надійності, а також доступності, мінімальним числом відмов та втрат, найменш можливим ризиком аварійних та планових відключень.

[11].

Загальні вимоги до трансформаторів, що встановлюються на підстанціях 35-110 (150)/6-35 кВ:

- обладнання трансформаторів автоматичними пристроями РПН, включаючи мікропроцесорні блоки керування;
- оснащення трансформаторів сучасними необслуговуваними пристроями захисту масла;
- забезпечення трансформаторів напругою 110 (150) кВ і потужністю 63 МВА та більше, встановлених у закритих підстанціях та ЗРУ, автоматизованими системами пожежогасіння;

- використання вводів з твердою ізоляцією (RIP ізоляція) при номінальних струмах до 2000 А;

- можливість впровадження системи моніторингу технічного стану (вимірювання ємності та тангенса кута діелектричних втрат вводів, контроль основної ізоляції трансформаторів тощо);

- низький рівень питомих втрат електроенергії.

Основні вимоги до трансформаторів, встановлених на трансформаторних підстанціях 6-35/0,4 кВ:

- використання герметичних масляних або заповнених рідким негорючим діелектриком трансформаторів, литих або сухих трансформаторів зі зниженими питомими втратами електроенергії і зменшеними масогабаритними параметрами, включаючи спеціальні трансформатори потужністю до 100 кВ·А, конструкція яких дозволяє встановлювати їх на опорі;

- трансформатори повинні мати схему з'єднання обмоток Δ/Y_n або "зірка-зигзаг з нулем";

- обладнання симетруючими обмотками або пристроями;

- оснащення системою автоматичного контролю температури;

- використання сухих трансформаторів із зниженим рівнем шуму та вібрації для трансформаторних підстанцій, вбудованих у будинки, та малогабаритних трансформаторних.

А тепер розглянемо основні вимоги до силових трансформаторів з боку умов експлуатації:

Силові трансформатори мають забезпечувати стабільне електропостачання користувачів. Це досягається правильним, технічно та економічно ґрунтованим вибором кількості та потужностей трансформаторів із розрахунком категорії споживачів при проектуванні СЕП підприємств агропромислових комплексів. Під час експлуатації це забезпечують впровадженням технічно правильного режиму роботи трансформаторів, а також моніторингом їх технічного стану та використанням пристроїв автоматичного включення резерву (АВР).

Режими роботи трансформаторів мають бути економічно ефективними. Це досягається мінімізацією втрат потужності у силових трансформаторах за їх роботи по заданим графіках навантаження шляхом відповідного навантаження трансформатора, усунення його холостого ходу (ХХ), вимкнення трансформаторів із низьким навантаженням і т. д. Запровадження економічно вигідного режиму роботи ставиться на оперативно-технічний персонал електромережного району та на головного інженера електротехнічної служби на господарстві.

Встановлення трансформатора має гарантувати його пожежну безпеку під час експлуатації. Це має залежність від дотримання норм та правил експлуатації, таких як наявність зливу оливи на випадок загоряння та особливих приямків з гравійною засипкою.

Трансформатор також має мати відповідні системи захистів від різного роду ушкоджень та незвичних режимів роботи, включаючи захист від внутрішніх ушкоджень, багатофазних замикань у обмотках і затискачах, надструмів у обмотках внаслідок зовнішніх коротких замикань чи можливих перевантажень, а також зниження рівня мастила. Окрім захисних засобів, трансформатор має мати потрібні прилади вимірювання для контролю режиму його роботи. **Розглянемо типові пошкодження в силових трансформаторах а також чинники, що їх викликають поелементно:**

ОБМОТКИ:

- **Замикання у витках:** викликані природним старінням і зносом ізоляції, систематичними перевантаженнями трансформаторів, а також динамічними зусиллями при наскрізних кз.

- **Замкнення на корпусі (пробій), замикання фаз:** спричинені старінням ізоляції, зволоженням оливи та зниженням її рівня, внутрішніми і зовнішніми перенапруженнями, деформацією обмоток через динамічні навантаження при кз.

- **Обрив кіл:** стається через горіння на виводах або руйнації з'єднань через низьку якість пайки чи зварювання виводів.

ПЕРЕМИКАЧ НАПРУГИ:

- **«Немає» контакту:** викликане порушенням регулювання перемикача.

- **Оплавлення контактів:** тепловий вплив на контакти викликаний кз .

ВВІД:

- **Пробій на корпус:** спричинений тріщинами в ізоляторах чи зниженням рівня трансформаторної оливи при забрудненні ізолятора всередині.

- **Перекриття між вводами окремо взятих фаз:** викликане пошкодженням ізоляції виводів, які приєднуються до ввода чи перемикача.

- **Підвищення струму ХХ:** відбувається через послаблення шихтовки магнітопроводу.

МАГНІТОПРОВІД:

- **"Пожежа" в сталі:** викликана порушенням ізоляції в окремо вибраних пластинках сталі чи ізоляції стягуючих гвинтів, слабким пресуванням пластин, утворенням короткозамкненого контуру за пошкодження ізоляційних прокладок між якором та магнітопроводом.

БАК та АРМАТУРА:

- **Витік масла зі зварених швів, кранів і з'єднань фланців:** відбувається через порушення заварювального шва внаслідок механічних чи термічних впливів, поганого притиску пробки крану, пошкоджену прокладку під фланцем.

Також декілька характерних проблем:

- **Перегрів трансформатора:** викликаний перевантаженням трансформатора, ослабленням пресовки шихтованого магнітопроводу, порушенням пресовки стиків в стиковому магнітопроводі.

- **Аномальне гудіння трансформатора:** спричинене перекриттям (проте не пробоем) між обмотками чи виводами навантаження через перегрів, обривом заземлення.

- **Потріскування в трансформаторі:** викликане перенапруженнями, різким погіршенням якості оливи, зниженням рівня оливи.

- **Пробій обмоток на корпусі, між сторонами високої та низької напруги чи поміж фазами:** спричинений погіршенням якості ізоляції як наслідок її природного старіння або утворенням замикання на лініях.[12]



Рисунок 2.3-Пожежа на трансформаторі внаслідок аварійної ситуації

Види випробувань силового обладнання для виявлення можливих дефектів

Випробування трансформаторів поділяються на приймально-здавальні та профілактичні.

Приймально-здавальні випробування проводяться під час процесу монтажу та після його завершення із метою перевірки відповідності трансформаторів вимогам ГОСТ і технічним умовам постачання, перевірки якості обладнання та монтажу, а також для вирішення питань щодо можливості введення трансформатора в експлуатацію та зняття характеристик ізоляції, що буде потрібно для оцінювання стану трансформатора на час використання.

Профілактичні випробування за час експлуатації, зазвичай, виконуються в період поточних або капітальних ремонтів щоб перевірити стан трансформаторів, що знаходяться в експлуатації, та якість виконання ремонту. За потреби, профілактичні випробування проводяться між ремонтами для перевірки стану ізоляційного середовища трансформатора, якщо присутні ознаки його погіршення.

Обсяг приймально-здавальних і профілактичних випробувань визначається відповідно до ПУЕ і «Норм випробувань електроустаткування».

Об'єм приймально-здавальних випробувань, що передбачається ПУЕ включає наступні види робіт.

1. Визначення умов включення трансформаторів.
2. Вимірювання характеристик ізоляції.
3. Випробування підвищеною напругою промислової частоти ізоляції обмоток разом з введеннями і ізоляції доступних стяжних шпильок, пресуючих кілець, ярмових балок (при огляді активної частини).
4. Вимірювання опору обмоток постійного струму на усіх відгалуженнях.
5. Перевірка коефіцієнта трансформації на всіх ступенях переключення.
6. Перевірка груп з'єднань трифазних трансформаторів та полярності виводів однофазних.
7. Вимірювання струму та втрат ХХ.
8. Перевірка роботи перемикаючого пристрою та зняття кругової діаграми.
9. Випробування баку із радіаторами гідравлічним тиском.
10. Перевірка систем охолодження.
11. Перевірка стану силікагелю.
12. Фазування трансформаторів.
13. Випробування трансформаторної оливи.
14. Випробування включенням поштовху на номінальну напругу.

Наведений об'єм приймально-здавальних робіт потрібний для оливонаповнених трансформаторів із потужністю більше 1600 кВА, а для трансформаторів із потужностями до 1600 кВА випробування проводять згідно пунктів 1, 2, 4, 8, 9, 11-14.

На початку випробувань потрібно провести зовнішній огляд трансформатора, під час якого перевіряється справність баку та радіаторів, стану ізоляторів, рівень оливи, цілісність маслопоказчикового скла, справність заземлюючого пристрою трансформатора та інші.

Умова для включення трансформатора без сушки. Допустимість включення трансформатора без сушки має вирішуватися по наслідках випробувань і з врахуванням умов, в яких перебував трансформатор до та під час монтажу. Об'єми перевірки станів ізоляції та умови включення без сушки мають залежність від таких величин як: потужність, напруга та умови транспортування трансформаторів.

Умови для ввімкнення трансформаторів одного габариту напруги до 35 кВ включно та потужності до 1000 кВА, які транспортують із маслом та розширювачем при включенні без сушки:

- а) рівень оливи має бути у межах відміток маслопоказника;
- б) характеристики оливи мають відповідати нормам, які наразі діють;
- в) значення відношення R_{60}/R_{15} обмоток за температури 10-30 °C має бути не менш ніж 1,3;

г) якщо першу умову не дотримано, проте обмотки трансформатора та перемикач покриті оливою, чи якщо не виконано другої умови, проте в оліві відсутні сліди води та напруга пробою масла зменшилася в порівнянні із нормованою більше ніж на 5 кВ, потрібно додатково вимірювати значення $\tan \delta$ і $C_{2/C50}$, які мають бути не нижче нормованих.

Трансформатори двох габаритів із напругою до 35 кВ включно але потужності від 1600 до 6300 кВА, які транспортують із маслом та розширювачем при включенні без сушки мають відповідати тим же умовам, як і для трансформаторів одного габариту. Для трансформаторів потужності до 100 кВА при ввімкненні у роботу без сушки вистачить випробувати трансформаторну оливу на напругу пробою. Крім цього, має дотримуватися одна з умов а, б; б, г; а, г, а в оліві не повинно бути слідів води.

Не менш важливою умовою вдалої експлуатації силових трансформаторів є забезпечення надійності при їх обслуговуванні.

Завдання та основні складові комплексу робіт з обслуговування трансформаторів

Для забезпечення більшої надійності в експлуатації трансформаторів комплекс робіт з їх обслуговування включає три основні компоненти: оперативне обслуговування, технічне обслуговування та систему планово-попереджувальних ремонтів.

Усі ці компоненти є невід'ємною частиною виробничого процесу генерації, передачі та розподілу електричної енергії. Це визначається специфікою електроенергетики, яка характеризується безперервністю виробничого процесу. Тісний зв'язок між виробництвом електроенергії та експлуатаційним обслуговуванням підвищує важливість як організації, так і безпосереднього виконання заходів комплексу. Важливо забезпечити поєднання безперервного характеру виробництва, передачі та розподілу електроенергії з циклічністю ремонту, тобто мінімізувати тривалість простоїв трансформаторів як через несправності, так і через планові ремонти.

Оперативне обслуговування

Оперативне обслуговування включає підтримку належного режиму роботи трансформатора, включаючи регулювання, уведення та виведення його з роботи, з дотриманням допустимих температурних і навантажувальних режимів, а також обмежень по рівню напруги. Сюди ж відноситься проведення періодичних та позачергових оглядів, періодична фіксація фактичних значень параметрів, що характеризують режим роботи трансформатора, та аналіз отриманих даних, виконання організаційно-технічних заходів для забезпечення безпечного технічного обслуговування та ремонту трансформатора.

Технічне обслуговування

До заходів технічного обслуговування належить профілактичний контроль стану ізоляції та контактної системи, а також пристроїв охолодження, регулювання та пожежогасіння, що виконується поза комплексом планово-запобіжного обслуговування.

Режими роботи трансформаторів

На підстанціях силові трансформатори можуть працювати в різних режимах, які характеризуються струмами навантажень, температурою верхніх шарів масла, напругою на введеннях первинної обмотки та температурою навколишнього середовища. Основними режимами роботи трансформаторів є: номінальний, допустима систематична та аварійна перевантаження; перевищення номінальної напруги трансформа-

тора, паралельна робота, режими короткого замикання. Номінальним режимом трансформатора називають режим роботи на основному відгалуженні при номінальній напрузі, частоті, навантаженні та умовах його установки і охолоджувального середовища. У цьому режимі трансформатор може працювати тривалий час.

Найбільшу роль в забезпеченні надійності в роботі силових агрегатів, в даному випадку трансформаторах, відіграє саме технічне обслуговування, тому детальніше спинимося на ньому

Технічний догляд за силовими трансформаторами під час їх використання має здійснюватися відповідно до вимог чинних нормативних документів, правил технічної експлуатації, керівних технічних матеріалів, технічних вказівок, інструкцій з експлуатації, стандартів та технічних умов.



Рисунок 2.4-Види перевірок під час огляду трансформаторів

Огляди. Зовнішні огляди трансформаторів (без вимикання) проводяться у такі терміни: якщо установку постійно обслуговує черговий персонал або є черговий вдома, огляди проводяться щодня; на станціях і підстанціях без постійного чергового персоналу - раз на місяць; на трансформаторних пунктах - не рідше одного разу на

півроку. Інженерно-технічний персонал проводить контрольний огляд не рідше одного разу на рік. При появі сигналу від газового реле або після кожного аварійного вимкнення виконується позачерговий огляд трансформатора. В залежності від місцевих умов та стану трансформатора терміни оглядів можуть бути змінені головним інженером електромереж.

Під час зовнішнього огляду трансформатора перевіряють: температуру і рівень масла, відповідність його позначкам на розширювачі або маслопоказнику; чистоту поверхні та цілісність ізоляторів; стан кабелів і шин; чистоту поверхні бака; відсутність слідів підтікання масла; справність системи вентиляції в трансформаторному приміщенні, запобіжників, роз'єднувачів, приводів і заземлювачів; цілісність дверей, вікон і замків; відсутність сторонніх шумів у трансформаторі; цілісність і справність вимірювальних приладів (термосигналізаторів і термометрів, манометрів та ін.), газових реле, стан індикаторного силікагелю у повітросушниках.

Огляд трансформаторів однією людиною може виконуватись лише оперативним персоналом або спеціально допущеним адміністративно-технічним персоналом; останньому електротехнічному персоналу дозволено оглядати трансформатори тільки під наглядом однієї з вищезгаданих осіб.

Спостереження за навантаженням трансформатора і температурою обмоток. Контроль за навантаженням трансформатора здійснюється за показаннями амперметрів та іноді ватметрів. Він повинен бути організований таким чином, щоб виключалася робота трансформатора з перевищенням нормованих значень струму, напруги і температури. На підстанціях з експлуатаційною документацією (при роботі з перевантаженням) кожні 30 хвилин черговий персонал записує показання приладів, проводячи це кожну годину і фіксуючи значення і тривалість перевантаження.

Важливим елементом контролю є вимірювання температури в трансформаторі. Показання термометрів дозволяють вчасно виявити порушення в системі охолодження, а також внутрішні пошкодження трансформаторів. Контроль за температурою обмоток здійснюють непрямыми методами, тобто про температуру обмоток судять за температурою масла. Гранична допустима температура верхніх шарів масла

трансформатора становить $95\text{ }^{\circ}\text{C}$ (при температурі охолоджуючого повітря $35\text{ }^{\circ}\text{C}$). Спостереження за температурою масла ведуть за допомогою ртутних термометрів, розміщених у верхньому шарі трансформаторного масла (для трансформаторів малої потужності). Для трансформаторів більшої потужності застосовують манометричні термометри. Показання температури верхніх шарів масла заносять в експлуатаційну документацію щогодини у трансформаторів з дистанційним вимірюванням температури, у всіх інших - під час чергових оглядів.

Також віднесемо сюди іще деякі види випробувань для виявлення дефектів у роботі силових трансформаторів, у відповідності з чинними нормативними документами:

Вимірювання опору ізоляції

Опір ізоляційних властивостей обмоток вимірюється мегаомметром напругою $2,5\text{ кВ}$. Мінімально дозволені показання опору ізоляції для обмоток в сухих трансформаторах, що вводяться в експлуатацію, з температурою ізоляції в межах з $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ повинні бути не нижчими аніж: для обмоток з номінальними напругами до 1 кВ – 100 МОм ; 6 кВ – 300 МОм ; понад 6 кВ – 500 МОм .

Вимірювання опору ізоляції обмоток роблять з температурою ізоляції, $^{\circ}\text{C}$

- трансформаторам напругою до 35 кВ – не менше за 5;
- трансформаторам напругою від 110 кВ до 150 кВ – не менше за 10;

Визначення тангенса кута діелектричних втрат:

Величину $\text{tg } \delta$ ізоляції обмоток у трансформаторах, що вводяться в експлуатацію, вимірюють згідно схем виробника. Заміри проводяться для силових трансформаторів напругою 35 кВ та потужності $10000\text{ кВ}\cdot\text{А}$ і більше та для усіх трансформаторів напругою 110 кВ та більше.

За часу експлуатації виміри $\text{tg } \delta$ проводяться у трансформаторах напругою 110 кВ та більше.

За часу експлуатації величину $\text{tg } \delta$ не нормують, проте її потрібно враховувати під час комплексного огляду результатів всіх вимірювань ізоляції та зрівнювати із раніше отриманим.

Випробовування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти:

Випробування підвищеною напругою ізоляції обмоток в купі з вводами маслonaповнених трансформаторів за час введення їх до роботи та після капремонтів без зміни обмоток та ізоляції не вимагається.

За час ремонтів із повною зміною обмоток всіх типів трансформаторів випробування підвищеною напругою є необхідним. Величина випробувальної напруги повинна відповідати значенню, що наведене в паспорті трнасформатора.

За час ремонтів із частковою зміною ізоляції чи за час реконструкції величина випробувальної напруги повинна становити 0,9 від значень, наведених у паспорті трансформаторів. Випробування ізоляції обмоток в сухих трансформаторах є необхідним за час введення їх в експлуатацію та капремонту.

Вимірювання втрат неробочого ходу при зниженій напрузі: Виміри проводяться в трансформаторах потужності 1000 кВ·А та вище за напругою (як підводиться до обмотки НН) а також згідно схем, що наведені у паспорті трансформатора. Для однофазного трансформатора під час введення його у роботу виміряна величина втрат НХ не повинна відрізнятись від паспортної величин більше ніж на 10 %

Співвідношення втрат по фазам для трифазного трансформатора за час введення його в експлуатацію і у роботі не повинно бути відмінним від паспортних співвідношень більше ніж на 5 %. В експлуатації величина втрат НХ не нормується.

Вимірювання опору обмоток постійного струму:

Заміри здійснюються на усіх відгалуженнях, якщо в паспорті трансформатора нема інших вказівок. Величина опору обмоток трифазного трансформатора не має відрізнятись більш ніж на 2 % від величини опору, отриманого на відповідних відгалуженнях решти фаз, чи паспортних значень за однакової температури, якщо немає спеціальних вказівок виробника, а значення опорів обмоток однофазного трансформатора не повинно відрізнятись більш ніж на 5 % від величини опору, отриманого на відповідних відгалуженнях решти фаз чи паспортних значень за однакової температури, якщо немає спеціальних вказівок виробника.

Перевірка коефіцієнта трансформації:

Перевірка проводиться на усіх положеннях перемикачів відгалужень. Величина коефіцієнта трансформації не повинна відрізнятись більш ніж на 2 % від величин, заміряних на відповідних їм відгалуженнях решти фаз, та величин виробника. Для трансформаторів із пристроєм регулювання під напругою різниця між коефіцієнтами трансформації не має перебільшувати величину ступеня регулювання пристроїв РПН.

Перевірка груп з'єднань обмоток трифазних трансформаторів та полярності виводів однофазних трансформаторів:

Групи з'єднань мають відповідати зазначеним у паспорті трансформатора, а полярність виводів – позначенням на кришках трансформаторів.

Вимірювання опорів короткого замикання трансформаторів:

Опір КЗ (Z_k) вимірюється перед першим ввімкненням, а також після капітальних ремонтів трансформаторів напругою 110 кВ та вище і потужності 63 МВ·А та вище. Для трансформатора із пристроєм регулювання напруги під навантаженням Z_k вимірюється на основному та двох крайніх відгалуженнях. Величина Z_k не має відрізнятись більш ніж на 3 % від базової чи на 5 % від вирахованої за паспортом (за напругою КЗ трансформатора) на основному відгалуженні обмоток, якщо іншого значення не зазначено в документаціях від виробника.

Випробування бака на щільність:

Після монтажів та ремонтів трансформаторів, випробування виконуюються: – в трансформаторах напругою до 35 кВ – методом утворення надмірного тиску стовпа масла, висота якого над рівнем заповненого розширника є 0,6 м, з винятком трансформаторів із хвилеподібними баками та пластинчатими радіаторами, для котрих висоту стовпа масла приймається рівною 0,3 м; – в трансформаторах із плівковим захистом масла методом утворення в гнучкій оболонці надмірного тиску повітря 10 кПа; – в решті трансформаторів напругою 110 кВ та більше – методом утворення надмірного тиску азоту чи сухого повітря 10 кПа у надмасляному просторі розширника.

Трансформатори без розширників та герметизовані на маслощільність не випробовуються. Значення температура масла в баку трансформаторів за час випробування

повинно бути не нижчим 10 °С. Тривалість випробувань складає не менш ніж 3 години. Трансформатор вважають оливощільним, тоді, коли під час візуального огляду витікання оливи не виявляють.

Перевірка систем охолодження:

Контролювання систем охолодження виконується згідно документації виробників.

Виміри характеристик трансформаторного масла:

Фізико-хімічне аналізування масла (обсяг перевірки та періодичність) за час розвантаження, зберігання, монтажу, введення в роботу трансформатора (за час першого увімкнення) та за час роботи проводиться згідно вимог СОУ-Н ЕЕ 43.101 та документації від виробників.

Масло з трансформаторів потужності менш ніж 630 кВА у процесі експлуатації не забирається та не перевіряється, а належить заміні під час ремонту в разі незадовільних результатів вимірів ізоляційних характеристик вказаних трансформаторів. В разі відбору проби масла із герметичних трансформаторів потрібно дотримуватись вказівок, що містяться в документаціях виробників на дані трансформатори, чи за погодженням із вказаними виробниками. Хроматографічний аналіз розчинених у маслі газів трансформаторів напругою з 35 кВ до 750 кВ проводиться згідно з СОУ-Н ЕЕ 46.501.

Оцінка вологості твердої ізоляції:

Вологість оцінюється для трансформаторів напругою 110 кВ та більше і потужності 63 МВ·А та більше. Мінімально дозволена величина вмісту води у твердій ізоляції проби товщини 3 мм нововведених трансформаторів та трансформаторів, що пройшли капремонт, повинна бути не більше ніж 1 % для трансформаторів із захистом масла та 1,5 % для трансформаторів без захисту масла, а для трансформаторів, які експлуатуються, – не більше ніж 3 % за масою.

Вміст води у твердій ізоляції під час процесу експлуатації дозволяється не визначати, якщо її вміст в маслі не перевищує 10 г/т (в разі виконання забору проби масла з температурою ізоляції не менше ніж 30 °С). Вміст води у твердій ізоляції

перед введенням в використання та під час капремонту визначається за вмістом води в вкладених у бак зразках ізоляції.

При порівнянні значень ізоляції трансформаторів до та після капітальних ремонтів дозволяється оцінка вмісту води твердої ізоляції розрахунковим методом по результатах вимірювання $\tan \delta$ ізоляції та масла за температури 30 °C чи 60 °C з допомогою номограм.

Випробування трансформаторів ввімкненням на номінальну напругу:

Вмикання трансформатора відбувається на час не менш ніж 30 хв, впродовж якого прослуховується і проглядається стан трансформатора. В процесі випробувань не має бути явищ, що вказують на незадовільний стан трансформатора. [13]

3 ОХОРОНА ПРАЦІ

У розділі бакалаврської роботи розглядаються заходи з охорони праці в процесі монтажу та експлуатації районної електричної мережі з аналізом особливостей експлуатації силових трансформаторів. На оперативно-ремонтний персонал, що здійснює монтаж системи електропостачання, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [14, 15]:

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

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

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

3.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання

3.1.1 Вимоги з безпечної організації робочих місць

Забороняється проведення електричних випробувань обладнання і електричних вимірювань випробувальними електроустановками і електротехнічними лабораторіями, які не мають відповідного дозволу. Випробування провадяться бригадами у складі не менше двох працівників, з яких керівник робіт повинен мати групу IV, а інші — групу III.

Проведення випробувань можуть виконувати тільки працівники, які пройшли спеціальну підготовку і перевірку знань схем випробувань і правил в обсязі даного розділу та мають практичний досвід проведення випробувань в умовах діючих елек-

троустановок, одержаний в період стажування тривалістю не менше 1 місяця під контролем досвідченого працівника з групою III. Вказана перевірка провадиться одночасно з загальною перевіркою знань цих Правил безпеки в ті ж терміни і тією ж комісією з включенням до її складу спеціаліста з випробування устаткування, який має V групу з електробезпеки, під час перевірки знань працівників, які проводять випробування в електроустановках напругою понад 1000 В, і групу IV — під час перевірки знань працівників, які проводять випробування в електроустановках напругою до 1000 В, про що робиться відповідний запис в посвідченні і в журналі.

Випробування в електроустановках напругою понад 1000 В провадиться за нарядом. Випробування електродвигунів напругою понад 1000 В, від яких від'єднані кабелі живлення і кінці їх заземлені, можуть виконуватись за розпорядженням.

Допуск за нарядом, що виданий на проведення випробувань, або на проведення, крім випробувань, підготовчих і ремонтних робіт, може бути проведений тільки після виводу з робочих місць інших бригад, які працюють на обладнанні, що підлягає випробуванню, і здачі ними нарядів. У склад бригади, що провадить випробування, можуть бути включені ремонтні працівники з групою II — для виконання підготовчих робіт, для охорони устаткування, що випробовується, а також для виконання роз'єднання і з'єднання шин. До початку випробувань керівник робіт має проінструктувати цих працівників про заходи безпеки, необхідні під час проведення випробувань. В склад бригади, яка виконує ремонт або монтаж устаткування, в свою чергу можуть бути включені працівники налагоджувальних організацій або електролабораторій для проведення необхідних випробувань.

У цьому разі відповідальність за безпеку проведення випробувань покладається на керівника робіт, чи за його вказівкою, на старшого з працівників лабораторії або налагоджувальної організації з групою IV. У цьому випадку про керівника проведення випробувань в процесі монтажу або ремонту робиться відповідна позначка в наряді в рядку «Доручається». Вказівки цих осіб обов'язкові для всіх членів бригади.

Одночасне виконання випробувань та ремонтних робіт різними бригадами в межах одного приєднання не допускається.

Під час збирання випробувальної схеми передусім виконуються захисне і робоче заземлення випробувальної установки і якщо вимагається захисне заземлення корпусу обладнання, що випробовується.

Проведення випробувань пересувною установкою із заземленням її корпусу тільки за допомогою робочої схеми забороняється. Корпус пересувної випробувальної установки має бути заземлений окремим заземлювальним провідником з гнучкого мідного проводу перерізом не менше 10 кв. мм. Перед випробуванням необхідно перевірити надійність заземлення корпусу. Перед приєднанням випробувальної установки до мережі 380/220 В вивід високої напруги установки має бути заземлений. Переріз мідного проводу, що використовується в випробувальних схемах для заземлення, повинен бути не менше 4 кв. мм. Зібрання кола випробування обладнання проводить працівник бригади, яка проводить випробування. Перед початком випробувань правильність зібрання кола та надійність робочих і захисних заземлень перевіряє виконавець робіт.

Встановлені в електроустановці переносні заземлення, які перешкоджають проведенню випробувань, можуть бути зняті і знову встановлені тільки за вказівкою особи, яка керує випробуванням, після заземлення виводу високої напруги випробувальної установки. Місце випробувань, а також з'єднувальні проводи, які під час випробування перебувають під випробувальною напругою, огорожуються, і біля місця випробування має перебувати наглядчач.

Обов'язки наглядча може виконувати особа, яка проводить приєднання вимірювальної схеми до випробувального обладнання. Обгороджування виконується працівниками бригади, яка проводить випробування. Як огороження, можуть використовуватися щити, бар'єри, канати з підвішеними на них плакатами «Випробування. Небезпечно для життя!» або світловими табло з таким самим написом.

В разі розміщення з'єднувальних проводів, що перебувають під випробувальною напругою, поза приміщенням електроустановки напругою понад 1000 В, в коридорах, на сходах, в проходах, на території, поряд з огороженням виставляється охорона з

одного або кількох проінструктованих і введених в наряд осіб з групою II – для попередження про небезпечність наближення або проникнення за огороження. Обладнання, що охороняється, вважається таким, що перебуває під напругою. Керівник робіт повинен переконатися в тому, що особи, виставлені для охорони, перебувають на своїх місцях і їм повідомлено про початок випробувань. Залишити свої місця ці особи можуть тільки з дозволу керівника робіт.

В разі розміщення випробувальної установки і устаткування, що випробовується, в різних приміщеннях чи на різних ділянках РУ дозволяється перебування членів бригади з групою III, які ведуть спостереження за станом ізоляції, окремо від виконавця робіт. Ці члени бригади перед початком випробувань повинні отримати необхідний інструктаж від керівника робіт і розташуватися поза огороженням.

Приєднувати з'єднувальний провід до фази, полюса випробувального обладнання або до жили кабелю і від'єднувати його дозволяється за вказівкою особи, що керує випробуванням, і тільки після її заземлення, яке може бути виконане вмиканням заземлювальних ножів або встановленням переносних заземлень, в тому числі спеціальних лабораторних, що мають ізолювальні ручки.

Перед подачею випробувальної напруги керівник робіт зобов'язаний:

- перевірити правильність збирання схеми і надійність робочих та захисних заземлень;
- перевірити, чи всі члени бригади і працівники, призначені для охорони, перебувають на вказаних їм місцях, чи виведені сторонні люди і чи можна подавати випробувальну напругу на устаткування;
- попередити бригаду про подання напруги словами «Подаю напругу» і, упевнившись, що попередження почуте всіма членами бригади, зняти заземлення з виводу випробувальної установки і подати на неї напругу 380/220 В.

З моменту зняття заземлення з виводу установки вся випробувальна установка, обладнання, що випробовується і з'єднувальні проводи, вважається під напругою і проводити будь-які перез'єднання у випробувальній схемі і на випробувальному обладнанні забороняється. Забороняється з моменту подання напруги на випробувальну

установку заходити до неї і виходити з неї, знаходитись на випробувальному обладнанні, а також доторкуватися до корпусу випробувальної установки, стоячи на землі. Після закінчення випробувань керівник робіт має знизити напругу випробувальної установки до нуля, відключити її від мережі 380/220 В, заземлити вивід установки і повідомити про це бригаді словами «Напруга знята». Тільки після цього можна виконувати перез'єднання проводів або в разі повного закінчення випробування, від'єднати їх від випробувальної установки і знімати огороження.

Особа, що проводить розрядку, має користуватися діелектричними рукавичками, захисними окулярами і стояти на ізолювальній основі. Встановлення і зняття заземлення заземлювальною штангою на високовольтний вивід випробувальної установки, приєднання та від'єднання проводів від цієї установки до випробувального устаткування слід проводити в діелектричних рукавичках однією і тією самою особою. Під час випробувань і в разі перез'єднання незаземлених частин випробувального обладнання вони вважаються такими, що перебувають під напругою.

На робочому місці оператора виконується роздільна світлова сигналізація про ввімкнення напруги до і понад 1000 В. Під час використання пересувної або стаціонарної випробувальної установки мають бути виконані такі умови:

- випробувальна установка має бути розділена на два відділи, в одному відділі розміщується апаратура напругою до 1000 В і знаходиться оператор, що керує установкою, в другому — все устаткування та струмовідні частини напругою понад 1000 В;

- пристрій установки напругою понад 1000 В має бути цілком відгороджений від місць, до яких можливе доторкування;

- двері у відділ установки з устаткуванням напругою понад 1000 В повинні мати електричне блокування, що забезпечує зняття напруги понад 1000 В під час відкриття дверей і світлову сигналізацію, яка діє, коли вивід високої напруги перебуває під напругою.

3.1.2 Електробезпека

Технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) Для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмовідними елементами електроустаткування, потрібно: розміщувати неізольовані струмопровідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах; використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки; підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги.

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

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

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками. Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

3.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

3.2.1 Мікроклімат

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Параметри мікроклімату наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

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

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

- в холодну пору року – використання калорифера;
- в літню пору – застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву.

3.2.2 Склад повітря робочої зони

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

Таблиця 3.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Вуглецю оксид (CO)	3	1	4
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для підтримки допустимих значень шкідливих речовин потрібно передбачати установки або прилади зволоження та/або штучної іонізації, кондиціонування повітря.

3.2.3 Виробниче освітлення

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018, будівельно-монтажні роботи потребують освітлення, яке характеризується розрядом зорової роботи III, підрозряд «в».

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

Нормовані значення штучного, природного та суміщеного освітлення наведені в таблиці 3.3.

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

Таблиця 3.3 – Вимоги до освітлення приміщень, що будуються

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під- роз- ряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Високої точності	Від 0,3 до 0,5 включно	III	в	малий середній великий	світлий середній темний	600	200	-	3,0

3.2.4 Виробничий шум

Шум вище гранично допустимих рівнів несприятливо діє на людину. Шум у приміщеннях широкопasmовий. Нормуємо шум на робочому місці. Рівні звукового тиску в октавних смугах частот, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку на робочих місцях, де використовується будівельна техніка, мають відповідати вимогам СН 3223, ГОСТ

12.1.003 і наведені в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Допустимі рівні звуку, еквівалентні рівні звуку і рівні звукового тиску в октавних смугах частот

Вид трудової діяльності, робочі місця	Рівні звукового тиску в дБ в октавних смугах із середньо геометричними частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Виконання усіх видів робіт на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Для забезпечення допустимих рівнів шуму на робочих місцях потрібно застосовувати засоби звукопоглинання, вибір яких має обґрунтовуватись спеціальними інженерно-акустичними розрахунками: ширми, екрани зі звукопоглинаючих матеріалів, використання сертифікованого будівельного інструменту та індивідуальних засобів захисту.

3.3 Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують «Правила пожежної безпеки в Україні» та інші правила пожежної безпеки для промислових підприємств і окремих об'єктів [19, 20]. Визначення пожежо-вибухонебезпечності речовин і матеріалів здійснюється за рекомендаціями [21], а, відповідно, категорії приміщень, будинків та зовнішніх установок, де вони використовуються, зберігаються тощо, за [22].

Приміщення підстанції за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д – негорючі речовини і матеріали в холодному стані з зонами П-III (місця, де зберігаються тверді горючі речовини). Будівля, в якій розташовані ці приміщення, характеризується II ступенем вогнестійкості.

До II ступеня вогнестійкості відносяться будівлі з несучими і огорожувальними конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів, бетону або залізобетону із застосуванням листових та плиткових негорючих матеріалів. В покриттях будівель допускається застосовувати незахищені сталеві конструкції. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2002 наведено в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площадки, кастури, сходи, балки, марші сходових кліток	пере-криття між поверхові (у т.ч. горішні та над підвалами)	елементи суміжних покриттів	
	несучі та сходових кліток	само-несучі	зовнішні не-несучі	внутрішні не-несучі (перегородки)				плити, настили, прогони	балки, ферми, арки, рами
II	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M0	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M0	RE 15 M0	R 30 M0

Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2002 наведено в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи протипожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвилинах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбуршлюзу, не нижче
Стіни	2	REI 60	2	1
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекрытия	2	REI 60	2	1

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати за таблицею 5.8

(чисельник). В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 5.8. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських споруд слід приймати за таблицею 3.7 (знаменник).

Таблиця 3.7

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

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

На території підстанції встановлено 5 вогнегасників ВП-5.

ВИСНОВКИ

В даній бакалаврській дипломній роботі було проведено розрахунок та оптимізовано районну електромережу із аналізом особливостей експлуатації силових трансформаторів. Досліджувався вибір схем електропостачання району, а також їх номінальної напруги, було вибрано марки проводів ліній електропередавання, визначено втрати напруги, технічні показники основного обладнання на підстанціях. Також проведено баланс активних та реактивних потужностей у створеній мережі, вибрано компенсуючі пристрої за потреби та визначено техніко-економічні показники для вибору оптимального варіанту розвитку мережі. Здійснено розрахунок і аналіз усталеного режиму електромережі.

Проаналізувавши реалії та загалом роботу енергетики у світі дійшов висновку, що силові трансформатори являються основним електричним обладнанням електроенергетичних систем, які забезпечують передачу і розподіл електричної енергії змінного струму від електростанцій до споживачів. А одним з основних завдань спеціалістів в області електроенергетики є забезпечення надійності роботи даних силових агрегатів. Це здійснюється за допомогою низки заходів, що включають в себе як підтримка коректної роботи силових трансформаторів, попередження дефектів в їх роботі та безпосередньо їх ремонт. В роботі проводився аналіз переважно методів попередження дефектів (за можливості).

Без трансформаторів не можлива передача електроенергії на значну відстань від електростанції до споживачів, не можливий розподіл електроенергії між споживачами на об'єкті, підключення низьковольтних споживачів, виконання електрозварювальних робіт тощо.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Бржезицький В. О., Зелінський В.Ц., Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є. Електричні апарати: підручник. Херсон: ОЛДІ-ПЛЮС, 2016. 602с. ISBN 978-966-289-101-0.
2. Сулейманов В. М. Електричні мережі та системи: підручн. / В. М. Сулейманов, Т. Л. Каладзе. – Київ: НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с. ISBN 978-966-622-300-8
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. Лежнюк П.Д. Електричні апарати. Фізичні основи електричних апаратів. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2007. –184 с.
6. Лежнюк П.Д. Електрообладнання розподільних установок. Вакуумні вимикачі. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2010. –137 с.
7. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.
8. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи. Підручник. Видавництво: Львівська політехніка, 2015. · 488 ·с.
9. Конспект лекцій з дисципліни «Експлуатація енергообладнання та засобів автоматизації» Плахтир О.О.
10. Режим доступу: https://boigor.blogspot.com/2020/04/blog-post_64.html?m=0.
11. Експлуатація розподільних мереж напругою 0,38-10 кВ/ Автор-упорядник М.Г. Гнедков. – Черкаси: видавець Андрощук П.С., 2014 – 288 с.
12. Режим доступу: <https://danube.pto.org.ua/index.php/component/k2/item/207-tema-8-6-kharakterni-nespravnosti-silovikh-transformatoriv-jikh-prichini>

13. СОУ-Н ЕЕ 20.302:2020 Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості. Зміни.

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

15. НПАОП 40.1-1.21-98 (ДНАОП 0.00-1.21-98) Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=48644.

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

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

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

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

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

21. 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>.

22. <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2024/paper/view/21032/17463>

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА
НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Районна електрична мережа з аналізом особливостей експлуатації силових трансформаторів

Тип роботи: Бакалаврська дипломна робота
(БДР, МКР)

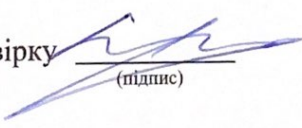
Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 90,64 % Схожість 9,36 %

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку 
(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

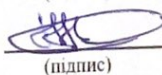
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи


(підпис)

Ткачук О.В.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Нетребський В.В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

Результати розрахунків в програмі “Втрати-110”

Розрахунок мінімального режиму

Загальна інформація | Інформація про вузли | Інформація про вітки

Тривалість звітного періоду: 0.0 год Час втрат: 0.0 год

Інтегральні характеристики електричної мережі 750-35 кВ

	Потужності		Електроенергії	
	акт. (МВт)	реакт. (МВАр)	акт (тис. кВт*г)	реакт. (тис. квар*г)
Усього одержано:	143.1	57.6	0.00	0.00
від зовнішніх джерел	0.0	0.0	0.00	0.00
від внутрішніх джерел	143.1	57.6	0.00	0.00
Усього відпущено:	140.1	43.8	0.00	0.00
зовнішнім споживачам	52.8	3.5	0.00	0.00
внутрішнім споживачам	87.3	40.2	0.00	0.00
Усього втрачено:	3.0	13.8	0.00	0.00

Втрати потужності та електроенергії

Втрати	потужності (МВт):	електроенергії (тис. кВт*г)
в лініях електропередачі	2.2	0.00
з них в ЛЕП 750-330 кВ	0.0	0.00
в ЛЕП 220-35 кВ	2.2	0.00
в трансформаторах	0.8	0.00
з них холостого ходу	0.4	0.00
навантажувальні	0.4	0.00
Сумарні 750-35 кВ	3.0	0.00
з них холостого ходу	0.4	0.00
від перетоків акт. потужн.	2.1	0.00
від перетоків реакт. потужн.	0.5	0.00
Всього у мережах 750-35 кВ	3.0	0.00

Інформація про вузли

N вузла	Назва	P _{наб.} , МВт	Q _{наб.} , МВАр	W _{відп.} , МВт г	U _{мод.} , кВ	U _{фаз.} , гр
100		-143.05	-41.54		110.00	0.00
200					109.97	-0.0
1					108.08	-1.0
2					107.13	-1.5
3					106.96	-1.5
4					106.07	-1.8
5					105.46	-2.0
6					105.03	-2.1
7					104.51	-2.2
8					104.48	-2.3
11					104.44	-2.2
10					104.38	-2.2

12					104.83	-2.1
13					105.34	-1.8
16					104.65	-2.1
14					106.83	-1.3
17					104.19	-2.2
18					103.99	-2.3
15					108.66	-0.5
23					106.56	-1.3
22					106.04	-1.4
21					106.81	-1.1
20					107.70	-0.7
19					109.47	-0.2
100001					106.94	-2.4
10000351					35.80	-2.4
10000101		4.30	1.70		10.22	-2.4
100002					107.35	-1.8
10000352					35.94	-1.8
10000102					10.23	-2.3
200001					103.50	-6.3
20000351					34.65	-6.3
20000101		13.00	3.40		9.72	-9.3
200002					103.64	-6.1
20000352					34.70	-6.1
20000102					9.74	-8.9
300101		6.00	2.50		10.11	-2.9
300102					10.12	-2.7
40010		1.00	0.40		10.05	-2.9
500101		1.00	0.40		10.04	-2.6
500102					10.04	-2.5
60010		1.00	0.50		9.93	-3.2
70000					100.50	-5.8
7000035					33.64	-5.8
7000010		4.60	2.30		9.40	-7.9
80000					103.22	-3.5
8000035					34.56	-3.5
8000010		1.70	0.80		9.80	-4.3
100010		1.00	0.50		9.87	-3.4
110010		1.90	0.90		9.77	-4.4
120010		1.20	0.60		9.89	-3.4
130010		5.70	2.30		9.78	-5.2
130000					103.46	-3.8
13000035					34.64	-3.8
13000010					9.79	-5.0
140010		4.10	2.00		8.67	-5.9
150010		2.40	1.20		9.03	-3.1
160010		1.00	0.50		8.83	-3.2
170010		1.00	0.50		8.79	-3.4

180000					100.12	-6.2
18000035					33.52	-6.2
18000010		5.10	2.10		9.37	-8.6
190010		0.90	0.40		10.38	-1.1
200010		6.70	4.80		9.58	-5.5
210010		1.70	0.80		10.03	-3.0
2200001					103.88	-3.4
220000351					34.78	-3.4
220000101		9.60	4.80		9.76	-5.1
2200002					103.88	-3.4
220000352					34.78	-3.4
220000102					9.94	-3.4
230010		1.90	0.90		9.98	-3.4
77771					105.73	-1.9
77772					103.98	-2.3
77773					105.98	-1.4
77771102		4.20	1.91		9.97	-3.4
7777110					9.98	-3.3
7777210		3.85	2.38		9.77	-3.7
77772102					9.78	-3.6
7777310		2.45	1.65		9.95	-2.8
77773102					9.95	-2.7

Інформація про вітки

Нпочатку	Нкінця	Pn, МВт	Qn, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	300101	3.18	1.41	3.18	1.32	0.00	0.09	0.019	1.34
300101	300102	-121.03	280.62	-121.94	280.62	0.00	0.00	-17.420	-0.01
3	300102	2.82	1.26	2.82	1.19	0.00	0.07	0.017	1.20
100	200	105.06	26.31	105.04	26.26	0.02	0.05	0.567	0.03
200	15	35.54	16.67	35.26	16.17	0.28	0.51	0.206	1.31
15	14	32.84	15.18	32.47	14.52	0.36	0.67	0.192	1.85
11	7	-0.06	-0.96	-0.06	-0.96	0.00	0.00	-0.005	-0.07
7	6	-6.42	-4.26	-6.44	-4.30	0.02	0.04	-0.042	-0.54
6	5	-7.45	-4.42	-7.48	-4.45	0.02	0.03	-0.048	-0.43
5	4	-5.72	-3.45	-5.74	-3.49	0.02	0.03	-0.037	-0.62
4	2	-13.79	-5.83	-13.89	-5.98	0.10	0.14	-0.081	-1.07
2	100	-19.36	-7.30	-19.68	-8.01	0.32	0.70	-0.111	-2.91
14	13	21.21	7.83	21.00	7.51	0.22	0.32	0.122	1.51
13	12	7.60	2.26	7.57	2.22	0.03	0.04	0.043	0.52
12	11	6.36	2.04	6.35	2.01	0.02	0.03	0.037	0.41
2	1	-13.69	-5.51	-13.76	-5.67	0.07	0.16	-0.079	-0.97
1	100	-18.11	-6.78	-18.31	-7.22	0.20	0.44	-0.103	-1.94
1	100001	3.11	1.30	3.11	1.21	0.00	0.09	0.018	1.22
100001	10000101	3.15	1.10	3.15	1.10	0.00	0.00	0.018	0.08
10000101	10000102	-49.77	118.79	-49.93	118.79	0.00	0.00	-7.263	-0.01
100002	10000102	1.19	0.50	1.19	0.49	0.00	0.01	0.007	0.47
1	100002	1.19	0.52	1.19	0.50	0.00	0.02	0.007	0.77
2	200001	6.70	2.76	6.68	2.11	0.02	0.65	0.039	4.23

200001	20000101	6.68	2.11	6.65	1.73	0.02	0.38	0.039	2.59
20000101	20000102	-172.77	632.39	-177.32	632.39	0.00	0.00	-38.879	-0.03
200002	20000102	6.36	2.05	6.34	1.71	0.02	0.34	0.037	2.48
2	200002	6.39	2.65	6.36	2.05	0.02	0.59	0.037	4.04
4	77771	7.03	2.61	7.01	2.59	0.02	0.02	0.041	0.35
77771	5	2.78	0.76	2.78	0.76	0.01	0.01	0.016	0.27
77771	7777110	2.02	0.99	2.02	0.93	0.00	0.06	0.012	1.53
7777110	77771102	94.55	-200.86	94.05	-200.86	0.00	0.00	12.824	0.01
77771	77771102	2.18	1.06	2.18	0.99	0.00	0.07	0.013	1.64
5	500101	0.51	0.21	0.51	0.20	0.00	0.01	0.003	0.55
500101	500102	-20.06	48.54	-20.09	48.54	0.00	0.00	-3.015	-0.00
5	500102	0.49	0.20	0.49	0.20	0.00	0.01	0.003	0.52
11	10	4.49	2.48	4.49	2.48	0.00	0.00	0.028	0.06
10	77772	3.48	2.18	3.47	2.17	0.01	0.01	0.023	0.41

77772	18	-0.41	-0.19	-0.41	-0.19	0.00	0.00	-0.003	-0.01
18	17	-5.56	-2.90	-5.57	-2.91	0.01	0.01	-0.035	-0.21
17	16	-6.58	-3.14	-6.60	-3.17	0.02	0.03	-0.040	-0.46
16	13	-7.61	-3.20	-7.65	-3.25	0.04	0.05	-0.045	-0.71
77772	7777210	2.00	1.31	2.00	1.23	0.00	0.07	0.013	1.99
7777210	77772102	-116.79	183.77	-117.29	183.77	0.00	0.00	-12.849	-0.01
77772	77772102	1.85	1.22	1.85	1.15	0.00	0.06	0.012	1.86
13	130000	2.75	1.34	2.75	1.22	0.00	0.12	0.017	2.06
130000	13000010	2.75	1.22	2.74	1.15	0.00	0.07	0.017	1.26
13000010	130010	117.80	-273.06	116.88	-273.06	0.00	0.00	17.506	0.01
13	130010	2.97	1.37	2.95	1.16	0.01	0.21	0.018	3.47
22	2200002	2.71	1.56	2.71	1.43	0.00	0.12	0.017	2.31
2200002	2200001	146.01	-269.45	146.00	-269.45	0.00	0.00	1.700	0.00
22	2200001	6.91	4.06	6.90	3.74	0.01	0.32	0.044	2.31
77773	7777310	1.26	0.89	1.25	0.84	0.00	0.05	0.008	2.09
7777310	77773102	-81.91	118.55	-82.12	118.55	0.00	0.00	-8.351	-0.01
77773	77773102	1.20	0.85	1.19	0.81	0.00	0.04	0.008	2.00
14	23	7.12	4.82	7.11	4.80	0.01	0.02	0.046	0.27
23	22	5.20	4.15	5.18	4.12	0.02	0.03	0.036	0.53
22	21	-6.96	-2.50	-7.00	-2.55	0.04	0.05	-0.040	-0.78
21	20	-8.72	-2.61	-8.77	-2.69	0.05	0.08	-0.049	-0.90
20	19	-15.53	-7.66	-15.72	-7.93	0.18	0.27	-0.093	-1.77
19	200	-16.63	-7.85	-16.68	-7.94	0.05	0.09	-0.097	-0.50

100002	10000352	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
6	60010	1.00	0.53	1.00	0.50	0.00	0.03	0.006	1.32
7	8	1.72	0.90	1.72	0.90	0.00	0.00	0.011	0.03
8	80000	1.70	0.88	1.70	0.83	0.00	0.05	0.011	1.37
11	110010	1.91	0.99	1.90	0.90	0.01	0.09	0.012	2.51
12	120010	1.20	0.64	1.20	0.60	0.00	0.04	0.007	1.59
80000	8000035	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
130000	13000035	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
80000	8000010	1.70	0.83	1.70	0.80	0.00	0.03	0.011	0.83
7	70000	4.63	2.91	4.61	2.52	0.01	0.39	0.030	4.44
70000	7000035	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
180000	18000035	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
23	230010	1.90	0.99	1.90	0.90	0.01	0.09	0.012	2.40
180000	18000010	5.11	2.36	5.10	2.10	0.02	0.26	0.032	2.65
70000	7000010	4.61	2.52	4.60	2.30	0.01	0.23	0.030	2.68
2200002	220000352	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
2200002	220000102	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
2	3	6.05	2.79	6.04	2.78	0.01	0.01	0.036	0.18
2200001	220000101	9.61	5.18	9.59	4.80	0.02	0.38	0.061	2.03
10	100010	1.00	0.53	1.00	0.50	0.00	0.03	0.006	1.33

100002	10000352	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
6	60010	1.00	0.53	1.00	0.50	0.00	0.03	0.006	1.32
7	8	1.72	0.90	1.72	0.90	0.00	0.00	0.011	0.03
8	80000	1.70	0.88	1.70	0.83	0.00	0.05	0.011	1.37
11	110010	1.91	0.99	1.90	0.90	0.01	0.09	0.012	2.51
12	120010	1.20	0.64	1.20	0.60	0.00	0.04	0.007	1.59
80000	8000035	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
130000	13000035	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
80000	8000010	1.70	0.83	1.70	0.80	0.00	0.03	0.011	0.83
7	70000	4.63	2.91	4.61	2.52	0.01	0.39	0.030	4.44
70000	7000035	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
180000	18000035	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
23	230010	1.90	0.99	1.90	0.90	0.01	0.09	0.012	2.40
180000	18000010	5.11	2.36	5.10	2.10	0.02	0.26	0.032	2.65
70000	7000010	4.61	2.52	4.60	2.30	0.01	0.23	0.030	2.68
2200002	220000352	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
2200002	220000102	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
2	3	6.05	2.79	6.04	2.78	0.01	0.01	0.036	0.18
2200001	220000101	9.61	5.18	9.59	4.80	0.02	0.38	0.061	2.03
10	100010	1.00	0.53	1.00	0.50	0.00	0.03	0.006	1.33

Розрахунок номінального і максимального режимів

Результати розрахунків всієї мережі

×

Загальна інформація | Інформація про вузли | Інформація про вітки

Тривалість звітного періоду: 0.0 год

Час втрат: 0.0 год

Інтегральні характеристики електричної мережі 750-35 кВ

	Потужності		Електроенергії	
	акт. (МВт)	реакт. (МВАр)	акт (тис. кВт*г)	реакт. (тис. квар*г)
Усього одержано:	78.9	47.0	0.00	0.00
від зовнішніх джерел	0.0	0.0	0.00	0.00
від внутрішніх джерел	78.8	47.0	0.00	0.00
Усього відпущено:	76.8	35.9	0.00	0.00
зовнішнім споживачам	0.0	1.6	0.00	0.00
внутрішнім споживачам	76.8	34.3	0.00	0.00
Усього втрачено:	2.1	11.1	0.00	0.00

Втрати потужності та електроенергії

Втрати	потужності (МВт):	електроенергії (тис. кВт*г)
в лініях електропередачі	1.4	0.00
з них в ЛЕП 750-330 кВ	0.0	0.00
в ЛЕП 220-35 кВ	1.4	0.00
в трансформаторах	0.7	0.00
з них холостого ходу	0.4	0.00
навантажувальні	0.3	0.00
Сумарні 750-35 кВ	2.1	0.00
з них холостого ходу	0.4	0.00
від перетоків акт. потужн.	1.4	0.00
від перетоків реакт. потужн.	0.3	0.00
Всього у мережах 750-35 кВ	2.1	0.00

Інформація про вузли

N вузла	Назва	P _{наб.} , МВт	Q _{наб.} , МВАр	W _{відп.} , МВт г	U _{мод.} , кВ	U _{фаз.} , гр
100		-78.85	-31.21		115.20	0.00
200					115.18	-0.0
1					113.70	-0.8
2					112.99	-1.2
3					112.83	-1.2
4					112.40	-1.4
5					111.73	-1.6
6					111.40	-1.7
7					111.00	-1.8
8					110.97	-1.8
11					111.03	-1.7
10					111.02	-1.7
12					111.23	-1.6
13					111.52	-1.5
16					110.91	-1.7
14					112.67	-1.0
17					110.51	-1.8
18					110.33	-1.9
15					114.13	-0.4
23					112.46	-1.1
22					112.07	-1.1
21					112.62	-0.9
20					113.28	-0.6
19					114.77	-0.2
100001					112.63	-2.0
N вузла	Назва	P _{наб.} , МВт	Q _{наб.} , МВАр	W _{відп.} , МВт г	U _{мод.} , кВ	U _{фаз.} , гр
10000351					37.71	-2.0
10000101		4.30	1.70		10.77	-2.0
100002					112.99	-1.6
10000352					37.83	-1.6
10000102					10.77	-2.0
200001					109.75	-5.4
20000351					36.74	-5.4
20000101		13.00	3.40		10.33	-8.0
200002					109.76	-5.4
20000352					36.75	-5.4
20000102					10.33	-8.0
300101		6.00	2.50		10.69	-2.4
300102					10.69	-2.4
40010		1.00	0.40		10.66	-2.3
500101		1.00	0.40		10.64	-2.1
500102					10.64	-2.1
60010		1.00	0.50		10.55	-2.6
70000					107.30	-4.9
7000035					35.92	-4.9
7000010		4.60	2.30		10.06	-6.7
80000					109.80	-2.9
8000035					36.76	-2.9
8000010		1.70	0.80		10.44	-3.5
100010		1.00	0.50		10.51	-2.7
110010		1.90	0.90		10.42	-3.7

120010		1.20	0.60		10.51	-2.8
130010		5.70	2.30		10.40	-4.4
130000					109.73	-3.3
13000035					36.73	-3.3
13000010					10.40	-4.4
140010		4.10	2.00		9.20	-5.2
150010		2.40	1.20		9.51	-2.7
160010		1.00	0.50		9.37	-2.7
170010		1.00	0.50		9.34	-2.8
180000					106.77	-5.3
18000035					35.74	-5.3
18000010		5.10	2.10		10.02	-7.4
190010		0.90	0.40		10.89	-1.0
200010		6.70	4.80		10.16	-4.9
210010		1.70	0.80		10.59	-2.6
2200001					110.05	-2.9
220000351					36.84	-2.9
220000101		9.60	4.80		10.36	-4.4
2200002					110.05	-2.9
220000352					36.84	-2.9
220000102					10.53	-2.9
230010		1.90	0.90		10.56	-2.9

Інформація про вітки

Нпочатку	Нкінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	300101	3.00	1.32	3.00	1.25	0.00	0.07	0.017	1.18
300101	300102	-3.00	-1.25	-3.00	-1.25	0.00	0.00	-0.175	-0.00
3	300102	3.00	1.32	3.00	1.25	0.00	0.07	0.017	1.18
100	200	46.44	19.64	46.44	19.63	0.00	0.01	0.252	0.02
200	15	31.29	13.29	31.10	12.95	0.19	0.35	0.170	1.05
15	14	28.68	12.02	28.44	11.57	0.24	0.45	0.157	1.47
11	7	0.98	-0.21	0.98	-0.22	0.00	0.00	0.005	0.03
7	6	-5.38	-3.36	-5.39	-3.38	0.01	0.02	-0.033	-0.41
6	5	-6.40	-3.45	-6.42	-3.47	0.01	0.02	-0.038	-0.34
5	4	-7.44	-3.44	-7.47	-3.49	0.03	0.05	-0.042	-0.68
4	2	-8.48	-3.28	-8.52	-3.33	0.03	0.05	-0.047	-0.60
2	100	-16.45	-5.60	-16.65	-6.05	0.20	0.45	-0.089	-2.23
14	13	18.24	5.87	18.10	5.67	0.14	0.20	0.098	1.18
13	12	5.14	0.88	5.13	0.87	0.01	0.02	0.027	0.29
12	11	3.91	0.75	3.91	0.74	0.01	0.01	0.021	0.21
2	1	-11.22	-4.12	-11.27	-4.21	0.04	0.10	-0.061	-0.72
1	100	-15.62	-5.24	-15.75	-5.52	0.13	0.29	-0.084	-1.51
1	100001	3.07	1.28	3.07	1.20	0.00	0.08	0.017	1.13
100001	10000101	3.07	1.20	3.06	1.20	0.00	0.00	0.017	0.07
10000101	10000102	-1.23	-0.50	-1.23	-0.50	0.00	0.00	-0.071	-0.00
100002	10000102	1.23	0.51	1.23	0.50	0.00	0.01	0.007	0.46
1	100002	1.24	0.53	1.23	0.51	0.00	0.02	0.007	0.74
2	200001	6.54	2.57	6.52	2.02	0.02	0.55	0.036	3.70
200001	20000101	6.52	2.02	6.50	1.70	0.02	0.32	0.036	2.28
20000101	20000102	-6.50	-1.70	-6.50	-1.70	0.00	0.00	-0.375	-0.00

Нпочатку	Нкінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
200002	20000102	6.52	2.02	6.50	1.70	0.02	0.32	0.036	2.28
2	200002	6.54	2.57	6.52	2.02	0.02	0.55	0.036	3.70
5	500101	0.50	0.21	0.50	0.20	0.00	0.01	0.003	0.50
500101	500102	-0.50	-0.20	-0.50	-0.20	0.00	0.00	-0.029	-0.00
5	500102	0.50	0.20	0.50	0.20	0.00	0.01	0.003	0.50
13	130010	2.90	1.31	2.89	1.13	0.01	0.18	0.016	3.12
130010	13000010	-2.81	-1.17	-2.81	-1.17	0.00	0.00	-0.169	-0.00
130000	13000010	2.81	1.23	2.81	1.17	0.00	0.06	0.016	1.18
13	130000	2.82	1.34	2.81	1.23	0.00	0.11	0.016	1.94
14	23	6.06	3.94	6.05	3.93	0.01	0.01	0.037	0.21
23	22	4.14	3.33	4.13	3.31	0.01	0.02	0.027	0.40
22	21	-5.54	-1.72	-5.56	-1.75	0.02	0.03	-0.030	-0.56
21	20	-7.28	-1.71	-7.31	-1.76	0.03	0.05	-0.038	-0.67
20	19	-14.07	-6.55	-14.20	-6.74	0.13	0.19	-0.079	-1.49
19	200	-15.11	-6.61	-15.15	-6.67	0.04	0.07	-0.083	-0.42
22	2200001	6.91	3.99	6.90	3.71	0.01	0.28	0.041	2.14
2200001	2200002	-2.71	-1.42	-2.71	-1.42	0.00	0.00	-0.016	-0.00
22	2200002	2.71	1.53	2.71	1.42	0.00	0.11	0.016	2.14
70000	7000010	4.61	2.50	4.60	2.30	0.01	0.20	0.028	2.43
11	10	1.01	0.54	1.01	0.54	0.00	0.00	0.006	0.01
10	100010	1.00	0.52	1.00	0.50	0.00	0.02	0.006	1.23
11	110010	1.90	0.98	1.90	0.90	0.01	0.08	0.011	2.31
12	120010	1.20	0.63	1.20	0.60	0.00	0.03	0.007	1.48
13	16	7.22	2.93	7.19	2.89	0.03	0.04	0.040	0.62
16	17	6.18	2.92	6.16	2.90	0.02	0.02	0.036	0.40
70000	7000035	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
2200002	220000352	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	0.00
2200002	220000102	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
23	230010	1.90	0.98	1.90	0.90	0.01	0.08	0.011	2.24
15	150010	2.41	1.33	2.40	1.20	0.01	0.13	0.014	2.91
Нпочатку	Нкінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
17	18	5.15	2.71	5.15	2.70	0.01	0.01	0.030	0.19
18	180000	5.13	2.72	5.11	2.33	0.01	0.39	0.030	3.96
180000	18000035	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
180000	18000010	5.11	2.33	5.10	2.10	0.01	0.23	0.030	2.40
17	170010	1.00	0.52	1.00	0.50	0.00	0.02	0.006	1.24
16	160010	1.00	0.52	1.00	0.50	0.00	0.02	0.006	1.23
200001	20000351	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
200002	20000352	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
4	40010	1.00	0.42	1.00	0.40	0.00	0.02	0.006	1.00
130000	13000035	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
100001	10000351	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
14	140010	4.12	2.39	4.10	2.00	0.03	0.39	0.024	5.36
100002	10000352	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
2	3	6.05	2.77	6.04	2.76	0.01	0.01	0.034	0.17
6	60010	1.00	0.52	1.00	0.50	0.00	0.02	0.006	1.22
7	8	1.72	0.90	1.72	0.90	0.00	0.00	0.010	0.03
8	80000	1.70	0.87	1.70	0.82	0.00	0.04	0.010	1.26
80000	8000035	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
19	190010	0.90	0.42	0.90	0.40	0.00	0.02	0.005	0.92
20	200010	6.74	5.63	6.70	4.80	0.05	0.83	0.045	7.45
21	210010	1.70	0.86	1.70	0.80	0.00	0.06	0.010	1.96
80000	8000010	1.70	0.82	1.70	0.80	0.00	0.02	0.010	0.76
2200001	220000351	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
2200001	220000101	9.61	5.13	9.59	4.80	0.01	0.34	0.057	1.88
7	70000	4.62	2.84	4.61	2.50	0.01	0.34	0.028	4.03

Розрахунок максимального режиму

Тривалість звітного періоду: 0.0 год Час втрат: 0.0 год

Інтегральні характеристики електричної мережі 750-35 кВ

	Потужності		Електроенергії	
	акт. (МВт)	реакт. (МВАр)	акт (тис. кВт*г)	реакт. (тис. квар*г)
Усього одержано:	177.3	76.4	0.00	0.00
від зовнішніх джерел	0.0	0.0	0.00	0.00
від внутрішніх джерел	177.3	76.4	0.00	0.00
Усього відпущено:	172.8	58.1	0.00	0.00
зовнішнім споживачам	66.0	6.8	0.00	0.00
внутрішнім споживачам	106.8	51.3	0.00	0.00
Усього втрачено:	4.5	18.3	0.00	0.00

Втрати потужності та електроенергії

Втрати	потужності (МВт):	електроенергії (тис. кВт*г)
в лініях електропередачі	3.5	0.00
з них в ЛЕП 750-330 кВ	0.0	0.00
в ЛЕП 220-35 кВ	3.5	0.00
в трансформаторах	1.0	0.00
з них холостого ходу	0.5	0.00
навантажувальні	0.5	0.00
Сумарні 750-35 кВ	4.5	0.00
з них холостого ходу	0.5	0.00
від перетоків акт. потужн.	3.1	0.00
від перетоків реакт. потужн.	0.9	0.00
Всього у мережах 750-35 кВ	4.5	0.00

Інформація про вузли

N вузла	Назва	P _{наб.} , МВт	Q _{наб.} , МВАр	W _{відп.} , МВт г	U _{мод.} , кВ	U _{фаз.} , гр
100		-125.12	-31.38		115.20	0.00
200					115.17	-0.0
1					113.70	-0.8
2					112.99	-1.2
3					112.82	-1.2
4					112.40	-1.4
5					111.73	-1.6
6					111.39	-1.7
7					110.99	-1.8
8					110.96	-1.8
11					111.02	-1.7
10					111.01	-1.7
12					111.22	-1.6
13					111.51	-1.5
16					110.90	-1.7
14					112.66	-1.0
17					110.50	-1.8
18					110.32	-1.9
15					114.12	-0.4
23					112.46	-1.1
22					112.06	-1.1
21					112.61	-0.9
20					113.27	-0.6
19					114.76	-0.2
100001					112.62	-2.0

10000351				37.70	-2.0
10000101		4.30	1.70	10.76	-2.0
100002				113.01	-1.5
10000352				37.83	-1.5
10000102				10.77	-2.0
200001				109.66	-5.5
20000351				36.71	-5.5
20000101		13.00	3.40	10.32	-8.1
200002				109.78	-5.3
20000352				36.75	-5.3
20000102				10.34	-7.8
300101		6.00	2.50	10.68	-2.4
300102				10.69	-2.3
40010		1.00	0.40	10.66	-2.3
500101		1.00	0.40	10.64	-2.1
500102				10.64	-2.1
60010		1.00	0.50	10.54	-2.7
70000				107.30	-4.9
7000035				35.92	-4.9
7000010		4.60	2.30	10.06	-6.7
80000				109.79	-2.9
8000035				36.76	-2.9
8000010		1.70	0.80	10.43	-3.6
100010		1.00	0.50	10.51	-2.7
110010		1.90	0.90	10.41	-3.7
120010		1.20	0.60	10.51	-2.8
130010		5.70	2.30	10.39	-4.5
130000				109.75	-3.3
13000035				36.74	-3.3
13000010				10.40	-4.3
140010		4.10	2.00	9.20	-5.2
150010		2.40	1.20	9.51	-2.7
160010		1.00	0.50	9.37	-2.7
170010		1.00	0.50	9.34	-2.8
180000				106.76	-5.3
18000035				35.74	-5.3
18000010		5.10	2.10	10.02	-7.4
190010		0.90	0.40	10.89	-1.0
200010		6.70	4.80	10.16	-4.9
210010		1.70	0.80	10.59	-2.6
2200001				110.04	-2.9
220000351				36.84	-2.9
220000101		9.60	4.80	10.36	-4.4
2200002				110.04	-2.9
220000352				36.84	-2.9
220000102				10.53	-2.9
230010		1.90	0.90	10.55	-2.9
77771				109.12	-2.3
77772				106.82	-2.6
77773				109.96	-1.6
77771102		12.00	5.45	10.01	-6.5
7777110				10.03	-6.2
7777210		11.00	6.81	9.69	-6.7
77772102				9.72	-6.4
7777310		7.00	4.72	9.96	-5.3
77773102				9.98	-5.1

-Інформація про вітки

Nпочатку	Nкінця	Pn, МВт	Qn, МВАp	Pк, МВт	Qк, МВАp	dP, МВт	dQ, МВАp	I, кА	dU, кВ
3	300101	3.18	1.40	3.18	1.32	0.00	0.08	0.018	1.29
300101	300102	-121.03	280.62	-121.87	280.62	0.00	0.00	-16.707	-0.01
3	300102	2.82	1.26	2.82	1.19	0.00	0.07	0.016	1.15
100	200	130.30	38.04	130.27	37.97	0.03	0.07	0.679	0.04
200	15	44.49	23.45	44.07	22.68	0.42	0.76	0.252	1.66
15	14	41.65	21.75	41.09	20.72	0.56	1.03	0.239	2.38
11	7	-0.71	-1.94	-0.71	-1.94	0.00	0.00	-0.011	-0.16
7	6	-7.08	-5.15	-7.10	-5.20	0.03	0.05	-0.047	-0.60
6	5	-8.11	-5.30	-8.14	-5.33	0.03	0.04	-0.051	-0.48
5	4	-7.52	-5.02	-7.57	-5.08	0.04	0.06	-0.048	-0.83
4	2	-22.37	-11.22	-22.63	-11.59	0.26	0.38	-0.131	-1.80
2	100	-24.10	-10.16	-24.57	-11.20	0.47	1.04	-0.135	-3.66
14	13	28.10	12.49	27.73	11.95	0.37	0.54	0.159	2.06
13	12	10.73	3.97	10.67	3.89	0.05	0.08	0.060	0.76
12	11	9.46	3.75	9.42	3.69	0.04	0.06	0.054	0.63
2	1	-17.69	-7.97	-17.81	-8.23	0.12	0.26	-0.100	-1.27
1	100	-22.16	-9.27	-22.44	-9.89	0.28	0.62	-0.123	-2.39
1	100001	3.11	1.29	3.11	1.21	0.00	0.08	0.017	1.17
100001	10000101	3.15	1.10	3.15	1.10	0.00	0.00	0.017	0.08
10000101	10000102	-49.77	118.79	-49.91	118.79	0.00	0.00	-6.950	-0.01
100002	10000102	1.19	0.50	1.19	0.49	0.00	0.01	0.007	0.45
1	100002	1.19	0.52	1.19	0.50	0.00	0.02	0.007	0.74
2	200001	6.70	2.67	6.67	2.08	0.02	0.59	0.037	3.97
200001	20000101	6.67	2.08	6.65	1.73	0.02	0.34	0.037	2.44
20000101	20000102	-172.77	632.39	-176.92	632.39	0.00	0.00	-37.132	-0.03
200002	20000102	6.36	2.02	6.34	1.71	0.02	0.31	0.036	2.33
2	200002	6.38	2.56	6.36	2.02	0.02	0.54	0.036	3.80
4	77771	13.79	6.45	13.72	6.39	0.07	0.07	0.080	0.70
77771	5	1.64	0.03	1.63	0.03	0.00	0.00	0.009	0.13
77771	7777110	5.79	3.18	5.77	2.67	0.03	0.51	0.035	4.74
7777110	77771102	272.80	-573.89	268.79	-573.89	0.00	0.00	36.499	0.03
77771	77771102	6.26	3.41	6.23	2.82	0.03	0.59	0.038	5.08
5	500101	0.51	0.21	0.51	0.20	0.00	0.01	0.003	0.53
500101	500102	-20.06	48.54	-20.08	48.54	0.00	0.00	-2.917	-0.00
5	500102	0.49	0.20	0.49	0.20	0.00	0.01	0.003	0.51
11	10	8.22	5.17	8.21	5.16	0.01	0.01	0.052	0.11

10	77772	7.20	4.88	7.15	4.83	0.05	0.05	0.047	0.84
77772	18	-3.93	-2.97	-3.93	-2.98	0.00	0.00	-0.027	-0.12
18	17	-9.08	-5.64	-9.10	-5.67	0.02	0.03	-0.058	-0.37
17	16	-10.11	-5.88	-10.16	-5.95	0.05	0.07	-0.063	-0.75
16	13	-11.17	-5.95	-11.25	-6.07	0.08	0.12	-0.068	-1.11
77772	7777210	5.74	4.13	5.71	3.52	0.03	0.61	0.038	6.11
7777210	77772102	-333.62	525.05	-337.74	525.05	0.00	0.00	-37.008	-0.04
77772	77772102	5.31	3.85	5.28	3.32	0.03	0.52	0.035	5.69
13	130000	2.75	1.33	2.75	1.21	0.00	0.11	0.016	1.99
130000	13000010	2.75	1.21	2.74	1.15	0.00	0.06	0.016	1.21
13000010	130010	117.73	-273.06	116.88	-273.06	0.00	0.00	16.861	0.01
13	130010	2.97	1.35	2.95	1.16	0.01	0.20	0.017	3.34
22	2200002	2.71	1.54	2.71	1.42	0.00	0.11	0.016	2.21
2200002	2200001	145.16	-269.41	145.16	-269.41	0.00	0.00	1.632	0.00
22	2200001	6.91	4.02	6.90	3.72	0.01	0.29	0.042	2.21
77773	7777310	3.61	2.79	3.59	2.41	0.03	0.38	0.024	6.26
7777310	77773102	-234.04	338.73	-235.75	338.73	0.00	0.00	-23.830	-0.03
77773	77773102	3.43	2.67	3.41	2.32	0.02	0.34	0.023	5.99
14	23	8.85	6.44	8.83	6.41	0.02	0.03	0.057	0.33
23	22	6.92	5.79	6.88	5.75	0.03	0.05	0.047	0.69
22	21	-9.86	-4.47	-9.93	-4.58	0.07	0.11	-0.057	-1.16
21	20	-11.65	-4.57	-11.74	-4.71	0.10	0.14	-0.065	-1.26
20	19	-18.50	-9.52	-18.74	-9.87	0.24	0.35	-0.107	-2.06
19	200	-19.66	-9.74	-19.72	-9.86	0.06	0.12	-0.110	-0.58

100002	10000352	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
6	60010	1.00	0.52	1.00	0.50	0.00	0.02	0.006	1.28
7	8	1.72	0.90	1.72	0.90	0.00	0.00	0.010	0.03
8	80000	1.70	0.87	1.70	0.83	0.00	0.04	0.010	1.33
11	110010	1.90	0.99	1.90	0.90	0.01	0.09	0.011	2.44
12	120010	1.20	0.63	1.20	0.60	0.00	0.03	0.007	1.55
80000	8000035	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
130000	13000035	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
80000	8000010	1.70	0.83	1.70	0.80	0.00	0.03	0.010	0.81
7	70000	4.62	2.87	4.61	2.51	0.01	0.36	0.029	4.27
70000	7000035	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
180000	18000035	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
23	230010	1.90	0.98	1.90	0.90	0.01	0.08	0.011	2.30
180000	18000010	5.11	2.34	5.10	2.10	0.02	0.24	0.031	2.57
70000	7000010	4.61	2.51	4.60	2.30	0.01	0.21	0.029	2.58
2200002	220000352	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
2200002	220000102	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00

2	3	6.05	2.78	6.04	2.77	0.01	0.01	0.034	0.17
2200001	220000101	9.61	5.15	9.59	4.80	0.02	0.35	0.058	1.94
10	100010	1.00	0.52	1.00	0.50	0.00	0.02	0.006	1.30
2200001	220000351	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
22	77773	7.07	5.37	7.06	5.36	0.01	0.01	0.046	0.17
200001	20000351	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
200002	20000352	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
18	180000	5.13	2.77	5.11	2.34	0.02	0.42	0.031	4.23
4	40010	1.00	0.42	1.00	0.40	0.00	0.02	0.006	1.05
21	210010	1.70	0.86	1.70	0.80	0.00	0.06	0.010	2.01
17	170010	1.00	0.52	1.00	0.50	0.00	0.02	0.006	1.30
20	200010	6.74	5.65	6.70	4.80	0.05	0.85	0.045	7.54
100001	10000351	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
16	160010	1.00	0.52	1.00	0.50	0.00	0.02	0.006	1.28
19	190010	0.90	0.42	0.90	0.40	0.00	0.02	0.005	0.92
14	140010	4.12	2.41	4.10	2.00	0.03	0.41	0.025	5.51
15	150010	2.41	1.33	2.40	1.20	0.01	0.13	0.014	2.94

Розрахунок післяаварійного режиму

Загальна інформація | Інформація про вузли | Інформація про вітки

Тривалість звітного періоду: 0.0 год Час втрат: 0.0 год

Інтегральні характеристики електричної мережі 750-35 кВ

	Потужності		Електроенергії	
	акт. (МВт)	реакт. (МВАр)	акт (тис. кВт*г)	реакт. (тис. квар*г)
Усього одержано:	177.7	74.7	0.00	0.00
від зовнішніх джерел	0.0	0.0	0.00	0.00
від внутрішніх джерел	177.7	74.7	0.00	0.00
Усього відпущено:	173.2	57.2	0.00	0.00
зовнішнім споживачам	66.4	5.9	0.00	0.00
внутрішнім споживачам	106.8	51.3	0.00	0.00
Усього втрачено:	4.5	17.5	0.00	0.00

Втрати потужності та електроенергії

Втрати	потужності (МВт):	електроенергії (тис. кВт*г)
в лініях електропередачі	3.5	0.00
з них в ЛЕП 750-330 кВ	0.0	0.00
в ЛЕП 220-35 кВ	3.5	0.00
в трансформаторах	1.0	0.00
з них холостого ходу	0.5	0.00
навантажувальні	0.4	0.00
Сумарні 750-35 кВ	4.5	0.00
з них холостого ходу	0.5	0.00
від перетоків акт. потужн.	3.1	0.00
від перетоків реакт. потужн.	0.9	0.00
Всього у мережах 750-35 кВ	4.5	0.00

Інформація про вузли

N вузла	Назва	P _{нав.} , МВт	Q _{нав.} , МВАр	W _{відп.} , МВт г	U _{мод.} , кВ	U _{фаз.} , гр
10000351					39.64	-1.9
10000101		4.30	1.70		11.32	-1.9
100002					118.75	-1.5
10000352					39.76	-1.5
10000102					11.32	-1.9
200001					115.65	-4.9
20000351					38.72	-4.9
20000101		13.00	3.40		10.91	-7.2
200002					115.66	-4.9
20000352					38.72	-4.9
20000102					10.91	-7.2
300101		6.00	2.50		11.23	-2.2
300102					11.23	-2.2
40010		1.00	0.40		11.19	-2.2
500101		1.00	0.40		11.14	-2.0
500102					11.14	-2.0
60010		1.00	0.50		11.03	-2.6
70000					112.28	-4.7
7000035					37.59	-4.7
7000010		4.60	2.30		10.55	-6.4
80000					114.63	-2.9
8000035					38.38	-2.9
8000010		1.70	0.80		10.90	-3.5
100010		1.00	0.50		10.94	-2.9
110010		1.90	0.90		10.85	-3.8

100001				117.78	-2.1
10000351				39.43	-2.1
10000101	4.30	1.70		11.26	-2.1
100002				118.15	-1.7
10000352				39.55	-1.7
10000102				11.26	-2.1
200001				114.53	-5.5
20000351				38.34	-5.5
20000101	13.00	3.40		10.79	-7.9
200002				114.65	-5.3
20000352				38.38	-5.3
20000102				10.81	-7.5
300101	6.00	2.50		11.13	-2.6
300102				11.14	-2.5
40010	1.00	0.40		11.01	-2.8
500101	1.00	0.40		10.87	-2.9
500102				10.87	-2.8
60010	1.00	0.50		10.77	-3.4
70000				109.59	-5.5
7000035				36.69	-5.5
7000010	4.60	2.30		10.29	-7.3
80000				112.02	-3.7

8000035				37.50	-3.7
8000010	1.70	0.80		10.65	-4.3
100010	1.00	0.50		10.69	-3.5
110010	1.90	0.90		10.62	-4.4
120010	1.20	0.60		10.78	-3.4
130010	5.70	2.30		10.75	-4.7
130000				113.50	-3.6
13000035				38.00	-3.6
13000010				10.76	-4.6
140010	4.10	2.00		9.60	-5.1
150010	2.40	1.20		9.97	-2.6
160010	1.00	0.50		9.69	-3.1
170010	1.00	0.50		9.66	-3.2
180000				110.65	-5.5
18000035				37.04	-5.5
18000010	5.10	2.10		10.40	-7.5
190010	0.90	0.40		11.44	-1.0
200010	6.70	4.80		10.69	-4.6
210010	1.70	0.80		11.05	-2.6
2200001				114.27	-3.1
220000351				38.25	-3.1
220000101	9.60	4.80		10.77	-4.5
2200002				114.27	-3.1
220000352				38.26	-3.1

220000102				10.93	-3.1
230010	1.90	0.90		10.98	-3.1
77771				112.81	-2.5
77772				111.68	-2.6
77773				115.87	-1.5
77771102	12.00	5.45		10.38	-6.5
7777110				10.40	-6.2
7777210	11.00	6.81		10.18	-6.3
77772102				10.21	-6.0
7777310	7.00	4.72		10.56	-4.8
77773102				10.58	-4.7

Інформація про вітки

Нпочатку	Нкінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	300101	3.18	1.39	3.18	1.32	0.00	0.08	0.017	1.21
300101	300102	-121.03	280.62	-121.78	280.62	0.00	0.00	-15.824	-0.01
3	300102	2.82	1.25	2.82	1.19	0.00	0.06	0.015	1.08
100	200	131.58	36.09	131.55	36.02	0.03	0.06	0.650	0.04
200	15	45.23	22.97	44.84	22.27	0.38	0.70	0.242	1.58
15	14	42.43	21.39	41.90	20.43	0.52	0.95	0.229	2.27
11	7	0.22	-1.63	0.22	-1.63	0.00	0.00	0.008	-0.09
7	6	-6.14	-4.72	-6.16	-4.76	0.02	0.03	-0.039	-0.51
6	5	-7.17	-4.81	-7.19	-4.84	0.02	0.03	-0.044	-0.41
5	4	-20.41	-10.99	-20.66	-11.35	0.25	0.36	-0.117	-1.95
4	2	-21.67	-11.10	-21.89	-11.42	0.22	0.32	-0.121	-1.66
2	100	-23.70	-9.83	-24.11	-10.73	0.40	0.90	-0.126	-3.38
14	13	29.09	12.41	28.73	11.90	0.35	0.51	0.156	1.99
13	12	15.77	7.30	15.66	7.14	0.11	0.16	0.087	1.15
12	11	14.45	7.05	14.36	6.92	0.09	0.13	0.081	0.98
2	1	-17.35	-7.75	-17.45	-7.97	0.10	0.23	-0.093	-1.17
1	100	-21.80	-8.91	-22.05	-9.45	0.24	0.54	-0.114	-2.21
1	100001	3.11	1.29	3.11	1.21	0.00	0.07	0.016	1.10
100001	10000101	3.15	1.10	3.15	1.10	0.00	0.00	0.016	0.07
10000101	10000102	-49.77	118.79	-49.90	118.79	0.00	0.00	-6.593	-0.00
100002	10000102	1.19	0.50	1.19	0.49	0.00	0.01	0.006	0.42
1	100002	1.19	0.51	1.19	0.50	0.00	0.02	0.006	0.69
2	200001	6.69	2.57	6.67	2.04	0.02	0.53	0.035	3.61
200001	20000101	6.67	2.04	6.65	1.73	0.02	0.31	0.035	2.22
20000101	20000102	-172.77	632.39	-176.46	632.39	0.00	0.00	-35.006	-0.02
200002	20000102	6.36	1.98	6.34	1.70	0.02	0.28	0.033	2.13
2	200002	6.38	2.46	6.36	1.98	0.02	0.48	0.033	3.46
5	500101	0.51	0.21	0.51	0.20	0.00	0.01	0.003	0.51
500101	500102	-20.06	48.54	-20.08	48.54	0.00	0.00	-2.785	-0.00
5	500102	0.49	0.20	0.49	0.20	0.00	0.00	0.003	0.49
77771	7777110	5.79	3.14	5.77	2.67	0.03	0.47	0.034	4.57
7777110	77771102	272.52	-573.89	268.79	-573.89	0.00	0.00	35.198	0.03
77771	77771102	6.26	3.37	6.23	2.82	0.03	0.55	0.036	4.90
77772	7777210	5.74	4.07	5.71	3.52	0.03	0.55	0.036	5.77
7777210	77772102	-333.62	525.05	-337.35	525.05	0.00	0.00	-35.218	-0.04
77772	77772102	5.31	3.80	5.28	3.32	0.03	0.47	0.034	5.37
13	130010	2.97	1.33	2.95	1.16	0.01	0.18	0.016	3.11
130010	13000010	-116.88	273.06	-117.64	273.06	0.00	0.00	-15.924	-0.01
130000	13000010	2.75	1.21	2.74	1.15	0.00	0.06	0.015	1.13
13	130000	2.75	1.31	2.75	1.21	0.00	0.10	0.015	1.85
22	2200001	6.91	3.96	6.90	3.70	0.01	0.26	0.039	2.06
2200001	2200002	-144.09	269.37	-144.10	269.37	0.00	0.00	-1.541	-0.00
22	2200002	2.71	1.52	2.71	1.41	0.00	0.10	0.015	2.06
77773	7777310	3.61	2.75	3.59	2.41	0.02	0.34	0.023	5.85

7777310	77773102	-234.04	338.73	-235.56	338.73	0.00	0.00	-22.478	-0.02
77773	77773102	3.43	2.63	3.41	2.32	0.02	0.31	0.021	5.59
14	23	8.68	6.35	8.67	6.33	0.02	0.02	0.053	0.31
23	22	6.75	5.76	6.72	5.71	0.03	0.04	0.044	0.65
22	21	-10.03	-4.51	-10.10	-4.61	0.07	0.10	-0.055	-1.12
21	20	-11.81	-4.49	-11.90	-4.62	0.09	0.13	-0.062	-1.20
20	19	-18.65	-9.24	-18.87	-9.56	0.22	0.32	-0.101	-1.94
19	200	-19.79	-9.37	-19.84	-9.48	0.06	0.11	-0.105	-0.54
100002	10000352	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
2	3	6.05	2.78	6.04	2.77	0.01	0.01	0.033	0.16
11	110010	1.90	0.98	1.90	0.90	0.01	0.08	0.011	2.31
12	120010	1.20	0.63	1.20	0.60	0.00	0.03	0.007	1.46
5	77771	12.20	6.51	12.08	6.40	0.12	0.11	0.070	1.31
200001	20000351	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
200002	20000352	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
130000	13000035	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
4	40010	1.00	0.42	1.00	0.40	0.00	0.02	0.005	0.98
13	16	7.22	2.81	7.19	2.77	0.03	0.04	0.039	0.60
16	160010	1.00	0.52	1.00	0.50	0.00	0.02	0.006	1.20
16	17	6.18	2.85	6.16	2.83	0.01	0.02	0.034	0.39
17	170010	1.00	0.52	1.00	0.50	0.00	0.02	0.006	1.21
17	18	5.15	2.66	5.14	2.65	0.01	0.01	0.029	0.18
18	180000	5.12	2.68	5.11	2.31	0.01	0.36	0.029	3.82
180000	18000035	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
180000	18000010	5.11	2.31	5.10	2.10	0.01	0.21	0.029	2.32
70000	7000035	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
23	230010	1.90	0.97	1.90	0.90	0.00	0.07	0.011	2.16
70000	7000010	4.61	2.49	4.60	2.30	0.01	0.19	0.028	2.41
6	60010	1.00	0.52	1.00	0.50	0.00	0.02	0.006	1.22
2200001	220000351	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
2200001	220000101	9.61	5.11	9.59	4.80	0.01	0.31	0.055	1.81
7	8	1.72	0.89	1.72	0.89	0.00	0.00	0.010	0.03
2200002	220000352	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
2200002	220000102	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
8	80000	1.70	0.86	1.70	0.82	0.00	0.04	0.010	1.26
22	77773	7.08	5.41	7.06	5.39	0.02	0.02	0.044	0.33
80000	8000035	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
80000	8000010	1.70	0.82	1.70	0.80	0.00	0.02	0.010	0.76
7	70000	4.62	2.81	4.61	2.49	0.01	0.32	0.028	4.00
11	10	12.22	8.16	12.20	8.14	0.01	0.02	0.075	0.17
10	100010	1.00	0.52	1.00	0.50	0.00	0.02	0.006	1.23
10	77772	11.19	7.88	11.08	7.78	0.11	0.10	0.070	1.26
100001	10000351	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
19	190010	0.90	0.41	0.90	0.40	0.00	0.01	0.005	0.88
20	200010	6.74	5.55	6.70	4.80	0.04	0.75	0.042	7.04
21	210010	1.70	0.86	1.70	0.80	0.00	0.06	0.009	1.89
14	140010	4.12	2.36	4.10	2.00	0.02	0.36	0.023	5.13
15	150010	2.41	1.32	2.40	1.20	0.01	0.12	0.013	2.77

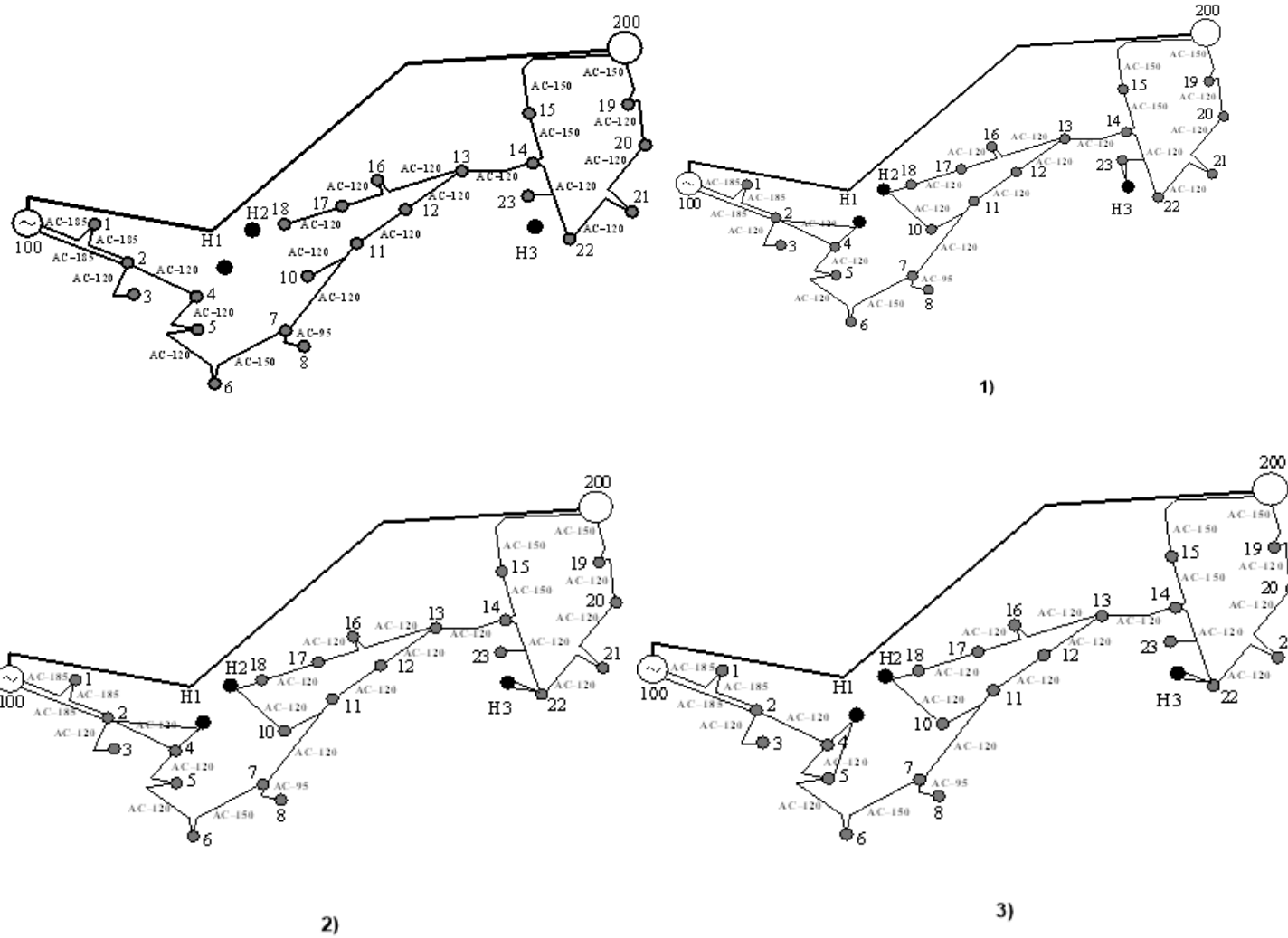
ДОДАТОК В

ІЛЮСТРАЦІЙНА ЧАСТИНА

**РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА З АНАЛІЗОМ ОСОБЛИВОСТЕЙ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ**

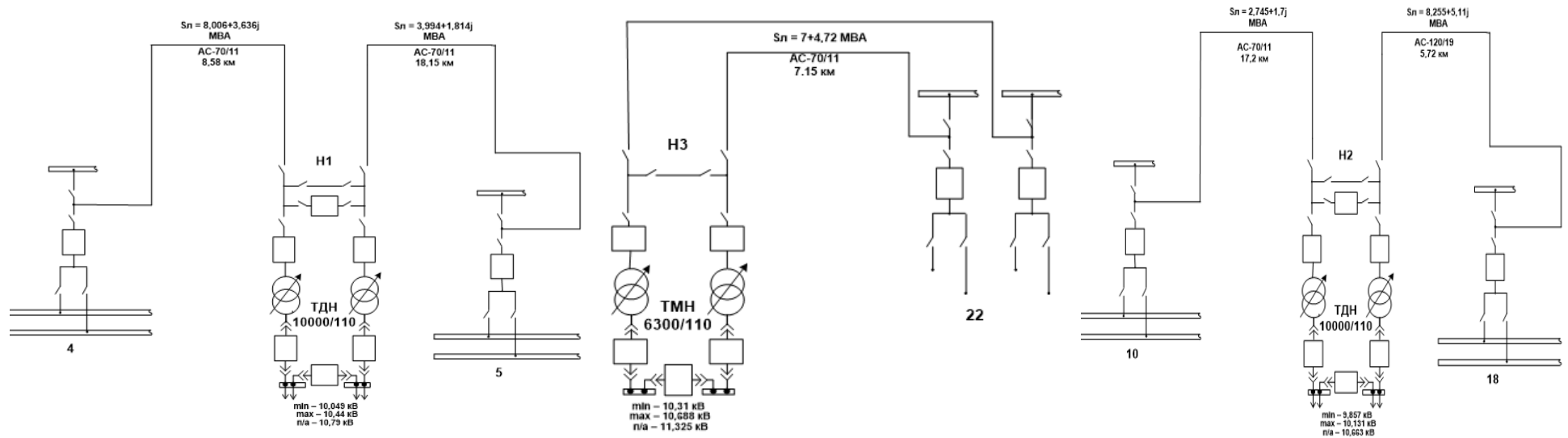
РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Вихідна схема та три варіанти розвитку мережі (обрано третій варіант)



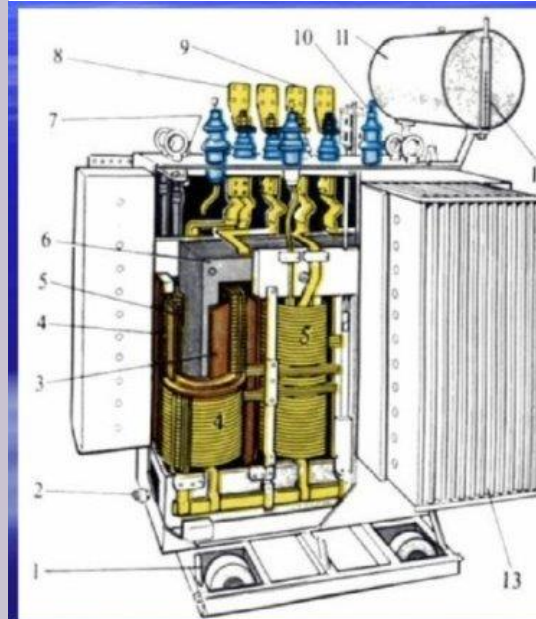
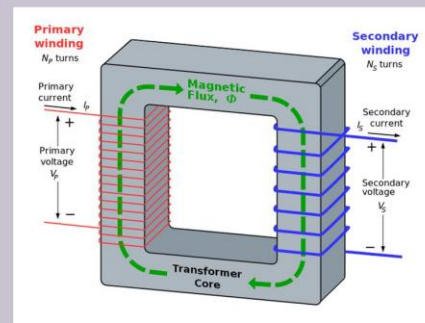
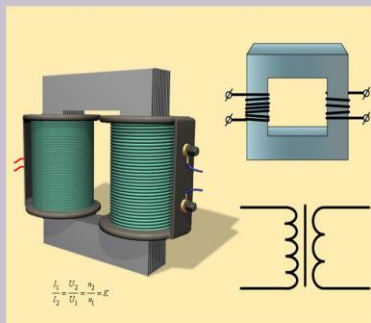
РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Електрична схема “Районної електричної мережі”



Будова й принцип дії

Найпростіший трансформатор складається з обмоток на спільному осердді. Одна з обмоток під'єднана до джерела змінного струму. Ця обмотка називається первинною. Інша обмотка, вторинна, служить джерелом струму для навантаження.

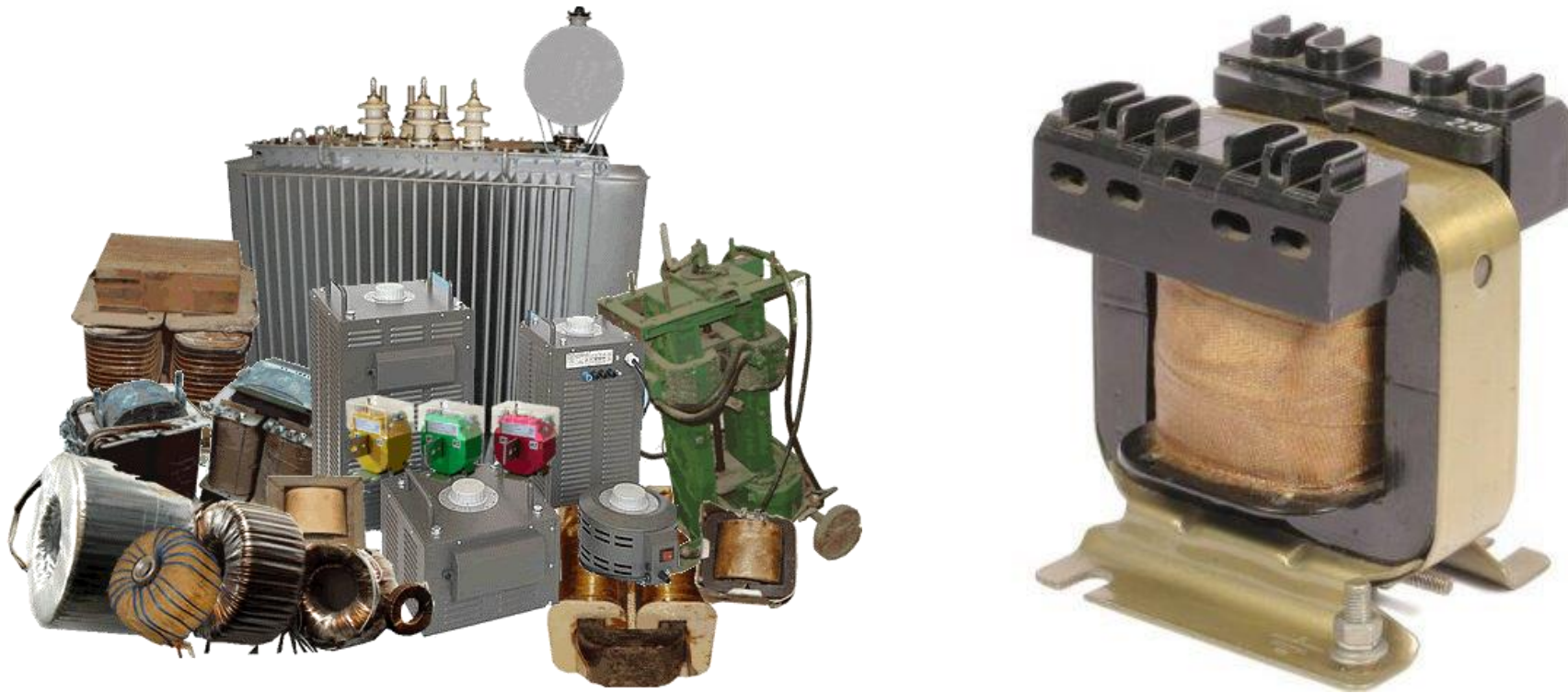


Трифазний масляний трансформатор з трубчатим баком:

- 1 - катки,
- 2 - спускний кран для масла,
- 3 – ізолюючий циліндр,
- 4 - обмотка високої напруги,
- 5 - обмотка низької напруги,
- 6 – магнітопровід (осердя),
- 7 - термометр,
- 8 - виводи низької напруги,
- 9 - виводи високої напруги,
- 10 - розширювач для масла,
- 11 - газове реле,
- 12 - показник рівня масла,
- 13 - радіатори.

До переваг експлуатації силових трансформаторів можна віднести:

- Підвищення ефективності передачі енергії;
- Підвищення стабільності електромережі;
- Покращення якості електропостачання;
- Термін служби до 25 років.
- Довільна простота та надійність конструкції.



Недоліками в експлуатації силових трансформаторів є:

- Чутливість до перенапруг;
- Великі капітальні вкладення, необхідні для їх виготовлення, відповідно до розмірів та величини напруги.
- Вимоги до технічного обслуговування, потреба в постійних оглядах та ремонтах;
- Можливий вплив на довкілля у випадку аварій, витіки масла і т. д.;



Основні функції силових трансформаторів:

- Зміна струму та напруги;
- Розподіл навантаження;
- Регулювання напруги в мережі;
- Забезпечення безпеки;
- З'єднання окремих об'єктів в енергосистемі;



Основні види випробувань силових трансформаторів:

- перевірка характеристик ізоляції (опір, ємність і тангенс кута діелектричних втрат);
- випробування підвищеною напругою;
- вимірювання опору обмоток;
- перевірка коефіцієнта трансформації;
- перевірка правильності з'єднань і полярності виведення;
- вимірювання струму холостого ходу та втрат на холостому ходу;