

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

**Районна електрична мережа з аналізом методів та способів регулювання
напруги**

Виконала: студентка 4 курсу, групи ЕСМ-216
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні системи і мережі»,
Кривулько О. В. О. Кривулько

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

« 06 » 06 2025 р.

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

Шуков С. А.
« 09 » 06 2025 р.

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

« 06 » 06 2025 р.

Вінниця ВНТУ 2025 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«10» 07 2025 р.

З А В Д А Н Н Я

НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Кривулько Ольга Валеріївна
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Районна електрична мережа з аналізом методів та способів регулювання напруги»

Керівник роботи к.т.н., доцент, доц. каф. ЕСС Сікорська О. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025р № 97

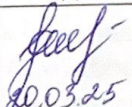
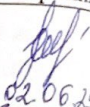
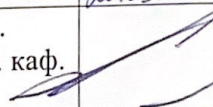
2. Термін подання студентом роботи 03 червня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи: 1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с. 2. 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. 3. Грабко В.В. Моделі і засоби регулювання напруги за допомогою трансформаторів з пристроями РПН. Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. – 109 с. 4. Лежнюк П. Д., Комар В. О. Регулювання напруги в електричних системах. Навчальний посібник. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008. – 171 с

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Розрахунок та розвиток електричної мережі. 2. Реактивна потужність і напруга в електричних мережах 3. Методи та способи регулювання напруги в електричних мережах. 4. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Вступ. 2. Формування напрямків розвитку електричної мережі. 3. Вибір трансформаторів на підстанціях. 4. Регулювання напруги за допомогою трансформаторів. 5. Функціональна схема пристрою регулювання напруги силового трансформатора з РПН. 6. Регулювання напруги з допомогою конденсаторної батареї. 6. Висновки

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Сікорська О. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 20.03.25	 02.06.25
Охорона праці	Кобилянський О. В. д. пед. н., професор, зав. каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 20 березня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

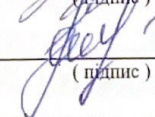
№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		П.м.
		початок	кінець	
1	Формування та затвердження завдання БКР	20.03.2025	25.03.2025	
2	Вступ. Огляд літературних джерел	26.03.2025	04.04.2025	
3	Розрахунок та розвиток електричної мережі (розділ 1 БКР)	05.04.2025	14.04.2025	
4	Реактивна потужність і напруга в електричних мережах (розділ 2 БКР)	15.04.2025	24.04.2025	
5	Методи та способи регулювання напруги в електричних мережах (розділ 3 БКР)	25.04.2025	04.05.2025	
6	Охорона праці (розділ 4 БКР)	05.05.2025	14.05.2025	
10	Формування висновків по роботі	15.05.2025	18.05.2025	
11	Оформлення пояснювальної записки	19.05.2025	24.05.2025	
12	Виконання графічної частини та оформлення презентації	25.05.2025	03.06.2025	

Студентка


(підпис)

Кривулько О. І

Керівник роботи


(підпис)

Сікорська О. В

АНОТАЦІЯ

Кривулько Ольга Валеріївна «Районна електрична мережа з аналізом методів та способів регулювання напруги». Бакалаврська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2025. – 79 с. Бібліогр.: 28. Рис. : 20. Табл. : 20.

Бакалаврська кваліфікаційна робота присвячена розробці районної електричної мережі з аналізом методів та способів регулювання напруги. У роботі виконано розрахунки електричних режимів, розроблено та проаналізовано кілька варіантів схем електромережі, обрано оптимальний за економічними та технічними критеріями. Проведено аналіз втрат напруги та струмових навантажень за допомогою спеціалізованого програмного комплексу. Відповідно до нормативних вимог обрано проводи та трансформатори для забезпечення надійного електропостачання. Досліджено методи регулювання напруги, зокрема використання трансформаторів з пристроями РПН та конденсаторних установок для компенсації реактивної потужності, що сприяє підвищенню енергоефективності та стабільності мережі. У розділі охорони праці розглянуто заходи для забезпечення безпеки та гігієни праці.

Ключові слова: районна електрична мережа, регулювання напруги, РПН, конденсаторні установки, компенсація реактивної потужності, електропостачання, втрати напруги, струм, втрати.

ABSTRACT

Kryvulko Olha Valeriivna “District electric network with analysis of methods and means of voltage regulation”. Bachelor's qualification work. – Vinnytsia: VNTU. – 2025. – 79 p. Bibliography: 28. Fig. : 20. Table. : 20.

The bachelor's qualification work is devoted to the development of a district electric network with analysis of methods and means of voltage regulation. The work includes calculations of electrical modes, developed and analyzed several variants of electric network schemes, and selected the optimal one according to economic and technical criteria. An analysis of voltage losses and current loads was carried out using a specialized software package. In accordance with regulatory requirements, wires and transformers were selected to ensure reliable power supply. Voltage regulation methods were studied, in particular, the use of transformers with on-load tap-changer devices and capacitor units for reactive power compensation, which contributes to increasing energy efficiency and network stability. The occupational safety section considers measures to ensure occupational safety and hygiene.

Keywords: district electrical network, voltage regulation, on-load tap-changer, capacitor banks, reactive power compensation, power supply, voltage losses, current, losses.

ЗМІСТ

ЗМІСТ	3
ВСТУП.....	5
1 РОЗРАХУНОК ТА РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	7
1.1 Вибір схем електропостачання	7
1.1.2 Розрахунок довжин ділянок мережі	12
1.2 Потужності навантаження.....	13
1.2.1 Розрахунок потужностей навантажень	13
1.2.2 Розрахунок потоків потужностей по лініях.....	14
1.2.3 Вибір номінальної напруги	16
1.2.4 Вибір марки і площі перерізу проводів ліній електропередач	17
1.2.5 Перевірка вибраних перерізів за умов допустимого нагріву та оцінка втрат напруги у післяаварійних режимах	21
1.3 Оцінка балансу потужностей та вибір додаткових джерел реактивної потужності.....	25
1.4 Вибір трансформаторів на підстанціях	27
1.5 Типові схеми розподільних пристроїв	29
1.6 Порівняння варіантів та вибір економічно доцільної схеми мережі	31
1.7 Моделювання схеми розвитку електричної мережі	36
1.7.1 Розрахунки параметрів схем заміщення мережі	36
1.8 Регулювання напруги в мережі.....	38
1.9 Визначення основних техніко-економічних показників спроектованої мережі .	40
2 РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ І НАПРУГА В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	43
2.1 Вплив реактивної потужності на систему	43
2.2 Застосування технічних пристроїв для регулювання напруги у електричних мережах	44
3 МЕТОДИ ТА СПОСОБИ РЕГУЛЮВАННЯ НАРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ	47
3.1 Регулювання напруги за допомогою трансформаторів.....	51
3.2 Регулювання напруги з допомогою конденсаторної батареї.....	59
4 ОХОРОНА ПРАЦІ	64
4.1 Технічні рішення з безпечної організації виконання робіт	64
4.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць під час робіт на комутаційних апаратах і комплектному розподільчому устаткуванні.....	64
4.1.2 Електробезпека	65

4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	67
4.2.1 Мікроклімат	67
4.2.2 Склад повітря робочої зони.....	68
4.2.3 Виробниче освітлення.....	69
4.2.5 Виробничі вібрації.....	71
4.3 Пожежна безпека	72
ВИСНОВОК.....	75
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	77
ДОДАТКИ.....	80
Додаток А Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи.....	81
Додаток Б Визначення приведених і розрахункових навантажень підстанцій.....	82
Додаток В Ілюстраційна частина.....	89

ВСТУП

Стабільне функціонування електроенергетичної системи є основою розвитку економіки, промисловості та життєдіяльності сучасного суспільства. Особливо важливу роль у забезпеченні надійного електропостачання відіграють районні електричні мережі, які є проміжною ланкою між магістральними електричними мережами та кінцевими споживачами. В умовах зростаючих навантажень, інтеграції відновлюваних джерел енергії та старіння інфраструктури виникає потреба в ефективному регулюванні напруги, що забезпечує якість електроенергії та енергоефективність системи загалом.

Актуальність теми зумовлена необхідністю підвищення техніко-економічних характеристик електричних мереж, зменшення втрат електроенергії, забезпечення нормативного рівня напруги у споживачів та впровадження сучасних засобів автоматизованого управління. Особливу увагу в цьому контексті привертає аналіз методів та засобів регулювання напруги, які застосовуються в районних електричних мережах напругою 110 кВ, зокрема за допомогою трансформаторів з РПН, конденсаторних установок та схем компенсації реактивної потужності.

Мета дослідження полягає у проектуванні районної електричної мережі та аналізі ефективності методів і засобів регулювання напруги, що дозволяють забезпечити якість електропостачання та оптимальні режими роботи елементів мережі.

Задачі дослідження:

1. Розробити структурну схему районної електричної мережі з урахуванням чотирьох варіантів розвитку, та обрати серед них найоптимальніший варіант з подальшими розрахунками;
2. Провести розрахунки електричних режимів з урахуванням втрат напруги та струмових навантажень;
3. Вибрати відповідну струмоведучу частину та силових трансформаторів;

4. Проаналізувати методи регулювання напруги, що використовуються в мережах 110 кВ;

5. Оцінити ефективність використання компенсуючих пристроїв;

Об'єкт дослідження — районна електрична мережа напругою 110 кВ.

Предмет дослідження — методи та засоби регулювання напруги в районних електричних мережах, їх вплив на технічні параметри та надійність електропостачання.

1 РОЗРАХУНОК ТА РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Вибір схем електропостачання

Аналіз і розрахунок режиму вхідної електромережі виконується для забезпечення її надійної та стабільної роботи. Цей етап проектування визначає потужність, напругу й струм у мережі, дозволяючи підібрати необхідні компоненти, як-от трансформатори, регулятори напруги чи захисні пристрої. Розрахунок сприяє вибору оптимальної схеми підключення обладнання для ефективного функціонування системи електропостачання.

Розрахунок режиму вхідної мережі (рис. 1.1) спрямований на вибір оптимальних вузлів живлення для чотирьох нових споживачів (501, 502, 503, 504) з урахуванням ключових критеріїв:

- Відстань: мінімальна до нових вузлів і джерел живлення (вузли 100, 200, 300).
- Електричне навантаження: визначається потужність споживачів для вибору трансформаторів.
- Стумові навантаження: розраховуються для визначення перерізу кабелів і ліній.
- Напруга: враховується для забезпечення її стабільності в мережі.
- Коефіцієнт потужності: відображає ефективність використання електроенергії.
- Кількість споживачів: враховується для оцінки масштабів підключення.
- Надійність: забезпечує стабільне постачання потужності.
- Технічні можливості: підключення реалізується з урахуванням наявного обладнання.
- Безпека: відповідає стандартам надійності та безпеки мережі.

Ці критерії гарантують ефективне й безпечне електропостачання, що відповідає потребам споживачів і стандартам енергетичного ринку.

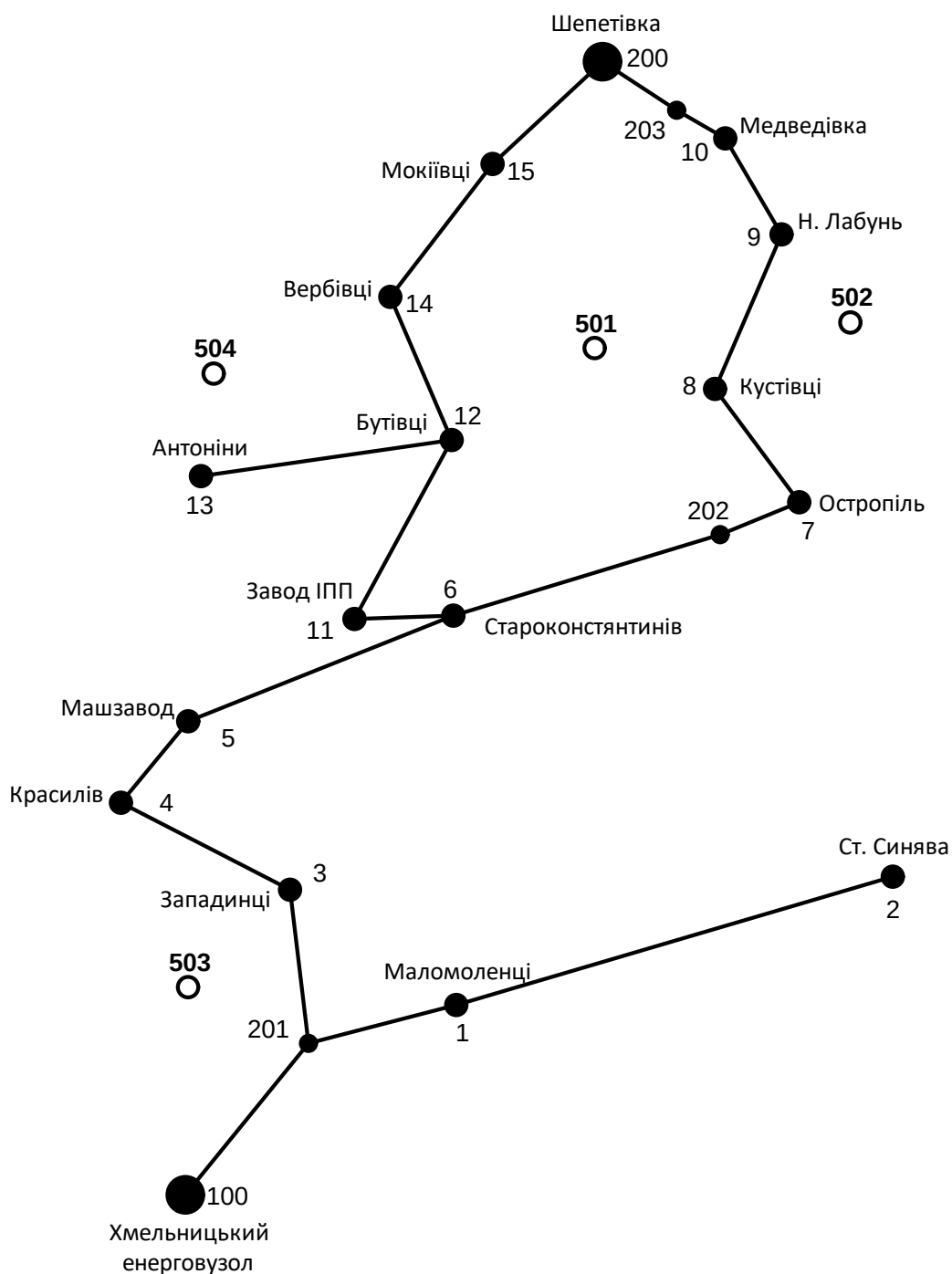


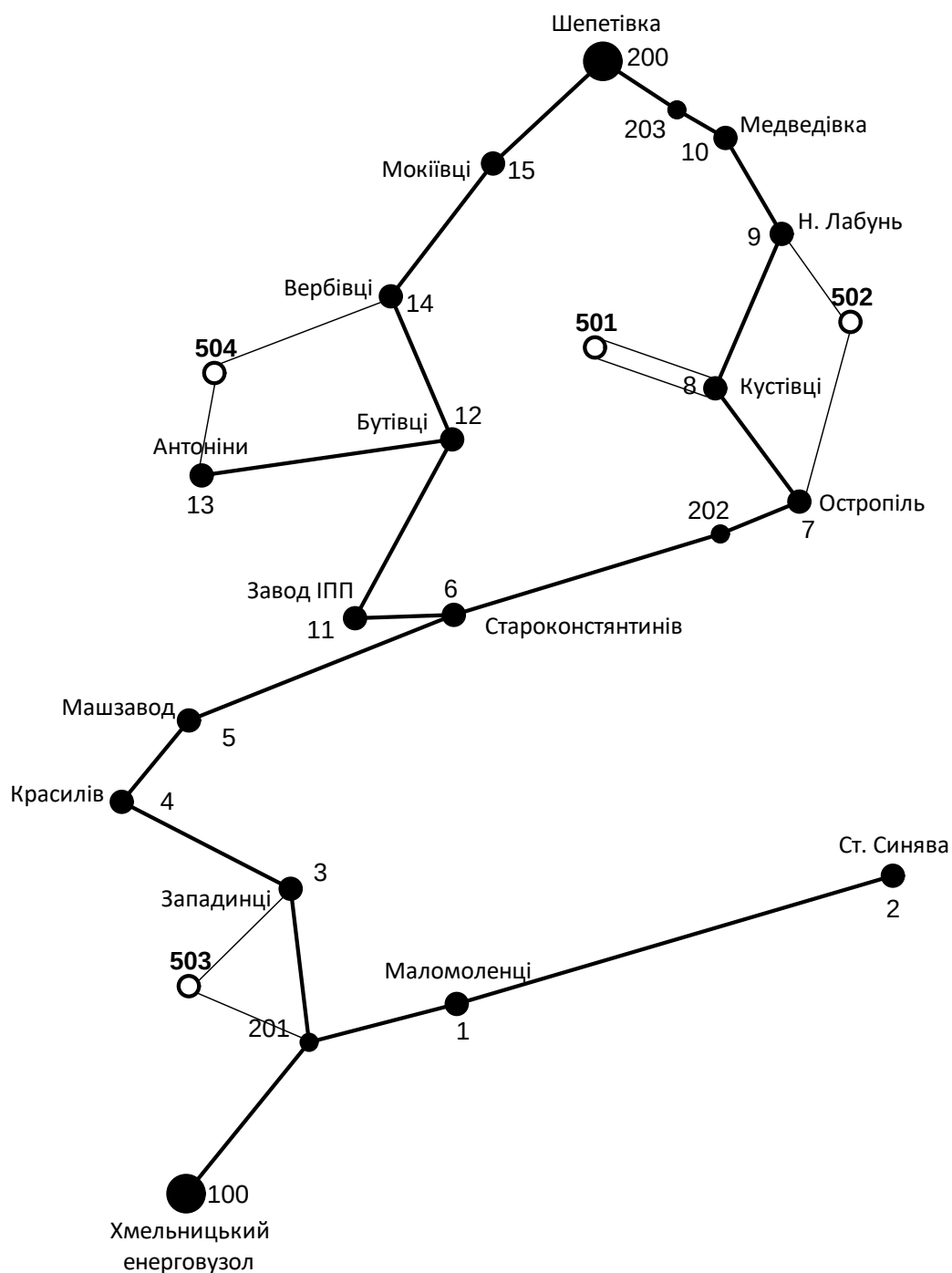
Рисунок 1.1 – Вхідна електрична мережа 110 кВ

Розрахунок виконаємо в програмному комплексі “Втрати – 110”, який на основі даних про гілки (довжина, тип проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність і тип трансформаторів) дозволяє моделювати усталений режим електромережі 110 кВ.

Вибір економічно обґрунтованої схеми та номінальної напруги мережі — ключове завдання проєкту. Схема мережі та її напруга тісно пов’язані техніко-

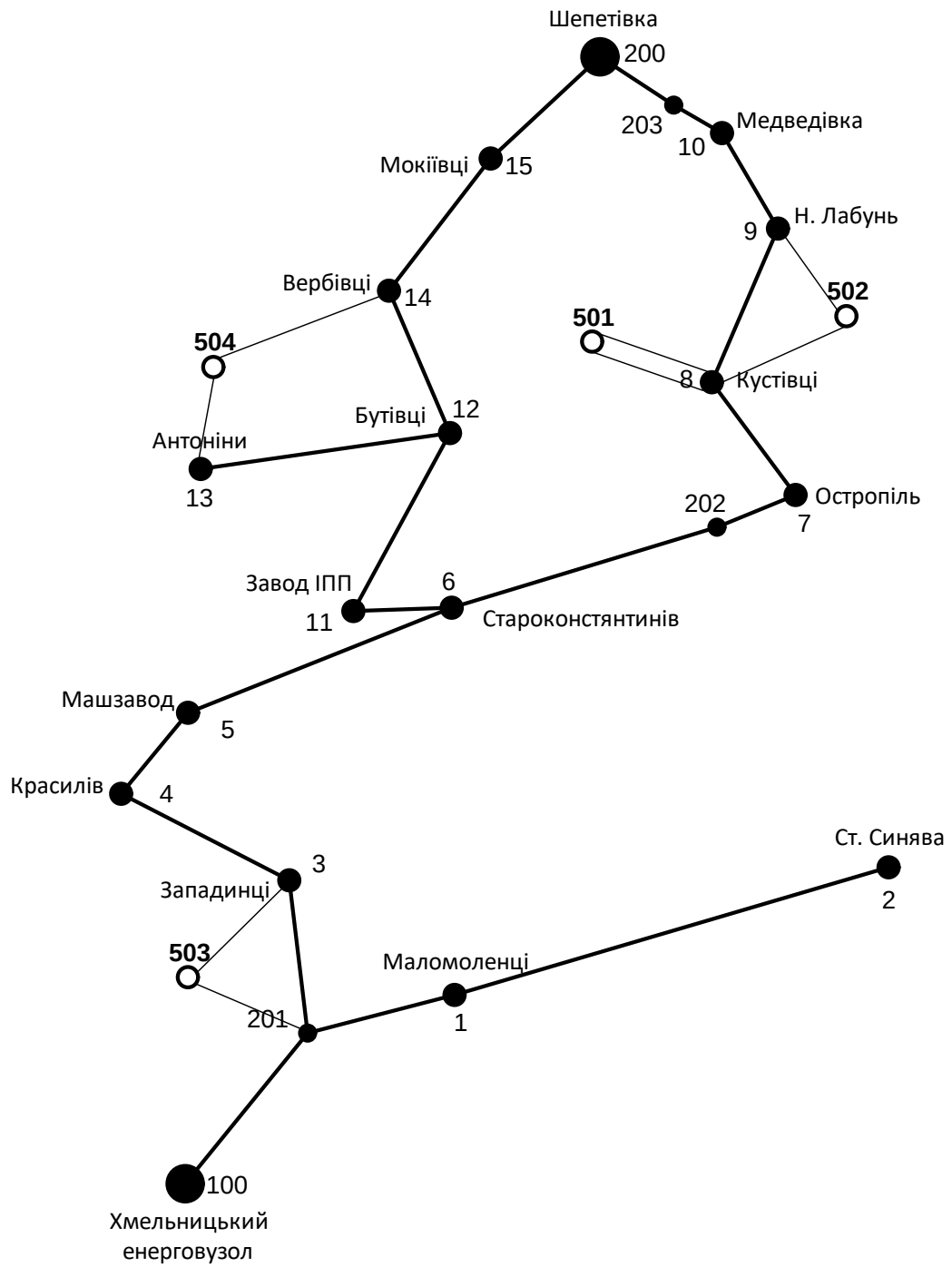
економічними факторами: зміна схеми може вимагати коригування напруги, і навпаки. Тому їхній вибір здійснюється одночасно.

На сьогодні для проєктування електромереж найпоширенішим є метод варіантного порівняння, заснований на техніко-економічному аналізі витрат. З урахуванням вимог до схем мережі запропоновано 4 варіанти її розвитку (рис. 1.2).



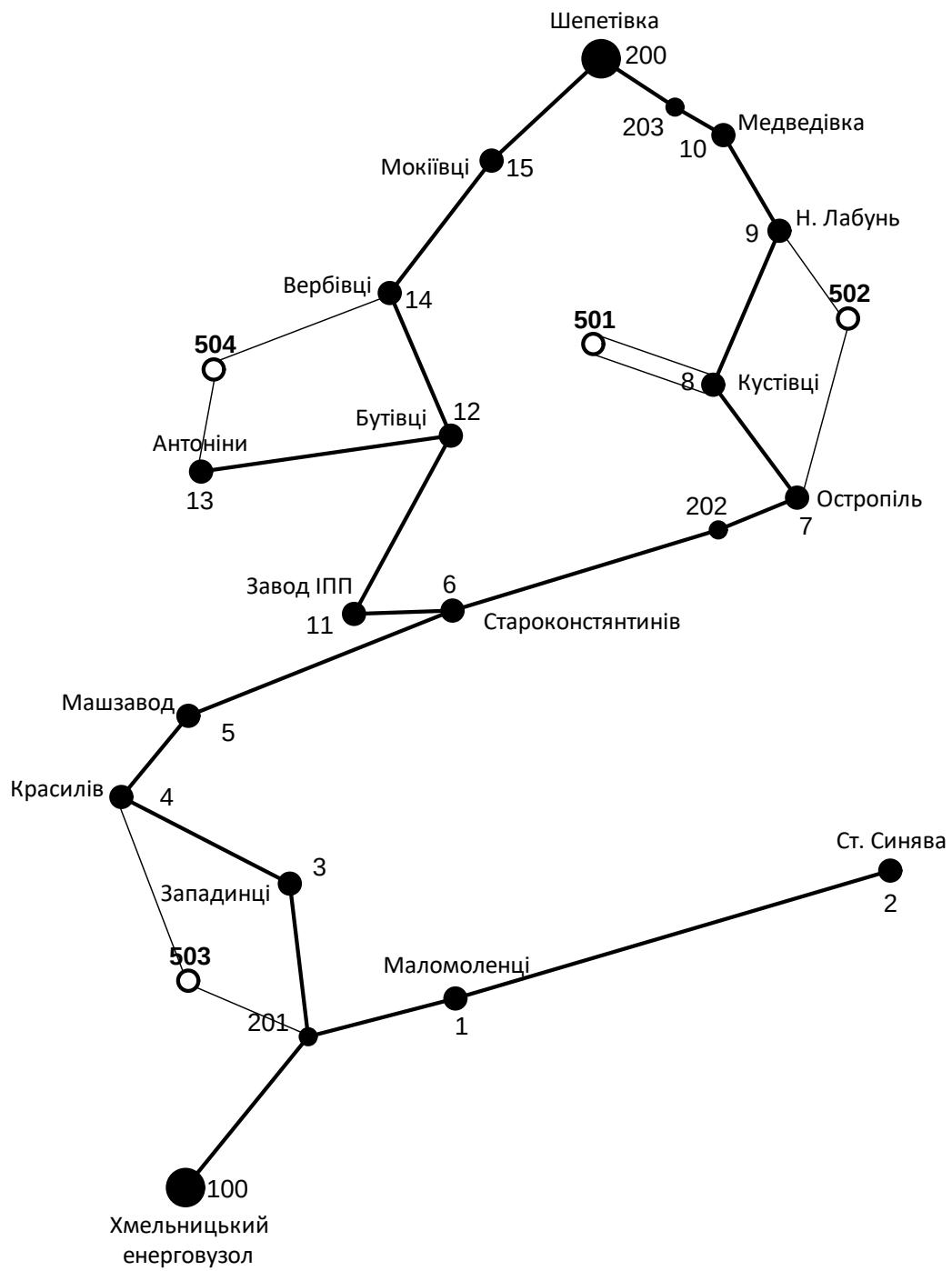
а) – Варіант №1

Рисунок 1.2 – Схема розвитку електричної мережі



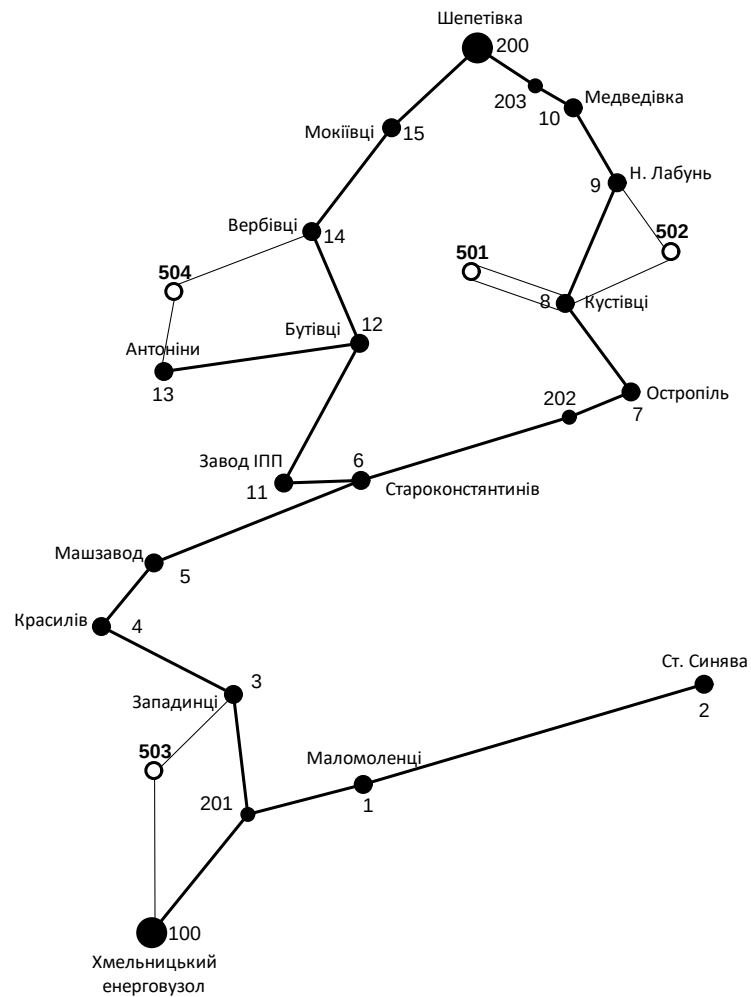
б) – Варіант №2

Продовження рисунку 1.2



в) – Вариант №3

Продовження рисунку 1.2



г) – Варіант №4

Продовження рисунку 1.2

1.1.2 Розрахунок довжин ділянок мережі

Довжина ділянки визначається 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.

Обчислимо довжини ділянок для можливих варіантів ліній електропередач. Для лінії 501-8 довжина лінії складатиме:

$$l = 1.1 \cdot 12 \cdot 1.4 = 18.48 \text{ (км)}.$$

Для всіх інших ліній розрахунок виконуємо аналогічно. Результати розрахунків представлені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Довжини ділянок мережі

Ділянка	Довжина, см	Довжина, км
501-8	1.4	18.48
502-7	1.9	25.08
502-8	1.5	19.8
502-9	1.1	14.52
503-3	1.4	18.48
503-201	1.3	17.16
503-4	2	26.4
503-100	2.1	27.72
504-13	0.9	11.88
504-14	2	26.4

1.2 Потужності навантаження

1.2.1 Розрахунок потужностей навантажень

За відомими формулами, використовуючи значення активних потужностей навантажень P_i коефіцієнтів $\cos(\varphi_i)$ можна розрахувати 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 підстанції 501:

$$S_{501} = \frac{13}{1} = 13 \text{ (MBA)};$$

$$Q_{501} = \sqrt{13^2 - 13^2} = 0 \text{ (Mвар)}.$$

Аналогічно визначаємо значення Q і S для інших вузлів. Дані заносимо в таблицю 1.2.

Таблиця 1.2 – Потужності навантажень

Вузол	Потужність			$\cos \varphi_i$
	$P, \text{ MBm}$	$Q, \text{ MVar}$	$S, \text{ MBA}$	
501	13	0	13	1
502	10.4	5.894	11.954	0.87
503	6.7	3.245	7.444	0.9
504	11.6	5.943	13.034	0.89

1.2.2 Розрахунок потоків потужностей по лініях

Попередній розрахунок потужностей на всіх ділянках мережі виконується за припущення, що мережа однорідна ($Z_0 = \text{const}$). Для кожного варіанту схем визначаються потоки потужностей у лініях без урахування втрат. Проведемо розрахунок потекорозподілу для варіанту №1, розглянувши ділянку 7-502-9:

Розраховуємо потужності головних ділянок за наступними виразами:

$$\underline{S}_{i-j} = \frac{\sum \underline{S}_j \cdot l_{ij}}{l_{\Sigma}}; \quad (1.4)$$

$$\sum \underline{S}_{i-j} = \underline{S}_j. \quad (1.5)$$

де $\underline{S}_{i-j}$ - потужність, що передається до вузла через $i-j$ ділянку;

$\underline{S}_j$ - повна потужність навантаження j -того вузла;

l_{ij} - довжина ділянки $i-j$;

l_{Σ} - сума довжин ділянок кільцевої мережі.

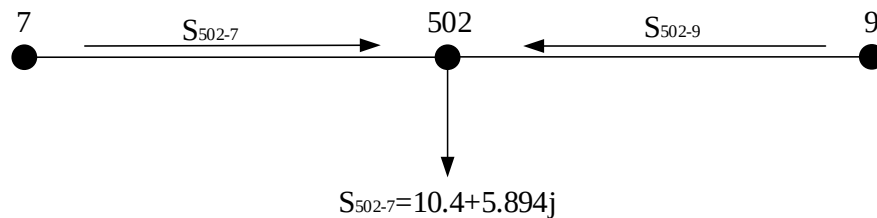


Рисунок 1.3 – Схема мережі для розрахунку потокорозподілу для вузла 502

Потужність лінії 502-7 дорівнює:

$$\underline{S}_{502-7} = \frac{\sum \underline{S}_{502} \cdot l_{502-7}}{l_{502-7} + l_{502-9}} = \frac{(10.4+5.894j) \cdot 19.8}{19.8 + 14.52} = 6+3.4j \text{ (MVA)}.$$

Потужність лінії 502-9 дорівнює:

$$\underline{S}_{502-9} = \frac{\sum \underline{S}_{502} \cdot l_{502-9}}{l_{502-7} + l_{502-9}} = \frac{(10.4+5.894j) \cdot 14.52}{19.8 + 14.52} = 4.4+2.494j \text{ (MVA)}.$$

Перевірка:

$$(\underline{S}_{502-9} + \underline{S}_{502-7}) = \underline{S}_{502}$$

$$10.4 + 5.894j + 4.4+2.494j = 10.4+5.894j.$$

Отже, розрахунок поточкорозподілу для ділянки 9-501-7 проведено вірно.

1.2.3 Вибір номінальної напруги

Економічно обґрунтована напруга визначається з урахуванням кількох факторів: потужності навантажень, їх віддаленості від джерела живлення, взаємного розташування, конфігурації електромережі, засобів регулювання напруги тощо.

$$U_{ij} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}, \quad (1.6)$$

де l_{ij} - довжина ділянки мережі, км.

P_{ij} - активна потужність ділянки ланцюга.

Варіанти проєктованої мережі або її окремих ділянок можуть мати різну номінальну напругу. Для кільцевої мережі всі ділянки виконуються на єдиній напрузі — номінальній напрузі ділянки з найвищим значенням. Оскільки нові точки споживання електроенергії підключаються до наявної мережі, де в кожному вузлі встановлені трансформатори з певною напругою, цей фактор також враховується при виборі напруги. Розрахуємо напругу ділянки 503-24 для першого варіанту:

$$U_{501-8} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{501-8}} + \frac{2500}{P_{501-8}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{18.48} + \frac{2500}{13}}} = 67.518 \text{ (кВ)}.$$

Отже приймаємо за номінальну напругу цієї лінії 110 кВ.

Результати розрахунків щодо вибору номінальної напруги для решти ліній усіх варіантів наведено в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Результати розрахунку поточкорозподілу та вибору номінальної напруги

№ Схеми	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	P_L , МВт	Q_L , МВАр	S_L , МВА	$U_{розр}$, кВ	$U_{ном}$, кВ
1	501-8	18.48	2	13	0	13	67.518	110
	502-7	25.08	1	6.587	3.733	7.571	50.032	110
	502-9	14.52	1	3.813	2.161	4.383	38.069	110
	503-3	18.48	1	3.474	1.683	3.86	36.596	110
	503-201	17.16	1	3.226	1.562	3.584	35.265	110
	504-13	11.88	1	3.6	1.844	4.045	36.847	110
	504-14	26.4	1	8	4.099	8.989	54.929	110
2	501-8	18.48	2	13	0	13	67.518	110
	502-8	19.8	1	6	3.4	6.897	47.569	110
	502-9	14.52	1	4.4	2.494	5.057	40.736	110
	503-3	18.48	1	3.474	1.683	3.86	36.596	110
	503-201	17.16	1	3.226	1.562	3.584	35.265	110
	504-13	11.88	1	3.6	1.844	4.045	36.847	110
	504-14	26.4	1	8	4.099	8.989	54.929	110
3	501-8	18.48	2	13	0	13	67.518	110
	502-7	25.08	1	6.587	3.733	7.571	50.032	110
	502-9	14.52	1	3.813	2.161	4.383	38.069	110
	503-4	26.4	1	4.061	1.967	4.512	39.696	110
	503-201	17.16	1	2.639	1.278	2.933	32.004	110
	504-13	11.88	1	3.6	1.844	4.045	36.847	110
	504-14	26.4	1	8	4.099	8.989	54.929	110
4	501-8	18.48	2	13	0	13	67.518	110
	502-8	19.8	1	6	3.4	6.897	47.569	110
	502-9	14.52	1	4.4	2.494	5.057	40.736	110
	503-3	18.48	1	2.68	1.298	2.978	32.277	110
	503-100	27.72	1	4.02	1.947	4.467	39.531	110
	504-13	11.88	1	3.6	1.844	4.045	36.847	110
	504-14	26.4	1	8	4.099	8.989	54.929	110

1.2.4 Вибір марки і площі перерізу проводів ліній електропередач

Вибір перерізу проводів для ліній 110 кВ здійснюється за економічними інтервалами. Згідно з цим методом, переріз визначається на основі розрахункового струмового навантаження одного ланцюга лінії $I_{розр}$, який визначається за виразом:

$$I_{розр} = \frac{a_1 \cdot a_T \cdot I_{\Sigma(5)}}{n_l}. \quad (1.7)$$

де a_1 – коефіцієнт, що враховує зміну навантаження лінії протягом років її експлуатації;

a_T – коефіцієнт, який враховує число годин використання максимального навантаження лінії $T_{нб}$ і коефіцієнт її попадання в максимум навантаження енергосистеми K_T ;

$I_{\Sigma(5)}$ – сумарний струм, відповідний до максимального навантаження лінії в 5-ий рік її експлуатації;

n_l – кількість ланцюгів лінії.

Згідно до джерела [4] для ліній 35–220 кВ значення a_1 може бути прийняте рівним 1,05, що відповідає математичному сподіванню цього коефіцієнта у області найбільш поширених темпів росту навантаження. Значення коефіцієнта a_T для ліній 35–220 кВ при $K_T=1$ складають при $T_{нб} < 4000$ – 0,8; при $4000 < T_{нб} < 6000$ – 1,0; $T_{нб} > 6000$ – 1,3.

Одержане значення $I_{розр}$ порівнюється з граничними значеннями економічних навантажень для різних перерізів проводів $F_{(i-1)}$, F_i , $F_{(i+1)}$, які 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 $I_{зр}$ у [4] подані в залежності від номінальної напруги лінії, типу опор (одно- або дволанцюгові), матеріалу конструкції (залізобетон, сталь) і району кліматичних умов з ожеледі (1–4) для України та інших держав. Оскільки в початкових даних проекту відсутня інформація про вибір умов чи матеріалів опор, пропонується для всіх ліній мережі, що проектується,

застосовувати опори з однакового матеріалу (залізобетонні або сталеві; дерев'яні опори нині рідко використовуються). У випадках, коли дві лінії передбачається спорудити по одній трасі, рекомендується використовувати двохланцюгові опори, в останніх випадках – одноланцюгові. Якщо у проекті для будь-якої ділянки мережі значення $I_{розр}$ перевищує граничний економічний струм для максимального перерізу проводів F_{max} лінії даної номінальної напруги $I_{гр.ек.мах}$, то слід виявити доцільність варіанта спорудження цієї лінії з перетином $F_{мах}$ і її експлуатації з погіршеними техніко-економічними показниками (тобто при $I_{розр} > I_{гр.ек.мах}$) у порівнянні з варіантами її посилення – переводом на підвищену напругу або спорудженням додаткових ланцюгів.

Разом з тим при виконанні учбового проектування внаслідок обмеженого часу розглядати варіанти з числом ланцюгів на окремих ділянках більше двох не рекомендується, якщо є другі варіанти, де на таких ділянках при такій самій номінальній напрузі умова $I_{розр} > I_{гр.ек.мах}$ виконується.

Для магістральних ліній із проміжними відгалуженнями потужностей вибір перерізу дротів для кожної ділянки між підстанціями здійснюється на основі розрахункового струму. Проте, якщо струми сусідніх ділянок потрапляють у близькі економічні діапазони, допускається використання однакового перерізу для цих ділянок, що відповідає найдовшій із них. Оскільки механічний розрахунок сталевоалюмінієвих дротів не входить до завдань цього проекту, марка дроту визначається відповідно до усталеної проектної практики.

$$|S_{i-j}| = \sqrt{P_{i-j}^2 + Q_{i-j}^2}; \quad (1.8)$$

$$I_{розр\ i-j} = \frac{|S_{i-j}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot a_1 \cdot a_T. \quad (1.9)$$

де $a_1 = 1,05$, оскільки $T_{ноб} \geq 5500$ годин;

$$a_T = 1.$$

Проведемо розрахунок по вибору площі та марки перерізу лінії між вузлами 502 та 7 варіанту №1.

$$|S_{502-7}| = \sqrt{P_{502-7}^2 + Q_{502-7}^2} = \sqrt{6.587^2 + 3.733^2} = 7.571 (MBA);$$

$$I_{роз502-7} = \frac{|S_{502-7}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot a_l \cdot a_T = \frac{7.571}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 1.05 \cdot 1000 = 41.724 (A).$$

Вибираємо лінію електропередачі з такими характеристиками:

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одноланцюгові;
- матеріал опор – залізобетон;
- зона ожеледиці – VI;
- зона вітрового навантаження – III;
- марка та переріз дроту – АС-120/19.

Для всіх інших ліній електропередачі розрахунок проводимо аналогічно.

Результати розрахунків наведено в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Результати вибору марки та площі перерізу проводів

№ Сх.	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	S_l , МВА	$U_{ном}$, кВ	$I_{роз}$, А	I_E , А	F , мм ²	Марка проводу
1	501-8	18.48	2	13	110	71.64	12	12	АС-
	502-7	25.08	1	7.571	110	41.72	12	12	АС-120/19
	502-9	14.52	1	4.383	110	24.15	12	12	АС-120/19
	503-3	18.48	1	3.86	110	21.27	12	12	АС-120/19
	503-201	17.16	1	3.584	110	19.75	12	12	АС-120/19
	504-13	11.88	1	4.045	110	22.29	12	12	АС-120/19
	504-14	26.4	1	8.989	110	49.53	12	12	АС-120/19
2	501-8	18.48	2	13	110	71.64	12	12	АС-120/19
	502-8	19.8	1	6.897	110	38.00	12	12	АС-120/19
	502-9	14.52	1	5.057	110	27.87	12	12	АС-120/19
	503-3	18.48	1	3.86	110	21.27	12	12	АС-120/19
	503-201	17.16	1	3.584	110	19.75	12	12	АС-120/19
	504-13	11.88	1	4.045	110	22.29	12	12	АС-120/19
	504-14	26.4	2	8.989	110	49.53	12	12	АС-120/19
3	501-8	18.48	1	13	110	71.64	12	12	АС-120/19

№ Сх.	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	$S_{л},$ MBA	$U_{ном},$ $кВ$	$I_{розр},$ A	$I_E,$ A	$F,$ $мм^2$	Марка проводу
	502-7	25.08	1	7.571	110	41.72	12	12	АС-120/19
	502-9	14.52	1	4.383	110	24.15	12	12	АС-120/19
	503-4	26.4	1	4.512	110	24.86	12	12	АС-120/19
	503-201	17.16	1	2.933	110	16.16	12	12	АС-120/19
	504-13	11.88	1	4.045	110	22.29	12	12	АС-120/19
	504-14	26.4	2	8.989	110	49.53	12	12	АС-120/19
4	501-8	18.48	1	13	110	71.64	12	12	АС-120/19
	502-8	19.8	1	6.897	110	38.00	12	12	АС-120/19
	502-9	14.52	1	5.057	110	27.87	12	12	АС-120/19
	503-3	18.48	1	2.978	110	16.41	12	12	АС-120/19
	503-100	27.72	1	4.467	110	24.61	12	12	АС-120/19
	504-13	11.88	1	4.045	110	22.29	12	12	АС-120/19
	504-14	26.4	1	8.989	110	49.53	12	12	АС-120/19

1.2.5 Перевірка вибраних перерізів за умов допустимого нагріву та оцінка втрат напруги у післяаварійних режимах

Для кожної ділянки мережі визначаємо післяаварійний режим із найбільшим навантаженням підстанцій, коли на ділянках спостерігається максимальний потік потужності. У таких умовах перевіряємо вибраний переріз проводу на допустимий нагрів, порівнюючи значення струму в цьому режимі з граничним струмом $I_{дон}$, указаним у таблицях [4, 5] та таблиці 1.4 для обраної марки дроту.

Оскільки розрахункові схеми післяаварійних режимів зазвичай відрізняються від нормальних лише параметрами ділянки, де сталася аварія (наприклад, відключення одного ланцюга дволанцюгової лінії або відсутність зв'язку між вузлами, як у випадку відключення однієї з ключових ділянок кільцевої мережі), розрахунок розподілу потоків виконується просто і не потребує використання комп'ютерів.

Отримані втрати напруги не повинні перевищувати 20 % від номінального значення (згідно з ПУЕ). Якщо ця умова виконується, вважається, що пристрої регулювання під навантаженням (РПН)

двохобмоткових трансформаторів здатні забезпечити на шинах 10 кВ напругу відповідно до принципу зустрічного регулювання. У разі невідповідності цій умові варіант мережі може бути виключений із розгляду як технічно неприйнятний.

Перевіримо вибрані перерізи на прикладі ділянки 7-502-9 схеми варіанту №1. Найбільш навантаженою частиною мережі є гілка 502-7, тому припускаємо, що аварія сталася саме на цій лінії, і вона відключена. Потокорозподіл на ділянці 502-9 розраховується як для радіальної мережі.

$$|S_{502-9}| = |S_{502}| = 11.945 \text{ (MVA)},$$

Обчислимо значення струму в цій ділянці та порівняємо з допустимим тривалим струмом для відповідної марки проводу.

$$I_{n.a.} < 390 \text{ (A)}; \quad (1.10)$$

$$I_{n.a.} = \frac{|S_{502-9}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (1.11)$$

$$\frac{|S_{502-9}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} < 390 \text{ (A)}. \quad (1.12)$$

Значення струму на ділянці 9-502:

$$\frac{11.954}{\sqrt{3} \cdot 110} < 390 \text{ (A)},$$

$$62.742 < 390 \text{ (A)}.$$

Отже, підібрані марки та перерізи проводів відповідають вимогам післяаварійного режиму, тому потреби в їх збільшенні немає.

Результати перевірки проводів у післяаварійному режимі для інших ліній електропередачі всіх варіантів представлені в таблиці 1.5. У ній також указані

ключові технічні характеристики обраних проводів. Як показують результати розрахунків, усі вибрані лінії успішно витримали післяаварійний режим, оскільки на етапі підбору перерізи вже були визначені з урахуванням запасу.

Таблиця 1.5 – Результати перевірки проводів у післяаварійному режимі.

№ сх.	Ділянка мережі	L, км	Кількість ланцюгів	Сл п.а, МВА	Іп.а, А	Ідоп , А	Марка проводу АС-	г0, Ом	х0, Ом	R, Ом	X, Ом
1	501-8	18.48	1	13	68.232	390	120/19	0.249	0.427	4.602	7.891
	502-7	0	0	0	0	390	120/19	0.249	0.427	0	0
	502-9	14.52	1	11.954	62.742	390	120/19	0.249	0.427	3.615	6.2
	503-3	0	0	0	0	390	120/19	0.249	0.427	0	0
	503-201	17.16	1	7.444	39.073	390	120/19	0.249	0.427	4.273	7.327
	504-13	11.88	1	13.034	68.409	390	120/19	0.249	0.427	2.958	5.073
	504-14	0	0	0	0	390	120/19	0.249	0.427	0	0
2	501-8	18.48	1	13	68.232	390	120/19	0.249	0.427	4.602	7.891
	502-8	0	0	0	0	390	120/19	0.249	0.427	0	0
	502-9	14.52	1	11.954	62.742	390	120/19	0.249	0.427	3.615	6.2
	503-3	0	0	0	0	390	120/19	0.249	0.427	0	0
	503-201	17.16	1	7.444	39.073	390	120/19	0.249	0.427	4.273	7.327
	504-13	11.88	1	13.034	68.409	390	120/19	0.249	0.427	2.958	5.073
	504-14	0	0	0	0	390	120/19	0.249	0.427	0	0
3	501-8	18.48	1	13	68.232	390	120/19	0.249	0.427	4.602	7.891
	502-7	0	0	0	0	390	120/19	0.249	0.427	0	0
	502-9	14.52	1	11.954	62.742	390	120/19	0.249	0.427	3.615	6.2
	503-4	0	0	0	0	390	120/19	0.249	0.427	0	0
	503-201	17.16	1	7.444	39.073	390	120/19	0.249	0.427	4.273	7.327
	504-13	11.88	1	13.034	68.409	390	120/19	0.249	0.427	2.958	5.073
	504-14	0	0	0	0	390	120/19	0.249	0.427	0	0
4	501-8	18.48	1	0	68.232	390	120/19	0.249	0.427	4.602	7.891
	502-8	0	0	0	0	390	120/19	0.249	0.427	0	0
	502-9	14.52	1	11.954	62.742	390	120/19	0.249	0.427	3.615	6.2
	503-3	18.48	1	7.444	39.073	390	120/19	0.249	0.427	4.602	7.891
	503-100	0	0	0	0	390	120/19	0.249	0.427	0	0
	504-13	11.88	1	13.034	68.409	390	120/19	0.249	0.427	2.958	5.073
	504-14	0	0	0	0	390	120/19	0.249	0.427	0	0

Визначення максимальних втрат напруги покажемо на прикладі ділянки мережі 502-9, варіанту №1

Втрати напруги у вітці 502-9: $U_{n.a.} = 121$ (кВ),

$$\Delta U_{502-9} = \frac{P_{502-9} \cdot R_{502-9} + Q_{502-9} \cdot X_{502-9}}{U_{n.a.}}; \quad (1.13)$$

$$\Delta U_{502-9} = \frac{3.813 \cdot 3.615 + 2.161 \cdot 6.2}{121} = 0.225 \text{ (кВ)};$$

$$U_{502} = U_{n.a.} - \Delta U_{502-9} = 121 - 0.225 = 120.775 \text{ (кВ)}.$$

Визначимо відхилення напруги:

$$\delta U_{502} = \frac{U_{ном} - U_{502}}{U_{ном}} \cdot 100\%. \quad (1.14)$$

$$\delta U_{502} = \frac{110 - 120.775}{110} \cdot 100\% = -9.796 \text{ \%}.$$

Таким чином, відхилення напруги не перевищує номінальну напругу більш ніж на 20%. Для інших варіантів розрахунків проводиться за аналогічним алгоритмом, а результати подано в таблиці 1.6. Крім даних про максимальні втрати напруги, у цій таблиці також наведено відомості про кількість вимикачів і загальну довжину ліній для всіх запропонованих варіантів розвитку електричної мережі 110 кВ.

Таблиця 1.6 – Відхилення напруги в усталеному та післяаварійному режимах, а також дані про кількість вимикачів і загальну довжину ліній

№ схеми	$\delta U_{уст.}, \%$	$\delta U_{післ. авар.}, \%$	кількість вимикачів	$l_{lep}, км$
1	-9.796	19	132	-9.796
2	-9.698	19	126.72	-9.698
3	-9.796	19	139.92	-9.796
4	-9.796	19	137.28	-9.796

За умов приблизно однакових показників перевагу надають варіантам, де електроенергія передається найкоротшими лініями від джерела до пунктів споживання та які мають найменші втрати напруги.

На основі аналізу таблиці 1.6 можна зробити висновок, що для подальшого розгляду доцільно залишити схеми варіантів №1 і №2, оскільки вони характеризуються найменшою загальною довжиною ліній електропередачі та найменшою кількістю вимикачів.

1.3 Оцінка балансу потужностей та вибір додаткових джерел реактивної потужності

Джерела активної потужності в кожному мить усталеного режиму мають виробляти стільки електроенергії, скільки потрібно всім споживачам у цей момент, з урахуванням усіх втрат у електричній мережі, забезпечуючи баланс активних потужностей при сталій частоті $f = f_{ном}$ записується:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} + \Delta P_{\text{м}}; \quad (1.15)$$

де P_{Γ} – активна потужність, на шинах постачальних підстанцій;

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

$\Delta P_{\text{м}} = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni}$ – втрати активної потужності у лініях та трансформаторах (приймається в попередніх розрахунках; приймається, що вони складають 5% від $\sum_{i=1}^K P_{ni}$);

$K_0 = 0,9$ – коефіцієнт одночасності пікового навантаження.

Реактивна потужність, від підстанції визначається:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})). \quad (1.16)$$

Баланс реактивної потужності в системі має відповідати рівнянню:

$$Q_{\Gamma} + \sum_{j=1, j \neq i}^K Q_{C_{ij}} + \sum_{j=1}^K Q_{КП_i} = 0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{ni} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{T_i} + \sum_{j=1, j \neq i}^K \Delta Q_{ЛЕП_{ij}}, \quad (1.17)$$

де $0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{ni}$ – Реактивна потужність навантажень із урахуванням коефіцієнта одночасності максимуму реактивного навантаження;

$\sum_{j=1, j \neq i}^K \Delta Q_{ЛЕП_{ij}}$ – сумарні втрати реактивної потужності в лініях;

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

$\sum_{j=1}^K Q_{КП_i}$ – реактивна потужність додаткових джерел реактивної потужності (компенсуючих пристроїв – КП);

$\sum_{j=1}^K \Delta Q_{T_i}$ – Загальні втрати реактивної потужності в трансформаторах.

Отже, сумарна реактивна потужність, необхідна для електропостачання району, включає реактивне навантаження споживачів у визначених точках і втрати реактивної потужності в лініях та трансформаторах (автотрансформаторах) мережі.

Основним видом компенсуючих пристроїв, що застосовуються для покриття реактивної потужності, є конденсатори.

Для компенсації реактивного навантаження споживачів і втрат реактивної потужності в мережах використовують синхронні компенсатори та батареї статичних конденсаторів.

Конденсаторні батареї формуються з конденсаторів типів КСА-0,66-20, КС2А-0,66-40, КС2-1,05-60 та КС2-1,06-125.

Необхідна потужність конденсаторних батарей на кожній підстанції забезпечується паралельним підключенням стандартних компенсуючих установок.

Розрахунок балансу реактивних потужностей здійснюється окремо для кожного контуру.

Для першого споживача схеми №1:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{ні}} + 0.05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{ні}} = 0.9 \cdot 13 + 0.05 \cdot 13 = 12.35 \text{ (МВт)},$$

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})) = 12.35 \cdot 0 = 0 \text{ (МВ} \cdot \text{А)},$$

$$\sum_{j=1}^K Q_{\text{КП}_i} = 0.95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{\text{ні}} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{T_i} + Q_{\Gamma} = 0.95 \cdot 0 + 0.1 \cdot 0 - 0 = 0 \text{ (МВ} \cdot \text{А)}.$$

Для першого споживача першої схеми №2:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{ні}} + 0.05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{ні}} = 0.9 \cdot 10.4 + 0.05 \cdot 10.4 = 9.88 \text{ (МВт)},$$

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})) = 0.567 \cdot 9.88 = 5.599 \text{ (МВА)},$$

$$\sum_{j=1}^K Q_{\text{КП}_i} = 0.95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{\text{ні}} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{T_i} + Q_{\Gamma} = 0.95 \cdot 5.894 + 0.1 \cdot 5.894 - 5.599 = 0.589 \text{ (МВА)}$$

Для інших ділянок здійснено розрахунки аналогічно.

У даній схемі не встановлюється КП. Баланс реактивних потужностей варіанту мережі №2 призводить до таких самих результатів.

1.4 Вибір трансформаторів на підстанціях

Згідно з практикою проектування, потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може обиратися з урахуванням допустимого перевантаження в післяаварійних режимах до 40% (за умови

максимальної добової тривалості не більше 5 годин протягом не більше 6 діб). Варто зазначити, що в післяаварійних режимах перевантаження може перевищувати 40%, але триватиме коротший час.

$$S_{T.ном i} = \frac{P_{max i}}{1,4(n_T - 1)\cos\varphi_n} = \frac{S_{max i}}{1,4(n_T - 1)}; \quad (1.18)$$

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

$S_{max i}$ – повна потужність вузла;

$S_{T.ном i}$ – розрахункова потужність трансформатора.

Встановлюємо по два трансформатори на кожній підстанції.

Проведемо розрахунок по вибору трансформаторів на підстанції вузла 501.

$$S_{T501} = \frac{S_{max i}}{1,4(n_T - 1)} = \frac{13}{1,4(2-1)} = 9.286 \text{ (MBA)}.$$

Вибираємо трансформатори типу ТДН-10000/110/10 із потужністю 10 МВА. Для вузлів 502, 503, 504 підбір трансформаторів здійснюється за аналогічним принципом. Результати вибору трансформаторів наведено в таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 – Результати вибору трансформаторів на підстанціях

№ Вузла	Тип	S_T , МВА	$S_{ном}$, МВА	Границі регулювання	$U_{ном}$, кВ		u_k %	ΔP_k кВт	ΔP_x кВт	I_x %	R Ом	X Ом	ΔQ_x квар
					ВН	НН							
501	ТДН- 10000/110	9.286	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
502	ТДН- 10000/110	8.539	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
503	ТМН- 6300/110	5.317	6,3	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
504	ТДН- 10000/110	9.31	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

1.5 Типові схеми розподільних пристроїв

Вибір схем підстанцій здійснюється за методикою, описаною в [1]. Схеми підбираються залежно від кількості ліній, що підходять до підстанції, та кількості встановлених трансформаторів. Схема підстанції має відповідати низці вимог, основними з яких є:

1. Забезпечення надійного електропостачання приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах відповідно до їхніх категорій.

2. Гарантія надійного транзиту потужності через підстанцію в нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах залежно від її значення для відповідної ділянки мережі.

3. Максимальна простота, наочність, економічність схеми та можливість автоматичного відновлення живлення споживачів у післяаварійних ситуаціях без участі персоналу.

4. Можливість поетапного розвитку розподільчих пристроїв (РП) із переходом між етапами без значних реконструкцій чи перерв в електропостачанні.

5. Обмеження кількості вимикачів, що одночасно спрацьовують у межах одного РП: не більше двох при пошкодженні лінії та не більше чотирьох при пошкодженні трансформатора.

Для визначення вартості вимикачів і відкритих розподільчих пристроїв необхідно обрати схеми РП. Пропонуємо для вузлів 502, 503, 504 застосувати схему містка з вимикачами в перемичці та ланцюгах трансформаторів (для прохідних вузлів I категорії споживачів), а для вузла 501 – схему двох блоків із відділювачем і неавтоматичною перемичкою з боку ліній (для тупікового вузла II категорії споживачів).

З урахуванням цих положень, на основі таблиці 1.6 [4] були підібрані схеми підстанцій для 2-ї та 4-ї схем мережі (рис. 1.4). Результати вибору внесено до таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 – Типові схеми розподільних пристроїв

№ схеми	№ вузла	Назва схеми	Область використання			Додаткові умови
			Напр, кВ	Сторона	Кільк. ліній	застосування
1,2	502 503 504	Місток з вимикачем в перемичці та відділеннями ланцюгах трансформаторів	35-220	ВН	2	Прохідна підстанція, потужність трансформаторів не більше 125 МВА
1,2	501	Два блоки з відділювачем і неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній	35-220	ВН	2	Тупикова і відгалужена підстанції

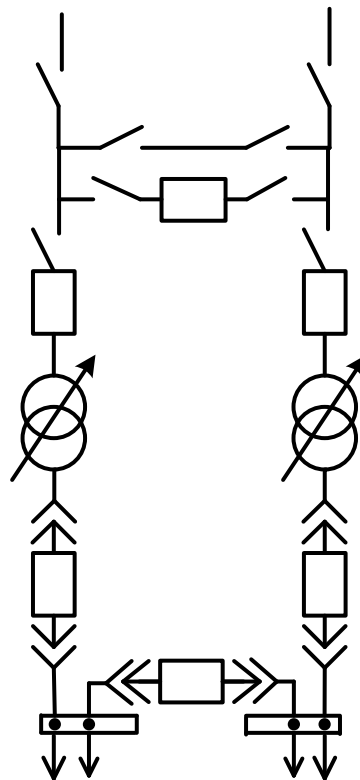


Рисунок 1.4 – Місток з вимикачем в перемичці та відділеннями ланцюгах трансформаторів вузлів 502, 503, 504

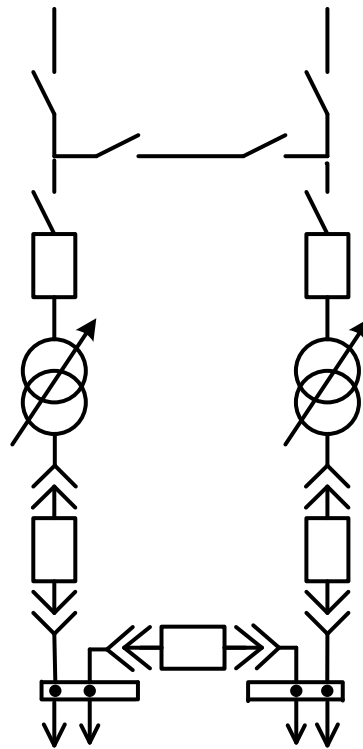


Рисунок 1.5 – Два блоки з відділювачем і неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній вузла 501

Підбір і вибір схеми підстанцій для мережі проводився з урахуванням кількості ліній, що підходять до підстанції, кількості встановлених трансформаторів, а також класу напруги ліній.

1.6 Порівняння варіантів та вибір економічно доцільної схеми мережі

Варіанти виконання мережі порівнюються за техніко-економічними показниками на основі техніко-економічного аналізу (ТЕА). Порівняння варіантів здійснюється за критерієм мінімуму приведених витрат.

Економічну ефективність оцінюють за дисконтованими витратами, які розраховуються за формулою:

$$Z = E_n \cdot K + B + Z_{\sigma}; \quad (1.19)$$

де $E_n = 0,12$;

K – капіталовкладення, тис. грн;

B – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн;

Z_0 – збиток від перерви електропостачання враховується як $Z_0 = 0$.

У період економічної нестабільності країни капіталовкладення доцільно оцінювати у стабільній вільно конвертованій валюті, наприклад у доларах США. Щоб перевести ці кошти в національну валюту, слід помножити значення вартості, наведені в довідниках, на офіційний курс долара США, чинний на момент розрахунків (42 грн за 1 дол. США).

$$K = K_{\Pi} + K_{\mathcal{L}}; \quad (1.20)$$

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

$K_{\mathcal{L}}$ – капітальні витрати на спорудження ЛЕП.

$$K_{\Pi} = K_T + (K_B + K_{BPI}) + K_{3PI} + K_{KI} + K_{\text{пост}}; \quad (1.21)$$

де K_T – вартість трансформаторів, тис. грн.;

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

K_{KI} – витрати на компенсуючі пристрої;

K_{3PI} – витрати, на вартість закритих розподільних пристроїв, тис. грн.;

$K_{\text{пост}}$ – постійна частина витрат, тис. грн.

Визначаємо вартість трансформаторів за формулою:

$$K_T = Nt \cdot K \cdot \sum Ct; \quad (1.22)$$

де Nt – кількість трансформаторів на одну підстанцію;

K – курс гривні до долара;

$\sum Ct$ – сумарна вартість трансформаторів.

$$K_T = 2 \cdot 42 \cdot (40 + 36 + 40 + 40) = 13104 \text{ (тис. грн.)}.$$

Визначаємо $K_B + K_{BPI}$ за ([4] табл. 9.14)

$$K_B + K_{BPI} = (3 \cdot 120 + 75 \cdot 1) \cdot 42 = 18270 \text{ (тис. грн.)}.$$

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

$$K_{ЗPI} = 4 \cdot 70 \cdot 42 = 11760 \text{ (тис. грн.)}.$$

Визначаємо $K_{ПОСТ}$ за ([4], табл. 9,35)

$$K_{ПОСТ} = 4 \cdot 210 \cdot 42 = 35280 \text{ (тис. грн.)}.$$

Визначаємо $K_{КП}$ за ([4], табл. 9,35)

$$K_{КП} = 0.$$

Отже загальна вартість підстанції:

$$K_{\Pi} = 13104 + 18240 + 35280 + 35280 + 0 = 78414 \text{ (тис. грн.)}.$$

$$K_{\mathcal{L}} = C_{\mathcal{L}} \cdot \sum l. \quad (1.23)$$

де $C_{\mathcal{L}}$ – вартість 1 км ЛЕП, тис. грн.;

$\sum l$ – сумарна довжина ЛЕП.

Визначаємо $C_{\mathcal{L}}$ для залізобетонних опор.

$$K_{\mathcal{L}} = (12 \cdot 113.52 + 18 \cdot 14.48) \cdot 42 = 71184.96 \text{ (тис. грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K = 78414 + 71184.96 = 149598.96 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B = B_{\text{л}} + B_{\text{п}} + B_{\Delta w}. \quad (1.24)$$

де $B_{\text{л}}$ – відрахування з капітальних витрат на амортизацію, технічне обслуговування та ремонт ліній, тис. грн.

$$B_{\text{л}} = \frac{a_{\text{л}}\% + P_{\text{л}}\% + Q_{\text{л}}\%}{100} \cdot K_{\text{л}}. \quad (1.25)$$

де $a_{\text{л}}$ – амортизація;

$P_{\text{л}}$ – поточний ремонт;

$Q_{\text{л}}$ – обслуговування.

$$B_{\text{л}} = \frac{a_{\text{л}}\% + P_{\text{л}}\% + Q_{\text{л}}\%}{100} = 0,094,$$

$$B_{\text{л}} = 0.094 \cdot 71184.96 = 6691.39 \text{ (тис.грн.)}.$$

де $B_{\text{п}}$ – відрахування з капітальних витрат на амортизацію, технічне обслуговування та ремонт підстанцій, тис. грн.

$$B_{\text{п}} = \frac{a_{\text{п}}\% + P_{\text{п}}\% + O_{\text{п}}\%}{100} \cdot K_{\text{п}}; \quad (1.26)$$

$$B_{\text{п}} = \frac{a_{\text{п}}\% + P_{\text{п}}\% + O_{\text{п}}\%}{100} = 0.028;$$

$$B_{\text{п}} = 0.028 \cdot 78414 = 2195.59 \text{ (тис.грн.)}.$$

де $B_{\Delta w}$ – Відрахування з капітальних витрат на компенсацію вартості втрат електроенергії Δw за рік, тис. грн.

$$B_{\Delta w} = b_0 \cdot \Delta w = b_0 \cdot \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = b_0 \cdot \sum \frac{S_{\text{л}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{л}} \cdot \tau ; \quad (1.27)$$

де b_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії (3,2 грн./кВт·год);
 τ - час втрат.

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0.124 + \frac{6200}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4848.98 (\text{год.}),$$

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

$$B_{\Delta w} = 3.6 \cdot \left(\frac{13^2 \cdot 4.602 + 6.587^2 \cdot 6.245 + 3.813^2 \cdot 3.615 + 3.474^2 \cdot 4.602 + 3.226^2 \cdot 4.273 + 3.6^2 \cdot 2.958 + 8^2 \cdot 6.574}{110^2} \right) \cdot 4848.975 = 2395.139 (\text{тис.грн.}).$$

$$B = 6691.386 + 2195.592 + 2736 = 11622.98 (\text{тис.грн.}).$$

Для цього варіанту збитки не враховуються через категорію споживачів (І, ІІ). Для них перерви в електропостачанні неприпустимі, тому збиток $З_{\text{е}} = 0$.

Приведені затрати:

$$З = 0.12 \cdot 149598.96 + 11622.978 = 29574.85 (\text{тис.грн.}).$$

Результати обчислень для двох варіантів узагальнюємо в таблиці 1.9.

Таблиця 1.9 – Результати розрахунків для двох варіантів.

№ сх,	K_n	$K_{\text{л}}$	K	B_n	$B_{\text{л}}$	$B_{\Delta w}$	B	$З$
	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн
1	78414	71184.96	149598.96	2195.59	6691.39	2395.14	11622	29574
2	78414	68523.84	146937.84	2195.59	6441.24	2285.46	11372	29005

Таким чином, за підсумками обчислень обираємо схему варіанту № 2, оскільки вона характеризується нижчим рівнем приведених витрат.

1.7 Моделювання схеми розвитку електричної мережі

1.7.1 Розрахунки параметрів схем заміщення мережі

Схему заміщення електричної мережі формують шляхом об'єднання схем заміщення окремих елементів мережі відповідно до їх послідовності в розрахунковій мережі.

Схеми заміщення окремих елементів мережі та розрахунок їхніх параметрів подано нижче.

1. Лінії напругою 110-330кВ зображуються схемами заміщення:

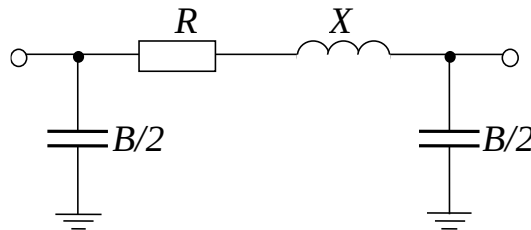


Рисунок 1.6 – Схеми заміщення ЛЕП 110–330 кВ

$$R = \frac{r_0 \cdot l}{n}; \quad (1.28)$$

$$X = \frac{x_0 \cdot l}{n}; \quad (1.29)$$

$$B = b_0 \cdot l \cdot n. \quad (1.30)$$

де r_0, x_0, b_0 – питомі параметри (на 1 км) активного та реактивного опорів, а також ємнісна провідність лінії визначаються відповідно до [4, таблиця 7.5];

l – довжина лінії;

n – кількість ланцюгів.

Зарядна потужність лінії:

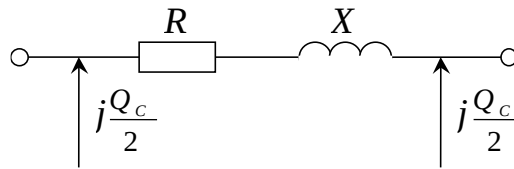


Рисунок 1.7 – Схеми заміщення ЛЕП з зарядною потужністю.

$$Q_C = \frac{U_{ном}^2 \cdot B}{2}, \quad (1.31)$$

Обчислимо параметри лінії за наведеними вище формулами:

$$R_{501-8} = \frac{r_0 \cdot l_{501-8}}{n} = \frac{0.249 \cdot 18.48}{2} = 2.301 (Ом);$$

$$X_{501-8} = \frac{x_0 \cdot l_{501-8}}{n} = \frac{0.427 \cdot 18.48}{2} = 3.945 (Ом);$$

$$B_{501-8} = b_0 \cdot l_{501-8} \cdot n = 2.66 \cdot 10^{-6} \cdot 18.48 \cdot 2 = 49.157 \cdot 10^{-6} (См);$$

$$Q_{C_{501-8}} = \frac{U_{ном}^2 \cdot B_{501-8}}{2} = \frac{110^2 \cdot 49.157 \cdot 10^{-6}}{2} = 0.297 (Мвар).$$

Таблиця 1.10 – Результат параметрів схеми заміщення.

Ділянка мережі	Довжин а ділянки, км	Кількіс ть ланцюг ів	r_0 , Ом/к м	x_0 , Ом/к м	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	R_l , Ом	X_l , Ом	$B_l \cdot 10^{-6}$, См	$Q_C/2$, Мвар
501-8	18.48	2	0.249	0,427	2,66	2.301	3.945	49.157	0.297
502-7	19.8	1	0.249	0,427	2,66	4.93	8.455	26.334	0.159
502-9	14.52	1	0.249	0,427	2,66	3.615	6.2	19.312	0.117
503-3	18.48	1	0.249	0,427	2,66	4.602	7.891	24.578	0.149
503-201	17.16	1	0.249	0,427	2,66	4.273	7.327	22.823	0.138
504-13	11.88	1	0.249	0,427	2,66	2.958	5.073	15.8	0.096
504-14	26.4	1	0.249	0,427	2,66	6.574	11.273	35.112	0.212

Двохобмоткові трансформатори описуються схемою заміщення (рис. 1.8)

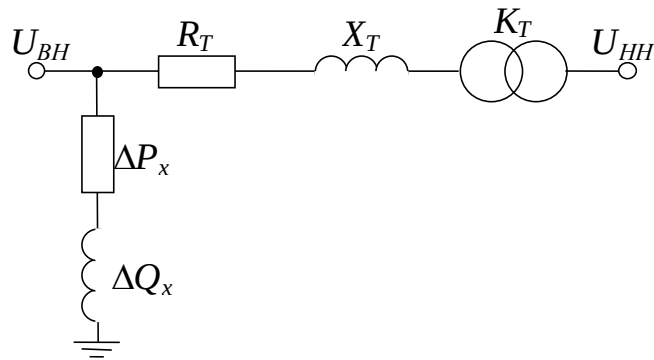


Рисунок 1.8 – Схема заміщення двохомоткового трансформатора

Результати наведені в таблиці 1.10.

Параметри $R_T, X_T, K_T, \Delta P_x, \Delta Q_x$ визначаємо за довідником [4]:

Розрахунки та аналіз основних режимів роботи мережі наведені в додатку

Б

1.8 Регулювання напруги в мережі

Головна мета регулювання рівня напруги в районних електричних мережах полягає у створенні оптимальних умов для електроживлення споживачів. Засоби для регулювання напруги та оптимізації режимів за напругою включають:

- регулювання напруги на трансформаторах і автотрансформаторах, підключених до проекрованої мережі (за допомогою пристроїв РПН);
- керування потужністю компенсувальних пристроїв (КП), що генерують або споживають реактивну потужність;
- увімкнення пристроїв поздовжньої компенсації (ППК).

Регулювання напруги здійснюється для забезпечення допустимих відхилень напруги на шинах нижчої напруги споживачів. У цьому випадку рівень напруги має бути $(0,95 - 1,05) \cdot U_{ном}$, тобто 9,5-10,5 (кВ) для номінальної напруги 10 (кВ). Забезпечення належного рівня напруги в кожному вузлі на шинах споживачів досягається таким чином.

Визначаємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до вищої напруги:

$$\Delta U_T = \frac{P_{нг} \cdot R_T + Q_{нг} \cdot X_T}{n \cdot U_{вн}}. \quad (1.32)$$

Бажаний коефіцієнт трансформації визначаємо, виходячи з умови забезпечення на стороні низької напруги трансформаторної підстанції необхідного рівня напруги $U_{ннб} = (0,95 - 1,05) \cdot U_{ном}$:

$$K_{\phi} = \frac{U_{вн} - \Delta U_T}{U_{нн}}. \quad (1.33)$$

Бажані значення напруги встановлюються відповідно до рекомендацій ПУЕ для кожного з типових режимів. Далі обчислюємо фактичний коефіцієнт трансформації k_{ϕ} трансформатора, реальну напругу на стороні низької напруги трансформаторної підстанції.

Проведемо регулювання напруги у вузлі 501:

$$\Delta U_T = \frac{13 \cdot 7.95 + 0 \cdot 139}{2 \cdot 115} = 0.45 \text{ (кВ)};$$

$$K_{\phi} = \frac{115 - 0.449}{10} = 11.455;$$

$$K_{\phi} = 11.455;$$

$$U_{нн-501} = \frac{115 - 0.449}{11.455} = 10 \text{ (кВ)}.$$

Обчислення робочих рівнів напруги для всіх інших вузлів виконуємо аналогічним чином. Для розрахунку регулювання напруги на стороні низької напруги трансформаторних підстанцій у мінімальному та післяаварійному

режимах використовуємо результати обчислень відповідних режимів, отримані за допомогою програмного комплексу «ВТРАТИ-110».

Результати подано в таблиці 1.11.

Таблиця 1.11 – Результати регулювання напруги в мережі

№ вузла	$U_{\max}$, кВ	$U_{\min}$, кВ	$U_{\text{п.ав}}$, кВ
501	10	10,23	10,6
502	10,01	10,72	11,04
503	10,05	10,26	10,7
504	10,02	10,87	11,5

Обчислення режимів за допомогою ЕОМ можна виконувати з використанням програмних комплексів «ВТРАТИ-110», «АЧП», «ДАКАР», «КОСМОС». Для здійснення розрахунків необхідно створити розрахункову модель та схему заміщення електричної мережі, на основі яких підготувати вихідні дані. Формування вхідної інформації для всіх програм виконується аналогічним чином.

Використовуємо програмний комплекс «ВТРАТИ-110» для аналізу трьох режимів: максимального, мінімального та післяаварійного.

У цьому підрозділі здійснено повний розрахунок обраного варіанту мережі. Було визначено значення потужностей навантажень. З урахуванням цих даних, а також параметрів схеми заміщення, проведено обчислення втрат потужності в елементах мережі.

1.9 Визначення основних техніко-економічних показників спроектованої мережі

Завершальний розділ проекту спрямований на визначення витрат, необхідних для будівництва мережі (одноразових капітальних вкладень) та її експлуатації протягом року (відрахувань на амортизацію, поточний ремонт і технічне обслуговування), а також системних витрат на

компенсацію втрат потужності та електроенергії в мережі. Крім цих ключових показників, слід розрахувати низку другорядних показників, що відображають економічність експлуатації. До них належать:

Собівартість передачі електроенергії в мережі.

$$C = \frac{B}{A_{річ}}. \quad (1.34)$$

де $A_{річ}$ – сумарна електроенергія, відпущена в розподільчі мережі з шин 10 кВ підстанцій протягом року.

B – річні витрати на експлуатацію мережі, що враховують зростання втрат електроенергії в наявній мережі.

$$A_{річ} = T_{нб} \cdot \sum_{i=1}^k P_{нвmax\Sigma}. \quad (1.35)$$

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

$$A_{річ} = 6200 \cdot (13 + 10.4 + 6.7 + 11.6) = 258540 \text{ (тис.грн.)};$$

$$C = \frac{1.137 \cdot 10^9}{2.585 \cdot 10^8} = 4.399 \text{ (грн / кВт} \cdot \text{год)}.$$

- Відносна величина сумарних втрат активної потужності в режимах максимального навантаження мережі у відсотках від загального навантаження підстанцій для всієї мережі та спроектованої мережі:

$$\Delta P_{*max\Sigma} = \frac{\Delta P_{max\Sigma}}{P_{нвmax\Sigma}} \cdot 100\% = \frac{3.4}{111.84} \cdot 100\% = 3.04\%$$

$$\Delta P_{*max} = \frac{\Delta P_{max}}{P_{нвmax}} \cdot 100\% = \frac{4.29}{107.60} \cdot 100\% = 3.99\%$$

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

$$\Delta A_{* \Sigma} = \frac{\Delta A_{\Sigma}}{A_{річ \Sigma}} \cdot 100\% = \frac{3.4 \cdot 4318.9}{111.84 \cdot 6200} \cdot 100\% = 2.12\%$$

$$\Delta A_{*} = \frac{\Delta A}{A_{річ}} \cdot 100\% = \frac{4.29 \cdot 4318.9}{107.60 \cdot 6200} \cdot 100\% = 2.78\%$$

До них належать:

- кількість трансформаторного обладнання за номінальними напругами та типами;
- кількість вимикачів, зокрема ділянок КРП 10 кВ, а також комплектів із роз'єднувачів, відокремлювачів та короткозамикачів за номінальною напругою;
- кількість компенсувальних пристроїв за типами та номінальною напругою.

Усі показники для підстанцій наведено в таблиці 1.12.

Таблиця 1.12 – Технічні показники реконструйованої ЕМ

№ п/ст	Дані про трансформатори		Кількість вимикачів	КП
	кількість	Марка	110 кВ	
501	2	ТДН-10000/110	2	-
502	2	ТДН-10000/110	3	-
503	2	ТМН-6300/110	3	-
504	2	ТДН-10000/110	3	-

У цьому підрозділі проаналізовано основні техніко-економічні характеристики спроектованої мережі. Визначено собівартість електроенергії в мережі.

2 РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ І НАПРУГА В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

2.1 Вплив реактивної потужності на систему

У сучасних умовах функціонування великих електричних мереж із часом ускладнюється через їх розширення, наявність протяжних ліній зв'язку та впровадження новітніх технологій. З огляду на ці аспекти, оператори мереж повинні забезпечувати максимальну стабільність і безпеку роботи. Стрімке зростання споживання електроенергії підвищує ймовірність аварійних ситуацій.

Для ефективного керування потоками потужності в мережах застосовують системи управління. Напруга повинна залишатися в межах дозованих значень у всіх точках мережі за будь-яких умов експлуатації. При збільшенні споживання електроенергії напруга може локально знижуватися, тому необхідно контролювати реактивну потужність. Одним із ключових чинників зниження напруги є перетоки потужності через мережу [6].

Електричні мережі, як і генератори на електростанціях, забезпечують живлення споживачів, підтримуючи необхідний рівень напруги на контактах. Очевидно, що якість напруги є стратегічно важливим питанням через низку причин, пов'язаних із функціонуванням енергосистем.

Відхилення напруги впливають насамперед на втрати електроенергії та потужності. Ці втрати зростають пропорційно до квадрата прикладеної напруги. Перевищення допустимих меж напруги в бік її підвищення спричиняє додатковий нагрів електроприладів, що скорочує їхній термін служби. Зниження напруги може порушити роботу електроприймачів (ЕП). Усі ЕП певною мірою чутливі до падіння напруги.

Зокрема, для асинхронних двигунів (АД) зниження напруги призводить до зменшення електромагнітного моменту, що спричиняє збільшення ковзання (зменшення обертів) і зниження ефективності, супроводжуючись додатковим нагрівом. При значному падінні напруги ускладнюється пуск АД, зростає

пусковий струм, подовжується час розгону двигуна до номінальної частоти обертів, що ще більше знижує напругу.

2.2 Застосування технічних пристроїв для регулювання напруги у електричних мережах

У електроенергетичних системах (ЕЕС) вимоги до рівнів напруги є критично важливими. Протікання струму через елементи мережі спричиняє втрати напруги, через що вона зменшується в міру віддалення від джерела живлення. Для нормального функціонування електроприймачів напруга має бути близькою до номінального значення та залишатися в межах допустимих відхилень. Для більшості електроприймачів відхилення напруги від номіналу не повинне перевищувати $\pm 5\%$. У післяаварійних режимах, які є короткочасними, допустиме відхилення може зростати ще на 5%. У мережах високої напруги, до яких електроприймачі не підключаються безпосередньо, також встановлено межі зміни напруги. Зокрема, максимальна робоча напруга в таких установках залежить від надійності ізоляції та становить від 105 до 120% номінального значення, зростаючи при зниженні номінальної напруги. Нижні межі допустимих відхилень напруги в ЕЕС визначаються умовами стабільної паралельної роботи генераторів електростанцій і вузлів навантаження. У живильних мережах нижні допустимі відхилення можуть сягати 10–15%.

При оцінюванні рівнів напруги важливо враховувати, що навантаження протягом доби постійно змінюються, що впливає на втрати напруги та її значення в електроприймачів. Забезпечення вимог щодо відхилень напруги в сучасних ЕЕС без використання спеціальних заходів і пристроїв є неможливим, що підтверджується схемою передачі електроенергії (рисунок 2.1). Якщо припустити, що електроенергія від генераторів до споживачів проходить чотири трансформації, кожна з яких супроводжується втратами напруги на рівні 5%, а в кожній мережі втрати становлять 10%, то загальні втрати напруги можуть досягати 60%.

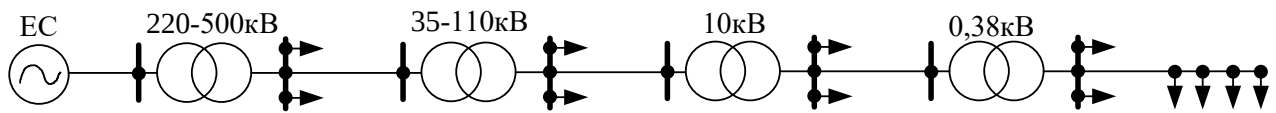


Рисунок 2.1 – Схема передавання електроенергії в мережі

Для забезпечення допустимих рівнів напруги в електроенергетичних системах (ЕЕС) застосовуються спеціальні технічні рішення, зокрема регулюючі пристрої. Їхня основна функція полягає в мінімізації або компенсації втрат напруги в мережах, а також у стабілізації напруги у вузлах системи.

Щоб оцінити можливості скорочення втрат напруги в елементах ЕЕС, таких як лінії електропередач і трансформатори, використаємо відповідний вираз для їх розрахунку.

$$\Delta U = \frac{P_r + Q_x}{U}. \quad (2.1)$$

де P – активна потужності в елементі мережі;

Q – реактивна потужності в елементі мережі;

r – активний опір елементу

x – реактивний опір елементу;

U – напруга на тому кінці елементу, де задані потужності.

З виразу 2.1 випливає, що втрати напруги знижуються зі збільшенням напруги в мережі. Це пояснює, чому зі зростанням потужності, що передається лінією електропередачі, підвищується її номінальна напруга. Однак зміна номінальної напруги в процесі експлуатації потребує реконструкції мережі. Хоча підвищення номінальної напруги сприяє зменшенню втрат, воно не є практичним методом регулювання напруги. Вибір рівня номінальної напруги лінії електропередачі залежить від потужності, що передається, та відстані передачі.

Інший спосіб — зміна потужності. Зменшення активної потужності призводить до обмеження її постачання споживачам, що неприпустимо. Натомість скорочення потоків реактивної потужності можливе завдяки встановленню джерел реактивної потужності поблизу споживачів. При повній компенсації реактивної потужності (КРП) потік реактивної потужності в елементах мережі може бути зведений до нуля, хоча з економічної точки зору це не завжди виправдано.

Ще один підхід до зменшення втрат напруги пов'язаний зі зміною опору лінії. Зменшення активного опору досягається шляхом збільшення перерізу проводів або підключення паралельних елементів, що вимагає техніко-економічного обґрунтування. Однак у живильних мережах ефективність цього методу обмежена, оскільки активний опір елементів значно менший за реактивний. Зменшення реактивного опору лінії електропередачі можливе завдяки підключенню установки поздовжньої компенсації (УПК) з ємнісним опором X_C (рис. 2.2). Це дозволяє знизити сумарний опір лінії, який у результаті становить:

$$X_L = X_L - X_C. \quad (2.2)$$

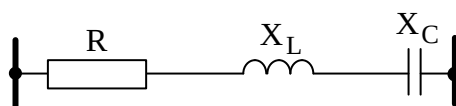


Рисунок 2.2— Використання установок поздовжньої компенсації

Застосування установок поздовжньої компенсації (УПК) лише для зменшення втрат напруги економічно не вигідне. УПК використовують для підвищення пропускної здатності ліній, забезпечення стійкості ЕЕС та оптимізації потокорозподілу, що знижує втрати електроенергії.

Найефективніший спосіб зменшення втрат напруги — компенсація реактивної потужності (КРП), хоча її основна мета — зниження втрат активної потужності. Для регулювання напруги застосовують спеціальні технічні засоби, описані в наступному розділі.

3 МЕТОДИ ТА СПОСОБИ РЕГУЛЮВАННЯ НАРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Синхронні генератори є ключовим джерелом активної та реактивної потужності в ЕЕС і водночас важливим інструментом регулювання напруги. Напруга на затискачах генератора U_{Γ} може варіюватися в межах $0.95U_{\text{ном}} \leq U_{\Gamma} \leq 1.05U_{\text{ном}}$.

Задане значення напруги підтримується автоматичним регулятором збудження (АРЗ), якщо реактивна потужність Q_{Γ} залишається в межах $Q_{\min} \leq Q_{\Gamma} \leq Q_{\max}$.

Якщо потрібно перевантажити генератор реактивною потужністю понад номінальну, це можливо в певних межах за рахунок зменшення його активної потужності, оскільки зростання реактивної потужності обмежується струмами в обмотках статора і ротора. Наприклад, для турбогенераторів за номінальної активної потужності та коефіцієнта потужності $\cos\varphi = 0,85$ реактивна потужність становить 0,6 від активної. Якщо активну потужність знизити до нуля, реактивна потужність може зрости лише до 0,8 від активної. Отже, зменшення активної потужності не забезпечує значного приросту реактивної.

Синхронні компенсатори дозволяють стабілізувати та регулювати напругу в межах $\pm 5\%$ у точці підключення шляхом зміни струму збудження. Як і в генераторах, регулювання напруги досягається зміною реактивної потужності компенсатора в дозволених межах.

Аналогічну функцію виконують статичні тиристорні компенсатори, але завдяки тиристорному керуванню регулювання відбувається майже миттєво. Це особливо цінно для стабілізації перехідних процесів в енергосистемі.

Трансформатори та автотрансформатори: Вищевказані пристрої регулюють режимні параметри, такі як напруга та реактивна потужність. Крім них, в енергосистемах широко застосовуються лінійні регулюючі пристрої, які дозволяють змінювати параметри окремих ліній схеми. До них належать трансформатори на понижувальних підстанціях, автотрансформатори,

трансформатори зв'язку для мереж із різними номінальними напругами та вольтододаткові трансформатори, що функціонують разом із автотрансформаторами.

У цих пристроях одна з обмоток оснащена кількома відводами, які дозволяють змінювати кількість витків і, відповідно, коефіцієнт трансформації. Зміна цього коефіцієнта впливає на напругу на шинах навантаження, не змінюючи напругу, що подається на трансформатор.

Робота трансформатора як регулювального пристрою зображена на рис. 3.1. Від шин підстанції через мережу (Z_e) та трансформатор живиться навантаження з потужністю S_H .

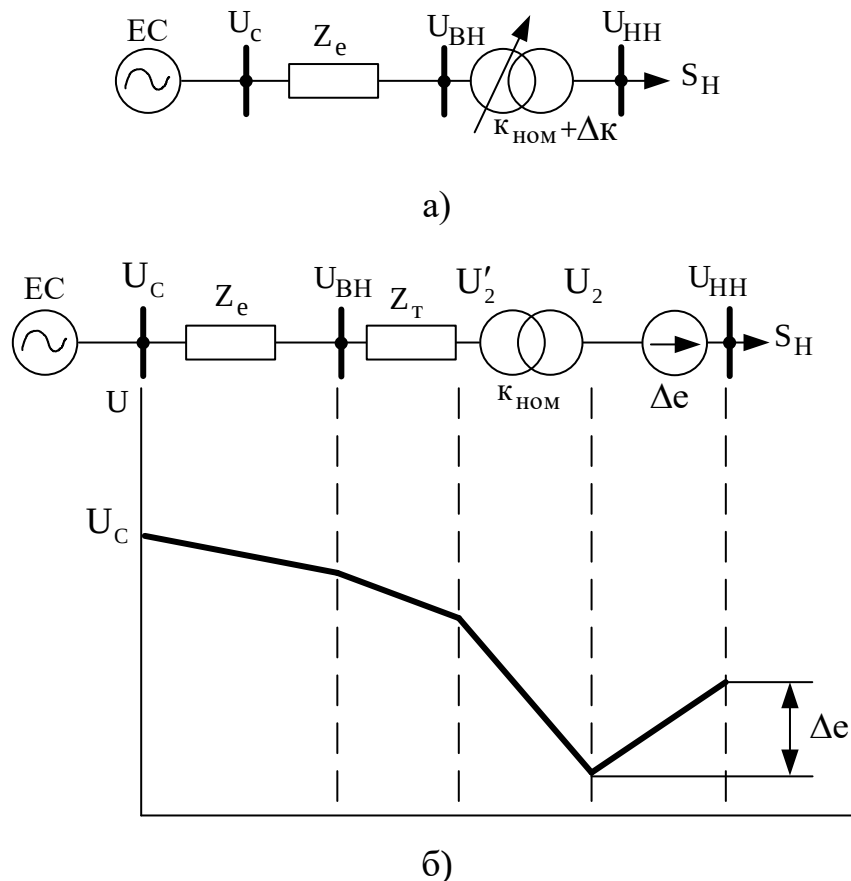


Рисунок 3.1 – Регулювання напруги в електромережі за допомогою трансформатора з РПН: а – схема вузла з трансформатором; б – еквівалентна схема з діаграмою зміни напруги

В еквівалентній схемі (рис. 3.1, б) трансформатор представлено опором обмоток Z_T та ідеальним трансформатором без втрат із регульованим коефіцієнтом трансформації, який може регулюватися. Номінальний коефіцієнт трансформації рівний $k_{\text{ном}} = U_{\text{ВНном}} / U_{\text{ННном}}$ і може ступінчато змінюватися на $\Delta k = nk_{\text{ст}}$,

де $k_{\text{ст}}$ – ступінь регулювання коефіцієнта трансформації,

n – кількість таких ступенів (відпайок).

Так, у трансформатора ТДН-6300/110 номінальний коефіцієнт трансформації рівний $k_{\text{ном}} = 115/11 = 10,455$, ступінь регулювання $k_{\text{ст}} = 0,186$, кількість відпайок в одну та іншу сторони від середньої (номінальний k) $n=9$, а максимальне значення Δk буде рівним:

$$\Delta k = \pm 9 \cdot 0,186.$$

Перетворення коефіцієнта трансформації на величину Δk призводить до зміни рівня напруги на шинах низької напруги.

$$U_2 + \Delta U_2 = \frac{U'_2}{k_{\text{ном}} + \Delta k}. \quad (3.1)$$

тобто, відбувається зміна на

$$\Delta U_2 = \Delta e = -U_2 \frac{\Delta k}{k_{\text{ном}} + \Delta k}. \quad (3.2)$$

У розподільних електричних мережах міських, сільських та промислових об'єктів електроенергія розподіляється від центрів живлення (ЦЖ). Зазвичай ЦЖ розташовують поблизу або безпосередньо в межах відокремленого району електроспоживання. У середині такого району електроенергія спочатку розподіляється на напрузі 6–20 кВ. Від ЦЖ до підстанцій, які забезпечують електрикою групи близько розташованих дрібних споживачів, прокладаються повітряні або кабельні лінії на 6–20 кВ. Живлення цих споживачів здійснюється через мережі з напругою 220–380 В (на промислових підприємствах також використовується напруга 660 В). Перетворення електроенергії з рівня 6–20 кВ

на 220–380 В виконують розподільні трансформатори (РТ). Потужніші споживачі підключаються безпосередньо до ЦЖ на напрузі 6–20 кВ.

У таких мережах, через їхню поширеність, застосовуються найпростіші та економічні регулювальні пристрої: розподільні трансформатори з можливістю перемикання відпайок без напруги та нерегульовані бустерні котушки (БК). Зміна відпайок РТ можлива лише за відсутності навантаження і проводиться не частіше одного-двох разів на рік, відповідно до сезонних коливань навантаження. Увімкнення чи вимкнення БК зазвичай також здійснюється залежно від сезонних або добових змін навантаження. Використання складніших автоматичних чи оперативно регульованих пристроїв часто є недоцільним через вищі витрати та брак точних даних про поточні параметри роботи мережі.

У такій ситуації керування режимом напруги в розподільних мережах зосереджується в центрах живлення (ЦЖ) і впливає на напругу всієї мережі, підключеної до них. Таким чином, регулювання напруги є централізованим. Мета централізованого регулювання може полягати в стабілізації напруги, двоступеневому регулюванні, зустрічному регулюванні або програмному керуванні напругою.

Потреба в регулюванні напруги для окремих споживачів чи їх груп, тобто в місцевому регулюванні, виникає, коли централізоване регулювання в ЦЖ не забезпечує необхідного рівня напруги в усій мережі. Міське регулювання поділяється на групове та індивідуальне. Групове регулювання застосовується для кількох споживачів, тоді як індивідуальне – переважно для тих, хто має специфічні вимоги до якості електроенергії.

На потужних підстанціях понижувальні трансформатори оснащуються локальними системами автоматичного регулювання напруги (АРН). Ці системи відстежують зміни напруги на шинах низької напруги та струм навантаження, перемикаючи відпайки трансформатора відповідно до встановленого алгоритму регулювання напруги.

3.1 Регулювання напруги за допомогою трансформаторів

Трансформатори, які використовуються в енергетичних системах, умовно поділяються на чотири категорії:

1. Трансформатори без регулювання під навантаженням (з перемиканням без збудження – ПБЗ) наразі виробляються з основним та чотирма додатковими відгалуженнями. Основне відгалуження відповідає номінальній напрузі мережі, до якої підключений трансформатор. Коефіцієнт трансформації на основному відгалуженні вважається номінальним. При використанні додаткових відгалужень коефіцієнт трансформації відхиляється від номінального на +5, +2,5, -2,5 та -5%. Крім того, існують трансформатори з барабанним перемикаючим пристроєм, що мають шість відгалужень у середині обмотки, дозволяючи змінювати напругу на $\pm 2,5$ або $\pm 5\%$.

Раніше виготовлялися трансформатори з ПБЗ, які мали лише два додаткові відгалуження ($\pm 5\%$). Для перемикання регульовальних відгалужень у таких трансформаторах необхідно відключати їх від мережі. Ці перемикання проводяться нечасто, зазвичай під час сезонних змін навантаження. Унаслідок цього в періоди максимального чи мінімального добового навантаження трансформатор із ПБЗ працює на одному регульовальному відгалуженні. Такі трансформатори не здатні відповідати вимогам закону зустрічного регулювання.

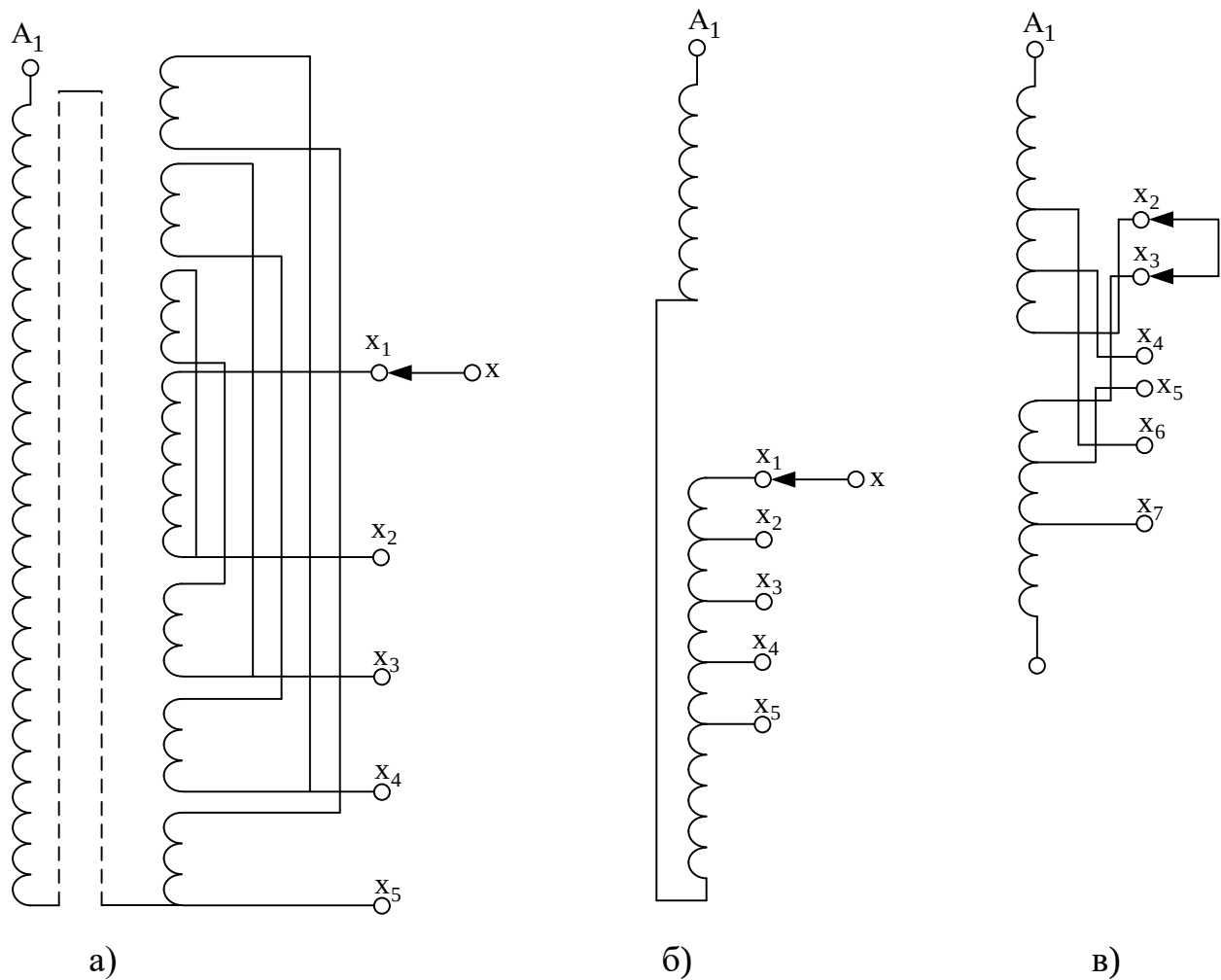


Рисунок 3.2 – Принципова схема трансформатора із пристроєм ПБЗ

а) і б) Одиночний рухомий елемент контакту пересувається по фіксованих контактах, з'єднаних із відводами обмотки;

в) Система рухомих контактів виконана у формі «містка», який об'єднує відгалуження частин обмотки.

2. Трансформатори з регулюванням напруги під навантаженням (РПН) вирізняються від трансформаторів із ПБЗ наявністю спеціального пристрою для перемикання, а також ширшим діапазоном регулювання та більшою кількістю ступенів відгалужень. Наприклад, для трансформаторів із номінальною напругою основного відводу високої напруги 115 кВ передбачено діапазон регулювання $\pm 16\%$ із 18 ступенями, кожна з яких становить 1,78%. Завдяки РПН можливо змінювати відгалуження та коефіцієнт трансформації під час роботи, що забезпечує протилежне регулювання протягом доби.

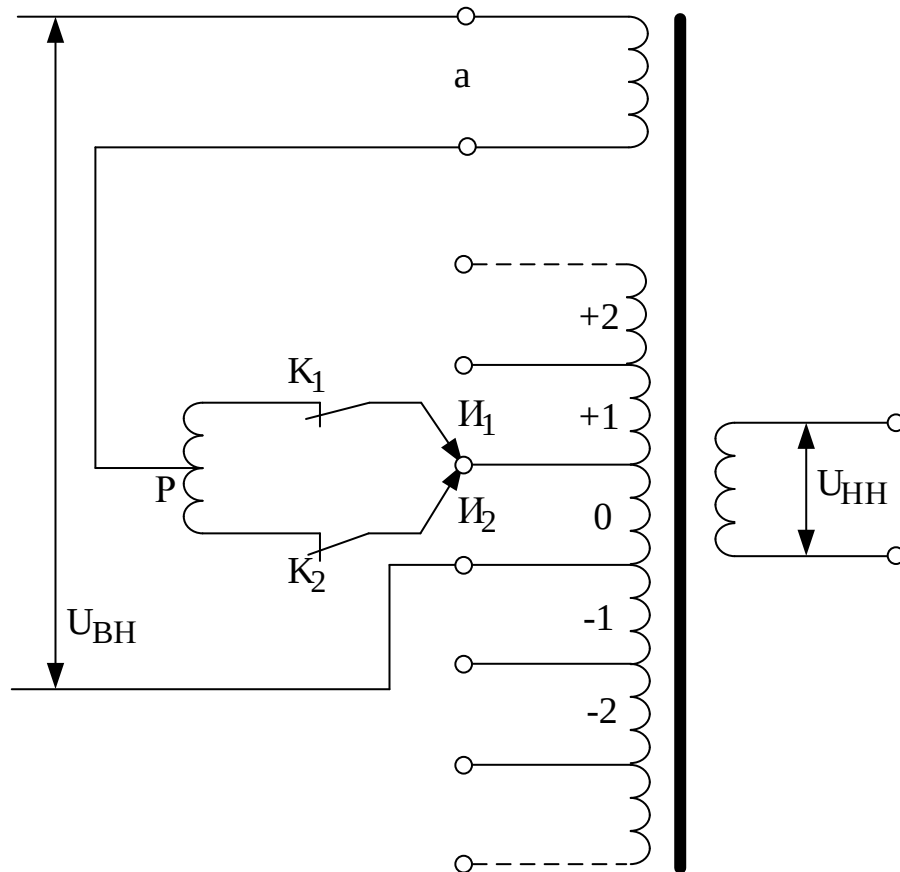


Рисунок 3.3 – Принципова схема трансформатора із пристроєм РПН

3. Послідовні трансформатори, або лінійні регулятори, використовуються для коригування напруги в окремих лініях та в обмотках низької напруги автотрансформаторів. Їх встановлюють у мережах, де вже є трансформатори без функції регулювання під навантаженням. Такі регулятори виготовляються в наступних серіях: трифазні з потужністю 400–630 кВА, РПН $\pm 10\%$, з ± 6 ступенями на напругу 6–35 кВ; трифазні з потужністю 1600–6300 кВА, РПН $\pm 10\%$, з ± 8 ступенями на 6–10 кВ; трифазні з потужністю 16–100 МВА, РПН $\pm 15\%$, на 6,3–36,75 кВ; трифазні з потужністю 63 та 125 МВА, РПН $\pm 15\%$, на 110 кВ.

4. Автотрансформатори для зв'язку мереж із різними номінальними напругами оснащуються РПН, вбудованим на лінійному кінці обмотки середньої напруги. Раніше пристрій РПН розміщувався в нейтралі автотрансформаторів. У такому разі зміна коефіцієнтів трансформації між обмотками високої та середньої напруг, а також між високою та низькою

напругами не могла відбуватися незалежно, що унеможливлювало одночасне зустрічне регулювання на середніх і низьких напругах. Сьогодні, завдяки РПН на лінійному кінці обмотки середньої напруги, є можливість змінювати коефіцієнт трансформації під навантаженням лише для обмоток високої та середньої напруг. Для одночасної зміни коефіцієнта трансформації між обмотками високої та низької напруг необхідно додатково встановити лінійний регулятор послідовно з обмоткою низької напруги автотрансформатора. Таке рішення є економічно вигіднішим, ніж створення автотрансформаторів із двома вбудованими пристроями РПН. Для підтримання потрібного рівня напруги в мережі перемикавання РПН має відбуватися автоматично.

До автоматичних регуляторів напруги (АРН) трансформаторів висуваються суворі вимоги. Вони мають забезпечувати стабільну роботу, бути чутливими до змін, але не реагувати на короточасні коливання напруги, спричинені короткими замиканнями, запусками потужних двигунів тощо, а також мати стабільні, легко налаштовувані температурні характеристики. Трансформатори й автотрансформатори з РПН та їхні регулятори напруги визначаються такими параметрами: напруга ступеня регулювання, зона нечутливості, точність регулювання та час витримки. Напруга ступеня регулювання ($U_{ст}$) — це різниця напруги між сусідніми відгалуженнями, виражена у відсотках від номінальної напруги обмотки з регулювальними відводами. Наприклад, у силових трансформаторах на 110 кВ з РПН ступінь регулювання становить 1,78%. Зона нечутливості — це діапазон змін напруги в мережі, у якому перемикавання відгалужень не відбувається. Її ширина впливає на точність регулювання і має бути на 0,2–0,5% більшою за ступінь регулювання, інакше РПН працюватиме нестабільно. Час витримки в регуляторі РПН запобігає спрацьовуванню при короточасних відхиленнях напруги. Збільшення часу витримки зменшує кількість перемикань, але погіршує якість регулювання. Зменшення часу витримки підвищує точність, але збільшує частоту та загальну кількість перемикань, що негативно позначається на роботі перемикаючого пристрою. Практика показує, що перемикаючі

пристрої функціонують надійно тривалий час, якщо кількість спрацювань не перевищує 20–30 на добу.

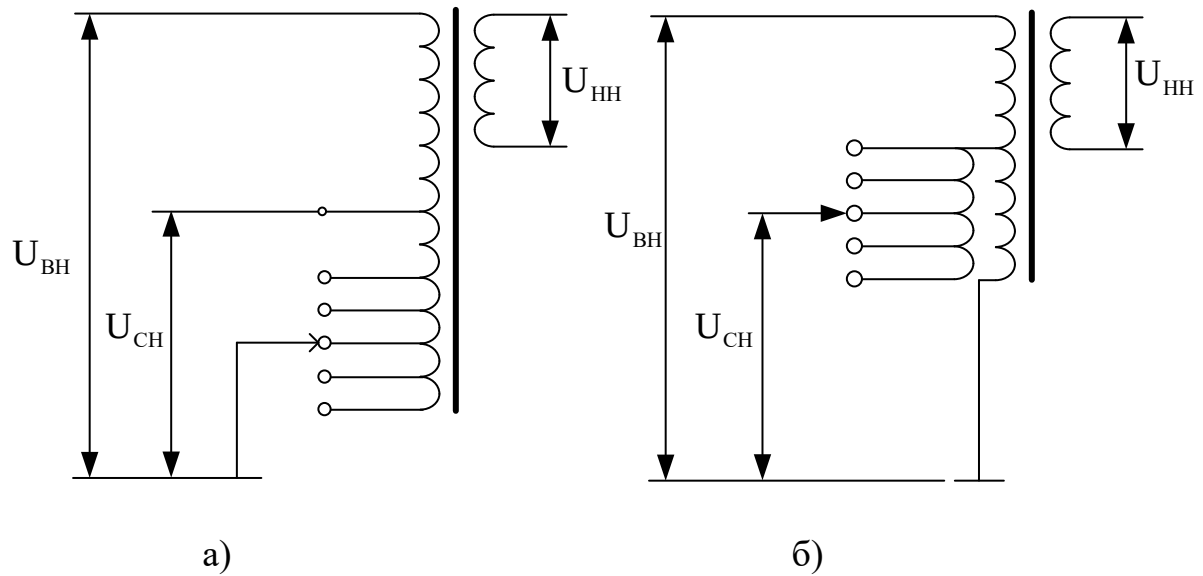


Рисунок 3.4 – Принципові схеми включення РПН в автотрансформаторах

Трансформатори з РПН оснащуються автоматичними регуляторами, які виконують заданий алгоритм регулювання напруги. Найпростішим алгоритмом є регулювання за відхиленням напруги. Схема роботи цього пристрою зображена на рис. 3.5.

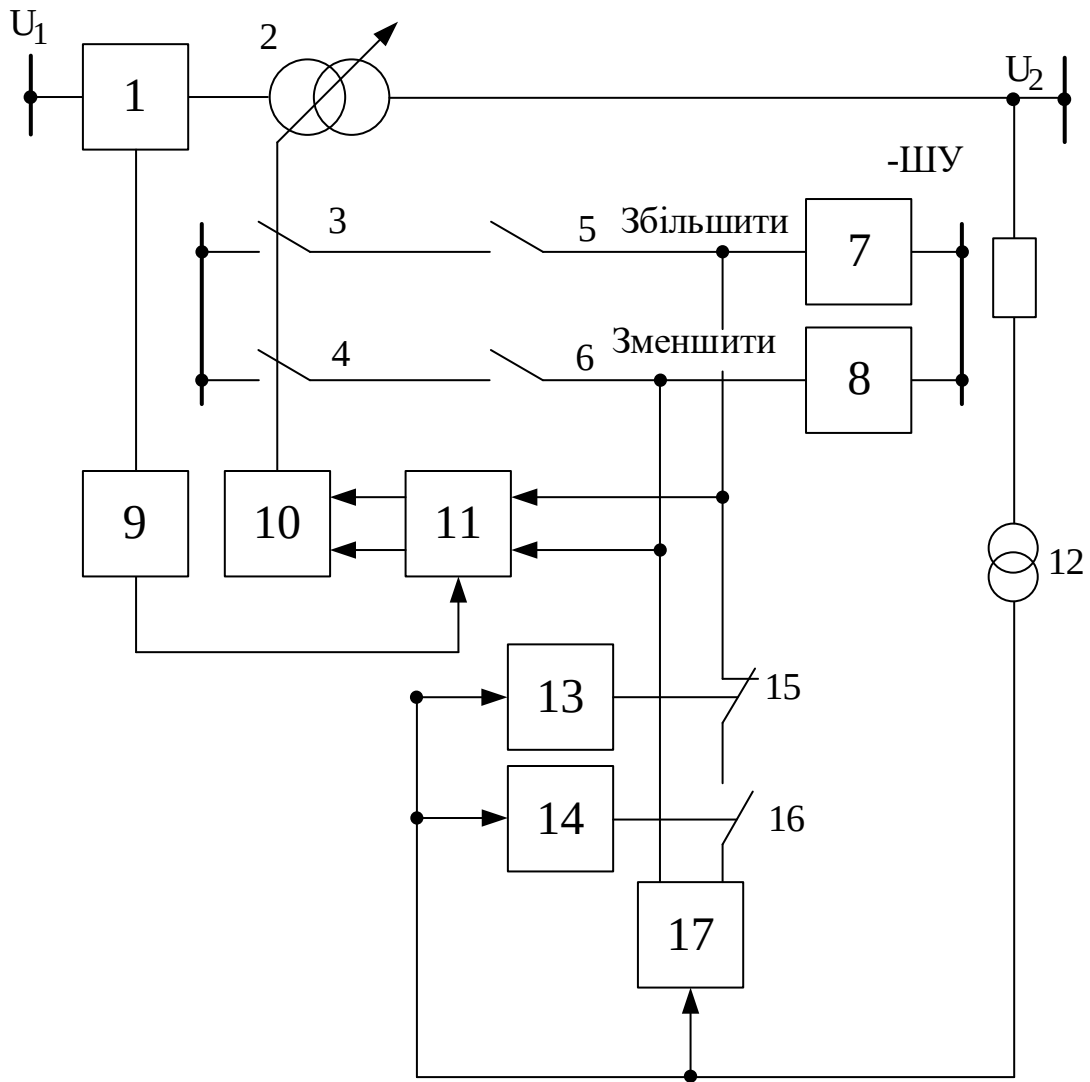


Рисунок 3.5 – Функціональна схема пристрою регулювання напруги силового трансформатора з РПН

На рис. 3.5:

- 1 – датчик струму;
- 2 – силовий трансформатор із РПН;
- 3, 4 – контакти стеження веденого вала перемикача;
- 5 – контакти реле збереження циклу перемикачання «Збільшити»;
- 6 – контакти реле збереження циклу перемикачання «Зменшити»;
- 7 – реле збереження циклу перемикачання «Збільшити»;
- 8 – реле збереження циклу перемикачання «Зменшити»;
- 9 – реле максимального струму;

- 10 – електропривод РПН;
- 11 – елемент блокування;
- 12 – трансформатор напруги;
- 13 – реле мінімальної напруги;
- 14 – реле максимальної напруги;
- 15 – контакти реле мінімальної напруги;
- 16 – контакти реле максимальної напруги;
- 17 – автоматичний регулятор напруги.

Коли напруга перевищує верхню межу зони нечутливості, регулятор напруги 17 надсилає короткочасний сигнал «Зменшити» на електропривод 10 для перемикавання відгалужень трансформатора на зниження напруги. При падінні напруги нижче нижньої межі зони нечутливості регулятор видає короткочасний сигнал «Збільшити» для підвищення напруги. Сигнал «Зменшити» або «Збільшити» також передається на реле збереження циклу перемикавання «Зменшити» 8 або «Збільшити» 7, яке продовжує подавати команду на електропривод до завершення перемикавання.

Цей пристрій також забезпечує блокування електроприводу при виникненні надструмів у силовому трансформаторі 2 під час перемикавання за допомогою реле максимального струму 9 та блокуючого елемента 11. Після усунення надструмів блокування знімається, і перемикавання завершується. У разі значного зниження напруги сигнал «Збільшити» блокується, і перемикач залишається нерухомим.

Описаний пристрій регулювання напруги силових трансформаторів не враховує навантаження споживачів, тому не дозволяє реалізувати алгоритм зустрічного регулювання напруги. Пристрій для автоматичного регулювання напруги в вузлі електричної мережі, який враховує навантаження споживачів, зображено на рисунку 3.6.

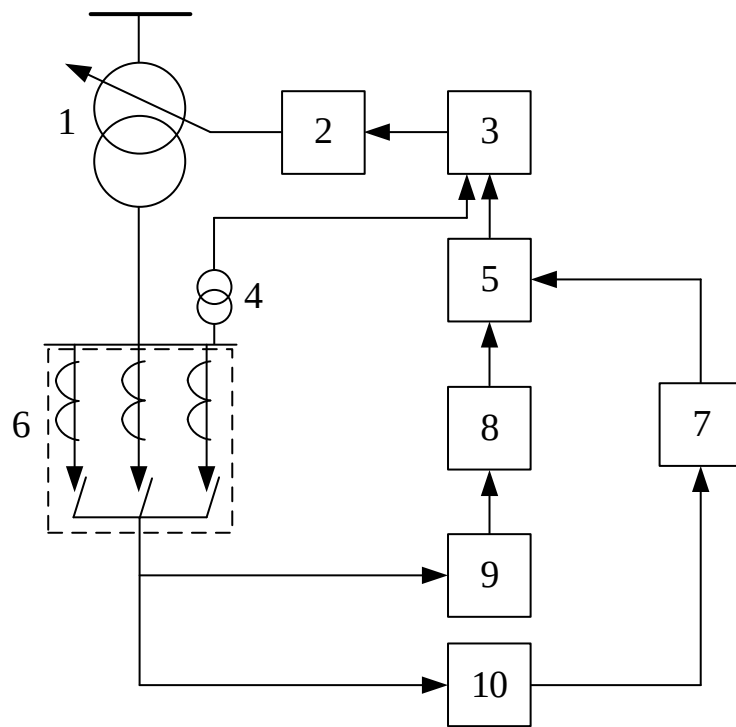


Рисунок 3.6 – Функціональна схема пристрою для автоматичного регулювання напруги вузла електричної мережі

Постійна складова струму навантаження, виділена фільтром 9 і оброблена функціональним перетворювачем 8, забезпечує оптимальний рівень напруги в центрі живлення, мінімізуючи споживання електроенергії поза допустимим діапазоном напруги. Змінна складова, отримана з блоків струмової компенсації 6, виділена фільтром 10 і підсилена через підсилювач 7, регулює напругу в центрі живлення при коливаннях навантаження споживачів. Обидві складові об'єднуються в суматорі 5, і їхня сума надходить до блоку автоматичного регулювання напруги 3. На цей блок також подається значення напруги вторинної обмотки силового трансформатора, виміряне датчиком напруги 4.

Хоча цей пристрій враховує зміни навантаження споживачів, при частих коливаннях навантаження кількість перемикачів пристрою РПН 2 значно зростає, що може призвести до швидкого зносу контактів РПН.

3.2 Регулювання напруги з допомогою конденсаторної батареї

Конденсаторна батарея — це надійний і простий статичний пристрій. Такі батареї формуються з окремих конденсаторів потужністю від 10 до 100 квар і напругою від 230 В до 10,5 кВ. Конденсатори мають високу перевантажувальну здатність за струмом (до 30% від номінального) та напругою (до 10% від номінальної). Конденсаторна батарея складається з групи конденсаторів, з'єднаних паралельно та/або послідовно. Оснащена комутаційною апаратурою, засобами захисту й управління, вона утворює конденсаторну установку (КУ), принципова схема якої зображена на рис. 3.7.

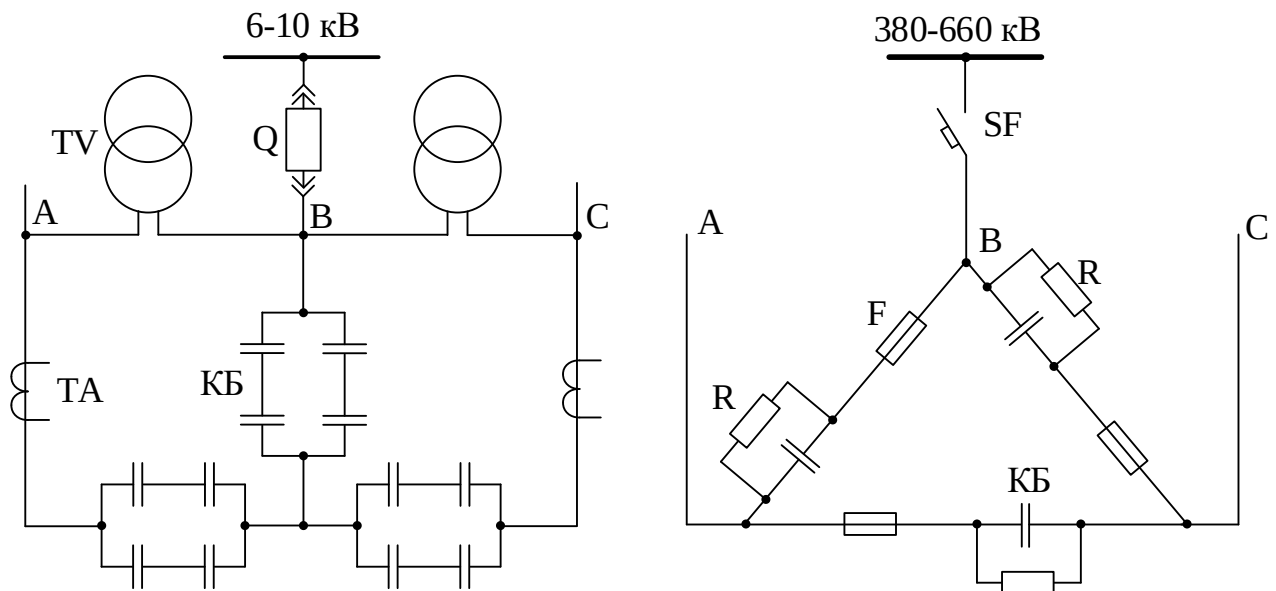


Рисунок 3.7 – Принципова схема однієї трифазної секції конденсаторної установки: а – для мережі з напругою 6–10 кВ; б – для мережі з напругою 380 В.

Потужність $Q_{КБ}$, яку генерує конденсаторна батарея (КБ) при заданій ємності C , залежить від квадрата прикладеної напруги та її частоти за формулою $Q_{КБ} = U^2 \omega C$. Нерегульовані КБ мають негативний регулювальний ефект, тобто їхня потужність зменшується при зниженні напруги. Через це нерегульовані КБ не підходять для регулювання напруги в системах із поперечною компенсацією реактивної потужності. Цей недолік усувається

шляхом створення КБ із кількох секцій, кожна з яких керується регулятором напруги та реактивної потужності й підключається до мережі через окремий вимикач, що дозволяє нарощувати ємність батареї. Це забезпечує зростання сумарної потужності КБ при зниженні напруги, підтримуючи баланс реактивної потужності в вузлі мережі та стабілізуючи напругу. У схемах із поперечною компенсацією потужність КБ змінюється пропорційно квадрату струму, що протікає через неї, за формулою $Q_{KB} = I^2/\omega C$. Така КБ у пристроях поперечної компенсації (ППК) включається послідовно в розсічку повітряної лінії, підвищуючи реактивну потужність при зростанні навантажувального струму лінії.

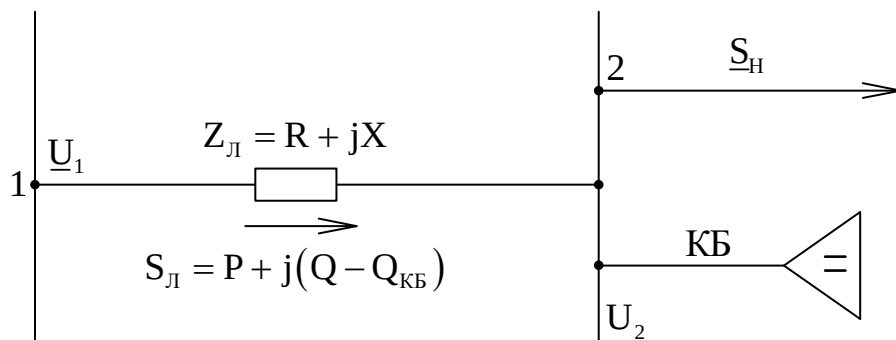


Рисунок 3.8 – Підключення КБ до електромережі за умов поперечної компенсації реактивної потужності

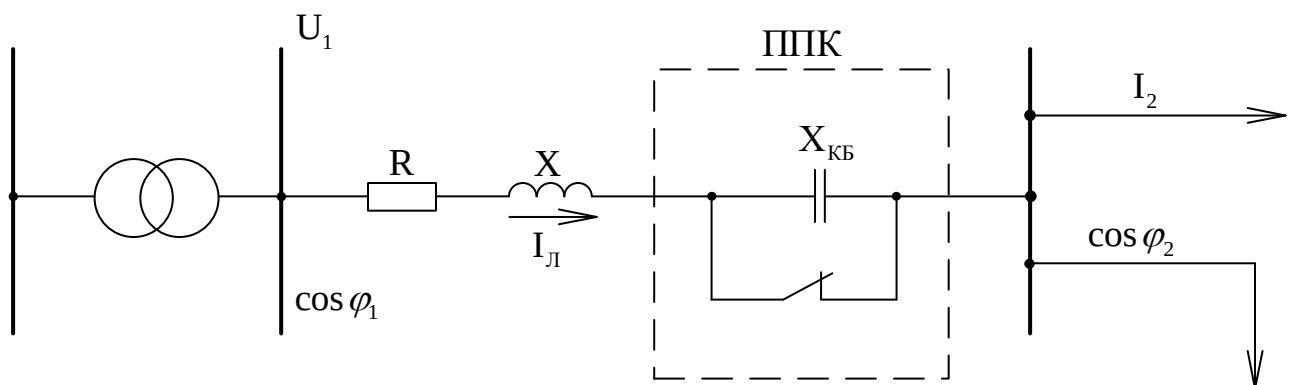


Рисунок 3.9 – З'єднання КБ із мережею за умов поперечної компенсації реактивної потужності

Конденсаторні батареї, що входять до складу конденсаторної установки та ППК, використовуються для стабілізації напруги. Регулювання напруги за допомогою конденсаторної установки (у разі поперечної компенсації реактивної потужності) застосовується в розподільних мережах із напругою 110 кВ і нижче. Векторна діаграма напруг на кінцях лінії (мал. 3.9), коли конденсаторна установка активна, є коректною для будь-якої повітряної лінії.

У такому разі напруга на кінці лінії становить:

$$U_2 = \left[(U_1 - \Delta U')^2 + (\Delta U'')^2 \right]^{1/2}; \quad (3.3)$$

$$\Delta U' = \frac{PR + (Q_H + Q_{KB}) \cdot X}{U_2}. \quad (3.4)$$

де $\Delta U'$ поздовжня компонента зниження напруги в компенсованій лінії.

$$\Delta U'' = \frac{PX - (Q_H + Q_{KB}) \cdot R}{U_2}. \quad (3.5)$$

де $\Delta U''$ поперечна компонента зменшення напруги в компенсованій лінії.

У цьому випадку поперечну компоненту можна ігнорувати через її незначну величину порівняно з поздовжньою.

Тоді:

$$U_2 = U_1 = \frac{PX + (Q_H - Q_{KB}) \cdot X}{U_2}. \quad (3.6)$$

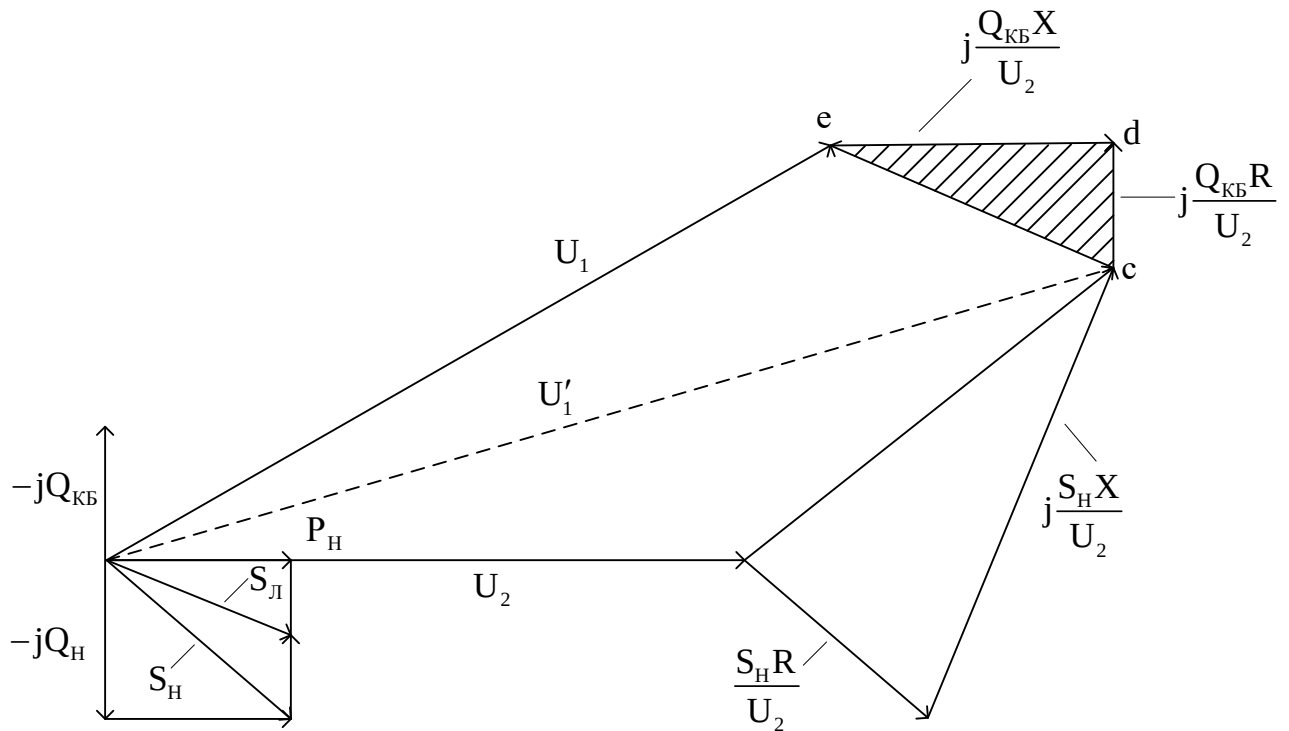


Рисунок 3.10 – Векторна діаграма напруг для схеми, показаної на мал. 3.8

Конденсатори можуть лише виробляти реактивну потужність. Отже, підключаючи конденсаторну установку на приймальному кінці повітряної лінії, напругу U_2 можна збільшити, а вимикаючи – зменшити. Припустимо, що напругу потрібно підвищити до значення $U_{2\text{доп}}$, при якому вона відповідала б допустимому рівню. Цей результат досягається завдяки зменшенню втрат напруги в повітряній лінії на величину $U_{\text{доп}} = U_{2\text{доп}} - U_2$ шляхом компенсації реактивної потужності, що проходить через лінію, при увімкненні конденсаторної установки з потужністю $Q_{\text{кб}}$.

Ефект від увімкнення конденсаторної установки на мал. 3.10 відповідає заштрихованому трикутнику cde . Таким чином, із достатньою для практичних обчислень точністю можна записати:

$$U_{2\text{доп}} - U_2 = \frac{Q_{\text{кб}} \cdot X}{U_{2\text{доп}}}. \quad (3.7)$$

Звідси підключена потужність КП буде рівна:

$$Q_{KB} = \frac{U_{2ДОП} - U_2}{X} \cdot U_{2ДОП}. \quad (3.8)$$

Потужність конденсаторних установок, які необхідно розмістити в електромережах, та місце їхнього встановлення визначаються за допомогою спеціальних техніко-економічних розрахунків, що враховують баланс реактивної потужності у відповідному вузлі електросистеми, втрати напруги та активної потужності в розподільних мережах. Оскільки конденсаторні установки впливають на режим напруги в мережі, їх також слід застосовувати для стабілізації напруги у споживача. При цьому важливо враховувати, що конденсаторні установки, розміщені у споживача в мережах із напругою 0,4 та 6–10 кВ, насамперед призначені для зменшення втрат активної потужності.

Регулювання напруги за допомогою ППК здійснюється шляхом зміни опору повітряної лінії. У електричних системах ППК встановлюють у живлячих мережах із напругою 220 кВ і вище, де індуктивний опір значно переважає над активним. Пристрої поздовжньої компенсації використовуються в системах електропостачання промислових об'єктів, наприклад, у коротких мережах потужних електротермічних установок [12].

У будь-якому разі ефект стабілізації напруги досягається завдяки параметричному зниженню споживаної реактивної потужності на величину:

$$Q_{KB} = I^2 X_{KB}. \quad (3.9)$$

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

Бакалаврська кваліфікаційна робота направлена на розробку районної електричної мережі. Отже на будівельно-монтажний електротехнічний персонал, що здійснює монтаж системи електропостачання, впливають такі шкідливі виробничі фактори [13, 14]:

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

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

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

4.1 Технічні рішення з безпечної організації виконання робіт

4.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць під час робіт на комутаційних апаратах і комплектному розподільчому устаткуванні

В КРУ з обладнанням на візках, що викочуються, забороняється без зняття напруги з шин та їх заземлення проникати у відсіки комірок, не відокремлених суцільними металевими перегородками від шин або від безпосередньо з'єданого з КРУ обладнання. Під час роботи у відсіку комірки КРУ візок з обладнанням необхідно викотити і шторку відсіку, в якому

струмопровідні частини залишилися під напругою, замкнути на замок і вивісити плакат «Стій! Напруга». У відсіку вивісити плакат «Працювати тут!». В КРУ, оснащених заземлювальними ножами, на приєднаннях, схема яких виключає можливість подавання напруги з іншого боку, відсутність напруги перед вмиканням цих ножів допускається перевіряти прослідковуванням схеми в натурі.

Під час робіт зовні КРУ на підключеному до нього устаткуванні або на ПЛ чи КЛ, що відходять, візок з вимикачем необхідно викотити з комірки; верхню шторку або дверцята замкнути на замок і вивісити плакати «Не вмикати! Працюють люди» або «Не вмикати! Робота на лінії».

В комірках КРУ під час робіт допускається:

- за наявності блокування між заземлювальними ножами і візком з вимикачем встановлювати візок в контрольне положення після вмикання цих ножів;

- за відсутності блокування між заземлювальними ножами і візком вимикача, а також заземлювальних ножів в комірках, встановлювати візок в проміжне між контрольним і викоченим положенням за умови замикання його на замок в цьому положенні. Візок може бути встановлений в проміжне положення незалежно від наявності заземлення на приєднанні.

Встановлювати в контрольне положення візок з вимикачем для його випробування і роботи в колах керування і захисту дозволяються в тих випадках, коли роботи зовні КРУ на ПЛ і КЛ, що відходять, або на підключеному до них устаткуванні, враховуючи механізми, з'єднані з електродвигунами, не провадять або на цьому приєднанні встановлене заземлення в комірці КРУ.

4.1.2 Електробезпека

Для живлення технологічного обладнання та системи освітлення на будівництві об'єкту використовується трифазна чотирьохпровідна мережа із

заземленою нейтраллю напругою 380/220 В. Відповідно з ГОСТ 12.1.013-78 умови праці за ступенем небезпеки ураження працівників електричним струмом є умовами з підвищеною небезпекою, тому що підлога у будівлі є струмопровідною.

Улаштування та експлуатація електроустановок повинні здійснюватися відповідно до Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів (наказ від 25.07.2006 № 258 Мінпаливенерго України), Правил улаштування електроустановок (наказ від 28.08.2006 № 305 Мінпаливенерго України), НПАОП 0.00-1.29, НПАОП 40.1-1.01, НПАОП 40.1-1.07, НПАОП 40.1-1.21, НПАОП 40.1-1.32. Електробезпека на будівельному майданчику повинна забезпечуватися відповідно до вимог ГОСТ 12.1.013.

Улаштування і технічне обслуговування тимчасових і постійних електричних мереж на виробничій території повинен здійснювати персонал, що має відповідну кваліфікаційну групу з електробезпеки.

Розведення тимчасових електромереж напругою до 1000 В, що використовуються для електрозабезпечення об'єктів будівництва, необхідно виконати ізольованими проводами чи кабелями на опорах або конструкціях, розрахованих на відповідну механічну міцність під час прокладання по них проводів і кабелів на висоті над рівнем землі та настилу не менше ніж, м: 2,5 – над робочими місцями; 3,5 – над проходами; 6,0 – над проїздами.

Світильники загального освітлення напругою 127 В і 220 В необхідно встановлювати на висоті не менше ніж 2,5 м від рівня землі, підлоги, настилу. За висоти підвішування менше ніж 2,5 м необхідно згідно з ПУЕ (наказ Мінпаливенерго України від 28.08.06 № 305) використовувати напругу не вище ніж 25 В. Живлення світильників напругою до 25 В повинно здійснюватися від знижувальних трансформаторів, машинних перетворювачів, акумуляторних батарей. Застосовувати для зазначених цілей автотрансформатори, дроселі та реостати забороняється. Корпуси знижувальних трансформаторів і їх вторинні обмотки слід заземлити. Переносні світильники мають бути тільки

промислового виготовлення. Інші світильники застосовувати в якості переносних забороняється.

Вимикачі, автомати та інші комутаційні електричні апарати, що застосовуються на відкритому повітрі або у вологих цехах, повинні бути у пожежо- вибухозахищеному виконанні. Усі електропускові пристрої слід розміщувати так, щоб унеможлиблювався пуск машин, механізмів і устаткування сторонніми особами. Забороняється вмикання декількох струмоприймачів одним пусковим пристроєм. Розподільні щити і рубильники необхідно закривати на замок.

Металеві будівельні риштування, металеві огорожі місць, де виконуються роботи, полиці та лотки для прокладання кабелів і проводів, рейкові колії вантажопідіймальних кранів і транспортних засобів з електричним приводом, корпуси устаткування, машин і механізмів з електроприводом необхідно заземлювати відповідно до Правил улаштування електроустановок одразу після їх встановлення на місце до початку виконання будь-яких робіт.

Струмопровідні частини електроустановок повинні бути ізольовані, огорожені чи розміщені в місцях, недоступних для випадкового дотику до них. Захист електричних мереж і електроустановок від несанкціонованого втручання на виробничій території необхідно забезпечити за допомогою автоматичних вимикачів відповідно до НПАОП 40.1-1.32.

4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

4.2.1 Мікроклімат

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

Таблиця 4.1 – Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні з категорією робіт Па.

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

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено:

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

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

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

4.2.2 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 при свердлінні отворів і різанні металевих виробів їх ГДК наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони в кабіні проектувальника установки

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

Для забезпечення параметрів мікроклімату та складу повітря робочої зони відповідно до проектом передбачено-періодичне провітрювання приміщень та використання засобів індивідуального захисту.

4.2.3 Виробниче освітлення

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормуємо освітлення у виробничих приміщеннях. Характеристика зорових робіт – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «Г».

Нормовані значення освітленості наведені в таблиці 4. 3.

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 освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 4,5 метра.

Таблиця 4.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Харакка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природнє Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	Г	середній великий великий	світлий світлий середній	-	200	4	2,4

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

4.2.4 Виробничий шум

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

Основним джерелом шуму є механічний інструмент: дрелі, перфатори, зварювальний апарат. Допустимі рівні звукового тиску в октавних смугах частот, рівні звуку і еквівалентні рівні звуку на робочих місцях в виробничих приміщеннях і на території підприємств представлені в таблиці 4.4.

Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні.

Таблиця 4.4 – Рівень звукового тиску

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

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

Для зниження шуму потрібно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі.
- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.
- організувати перерви в роботі (15 хвилин), після кожної години роботи з пристроями що є джерелом шуму;

4.2.5 Виробничі вібрації

Джерелами вібрацій в умовах, що розглядаються в проекті, являються насосні агрегати, вентилятори, дрілі, болгарки, перфоратори, які відносяться до типу загальної вібрації.

Основні параметри вібрації, такі як середньоквадратичне значення віброприскорення та віброшвидкості, логарифмічні рівні приведені у таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Середньоквадратичні значення віброприскорення та віброшвидкості

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

Для зменшення дії вібрацій на працюючих проектом передбачено:

- динамічне погашення вібрації - приєднання до захисного об'єкту системи, реакції якої зменшують розмах вібрації об'єкта в точках приєднання системи;
- зміна конструктивних елементів машин;
- застосування засобів індивідуального захисту, а саме рукавиці, вкладиші і прокладки, віброзахисне взуття з пружнодемпферуючим низом.

4.3 Пожежна безпека

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

Приміщення п/ст районної електричної мережі за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відносяться до категорії Д – речовини і/або матеріали, що зазначені вище для категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилу і/або волокон), а також негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за температури навколишнього середовища), за умов, що приміщення, в яких знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються) зазначені вище речовини і/або матеріали, не відносяться до категорій А, Б або В з зонами П-III (місця, де зберігаються тверді горючі речовини).

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

Будівлі, в якій розташовані приміщення п/ст районної електричної мережі, характеризується II ступенем вогнестійкості. До II ступеня вогнестійкості відносяться будинки з несучими та огорожувальними конструкціями з природних або штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону із застосуванням листових і плитних негорючих матеріалів. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2016 наведено в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості і будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площадки, костури, сходи, балки, марші сходових кліток	пере-криття між по-верхові (у т.ч. горищні та над підва-лами	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходових кліток	само-несучі	зов-ніш-ні не-несу-чі	внут-рішні не-несучі (пере-город-ки				пли-ти, насти-ли, прого-ни	балки, ферми, арки, рами
II	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	EI 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 4.7.

Таблиця 4.7 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

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

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

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

Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських будинків і споруд слід приймати за таблицею 4.8 (знаменник).

Таблиця 4.8 – 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
I, II	6/9	8/9	10/12

На території п/ст районної електричної мережі встановлено від 16 до 28 вогнегасників ВП-5(8) [28].

ВИСНОВОК

У рамках бакалаврської кваліфікаційної роботи було виконано комплексне дослідження, спрямоване на проектування районної електричної мережі напругою 110/10 кВ для забезпечення надійного електропостачання чотирьох нових пунктів споживання. Робота виконана з урахуванням поставлених у вступі мети та завдань, а отримані результати відповідають визначеним цілям дослідження.

1. На основі аналізу чотирьох варіантів розвитку електричної мережі, що враховували критерії мінімальної довжини ліній електропередач, кількості вимикачів та втрат напруги, було обрано варіант №2 як найбільш економічно доцільний. Цей варіант характеризується найменшими капітальними вкладеннями (29005 тис. грн) та приведеними затратами (146937 тис. грн), що забезпечує оптимальне співвідношення надійності та економічної ефективності.

2. З використанням програмного комплексу «Втрати-110» проведено розрахунки максимального, мінімального та післяаварійного режимів роботи спроектованої електричної мережі.

3. Відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) для всіх ділянок мережі обрано проводи марки АС-120/19, які відповідають умовам допустимого навантаження. Для підстанцій обрано трансформатори типів ТДН-10000/110, ТМН-6300/110, що забезпечують необхідну потужність та надійність електропостачання.

4. Проведено детальний аналіз методів регулювання напруги в мережах 110 кВ, зокрема використання трансформаторів з пристроями регулювання під навантаженням (РПН) та конденсаторних установок. Встановлено, що трансформатори з РПН дозволяють ефективно підтримувати стабільний рівень напруги, однак не враховують змін навантаження споживачів, що може обмежувати їх ефективність у динамічних режимах. Конденсаторні установки забезпечують компенсацію реактивної потужності, сприяючи зниженню втрат напруги та підвищенню енергоефективності мережі.

5. Досліджено вплив конденсаторних установок на баланс реактивної потужності та режими напруги в мережі. Результати показали, що використання регульованих конденсаторних батарей дозволяє ефективно підтримувати нормативний рівень напруги у вузлах мережі, особливо в умовах поперечної компенсації реактивної потужності. Це сприяє зниженню втрат активної потужності та підвищенню надійності електропостачання.

Результати роботи підтверджують актуальність теми, оскільки впровадження сучасних методів регулювання напруги та оптимізація схем електричних мереж дозволяють підвищити якість електропостачання, зменшити втрати електроенергії та забезпечити стабільне функціонування районної електричної мережі. Використання програмного комплексу «Втрати-110» та відповідність проектних рішень нормативним вимогам забезпечують практичну цінність отриманих результатів для подальшого застосування в електроенергетиці. У розділі охорони праці розроблено технічні рішення для забезпечення безпеки під час виконання робіт на електроустановках, включаючи заходи з електробезпеки, гігієни праці та пожежної безпеки, що сприяють створенню безпечних умов праці для персоналу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. 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.
2. Електричні системи і мережі. Частина 2 : навчальний посібник / Ю.Ф. Романюк. – К.: Знання, 2007. – 292 с.
3. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж: Навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання та студентів іноземців напряму підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології”/Уклад. В.В. Кирик.-К.: НТУУ «КПІ», 2014.-130с.
4. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: Підручник / М. С. Сегеда. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. – 488 с. – ISBN 978-966-553-602-4.
5. Методичні вказівки до курсового проекту з курсу “Електричні системи і мережі” – Вінниця:, Вінницький державний технічний університет, 2002. – 64 с.
6. Грабко В.В. Моделі і засоби регулювання напруги за допомогою трансформаторів з пристроями РПН. Монографія. – Вінниця:УНІВЕРСУМ-Вінниця,2005. – 109 с.
7. Лежнюк П. Д., Комар В. О. Регулювання напруги в електричних системах. Навчальний посібник. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008. – 171 с
8. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни “Електричні системи і мережі” / Укладачі В. В. Кулик, Ж.І.Остапчук , Л.Пауткіна. – Вінниця, ВДТУ, 2002 р.
9. Лежнюк П. Д., Кулик В. В. Оптимальне керування потоками потужності і напругою в неоднорідних електричних мережах. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2004. – 188 с.

10. Матєєнко, Ю. П., & Шумовський, П. І. (2019). Аналіз засобів регулювання напруги для підвищення надійності функціонування енергоустановок. Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики", 238-239
11. Оптимізація параметрів джерел реактивної потужності в розподільчих електричних мережах А.О. Омельчук, А.М. Скрипник, кандидати технічних наук, Б.П. Савченко, слухач магістратури
12. Визначення технічних значень вхідної реактивної потужності для споживачів електроенергії / Б. С. Рогальський, Л. Н. Добровольська, О. М. Нанака, В. В. Вержук // Вісник ВПІ. — 2007. — № 5. — С. 58–64.
13. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.
14. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.
15. 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. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.
18. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

19. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.
20. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
21. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.
22. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.
23. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.
24. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення.
25. ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. URL: <https://www.alutal.com.ua/wp-content/uploads/2021/02/dstu-8829-2019-1.pdf>.
26. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759.
27. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf.
28. Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.

ДОДАТКИ

Додаток А

Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи

Назва роботи: «Районна електрична мережа з аналізом методів та способів регулювання напруги»

Тип роботи: Бакалаврська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проєкт (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (вказати))

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Сікорська О. В.

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

StrikePlagiarism	
Оригінальність	70,5
Загальна схожість	29,5

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

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

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

Автор О. Шиндлер
(підпис)

Кривулько О. В.
(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку

(підпис)

Вишневський С. Я
(прізвище, ініціали)

Експерт

(за потреби)

(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

Додаток Б

Визначення приведених і розрахункових навантажень підстанцій

З метою спрощення розрахункової схеми (зменшення кількості вузлів) кожна двотрансформаторна підстанція може бути подана лише одним вузлом, який відповідає стороні вищої напруги, після приведення до цієї сторони навантаження $\dot{S}_{нв}$, заданого на шинах $U_{нн} = 10$ (кВ).

Значення приведенного навантаження i -тої підстанції визначається за виразом:

$$\dot{S}_{np\ i} = \dot{S}_{нв\ i} + \Delta \dot{S}_{T\ i}. \quad (Б.1)$$

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

Для двохобмоткових трансформаторів:

$$\Delta P_{T\ i} = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot S_{нв}^2}{n \cdot S_{ном}^2} + n \cdot \Delta P_x; \quad (Б.2)$$

$$\Delta Q_{T\ i} = \frac{u\% \cdot S_{нв}^2}{100 \cdot n \cdot S_{ном}^2} + n \cdot \Delta Q_x. \quad (Б.3)$$

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

$S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора.

Для вузла 501:

$$\Delta P_{T\ 501} = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot S_{501}^2}{n \cdot S_{ном}^2} + n \cdot \Delta P_x = \frac{60 \cdot 10^{-3} \cdot 7^2}{2 \cdot 6.3^2} + 2 \cdot 13 \cdot 10^{-3} = 0.171 \text{ (МВт)};$$

$$\Delta Q_{T\ 501} = \frac{u\% \cdot S_{501}^2}{100 \cdot n \cdot S_{ном}^2} + n \cdot \Delta Q_x = \frac{10.5 \cdot 13^2}{100 \cdot 2 \cdot 10^2} + 2 \cdot 70 \cdot 10^{-3} = 1.027 \text{ (Мвар)};$$

$$\dot{S}_{np\ 501} = \dot{S}_{нв\ 501} + \Delta \dot{S}_{T\ 501} = 13 + 1.198 = 14.198 \text{ (МВА)}.$$

Аналогічні розрахунки робимо для інших вузлів. Отримані результати заносимо в таблицю Б.1.

Розрахуємо розрахункову потужність, що враховує зарядну потужність лінії і потужність компенсуючих пристроїв.

Для прикладу використаємо лінію 103-501:

$$\dot{S}_{розр} = \dot{S}_{np} - j \left(\frac{Q_{cij}}{2} + Q_{KV} \right); \quad (\text{Б.4})$$

$$\dot{S}_{розр\ 501} = \dot{S}_{np\ 501} - j \left(\frac{Q_{с501-103}}{2} + Q_{KV} \right) = 14.198 - j(0.149) = 14.198 - 0.149j \text{ (МВА)}.$$

Аналогічні розрахунки робимо для інших вузлів. Отримані результати заносимо в таблицю Б.1

Таблиця Б.1 – Розраховані значення приведенного навантаження та розрахункового навантаження

Номер вузла	n	$\Delta P_T,$ $МВт$	$\Delta Q_T,$ $Мвар$	$Q_C/2,$ $Мвар$	$\dot{S}_{нв}, \text{ МВА}$	$\dot{S}_{np}, \text{ МВА}$	$\dot{S}_{розр}, \text{ МВА}$
501	2	0.171	1.027	0.297	13	14.198	14.198-0.149j
502	1	0.163	0.215	0.276	10.4+5.894j	10.778+5.894j	10.778+5.166j
503	1	0.119	0.563	0.287	6.7+3.245j	7.381+3.245j	7.381+2.777j
504	1	0.171	1.032	0.308	11.6+5.943j	12.803+5.943j	12.803+5.195j

Визначення потокорозподілення основної мережі

Розрахунок потокорозподілу проводять за розрахунковими навантаженнями, починаючи з більш віддалених пунктів мережі, приймаючи напругу мережі номінальною (по нульовій ітерації).

Втрати потужності в мережі враховують при $U_{ном} \geq 110$ (кВ). На першому етапі розрахунку, напруги у вузлах приймають рівниміномінальному значенню $U_{ном}$ мережі, втрати потужності в мережі не враховують $\Delta S_l = 0$.

При цих припущеннях визначають потужність на головних ділянках лінії. Потужність на інших ділянках мережі визначають, виходячи із балансу потужності у вузлах. У результаті такого попереднього розрахунку визначають точку потокорозподілу (струморозподілу), точку, в яку надходить потужність з двох сторін. На другому етапі розрахунку замкненої мережі, її розмикають у точці потокорозподілу. Навантаження відповідного вузла теж розподіляється на дві частини, кожна з яких визначається потужністю, що надходить по приєднаній до неї лінії. Подальший розрахунок ведуть так, як і для розімкненої мережі, враховуючи втрати потужності на ділянках ЛЕП. Визначивши потужність в кінці лінії $\dot{S}''_l$, визначають значення потужності на початку лінії $\dot{S}'_l$:

$$S_l^n = S_l^к + \Delta S_l = \left[P''_l + \frac{(P''_l)^2 + (Q''_l)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_l \right] + j \left[Q''_l + \frac{(P''_l)^2 + (Q''_l)^2}{U_{ном}^2} \cdot X_l \right]. \quad (Б.5)$$

Проводимо розрахунок потокорозподілу потужностей для трьох режимів роботи мережі: максимального, мінімального і післяаварійного із максимальними навантаженнями.

Для ділянки 5-501 маємо:

$$\dot{S}_{8-501} = \dot{S}_{розр\ 501} = 13 \text{ (МВА)}.$$

Для ділянки 7-502-9 маємо:

$$\dot{S}_{7-502} = \frac{\dot{S}_{розп502} \cdot Z_{7-502}^*}{Z_{7-502}^* + Z_{9-502}^*};$$

$$\dot{S}_{8-502} = \frac{(10.4+5.894j) \cdot (4.93-8.455j)}{(4.93-8.455j) + (3.615-6.2j)} = 6+3.4j \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{9-502} = \frac{\dot{S}_{розп502} \cdot Z_{9-502}^*}{Z_{9-502}^* + Z_{7-502}^*};$$

$$\dot{S}_{9-502} = \frac{(10.4+5.894j) \cdot (3.615-6.2j)}{(3.615-6.2j) + (4.93-8.455j)} = 4.4+2.494j \text{ (BA)}.$$

Для ділянки 3-503-201 маємо:

$$\dot{S}_{3-503} = \frac{\dot{S}_{розп503} \cdot Z_{3-503}^*}{Z_{3-503}^* + Z_{201-503}^*};$$

$$\dot{S}_{3-503} = \frac{(6.7+3.245j) \cdot (4.602-7.891j)}{(4.602-7.891j) + (4.273-7.327j)} = 3.474+1.683j \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{201-503} = \frac{\dot{S}_{розп503} \cdot Z_{201-503}^*}{Z_{201-503}^* + Z_{3-503}^*};$$

$$\dot{S}_{201-503} = \frac{(4.273-7.327j) \cdot (6.7+3.245j)}{(4.273-7.327j) + (4.602-7.891j)} = 3.226+1.562j \text{ (MBA)}.$$

Для ділянки 13-504-14 маємо:

$$\dot{S}_{13-504} = \frac{\dot{S}_{розп504} \cdot Z_{13-504}^*}{Z_{13-504}^* + Z_{14-504}^*};$$

$$\dot{S}_{13-504} = \frac{(11.6+5.943j) \cdot (2.958-5.073j)}{(2.958-5.073j) + (6.574-11.273j)} = 3.6+1.844j \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{14-504} = \frac{\dot{S}_{розп504} \cdot Z_{14-504}^*}{Z_{13-504}^* + Z_{14-504}^*};$$

$$\dot{S}_{14-504} = \frac{(11.6+5.943j) \cdot (6.574-11.273j)}{(6.574-11.273j) + (2.958-5.073j)} = 8+4.099j \text{ (MBA)}.$$

Оскільки ланцюг, що підключений до нового вузла, включений між підстанціями зрізними напругами, то виникає зрівняльний струм:

$$I_{zp} = \frac{U_1 - U_2}{\sqrt{3} \cdot z_{12}}; \quad (\text{Б.6})$$

або зрівняльна потужність:

$$S_{zp} = 3 \cdot I_{zp} \cdot U_{\phi}, \quad (\text{Б.7})$$

$$\text{де } U_{\phi} = \frac{U_1 + U_2}{2 \cdot \sqrt{3}}.$$

Дані про напруги вузлових підстанцій беремо з розрахунку усталеного режиму з новими джерелами живлення.

При розрахунку зрівняльної потужності (струму), враховують тип лінії, якщо лінія дволанцюгова, то різниці напруги не виникає, так як такий вузол, що під'єднаний дволанцюговою лінією, підключений лише до однієї підстанції.

Тому для дволанцюгової лінії 8-501: $U_8 = 111.24 \text{ (кВ)}$,

$$S_{zp501} = 3 \cdot \frac{U_8 - U_8}{\sqrt{3} \cdot \bar{Z}_{8-501}} \cdot \frac{U_8 + U_8}{\sqrt{3} \cdot 2}.$$

$$S_{zp501} = 3 \cdot \frac{111.24 - 111.24}{\sqrt{3} \cdot (2.301 - 3.945j)} \cdot \frac{111.24 + 111.24}{\sqrt{3} \cdot 2} = 0.$$

Після накладання зрівняльної потужності на отримане потокорозподілення отримаємо:

$$\dot{S}''_{8-501} = \dot{S}_{8-501} + \dot{S}_{zp501} = 13 + 0 = 13 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}^{\kappa}_{8-501} = \dot{S}''_{8-501} = 13 \text{ (MBA)}.$$

Знаходимо потужності на початку та в кінці лінії, а також втрати потужності:

$$\Delta \dot{S}_{8-501} = \frac{(P^{\kappa}_{8-501})^2 + (Q^{\kappa}_{8-501})^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{8-501} + j \frac{(P^{\kappa}_{8-501})^2 + (Q^{\kappa}_{8-501})^2}{U_{ном}^2} \cdot X_{8-501};$$

$$\Delta \dot{S}_{8-501} = \frac{(13)^2 + (0)^2}{110^2} \cdot 2.301 + j \frac{(13)^2 + (0)^2}{110^2} \cdot -3.945 = 0.032 - 0.055j \text{ (MVA)};$$

$$\dot{S}_{5-501}^n = \dot{S}_{5-501}^{\kappa} + \Delta \dot{S}_{5-502} = 0.004 - 0.007j + 7 = 7.004 - 0.007j \text{ (MVA)}.$$

Проводимо розрахунок для інших ліній аналогічно.

Результати розрахунків наведено в таблиці Б.2.

Таблиця Б.2 – Результати розрахунків потокорозподілення в мережі

Лінія	Початок	Кінець	Втрати
501-8	13.032-0.055j	13	0.032-0.055j
502-7	13.023-0.04j	10.4+5.894i	0.023-0.04j
502-9	13.006-0.01j	10.4+5.894i	0.006-0.01j
503-3	13.006-0.01j	6.7+3.245i	0.006-0.01j
503-201	13.005-0.008j	6.7+3.245i	0.005-0.008j
504-13	13.004-0.007j	11.6+5.943i	0.004-0.007j
504-14	13.044-0.075j	11.6+5.943i	0.044-0.075j

Визначення робочих рівнів напруги у вузлах мережі

Розрахунок робочих рівнів напруги в вузлових точках мережі проводиться від пункту живлення до найбільш віддалених точок мережі. По відомій напрузі U_1 на одному із кінців лінії напругу другого кінця U_2 можна визначити за такими формулами:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{1-2}; \quad (\text{Б.8})$$

$$\Delta U_{1-2} = \frac{P_{1-2}^n \cdot R_{1-2} + Q_{1-2}^n \cdot X_{1-2}}{U_1}. \quad (\text{Б.9})$$

Розрахуємо робочий рівень напруги у всіх вузлах для максимального режиму. Для інших режимів результати дістанемо з розрахунку відповідних режимів за допомогою програмного комплексу “Втрати –110”

Для ділянки 8-501:

$$\Delta U_{8-501} = \frac{P_{8-501}^n \cdot R_{8-501} + Q_{8-501}^n \cdot X_{8-501}}{U_8},$$

$$\Delta U_{8-501} = \frac{13 \cdot 2.301 + 0 \cdot 3.945}{108.66} = 0.269 \text{ (кВ)},$$

$$U_{501} = U_8 - \Delta U_{8-501} = 111.24 - 0.269 = 110.971 \text{ (кВ)}.$$

Обрахунки для інших вузлів проводимо аналогічно представленому варіанту та записуємо розрахункові значення в таблицю Б.3

Таблиця Б.3 - Напруги у всіх вузлах для розрахованих режимів.

Номер вузла	Напруга у вузлах навантаження, кВ		
	максимальний режим	мінімальний режим	післяаварійний режим
501	110.971	107,66	118,997
502	111.797	109,44	120,505
503	111.013	109,989	112,249
504	110.836	108,217	117,749

Було проведено повний розрахунок вибраного варіанту мережі. Були розраховані значення потужностей навантажень.

З їх врахуванням, а також параметрів схеми заміщення, було проведено розрахунок втрат потужності в ділянках нових вузлів нової спроектованої мережі.

Додаток В

Ілюстраційна частина

«Районна електрична мережа з аналізом методів та способів регулювання
напруги»



Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

1

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:
«Районна електрична мережа з аналізом методів
та способів регулювання напруги»

Керівник роботи: к.т.н., доц. каф. ЕСС
Сікорська О. В.
Виконала: студентка групи ЕСМ-216
Кривулько О. В.

ВСТУП

2

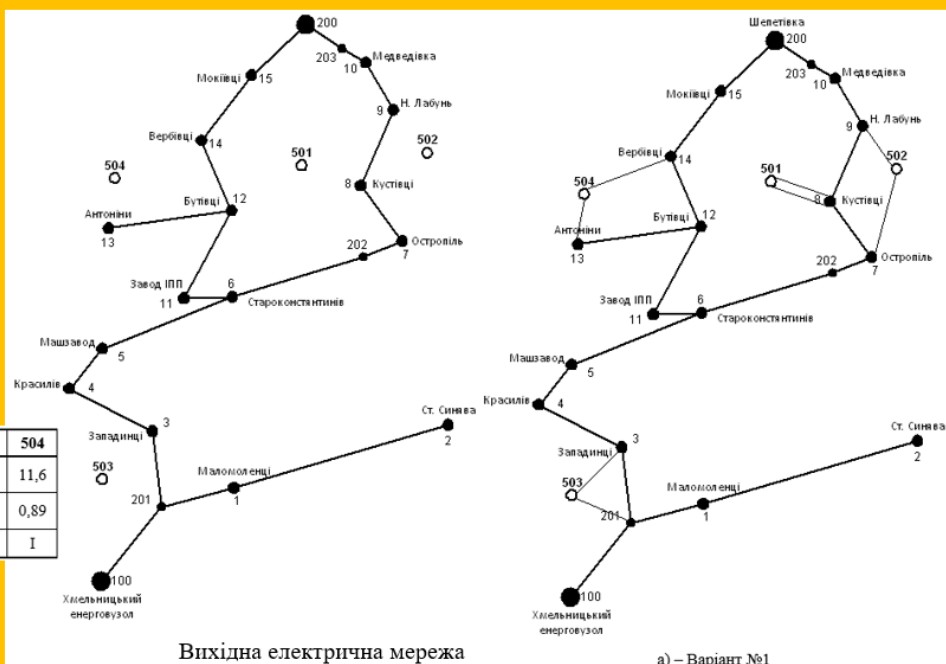
Стабільне функціонування електроенергетичної системи є основою розвитку економіки, промисловості та життєдіяльності сучасного суспільства. Особливо важливу роль у забезпеченні надійного електропостачання відіграють районні електричні мережі, які є проміжною ланкою між магістральними електричними мережами та кінцевими споживачами. В умовах зростаючих навантажень, інтеграції відновлюваних джерел енергії та старіння інфраструктури виникає потреба в ефективному регулюванні напруги, що забезпечує якість електроенергії та енергоефективність системи загалом.

Актуальність теми зумовлена необхідністю підвищення техніко-економічних характеристик електричних мереж, зменшення втрат електроенергії, забезпечення нормативного рівня напруги у споживачів та впровадження сучасних засобів автоматизованого управління. Особливу увагу в цьому контексті привертає аналіз методів та засобів регулювання напруги, які застосовуються в районних електричних мережах напругою 110 кВ, зокрема за допомогою трансформаторів з РПН, конденсаторних установок та схем компенсації реактивної потужності.

Мета дослідження полягає у проектуванні районної електричної мережі та аналізі ефективності методів і засобів регулювання напруги, що дозволяють забезпечити якість електропостачання та оптимальні режими роботи елементів мережі.

Розрахунок режиму вхідної мережі спрямований на вибір оптимальних вузлів живлення для чотирьох нових споживачів (501, 502, 503, 504) з урахуванням категорії споживачів:

Пункти	501	502	503	504
Найбільше зимове навантаження, МВт	13	10,4	6,7	11,6
Коефіцієнт потужності навантаження	1	0,87	0,9	0,89
Категорія споживачів	II	I	I	I



Вихідна електрична мережа

a) – Варіант №1

Вибір трансформаторів на підстанціях

4

$$S_{T_{\text{намі}}} = \frac{P_{\text{пекі}}}{1,4(n_T - 1)\cos\varphi_s} = \frac{S_{\text{пекі}}}{1,4(n_T - 1)};$$

Проведемо розрахунок по вибору трансформаторів на підстанції вузла 501.

$$S_{T501} = \frac{S_{\text{пекі}}}{1,4(n_T - 1)} = \frac{13}{1,4(2-1)} = 9,286 \text{ (MBA)}.$$

Порахуємо значення струму на певній ділянці та порівняємо із допустим тривалим струмом для відповідної марки проводу.

$$I_{na} = \frac{|S_{502-9}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}};$$

$$\frac{11,954}{\sqrt{3} \cdot 110} < 390 \text{ (A)},$$

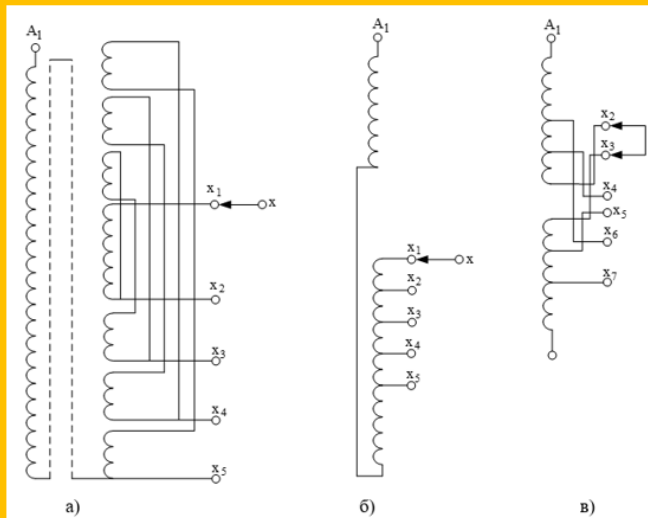
$$62,742 < 390 \text{ (A)}.$$

Результати вибору марки та площі перерізу проводів ЛЕП

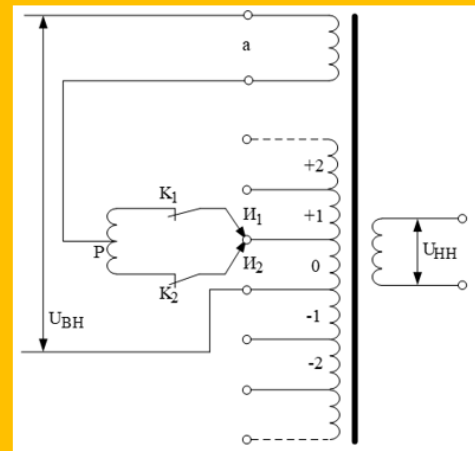
№ Сх.	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	S_b МВА	$U_{\text{ном}}$ кВ	$I_{\text{розр.}}$ А	I_E А	F мм ²	Марка проводу
1	501-8	18,48	2	13	110	71,64	12	12	АС-120/19
	502-7	25,08	1	7,571	110	41,72	12	12	АС-120/19
	502-9	14,52	1	4,383	110	24,15	12	12	АС-120/19
	503-3	18,48	1	3,86	110	21,27	12	12	АС-120/19
	503-201	17,16	1	3,584	110	19,75	12	12	АС-120/19
	504-13	11,88	1	4,045	110	22,29	12	12	АС-120/19
	504-14	26,4	1	8,989	110	49,53	12	12	АС-120/19

Результати вибору трансформаторів на підстанціях

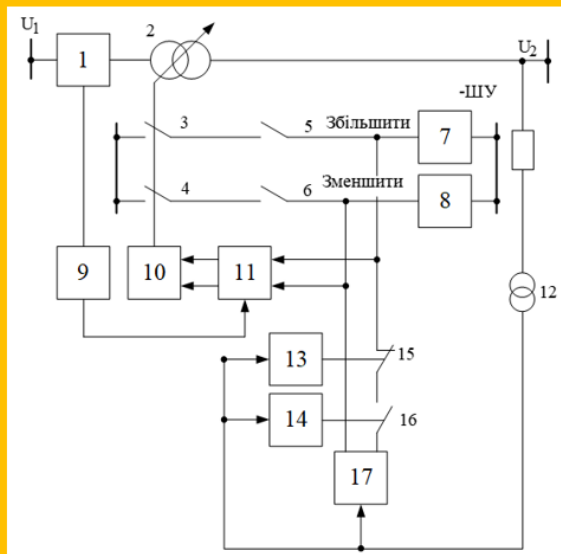
№ Вузла	Тип	S_b	$S_{\text{ном}}$	Границі регулювання	$U_{\text{ном}}$	ук	ΔP_k	ΔP_x	I_x	R	X	ΔQ_x	
		МВА	МВА		ВН								НН
501	ТДН- 10000/110	9.286	10	±9х 1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
502	ТДН- 10000/110	8.539	10	±9х 1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
503	ТМН- 6300/110	5.317	6,3	±9х 1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
504	ТДН- 10000/110	9.31	10	±9х 1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70



Принципова схема трансформатора із пристроєм ПБЗ

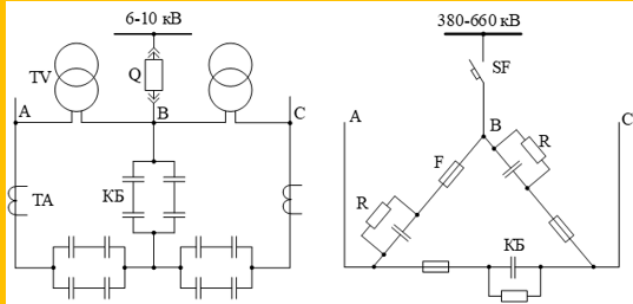


Принципова схема трансформатора із пристроєм РПН

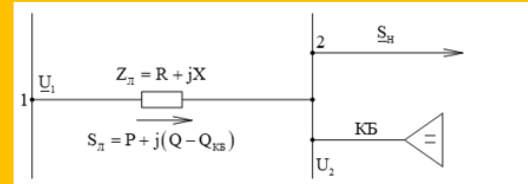


1 – датчик струму; 2 – силовий трансформатор з РПН; 3,4 – контакти слідкування веденого вала перемикача; 5 – контакти реле запам'ятовування циклу перемикачання «Збільшити»; 6 – контакти реле запам'ятовування циклу перемикачання «Зменшити»; 7 – реле запам'ятовування циклу перемикачання «Збільшити»; 8 – реле запам'ятовування циклу перемикачання «Зменшити»; 9 – реле максимального струму; 10 – електропривод пристрою РПН; 11 – блокуючий елемент; 12 – трансформатор напруги; 13 – реле мінімальної напруги; 14 – реле максимальної напруги; 15 – контакти реле мінімальної напруги; 16 – контакти реле максимальної напруги; 17 – автоматичний регулятор напруги.

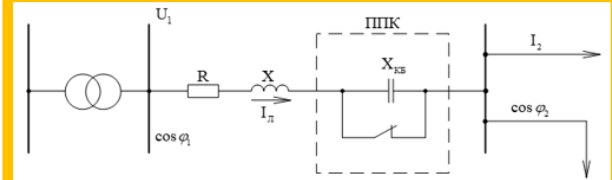
Конденсаторна батарея є простим і надійним статичним пристроєм. Конденсаторні батареї збирають з окремих конденсаторів різної потужності від 10 до 100 кВар і напругою від 230 В до 10,5 кВ. Конденсатори володіють гарною перевантажувальною здатністю по струму (до 30% номінального) та напруги (до 10% номінальної). Конденсаторною батареєю називають групу конденсаторів, з'єднаних між собою паралельно і (або) послідовно.



Принципова схема однієї трифазної секції конденсаторної установки: а - для мережі напругою 6-10 кВ; б - для мережі напругою 380 В



Підключення КБ до електромережі за умов поперечної компенсації реактивної потужності



Приєднання КБ до мережі при поздовжній компенсації реактивної потужності

Висновки

8

У рамках бакалаврської кваліфікаційної роботи виконано комплексне дослідження з проектування районної електричної мережі напругою 110/10 кВ для забезпечення надійного електропостачання чотирьох нових пунктів споживання. Проведений аналіз чотирьох варіантів розвитку мережі, що враховували мінімальну довжину ліній, кількість вимикачів та втрати напруги, дозволив обрати варіант №2 як найбільш економічно виправданий. Цей варіант має найнижчі капітальні вкладення (29005 тис. грн) і приведені затрати (146937 тис. грн), забезпечуючи оптимальне поєднання надійності та економічної ефективності. За допомогою програмного комплексу «Втрати-110» здійснено розрахунки максимального, мінімального та післяаварійного режимів роботи мережі, що підтвердили її стабільність. Відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) для ліній електропередач обрано проводи марки АС-120/19, а для підстанцій – трансформатори типів ТДН-10000/110 та ТМН-6300/110, які відповідають умовам навантаження та забезпечують надійність електропостачання. Досліджено методи регулювання напруги в мережах 110 кВ. Трансформатори з пристроями регулювання під навантаженням (РПН) ефективно підтримують стабільний рівень напруги, але їхня ефективність знижується в динамічних режимах через обмежену адаптацію до змін навантаження. Натомість конденсаторні установки компенсують реактивну потужність, зменшуючи втрати напруги та підвищуючи енергоефективність. Використання регульованих конденсаторних батарей забезпечує нормативний рівень напруги у вузлах мережі, особливо в умовах поперечної компенсації, що сприяє зниженню втрат активної потужності та підвищенню надійності електропостачання. Результати роботи підкреслюють актуальність теми, оскільки оптимізація схем електричних мереж і впровадження сучасних методів регулювання напруги дозволяють підвищити якість електропостачання, зменшити втрати електроенергії та забезпечити стабільну роботу мережі. Проектні рішення, розроблені з використанням ПК «Втрати-110» та відповідно до нормативних вимог, мають практичну цінність для застосування в електроенергетиці. У розділі охорони праці розроблено комплекс заходів для забезпечення безпеки під час виконання робіт на електроустановках. Запропоновано технічні рішення з електробезпеки, включаючи використання захисного заземлення, ізоляційних засобів та автоматичних систем відключення. Також враховано вимоги до гігієни праці, зокрема забезпечення належного освітлення, вентиляції та ергономіки робочих місць. Для запобігання пожежам передбачено встановлення протипожежних систем і засобів гасіння, а також навчання персоналу правилам безпеки. Ці заходи створюють безпечні умови праці та мінімізують ризики для персоналу.