

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

Районна електрична мережа
з аналізом використання засобів регулювання напруги

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕСМ-23мс
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП "Електричні системи і мережі"

Пилота.Д.О.

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

Нетребський.В.В.

«05» червня 2025 р.

Рецензент: Л.Т.Н., доц., доц. каф. КЕМСК
(наук.ступінь, вч.звання, назва кафедри)

Нанакі О.М.

«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»
Освітньо-професійна програма – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

« 30 » 03 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Пилоті Дмитру Олександровичу.

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Районна електрична мережа з аналізом використання засобів регулювання напруги»

Керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Нетребський.В.В.затверджена
казом вищого навчального закладу від 20.03.2025 року № 97

2. Термін подання студентом роботи 02 червня 2025 року

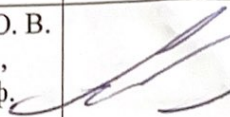
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи: 1
Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання
курсowego проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця:
ВНТУ, 2004 2. «ПТЕ Технічна експлуатація електричних станцій та мереж.» 3.
Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б.
Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с. 4. Кулик В. В.
Гипові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ:
навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська.Вінниця:
ВНТУ, 2018.110 с.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: категорія по надійності
нових споживачів - I, II, III; задані потужності 1-13 МВт, 2-15 МВт, 3-5 МВт, 4-4 МВт,
5-10 МВт.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Розрахунок та оптимізація електричної
мережі. 2. Методи регулювання напругою в електричній мережі. 3. Охорона
праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових
среслень) 1. Варіанти ЕМ. 2. Електрична схема ЕМ. 3. Засоби регулювання
напруги.

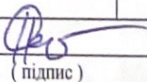
6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав
Спеціальна частина	Керівник роботи Нетребський.В.В, к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 20.03.25	 04.04.25
Охорона праці	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖД/ПБ		

7. Дата видачі завдання 20 березня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Формування та затвердження завдання БКР	17.03.25р	20.03.25р
2	Вступ. Огляд літературних джерел	20.03.25р	28.03.25р
3	Розрахунок та оптимізація електричної мережі (розділ 1 БДР)	28.03.25р	05.05.25р
4	Технічний нагляд за засобами регулювання напруги (розділ 2 БДР)	05.05.25р	23.05.25р
5	Виконання розділу охорона праці (розділ 3 БДР)	05.05.25р	28.05.25р
6	Формування висновків по роботі	23.05.25р	26.05.25р
7	Оформлення пояснювальної записки	26.05.25р	30.05.25р
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	30.05.25р	02.06.25р
9	Перевірка БКР на плагіат. Попередній захист БКР	2.06.25р	3.06.25р
10	Рецензування БКР	3.06.25р	10.06.25р
	Захист БКР	10.06.25р	15.06.25р

Студент  (підпис)

Пилота.Д.О.

Керівник роботи 

Нетребський.В.

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311

Пилюта.Д.О. «Районна електрична мережа з аналізом використання засобів регулювання напруги». Бакалаврська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітня програма – «Електричні системи та мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2025. – 57 с. Рис. 18, табл.12, бібліогр. 21.

У роботі проводиться аналіз районної електричної мережі напругою 110/10 кВ, включаючи її структуру, параметри та особливості. Детально було розглянуто особливості регулювання напруги.

В розділі з охорони праці розроблено комплекс заходів, що дозволяють зменшити вплив небезпечних та шкідливих факторів на персонал підстанцій 110/10 кВ.

ABSTRACT

Pylyuta.D.O. “District electric network with analysis of use of voltage regulation means”. Master’s qualification work in specialty 141 – «Electric power, electrical engineering and electromechanics». – Vinnytsia: VNTU, 2025. – 57 p. Fig. 18, table 12, bibliography. 21.

The paper analyzes the district electric network with a voltage of 110/10 kV, including its structure, parameters and features. The features of voltage regulation were considered in detail.

The labor protection section has developed a set of measures to reduce the impact of hazardous and harmful factors on the personnel of 110/10 kV substations.

ЗМІСТ

ВСТУП	3
1 РОЗРАХУНОК ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	5
1.1 Вибір схеми розподільчих електричних мереж та їх номінальної напруги	5
1.3 Визначення довжин відрізків	8
1.2 Вибір марки електричних проводів	14
1.3 Визначення падіння напруги	18
1.4 Схеми мережі та кількість вимикачів	21
1.5 Вибір основного обладнання на підстанціях	23
1.6 Вибір компенсуючих пристроїв	27
1.7 Визначення техніко-економічних показників	27
1.8 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі	31
1.8.1 Формування розрахункової моделі електричної мережі	31
1.8.2 Проведення розрахунку усталеного режиму	31
1.8.3 Аналіз результатів та оцінка ефективності роботи мережі	32
2 ОСНОВНІ МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ	34
2.1 Зміна навантаження та вплив на напругу в електромережах	34
2.2 Методи регулювання напруги в електричних системах	35
3 ОХОРОНА ПРАЦІ	43
3.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації	43
3.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	48
3.2.1 Мікроклімат виробничого приміщення	48
3.2.2 Склад повітря робочої зони	49
3.2.3 Виробниче освітлення	50
3.2.4 Виробничий шум	50
3.2.5 Виробничі вібрації	51
3.3. Пожежна безпека	52
ВИСНОВКИ	55
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	57
ДОДАТОК А	61
ДОДАТОК Б	62
ДОДАТОК Д	65

ВСТУП

Електроенергія є одним з найважливіших ресурсів у сучасному світі, без якого не може функціонувати більшість видів людської діяльності. Вона живить промисловість, транспорт, охорону здоров'я, освіту, житлові будинки та інформаційні технології. Споживання електроенергії зростає з кожним роком, що вимагає підвищення ефективності та надійності систем розподілу електроенергії.

Електрична мережа - це складна технічна система, яка передає та розподіляє електроенергію від джерел генерації до споживачів на великі відстані. Вона складається з ліній електропередач, підстанцій, трансформаторів, розподільчих пристроїв та іншого електрообладнання. Надійне функціонування цієї системи є основою енергетичної безпеки країни, стабільності виробничих процесів та комфорту повсякденного життя.

Серед актуальних завдань електроенергетики особливе значення має регулювання рівня напруги в мережах. Якість електроенергії, що постачається споживачам, безпосередньо залежить від стабільності напруги. Надмірні відхилення від номінальних значень можуть призвести до виходу з ладу електрообладнання, зниження ефективності виробничих процесів або навіть до аварій. Регулювання напруги особливо важливе, коли зростає частка нестабільних джерел генерації (наприклад, ВДЕ), а розподільчі мережі є фрагментованими та нерівномірно завантаженими.

Метою роботи є оптимальне під'єднання споживачів а також забезпечення їх стандартизованою напругою.

Для досягнення мети в роботі було поставлено **основні задачі**:

- 1) Створення оптимальної електричної мережі із забезпечення оптимальних втрат а також коштів.
- 2) Проаналізувати методи регулювання напруги.

Об'єктом дослідження є дослідження роботи мережі із засобами регулювання напруги.

Предметом дослідження є мережі із засобами регулювання напруги.

У міру того, як енергетичний сектор рухається до ринкової економіки, технічна та економічна ефективність електричних мереж набуває все більшого значення. Це вимагає не лише надійного енергопостачання, але й оптимізації витрат на виробництво, передачу та розподіл електроенергії. Одним із шляхів досягнення цих цілей є впровадження новітніх схемних рішень, використання сучасного мікропроцесорного обладнання для автоматичного керування режимами роботи енергосистеми та вдосконалення процесів мережевого планування.

Таким чином, дослідження ефективних методів проектування та оптимального регулювання напруги в електричних мережах є дуже важливим завданням, вирішення якого сприятиме підвищенню надійності та якості електропостачання, зменшенню втрат електроенергії та забезпеченню стабільної роботи всієї енергосистеми.

1 РОЗРАХУНОК ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Вибір схеми розподільчих електричних мереж та їх номінальної напруги

Вибір економічно оптимальних систем і номінальних напруг є ключовим завданням планування, що вимагає творчого підходу. Зміни в конфігурації мережі часто вимагають коригування її номінальної напруги і навпаки. Тому ці два аспекти слід розглядати одночасно.

Сучасне планування електричних мереж використовує порівняльний метод альтернатив, заснований на техніко-економічному аналізі з використанням приведених витрат. Альтернативи повинні розроблятися на основі логічних принципів, а не випадково.

Існує п'ять основних вимог до електричних мереж:

1. експлуатаційна надійність;
2. якість електропостачання
3. економічна ефективність;
4. операційна гнучкість;

Економічність, надійність, надійність постачання.

З метою забезпечення надійності електропостачання електроприймачі поділяються на три категорії (позначені римськими цифрами) згідно з ПУЕ.

Електроприймачі I категорії - це електроприймачі, перерва в електропостачанні яких може спричинити небезпеку для життя людей, значні збитки підрозділам підприємства, пошкодження дорогого стаціонарного обладнання, масовий вихід продукції з ладу, порушення складних технологічних процесів, а також відключення критично важливих інженерних комунікацій.

До електроприймачів класу I відносять особливу групу електроприймачів, безперебійна робота яких необхідна для безперебійної зупинки виробництва з

метою запобігання небезпеки для життя, вибухів, пожеж і пошкодження дорогого основного обладнання.

Електроприймачі II класу - електроприймачі, перерва в електропостачанні яких призводить до масового браку продукції, масових зупинок робітників, машин і промислового транспорту, порушення нормальної життєдіяльності значної кількості міських і сільських жителів.

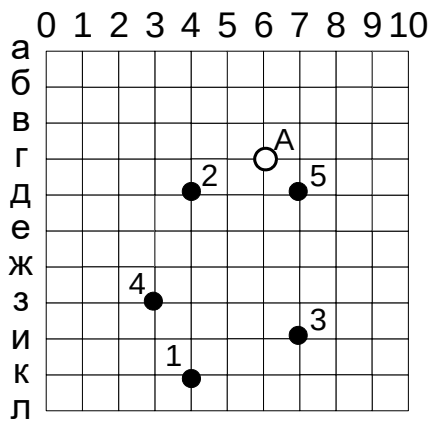
Електроприймачі класу III - інші електроприймачі, що не підпадають під визначення класів I і II.

Автономне джерело живлення електроприймача або групи електроприймачів - джерело живлення, яке підтримує напругу для післяаварійного режиму в межах, регламентованих ПУЕ, у разі її зникнення від іншого або інших джерел живлення цих електроприймачів.

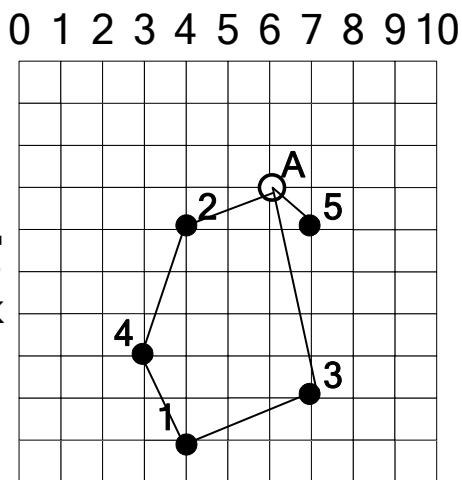
Перша група електроприймачів повинна живитися від двох незалежних, не пов'язаних між собою і взаємно резервованих джерел живлення, а їх живлення переривається у разі зникнення живлення від одного з двох джерел живлення лише на час, необхідний для відновлення автоматичного живлення.

Закриті мережі та двопровідні лінії електропередач дозволяють ефективно здійснювати резервування.

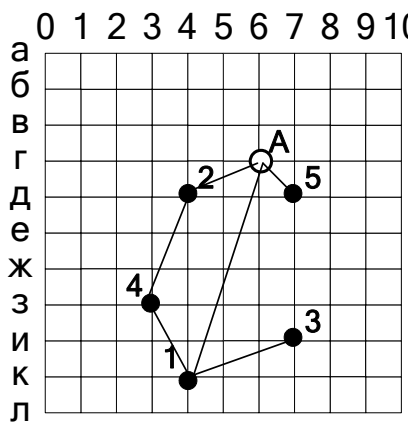
На основі визначених потужностей, категорій споживачів та їх розташування було розроблено п'ять варіантів мережевої системи (рис. 1.1)



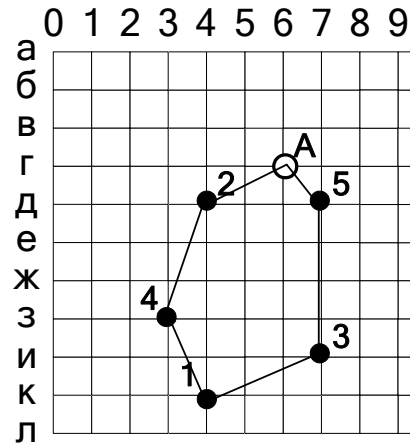
Початкова задача



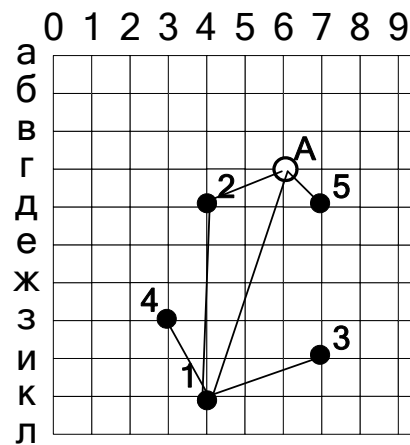
Варіант2



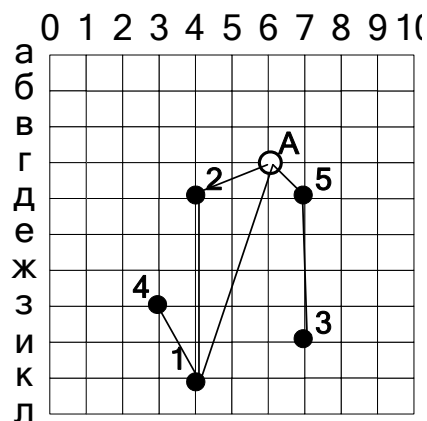
Варіант4



Варіант 1



Варіант3



Варіант5

Рисунок 1.1

Активна (P_i), реактивна (Q_i) та повна (S_i) потужності вузлів-споживачів визначаються за наступними формулами з використанням заданих значень P_i та $\cos(\varphi_i)$:

$$S_i = \frac{P_i}{\cos \gamma_i} \quad (1)$$

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

Приклад для вузла 2:

$$S_2 = \frac{P_2}{\cos \gamma_2} = 16.667 \text{ (MBA)}$$

$$Q_2 = \sqrt{S_2^2 - P_2^2} = 7.265 \text{ (MBAp)}$$

S і Q розраховуються для інших вузлів відповідно (таблиця 1.1).

Таблиця 1.1 - Потужність навантаження

Вузол	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	cos φ
1	13	5,923	14,286	0.91
2	15	7,265	16,667	0.9
3	5	3,099	5,882	0.85
4	4	2,049	4,494	0.89
5	10	5,935	11,628	0.86

1.3 Визначення довжин відрізків

Довжина (L_{ij}) ділянки лінії визначається за допомогою формули, що враховує нелінійність маршруту:

$$L_{ij} = M \cdot 1.1 \cdot l_{ij} \quad (3)$$

де

- M - масштаб, км;
- l_{ij} - довжина ділянки на карті, см;
- 1,1 - коефіцієнт нелінійності маршруту.

Приклад розрахунку для ділянки А-2:

$$L_{A2} = M \cdot 1.1 \cdot P_{A2} = 29.04 (km)$$

Довжини інших ділянок визначаються аналогічно (таблиця 1.2).

Таблиця 1.2 - Довжина маршруту

Ділянка	l, см	L, км
A2	1.1	29,04
24	1,6	42,24
41	1,1	29,04
13	1,6	42,24
3A	2,5	66
A5	0,7	18,48

Номінальна напруга мережі вибирається одночасно з схемою, враховуючи потужність навантажень та їх відстань.

Мережі з нижчою напругою, як правило, дешевші, але їхні експлуатаційні витрати вищі через більшу потужність і втрати енергії. Підвищення напруги зменшує втрати і споживання провідникового матеріалу, спрощує розвиток мережі, але збільшує витрати на її будівництво. Напруга вибирається на основі потужності, що передається лініями електропередач, та їхньої довжини.

Використовується формула Ілларіонова:

$$U_{ij} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}} \quad (4)$$

$$U_{A2} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{A2}} + \frac{2500}{P_{A2}}}} = 90.559 (kB)$$

де:

- L_{ij} - довжина ділянки в км;
- P_{ij} - потужність ділянки, МВт.

На різних ділянках проекрованої мережі можуть використовуватися різні номінальні напруги. Кільцеві мережі мають однакову напругу, яка дорівнює максимальній номінальній напрузі ділянки.

Початковий розподіл потоку потужності визначається без урахування втрат на основі заданих навантажень (табл. 1.1) і відстаней (табл. 1.2).

Розрахунок радіальних магістральних мереж починається з кінця в напрямку до джерела живлення на основі балансу потужності вузла.

Приклад розрахунку для ділянки 24 (варіант 2):

$$S_{24} = S_{A2} - S_2 = 8.873 + 4(MBA)$$

Кільцеві мережі розглядаються як двонаправлені лінії. Розрахунок передбачає розрізання мережі у вузлі рівноваги А та розрахунок потужності відрізків за формулою (5).

$$S_{Ai} = \frac{\sum (S_i \cdot L_{iA})}{L_{AA'}} \quad (5)$$

де:

- S_i – повна потужність і-го навантаження;
- L_{iA} – довжина ділянки від і-го вузла до А або АІ;
- $L_{AA'}$ – сума довжин ділянок кільцевої мережі.

Приклад розрахунку для варіанту 2 (розрив контуру А-2-4-1-3-А-5):

0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

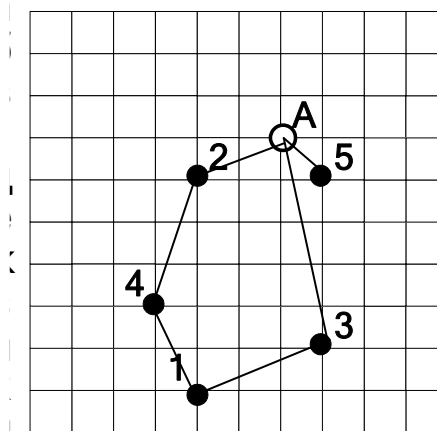


Рисунок 1.2 - Варіант 3

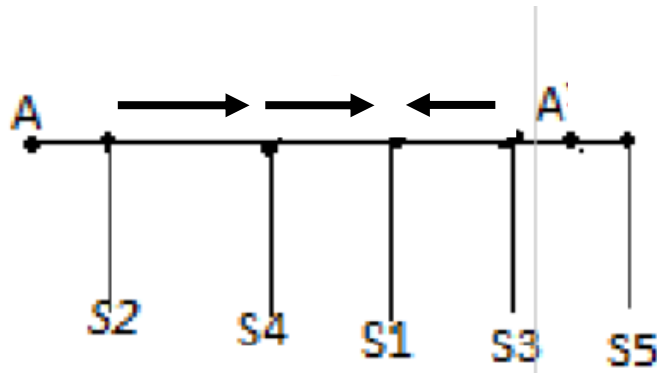


Рисунок 1.3 – Розподіл потоку електроенергії в мережі

$$L_{A2} = l_{A2} \cdot 1.1 \cdot M = 29.04 (km)$$

$$L_{24} = l_{24} \cdot 1.1 \cdot M = 42.24 (km)$$

$$L_{41} = l_{41} \cdot 1.1 \cdot M = 29.04 (km)$$

$$L_{13} = l_{13} \cdot 1.1 \cdot M = 42.24 (km)$$

$$L_{3A'} = l_{3A'} \cdot 1.1 \cdot M = 66 (km)$$

$$L_{A'5} = l_{A'5} \cdot 1.1 \cdot M = 18.48 (km)$$

$$L = L_{A2} + L_{24} + L_{41} + L_{13} + L_{3A'} + L_{A'5} = 227.04 (km)$$

$$S_{A2} = \frac{S_2 \cdot (L_{24} + L_{41} + L_{13} + L_{3A'}) + S_4 \cdot (L_{41} + L_{13} + L_{3A'}) + S_1 \cdot (L_{13} + L_{3A'}) + S_3 \cdot L_{3A'}}{L_{A2} + L_{24} + L_{41} + L_{13} + L_{3A'}} = 23.873 + 11.657i (MBA)$$

$$S_{A'3} = \frac{S_3 \cdot (L_{A2} + L_{24} + L_{41} + L_{13}) + S_1 \cdot (L_{A2} + L_{24} + L_{41}) + S_4 \cdot (L_{A2} + L_{24}) + S_2 \cdot L_{A2}}{L_{A2} + L_{24} + L_{41} + L_{13} + L_{3A'}} = 13.127 + 6.679i (MBA)$$

$$S_{A'5} = S_5 = 10 + 5.93i (MBA)$$

$$S_{24} = S_{A2} - S_2 = 8.873 + 4.392i (MBA)$$

$$S_{41} = S_{24} - S_4 = 4.873 + 2.343i (MBA)$$

$$S_{13} = S_{41} - S_1 = -8.127 - 3.5i (MBA)$$

Перевірка розрахунків:

$$S_{A2} + S_{A'3} + S_{A'5} = 47 + 24.269i (MBA)$$

$$S_2 + S_4 + S_1 + S_3 + S_{A'5} = 47 + 24.269i (MBA)$$

Умова виконується при правильних розрахунках.

Розподіл струму для інших варіантів розраховується аналогічно (результати в таблиці 1.3).

Номінальна напруга відсіку визначається за формулою (4) з округленням до найближчого постійного значення.

Приклад розрахунку третього варіанту для періоду 24:

$$U_{24} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{24}} + \frac{2500}{P_{24}}}} = 58.363(\text{кВ})$$

Приймається стандартне значення 110 кВ.

Номінальні напруги визначаються для всіх ділянок кожного варіанта (Таблиця 1.3)

Таблиця 1.3 – Потужності та номінальні напруги для всіх ділянок мережі

№	Ділянка мережі за схемою	Довжина ділянки, км	Кількість кіл	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	U _{розр} , кВ	U _{ном} , кВ
1	A2	31,6	1	28,3	14,1	28,38	98,1	110
	24	42,2	1	13,3	6,8	13,3	70,9	110
	41	29	1	9,38	4,8	9,38	59,3	110
	13	42,2	1	-3,61	-1,08	-3,61	37,6	110
	35	52,8	1	-8,61	-4,1	-8,61	57,7	110
	5A	60,7	1	18,3	10,1	18,61	83,7	110
2	A2	29	1	23,8	11,6	23,8	90,5	110
	24	42,2	1	8,8	4,3	8,8	58,3	110
	41	29	1	4,8	2,3	4,8	43,4	110
	13	42,2	1	-8,1	-3,5	-8,1	55,9	110
	3A	66	1	13,1	6,6	13,1	71	110
	A5	18,4	1	10	5,9	10	60	110
3	A2	31,6	1	22,8	11,2	22,8	89,2	110
	21	66	1	7,8	3,9	7,8	55,2	110
	41	29	1	4	2	4	39,4	110
	13	42,2	1	5	3	5	44,2	110
	1A	87,1	1	14,2	7	14,2	74,1	110
	A5	18,4	1	10	5,9	10	60	110
4	A2	31,4	1	22,6	11,1	22,6	89,1	110
	24	44,8	1	7,6	3,9	7,6	54,5	110
	41	29	1	3,6	1,8	3,6	37,9	110
	13	42,2	1	5	3	5	44,2	110
	1A	81,8	1	14,3	7,1	14,3	74,3	110
	A5	18,4	1	10	5,9	10	60	110
5	A2	31,6	1	20,1	9,6	20,1	84,4	110
	21	66	1	5,1	2,3	5,1	44,8	110
	41	29	1	4	2	4	39,4	110
	53	52,8	1	5	3	5	44,3	110
	1A	81,8	1	11,8	5,6	11,8	68	110
	A5	18,4	1	15	9	15	71,8	110

1.2 Вибір марки електричних проводів

Переріз проводів для ліній електропередач вибирають таким чином, щоб він представляв оптимальне співвідношення між капітальними витратами на будівництво проводу, які зростають зі збільшенням перерізу, і вартістю втрат енергії пов'язаними, які зменшуються зі збільшенням перерізу.

Вибір перерізу для кожної ділянки лінії з проміжними відгалуженнями базується на розрахованому термічному опорі цієї ділянки.

В останні роки широкого застосування набув метод вибору перерізу провідників за методом економічних силових відстаней. Згідно з цим методом переріз вибирається за розрахунковим струмовим навантаженням $I_{\text{розр}}$ одного кола лінії, яке визначається за виразом:

$$I_{\text{розр}} = \frac{S_{ij}}{\sqrt{3} U_n n_l} \quad (6)$$

Для п'ятого варіанту $I_{\text{розр}A2}$:

$$I_{\text{розр}A2} = \frac{23.873}{\sqrt{3} \cdot 110} = 116.966 \text{ (A)}$$

Отримане значення $I_{\text{розр}}$ порівнюється зі значеннями максимальних економічних навантажень $I_{\text{доп}}$ і вибирається переріз провідника F_i . Для схеми 1. ділянки A4 вибирається провід марки АС 120 / 19. Значення $I_{\text{доп}}$ в залежить від номінальної напруги лінії, типу опор, матеріалу опор і кліматичних умов району для ожеледиці - II.

Для інших ліній переріз визначається аналогічно.

У таблиці 2.1 наведено результати визначення перерізу проводів

У більшості випадків розрахункові програми для післяаварійних станів проекрованої мережі відрізняються від програми нормального стану лише параметрами ділянки, на якій розглядається аварія, або відсутністю зв'язку між двома вузлами (наприклад, якщо перерізана одна магістральна ділянка кільцевої

мережі). Для створення післяаварійного стану в замкнутих мережах відключається найбільш навантажена лінія. У цьому випадку перераховується розподіл потоків потужності, як на кроці 1, і знаходиться значення максимального післяаварійного струму.

Для прикладу, розглянемо післяаварійний стан, показаний на першій діаграмі, коли найбільш навантажена лінія A2 розімкнута:

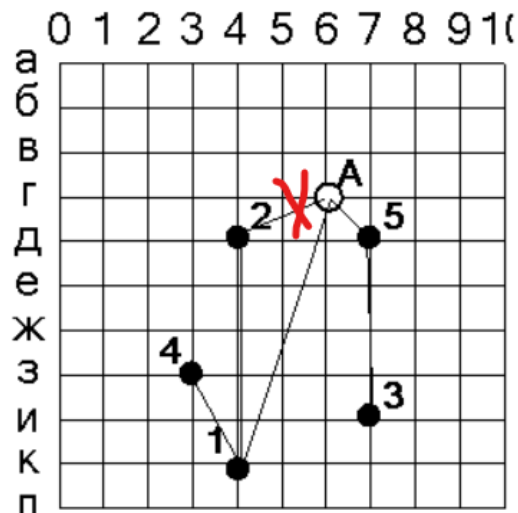


Рисунок 2.1 Післяаварійний режим для п'ятого варіанту розвитку

У післяаварійному стані потужність передається через лінію A1 першого сценарію:

$$S_{1A1A} = S_{41A1A} + S_1 + S_{21A1A} = 32 + 15.237i$$

Отже,

$$I_{розр1A1A} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 110} = 169.113(A)$$

$265A > 169,113A$, тобто обраний переріз відповідає максимально допустимому струму. Якщо ця умова не виконується, переріз провідника необхідно збільшити.

Результати розрахунків для інших перерізів для всіх варіантів схеми занесемо до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати вибору марок проводів ЛЕП

№	Ділянка мережі за схемою	пл	I _{розр} , А	F, мм ²	I _{доп} , А	I _{розрп.а} , А	F, мм ² після перевірки
1	A2	1	166,4	AC-150	400	-	AC-150
	24	1	79	AC-120	350	79,5	AC-120
	41	1	55,4	AC-70	265	100,9	AC-70
	13	1	19,7	AC-70	265	169,1	AC-70
	35	1	50,2	AC-70	265	197	AC-70
	5A	1	111,1	AC-120	390	252,3	AC-120
2	A2	1	139,4	AC-150	400	-	AC-150
	24	1	51,9	AC-70	265	79,5	AC-70
	41	1	28,3	AC-70	265	100,9	AC-70
	13	1	46,6	AC-70	265	169,1	AC-70
	3A	1	77,3	AC-120	350	197	AC-120
	A5	1	61	AC-120	350	61	AC-120
3	A2	1	133,4	AC-120	350	-	AC-120
	21	1	45,9	AC-70	265	79,5	AC-70
	41	1	23,5	AC-70	265	21,4	AC-70
	13	1	30,8	AC-70	265	28	AC-70
	1A	1	83,3	AC-120	350	197	AC-120
	A5	1	61	AC-120	350	61	AC-120
4	A2	1	132,7	AC-120	350	-	AC-120
	24	1	45,3	AC-70	265	79,5	AC-70
	41	1	21,7	AC-70	265	100,9	AC-70
	13	1	30	AC-70	265	28	AC-70
	1A	1	83,9	AC-120	350	128,9	AC-120
	A5	1	61	AC-120	350	61	AC-120
5	A2	1	116,9	AC-120	350	-	AC-120
	21	1	29,4	AC-70	265	79,5	AC-70
	41	1	23,5	AC-70	265	21,4	AC-70
	53	1	30,8	AC-70	265	28	AC-70
	1A	1	69	AC-120	350	169,1	AC-120
	A5	1	91,9	AC-120	350	83,5	AC-120

Таблиця 2.2 – Характеристики марок проводів ЛЕП

№	Ділянка мережі за схемою	п.п	Довжина ділянки, км	Марка провода	r_0 , Ом/ км	x_0 , Ом/ км	R_1 , Ом	X_1 , Ом
1	A2	1	31,6	AC-150	0,198	0,42	6.273	13.306
	24	1	42,2	AC-120	0,249	0,427	18.079	18.755
	41	1	29	AC-70	0,428	0,444	12.429	12.894
	13	1	42,2	AC-70	0,428	0,444	18.079	18.755
	35	1	52,8	AC-70	0,428	0,444	13.147	22.546
	5A	1	60,7	AC-120	0,249	0,427	15.119	25.927
2	A2	1	29	AC-150	0,198	0,42	5.75	12.197
	24	1	42,2	AC-70	0,428	0,444	18.079	18.755
	41	1	29	AC-70	0,428	0,444	12.429	12.894
	13	1	42,2	AC-70	0,428	0,444	18.079	18.755
	3A	1	66	AC-120	0,249	0,427	16.434	28.182
	A5	1	18,4	AC-120	0,249	0,427	4.602	7.891
3	A2	1	31,6	AC-120	0,249	0,427	7,888	13,527
	21	1	66	AC-70	0,428	0,444	28,248	29,304
	41	1	29	AC-70	0,428	0,444	12,248	12,894
	13	1	42,2	AC-70	0,428	0,444	18,079	18,755
	1A	1	87,1	AC-120	0,249	0,427	21,693	37,2
	A5	1	18,4	AC-120	0,249	0,427	4,602	7,891
4	A2	1	31,4	AC-120	0,249	0,427	7,888	13,527
	24	1	44,8	AC-70	0,428	0,444	19,209	19,927
	41	1	29	AC-70	0,428	0,444	12,429	12,894
	13	1	42,2	AC-70	0,428	0,444	18,079	18,755
	1A	1	81,8	AC-120	0,249	0,427	20,378	34,946
	A5	1	18,4	AC-120	0,249	0,427	4,602	7,891
5	A2	1	31,6	AC-120	0,249	0,427	7,888	13,527
	21	1	66	AC-70	0,428	0,444	28,248	29,304
	41	1	29	AC-70	0,428	0,444	12,429	12,894
	53	1	52,8	AC-70	0,428	0,444	22,598	23,443
	1A	1	81,8	AC-120	0,249	0,427	20,378	34,946
	A5	1	18,4	AC-120	0,249	0,427	4,602	7,891

1.3 Визначення падіння напруги

Падіння напруги є важливим показником надійності та ефективності електричної мережі. У цьому розділі визначаються максимальні втрати напруги за нормальних та післяаварійних умов. Ефективна робота споживачів можлива лише при нормованих значеннях частоти та напруги. Коливання навантаження, зумовлені сезонними, добовими та іншими факторами, призводять до систематичних відхилень напруги у споживачів. Збільшення навантаження супроводжується зниженням напруги і навпаки. Коливання напруги є небажаними для споживачів, тому їх нормують.

З цією метою перевіряється, що кожне перетворення мережевої системи відповідає допустимим падінням напруги до найвіддаленішої точки або до розподільчого пункту, залежно від типу та стану системи.

Для розрахунку падіння напруги використовується наступна формула:

$$\Delta U_{ij} = \frac{P_{ij}^{ПА} \Delta R_{ij} + Q_{ij}^{ПА} \Delta X_{ij}}{U_{Аном}^{ПА}} \quad (7)$$

де $P_{ij}^{ПА}$ - активна потужність відповідної лінії в післяаварійному режимі.

$Q_{ij}^{ПА}$ - реактивна потужність відповідної лінії в післяаварійному режимі.

R_{ij} - активний опір відповідної лінії.

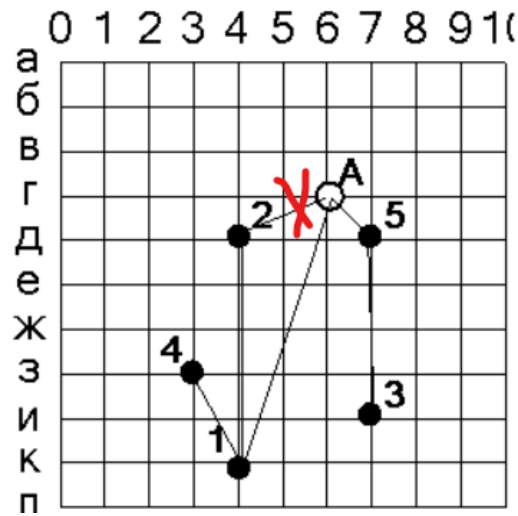
$$R_{ij} = r_0 \Delta L_{ij} \quad (8)$$

X_{ij} - реактивний опір відповідної лінії.

$$X_{ij} = x_0 \Delta L_{ij} \quad (9)$$

Визначення падіння напруги проілюстровано на прикладі мережевої частини варіанту 5.

Втрати напруги в післяаварійному стані на вітці А-1:



$$\Delta U_{A3ПА} = \frac{P_{A3ПА} \Delta R_{3A} + Q_{A3ПА} \Delta X_{3A}}{U_{АПА}} = 9,166(\kappa B)$$

$$\Delta U_{13ПА} = \frac{P_{13ПА} \Delta R_{13} + Q_{13ПА} \Delta X_{13}}{U_{АПА} - U_{A3ПА}} = 7,728(\kappa B)$$

$$\Delta U_{41ПА} = \frac{P_{41ПА} \Delta R_{41} + Q_{41ПА} \Delta X_{41}}{U_{АПА} - U_{A3ПА} - U_{13ПА}} = 3,422(\kappa B)$$

$$\Delta U_{24ПА} = \frac{P_{24ПА} \Delta R_{24} + Q_{24ПА} \Delta X_{24}}{U_{АПА} - U_{A3ПА} - U_{13ПА} - U_{41ПА}} = 4,047(\kappa B)$$

$$\Delta U' = U_{АПА} - U_{A3ПА} - U_{13ПА} - U_{41ПА} - U_{24ПА} = 96.637(\kappa B)$$

Визначимо падіння напруги:

$$\delta U = \left(\frac{U_{nom} - \Delta U'}{U_{nom}} \right) \cdot 100 \quad (10)$$

$$\delta U = \left(\frac{U_{nom} - \Delta U'}{U_{nom}} \right) \cdot 100 = 12.148\%$$

Таблиця 3.1 – Характеристики післяаварійного режиму ЛЕП

№	Ділянка мережі за схемою	R, Ом	X, Ом	P _{п.а} , МВт	Q _{п.а} , МВт	S _{п.а} , МВА	Втрати напруги ΔU, кВ	Відхилення напруги δ U, %
1	A2	-	-	-	-	-	-	28,864
	24	10,518	17,487	15	7,265	16,667	2,71	
	41	12,429	12,894	19	9,314	21,16	3,291	
	13	18,079	18,755	32	15,237	35,442	9,244	
	35	22,598	23,443	37	18,336	41,294	12	
	5A	25,988	26,96	47	24,269	52,896	15,502	
2	A2	-	-	-	-	-	-	12.148
	24	18,079	18,755	15	7,265	16,667	4.047	
	41	12,429	12,894	19	9,314	21,16	3.422	
	13	18,079	18,755	32	15,237	35,442	7.728	
	3A	16,434	27,324	37	18,336	41,294	9.166	
	A5	4,602	7,651	10	5,934	11,628	0.755	
3	A2	-	-	-	-	-	-	8.189
	21	28.248	29.304	15	7.265	16.667	5.846	
	41	12.429	12.894	4	2.049	4.494	0.699	
	13	18.079	18.755	5	3.099	5.882	1.364	
	1A	21.693	36.068	37	18.336	41.294	12.099	
	A5	4.602	7.651	10	5.934	11.628	0.755	
4	A2	-	-	-	-	-	-	3.255
	24	19,209	19.927	15	7.265	16.667	3.923	
	41	12,429	12.894	19	9.314	21.16	3.139	
	13	18079	18.755	5	3.099	5.882	1.309	
	1A	20,378	33.882	24	12.413	27.02	7.518	
	A5	4.602	7.651	10	8.934	11.628	0.755	
5	A2	-	-	-	-	-	-	4,597
	21	28,248	29,304	15	7,265	16,667	5,717	
	41	12,429	12,894	4	2,049	4,494	0,684	
	53	22,598	23,443	5	3,099	5,882	1,549	
	1A	20,378	33,882	32	15,237	35,442	9,656	
	A5	4,602	7,681	15	9,032	17,51	1,142	

Таким чином, відхилення напруги не перевищує номінальну напругу більш ніж на 20 % (крім системи 1). Для інших варіантів розрахунок проводився за тим же алгоритмом і результати представлені в Таблиці 3.1.

В Таблиці 3.2 наведені не тільки результати для максимальних падінь напруги, але й кількість вимикачів та загальна довжина ліній для всіх запропонованих варіантів розвитку електромережі. Виходячи з цих загальних показників вартості будівництва нових електричних мереж, можна попередньо виключити кілька більш дорогих варіантів.

За інших рівних умов перевагу слід надавати тим варіантам, які забезпечують найкоротший шлях від джерела постачання до точок споживання та мають найнижчі втрати напруги.

Таблиця 3.2 - Відхилення напруги в післяаварійних умовах та інформація про кількість вимикачів і загальну довжину ліній.

№ схеми	$\Delta U_{п.а. max},$ %	Кількість вимикачів	ЛЛЕП, км
1	28,864	17	258.72
2	12.148	17	227.04
3	8.189	17	274.56
4	3.255	17	248.16
5	4,597	17	279.84

На основі аналізу, наведеного в Таблиці 3.2, можна зробити висновок, що системи 2 та 4 слід залишити для подальшого розгляду, оскільки вони мають найнижчі втрати та найкоротші лінії.

1.4 Схеми мережі та кількість вимикачів

Для кожного варіанту схеми необхідно також вибрати кількість вимикачів, що є важливим фактором при виборі найбільш економічно вигідної схеми мережі. При розробці схем підстанцій ми керувалися тим, що найбільш надійною і

раціональною є мостова система, а у випадку кільцевих мереж використовується мостова система з вимикачами в ланцюгах переходу і трансформатора(рис 1.4).

Вибір варіанту мережі базується на функціональній ролі кожної підстанції в мережі та вимогах до забезпечення необхідної надійності і простоти реалізації.

На підстанціях кільцевих мереж використовується мостова система з вимикачами у фідерних та трансформаторних колах .

Припускається, що підстанція А системи має подвійну систему шин з обхідною шиною, з кількістю вимикачів, що дорівнює кількості ліній, які підходять до них. Загальна кількість вимикачів не включає рейкові вимикачі та вимикачі періодичної дії, оскільки ми розглядаємо лише частину підстанції А, припускаючи, що вона може обслуговувати решту енергосистеми.

У Таблиці 3.2 також наведено кількість вимикачів для кожного варіанту мережі.

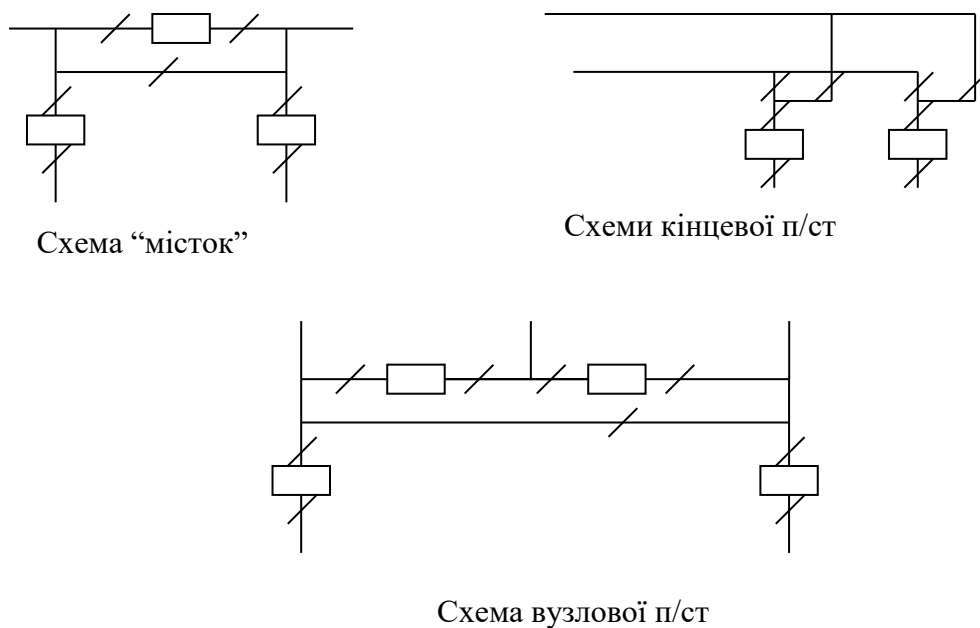


Рисунок 1.4 – Схеми під'єднання до мережі

1.5 Вибір основного обладнання на підстанціях

Проектування ефективної та надійної системи електропостачання неможливе без ретельного вибору основного обладнання на підстанціях. Підстанції є ключовими вузлами, що забезпечують передачу, перетворення та розподіл електроенергії. У цьому розділі ми детально розглянемо процес вибору найважливіших компонентів підстанцій: трансформаторів та вимикачів.

Тому згідно з практикою проектування потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може вибиратися із умов допустимого перенавантаження в післяаварійних режимах на 40% на час максимум загальної добової, тривалістю не більше 6 годин впродовж не більше 5 діб.

Вибір трансформаторів

Трансформатори відіграють критичну роль у забезпеченні електропостачання, здійснюючи перетворення рівня напруги для ефективної передачі електроенергії на великі відстані та безпечного розподілу між споживачами. Їх вибір є складним завданням, що враховує ряд технічних та економічних факторів.

1.Потужність трансформатора:

Потужність трансформатора визначає кількість електроенергії, яку він може передати за одиницю часу (вимірюється в вольт-амперах - ВА або мегавольт-амперах - МВА).

При виборі потужності важливо враховувати не лише поточне навантаження підстанції, але й прогнозувати можливе зростання споживання в майбутньому.

Забезпечення запасу потужності є важливим для підтримання надійності електропостачання та запобігання перевантаженням, які можуть призвести до пошкодження трансформатора та перебоїв у живленні споживачів.

Проте, надмірне збільшення потужності призводить до збільшення капітальних витрат на придбання та встановлення трансформатора, а також до збільшення втрат холостого ходу, що знижує економічну ефективність підстанції.

Тому, оптимальний вибір потужності трансформатора є компромісом між забезпеченням надійності та економічною доцільністю. Зазвичай, рекомендується вибирати трансформатор з потужністю на 20-30% більшою за максимальне очікуване навантаження.

2. Номінальна напруга:

Номінальна напруга первинної та вторинної обмоток трансформатора повинна відповідати напрузі мережі, до якої він буде підключений.

Неправильний вибір напруги може призвести до неефективної роботи трансформатора, зниження його ККД, а в гіршому випадку - до пробію ізоляції та виходу обладнання з ладу.

3. Схема з'єднання обмоток:

Схема з'єднання обмоток визначає спосіб з'єднання обмоток трансформатора між собою та впливає на його електричні характеристики.

Існують різні схеми з'єднання, такі як "зірка-зірка" (Y/Y), "зірка-трикутник" (Y/D) та "трикутник-зірка" (D/Y). Кожна з них має свої переваги та недоліки.

Наприклад, з'єднання "зірка-зірка" забезпечує просте з'єднання та можливість отримання нейтральної точки, але є чутливим до несиметричних навантажень.

З'єднання "зірка-трикутник" дозволяє зменшити вплив несиметрії, але вимагає додаткових заходів для захисту від перенапруг.

Вибір схеми з'єднання залежить від багатьох факторів, включаючи тип мережі, характер навантаження, вимоги до надійності та захисту.

4. Втрати потужності:

Під час роботи трансформатора частина електроенергії неминуче перетворюється на тепло, що призводить до втрат потужності.

Розрізняють два основних види втрат: втрати холостого ходу (P_{xx}) та втрати короткого замикання ($P_{kз}$).

Втрати холостого ходу виникають в осерді трансформатора при його живленні номінальною напругою без навантаження на вторинній обмотці. Вони не залежать від навантаження.

Втрати короткого замикання виникають в обмотках трансформатора при протіканні через них струму навантаження. Вони пропорційні квадрату струму.

Втрати потужності призводять до зниження коефіцієнта корисної дії (ККД) трансформатора, збільшення експлуатаційних витрат (на оплату електроенергії) та нагрівання обладнання, що може скоротити термін його служби.

При виборі трансформатора слід прагнути мінімізувати сумарні втрати потужності, враховуючи графік навантаження підстанції.

5. Напруга короткого замикання:

Напруга короткого замикання (U_k) – це напруга, яку необхідно прикласти до первинної обмотки трансформатора, щоб при короткому замиканні вторинної обмотки в обмотках протікав номінальний струм. Цей параметр виражається у відсотках від номінальної напруги.

Напруга короткого замикання впливає на величину струмів короткого замикання в мережі. Чим менше значення U_k , тим більші струми КЗ, що вимагає застосування більш потужних та дорогих вимикачів та іншого захисного обладнання.

З іншого боку, занадто велике значення U_k може призвести до збільшення витрат напруги в режимі нормальної роботи та ускладнити регулювання напруги в мережі.

Тому, вибір U_k є важливим компромісом, який враховує вимоги до захисту, регулювання напруги та стійкості роботи трансформатора при аварійних режимах.

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$S_{розр} = S_{нав} \cdot 1.4 \quad (11)$$

$$K_n = \frac{S_{розр}}{S_{ном}} \leq 1.4 \quad (12)$$

Дивимось у довідник та обираємо номінальну потужність трансформатора меншу, ніж розрахована. У нашому випадку це буде 6.3 ВА, марка трансформатора ТМН – 6300/110.

Тепер шукаємо коефіцієнт перенавантаження згідно формули(12).

$$K_{пер1} = \frac{14,286}{16} = 0,893$$

Бачимо, що $0.893 \leq 1.4$. Отже, трансформатор обрали правильно.

Аналогічно проводимо вибір трансформаторів для інших підстанцій.

Результати вибору трансформаторів і їх номінальні параметри зводимо до таблиці 7.

Таблиця 7 - Результати вибору трансформаторів

№	Тип т-ра	Межі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I _x , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ_{xx} , квар
			ВН	НН							
1	ТМН – 160000/110	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	85	19	0,7	4.38	86.7	112
2	ТМН – 160000/110	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	85	19	0,7	4.38	86.7	112
3	ТМН – 6300/110	$\pm 9 \times 1,78\%$	110	6,6; 11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
4	ТМН – 6300/110	$\pm 9 \times 1,78\%$	110	6,6; 11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
5	ТДН – 10000/110	$\pm 9 \times 1,78\%$	110	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

1.6 Вибір компенсуючих пристроїв

Співставлення величини сумарної реактивної потужності, яка споживається, з реактивною потужністю, яка надходить з джерела, дозволяє зробити висновок про необхідність встановлення КП в мережі або про відсутність такої необхідності.

Для 2-го варіанту не встановлюємо конденсаторну батарею.

Для 4-го варіанту не встановлюємо конденсаторну батарею.

1.7 Визначення техніко-економічних показників

У цьому розділі здійснено порівняння різних варіантів розвитку районної електричної мережі з метою вибору найраціональнішого з них. Порівняння проведено на основі техніко-економічного аналізу згідно з Методикою оцінки економічної ефективності інвестицій у розвиток електроенергетики.

Розрахунок виконується у два етапи:

Перший етап — попереднє порівняння варіантів

На даному етапі розглядаються технічні показники варіантів з однаковою номінальною напругою. Порівняння здійснюється за такими параметрами:

1. сумарна довжина повітряних ліній електропередачі (ЛЕП),
2. довжина трас,
3. кількість вимикачів,
4. кількість підстанцій.

Ці показники дозволяють здійснити попередній технічний відбір найбільш доцільних варіантів для подальшого аналізу.

Другий етап — техніко-економічне порівняння

До подальшого розгляду переходять лише ті варіанти, які показали найкращі результати на першому етапі. Порівняння проводиться за приведеними витратами, які враховують:

1. вартість будівництва ліній та підстанцій;

2. експлуатаційні витрати;
3. втрати електроенергії в мережі;
4. надійність електропостачання.

Остаточним критерієм доцільності інвестицій є рентабельність проекту:

$$R = \frac{P \cdot T_{\text{нб}} \cdot C \cdot \gamma - E}{K} \quad (13)$$

де

P — потужність трансформатора, МВт;

$T_{\text{нб}}$ — тривалість періоду найбільшого навантаження, год/рік (приймається 5800 год);

C — ціна реалізації електроенергії, грн/кВт·год (приймається 4,5 грн/кВт·год);

γ — частка вартості електроенергії, що припадає на мережу (для мереж 110 кВ — 0,12);

E — щорічні витрати на експлуатацію;

K — сумарні капітальні вкладення.

Капіталовкладення визначаються за формулою:

$$K = K_{\text{ПС}} + K_{\text{ЛЕП}} \quad (14)$$

де

$K_{\text{ПС}}$ — витрати на спорудження підстанцій;

$K_{\text{ЛЕП}}$ — витрати на будівництво ліній електропередачі.

Для визначення складових використовуються табличні значення вартості обладнання, приведені у [5], з переведенням у гривні за актуальним курсом долара (45 грн/USD).

Для визначення $K_{\text{ПС}}$ за допомогою довідника [4]. Маючи потужність трансформатора, знаходимо його вартість в умовних одиницях та множимо на 45.

$$K_{\text{ПС1}} = 360 \cdot 45 \cdot 5 = 8,1 \cdot 10^4 \text{ (тис, грн)}$$

$$K_{\text{ПС}} = 360 \cdot 45 \cdot 5 = 8,1 \cdot 10^4 \text{ (тис, грн)}$$

$$K_{\text{ПС3}} = 135 \cdot 45 \cdot 5 = 3,038 \cdot 10^4 \text{ (тис, грн)}$$

$$K_{ПС4} = 135 \cdot 45 \cdot 5 = 3,038 \cdot 10^4 (\text{тис, грн})$$

$$K_{ПС5} = 135 \cdot 45 \cdot 5 = 3,038 \cdot 10^4 (\text{тис, грн})$$

$$K_{ПС} = K_{ПС1} + K_{ПС2} + K_{ПС3} + K_{ПС4} + K_{ПС5} = 2,531 \cdot 10^4 (\text{тис, грн})$$

$$K_{ЛЕП2} = 199266,3 (\text{грн})$$

$$K_{ЛЕП4} = 180746,1 (\text{грн})$$

Для визначення $K_{\text{леп}}$ за допомогою довідника (табл. 9.5). Знаючи район по ожеледі та переріз проводу, знаходимо його вартість в умовних одиницях та множимо на 45.

Таблиця 7.1 – Розрахунок капіталовкладення в ЛЕП

№	Ділянка, км		U _{ном} , кВ	Марка провода	Табличне значення, тис. ум. од.	Ціна, тис. грн	Клеп, тис. грн
2	A2	139,4	110	AC-150	11,5	517,5	72139,5
	24	51,9	110	AC-70	10,5	472,5	24522,75
	41	28,3	110	AC-70	10,5	472,5	13371,75
	13	46,6	110	AC-70	10,5	472,5	22018,5
	3A	77,3	110	AC-120	10,8	486	37567,8
	A5	61	110	AC-120	10,8	486	29646
4	A2	132,7	110	AC-120	10,8	486	64492,2
	24	45,3	110	AC-70	10,5	472,5	21404,25
	41	21,7	110	AC-70	10,5	472,5	10253,25
	13	30	110	AC-70	10,5	472,5	14175
	1A	83,9	110	AC-120	10,8	486	40775,4
	A5	61	110	AC-120	10,8	486	29646

Для другого варіанту:

$$K_{\text{леп}} = 72139,5 + 24522,75 + 13371,75 + 22018,5 + 37567,8 + 29646 = 199266,3 (\text{тис, грн})$$

Для четвертого варіанту:

$$K_{\text{леп}} = 64492,2 + 21404,25 + 10253,25 + 14175 + 40775,4 + 29646 = 180746,1 (\text{тис, грн})$$

Тепер можемо знайти суму капіталовкладення для обох варіантів.

Для другого варіанту:

$$K = K_{nc} + K_{лен3} = 50630 + 199266,3 = 249896,3 (\text{тис, грн})$$

Для четвертого варіанту:

$$K = K_{nc} + K_{лен5} = 50630 + 180746,1 = 231376,1 (\text{тис, грн})$$

Знайдемо щорічні капітальні витрати. Для цього скористаймося наступною формулою:

$$E = K_{ЛЕП} \alpha_{ЛЕП} + K_{ПС} \alpha_{ПС} \quad (15)$$

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

Для другого варіанту:

$$E_2 = K_{ЛЕП} 0,095 + K_{ПС} 0,028 = 2,963 \cdot 10^4 (\text{тис, грн})$$

Для четвертого варіанту:

$$E_4 = K_{ЛЕП} 0,095 + K_{ПС} 0,028 = 2,911 \cdot 10^4 (\text{тис, грн})$$

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

$$R_2 = \left(\frac{P \cdot T_{нб} \cdot C \cdot \gamma - E_2}{K_2} \right) \cdot 100 = 24,363\%$$

Для четвертого варіанту:

$$R_4 = \left(\frac{P \cdot T_{нб} \cdot C \cdot \gamma - E_4}{K_4} \right) \cdot 100 = 25,523\%$$

Як бачимо, рентабельність останнього варіанту виявилась від'ємною, отже, другий варіант потрібно відкинути.

Таблиця 7.2 – Розрахунок рентабельності

№	Клеп	Кпс	К	Е	Р
	тис. грн.				%
2	199266,3	25310	45240	29630	24,363
4	180746,1	25310	43390	29110	25,523

Проаналізувавши техніко-економічні показники, зокрема значення рентабельності, можна зробити висновок, що четвертий варіант схеми електричної мережі є найоптимальнішим за сукупністю технічних і економічних параметрів. Він забезпечує менші капітальні витрати та вищий рівень економічної ефективності, що робить його пріоритетним для реалізації.

1.8 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі

1.8.1 Формування розрахункової моделі електричної мережі

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі є завершальним етапом технічного проектування і слугує перевіркою працездатності обраної схеми в умовах нормальної та аварійної експлуатації. Для реалізації обчислень використано програмний комплекс RVM – High, який дозволяє моделювати параметри ЛЕП, вузлів та трансформаторів із високою точністю.

Під час формування розрахункової моделі виконано наступні етапи:

1. Інтеграція трансформаторів. Для трансформаторних віток обрано тип трансформатора із відповідним коефіцієнтом трансформації, діапазоном регулювання та номінальною потужністю.
2. Автоматизація введення даних. Програма дозволяє автоматично генерувати списки вузлів у разі введення нових віток, що значно прискорює процес моделювання.

Після заповнення вхідних даних система перевіряє їх на коректність. У разі виявлення помилок видається повідомлення з інструкціями щодо їх усунення.

1.8.2 Проведення розрахунку усталеного режиму

Після завершення введення даних та їх перевірки виконується основний розрахунок усталеного режиму. Розрахунок відображає поточний стан електричної мережі за умов нормальної та післяаварійної роботи.

Розрахунок включає:

1. Аналіз розподілу напруг. Для кожного вузла визначаються відносні напруги у відсотках від номінального значення, що дозволяє оцінити стабільність роботи системи;
2. Обчислення струмів у вітках. Визначаються значення струмів у всіх ділянках мережі, що є критично важливим для перевірки допустимих навантажень на провідники;
3. Оцінка втрат потужності. Програма автоматично розраховує втрати активної та реактивної потужності в кожному елементі мережі — як у лініях, так і в трансформаторах;
4. Введення інформації про вузли мережі. Для кожного вузла задано номер, назву підстанції, номінальну напругу (U_n), активну (P) та реактивну (Q) потужності. Якщо у вузлі розміщено джерело живлення, значення потужності вводиться зі знаком мінус.
5. Задання параметрів віток. Для кожної вітки визначено початковий та кінцевий вузли, тип (одноланцюгова чи дволанцюгова повітряна лінія), марку проводу, довжину ділянки, та електричні параметри (активний та реактивний опір).
6. Моделювання аварійних ситуацій. Проводиться симуляція післяаварійного режиму, коли вимикається одна або кілька ліній, після чого виконується повторний розрахунок з оновленим розподілом навантажень.

У результаті моделювання отримано повну картину електричних процесів у мережі. Також перевірено відповідність значень напруг чинним нормативним документам (ДСТУ EN 50160:2014 та ГОСТ 13109-97).

1.8.3 Аналіз результатів та оцінка ефективності роботи мережі

Аналізуючи отримані дані, встановлено наступне:

1. Усі вузли мережі забезпечені напругою в межах допустимих відхилень — напруга коливається в межах $\pm 5\%$ від номінальної, що відповідає нормативам.

2. Втрати потужності в мережі склали 4,309 МВт, що становить приблизно 3,8 % від загальної потужності джерел живлення. Це вважається допустимим рівнем втрат для мереж такого класу напруги.

3. Післяаварійна стійкість мережі підтверджена. Навіть у випадку вимкнення найнавантаженої вітки.

4. , система продовжувала працювати в допустимих режимах. Напруга у вузлах залишалася в межах допустимих значень, а струми не перевищували припустимі для вибраних перерізів проводів.

5. Оптимізація потоку потужностей. В моделі зафіксовано ефективний розподіл навантажень між джерелами живлення. Найбільш навантажені лінії працюють у межах допустимих струмових навантажень, що знижує ймовірність аварій.

6. Виконано перевірку післяаварійного режиму для розірваної ділянки, зокрема А–1 (у варіанті 4), що є критичною ланкою кільцевої схеми. Отримано, що розрахунковий струм не перевищує гранично допустимий для обраного проводу, що підтверджує правильність технічного рішення.

Проведені розрахунки усталеного режиму дозволили підтвердити працездатність та ефективність обраної схеми електричної мережі. Модель демонструє стабільну роботу як у нормальному, так і в післяаварійному режимі. Досягнуто задовільних показників втрат енергії, напруг на вузлах та струмів у лініях.

Таким чином, розроблена схема районної електричної мережі забезпечує:

- високу надійність електропостачання споживачів;
- ефективне використання обладнання;
- відповідність сучасним технічним та нормативним вимогам.

2 ОСНОВНІ МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

2.1 Зміна навантаження та вплив на напругу в електромережах

Більшість споживачів електроенергії характеризується постійною зміною навантаження протягом доби та в різні пори року. Такі коливання викликають зміни втрат напруги в мережі, що призводить до відхилень напруги на вході у приймальні пристрої.

Відхилення напруги від її номінального значення ($U_{ном}$) негативно позначається на роботі всієї електроенергетичної системи, знижуючи її ефективність, надійність і продуктивність.

При фіксованій частоті залежність споживаної активної та реактивної потужності від рівня напруги називається статичною характеристикою навантаження. Ця характеристика описує, як змінюється споживання енергії в залежності від величини напруги, яка подається на споживача.

Наприклад, у ламп розжарювання при зниженні напруги значно падає світловий потік: при зменшенні напруги на 5% потік світла знижується на 10%, а при 10% — більш ніж на 30%. Це погіршує умови освітлення, впливає на продуктивність праці та підвищує ризик травматизму. Навпаки, підвищення напруги на 10% збільшує світловий потік на 30%, але втричі скорочує термін служби ламп, що збільшує витрати на їх заміну.

У асинхронних і синхронних електродвигунах зміна напруги впливає на швидкість обертання (N), що в свою чергу впливає на продуктивність обладнання. Зміна напруги в межах -5% до +10% може призвести до зміни швидкості обертання приблизно на 2,5%, що впливає на якість технологічних процесів.

2.2 Методи регулювання напруги в електричних системах

Для забезпечення стабільного рівня напруги в системі використовуються три основні підходи:

1. Централізоване регулювання – охоплює велику частину мережі, здійснюється генераторами, трансформаторами на електростанціях, великих та районних підстанціях, а також синхронними компенсаторами.

2. Місцеве регулювання – використовується для корекції напруги у конкретних точках, коли централізованого впливу недостатньо. Реалізується за допомогою трансформаторів на понижуючих підстанціях і конденсаторних батарей.

3. Змішане регулювання – поєднує централізовані та локальні методи для досягнення більш гнучкого керування напругою.

Основні методи	Підметоди
Напругою синхронних генераторів на електростанціях	—
Зміна коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів	- Трансформатори з ПБЗ - Трансформатори з РПН
Зміна потоків реактивної потужності	- Конденсаторні батареї - Синхронні генератори
Вольтододатковий трансформаторами	—
Комбіновані методи	- Зміна коефіцієнта трансформації та потоків реактивної потужності - Напругою синхронних генераторів та зміною коефіцієнта трансформації - Зміна опорів мережі та потоками реактивної потужності
Зміна опору мережі	—

Таблиця 2.1 – Методи регулювання напруги

Регулювання за допомогою трансформаторів

Трансформатори з перемиканням без збудження (ПБЗ):
Мають фіксовані відгалуження та перемикаються тільки у вимкненому стані. Їх зазвичай перемикають при сезонній зміні навантаження. Протягом доби трансформатор працює з фіксованим коефіцієнтом трансформації, що обмежує можливість оперативного регулювання.

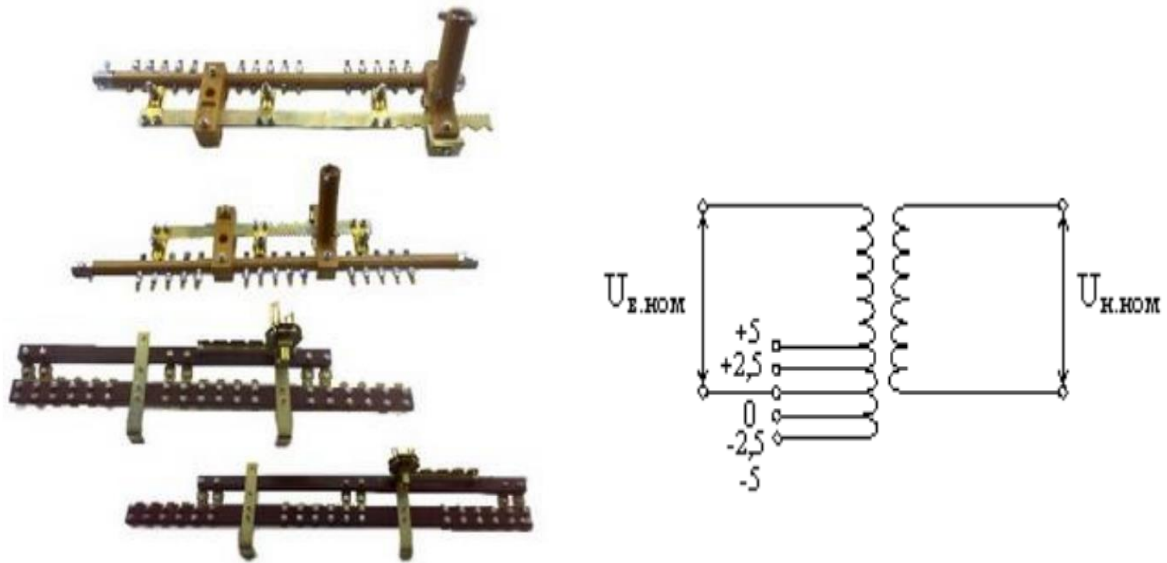


Рисунок 2.1 Механізм регулювання ПБЗ та схема обмоток трансформатора з ПБЗ

Трансформатори з регулюванням під навантаженням (РПН):
РПН дають змогу змінювати коефіцієнт трансформації без вимкнення трансформатора. Вони оснащені перемикачем і мають більше ступенів регулювання, що дозволяє здійснювати "зустрічне регулювання" напруги протягом доби.

1. шунтові БСК, які підключаються до шин підстанцій паралельно, і застосовуються для генерації реактивної потужності у вузлах мережі - поперечна компенсація;

2. установки поздовжньої компенсації (КПК), які включають в лінії послідовно для зменшення реактивного опору ліній - поздовжня компенсація.

Батареї конденсаторів комплектуються з окремих конденсаторів, з'єднаних послідовно і паралельно. Конденсатори випускаються а однофазному і трифазному виконанні на номінальну напругу 0,22 - 10,5 кВ.



Рисунок 2.2 – Батареї конденсуючих конденсаторів

Синхронний компенсатор (СК) - це синхронний двигун, що працює в режимі холостого ходу, тобто без навантаження на валу. Споживана їм активна потужність (якщо знехтувати втратами холостого ходу) $P_{ск} \approx 0$ і СК завантажений лише реактивним струмом. Порівняно зі звичайним синхронним двигуном СК виготовляються з полегшеним валом, вони мають менші розміри і масу.



Рисунок 2.3 - Синхронний компенсатор

ІРМ призначені для плавної регульованою генерації або споживання реактивної потужності, що досягається в ІРМ використанням нерегульованої батареї конденсаторів і включеного послідовно або паралельно з нею регульованого реактора.



Рисунок 2.4 - ІРМ

Регулювання напруги зміною опору мережі

Шунтувальний реактор (ШР) - це статичне електромагнітне пристрій, що володіє великою індуктивністю і дуже малим активним опором. ШР застосовують для підвищення пропускної здатності ліній надвисокої напруги, регулювання реактивної потужності і напруги. Шунтуючі реактори розраховані на напруги 35 - 750 кВ і можуть як приєднуватися до лінії, так і включатися на шини підстанції. Реактор споживає реактивну потужність, яка в зоні лінійності його

електромагнітної характеристики залежить від напруги



Рисунок 2.5 - Шунтувальний реактор

Вольтододаткові трансформатори (ВДТ)

Лінійні регулювальні трансформатори (ЛР) і послідовні регулювальні (вольтододаткові) трансформатори (ВДТ) застосовуються для регулювання напруги в окремих лініях або в групі ліній. Так, вони застосовуються при реконструкції вже існуючих мереж, у яких використовуються трансформатори без регулювання під навантаженням. Лінійний регулювальний трансформатор - статичний електричний апарат, який складається з послідовного і живлячої 2 +1 трансформаторів.



Рисунок 2.6 - Вольтододаткові трансформатори

За допомогою спеціалізованої програми "ВТРАТИ" було виконано моделювання рівнів напруги у вузлах мережі з використанням трансформаторів з РПН на підстанціях при напрузі 110кВ (рис.2.7)

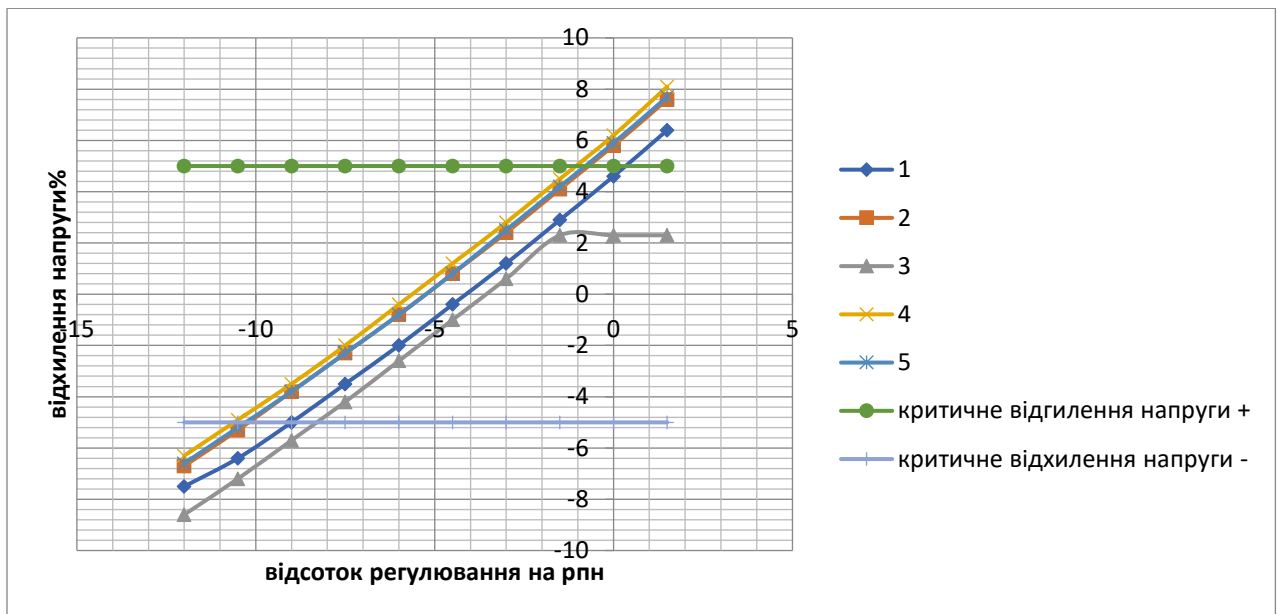


Рисунок 2.7 – Діаграма регулювання РПН

А також було виведено залежності втрат у вузлах від зміни напруги живлячої підстанції А із компенсацією пристроями РПН у вузлах 2 та 4 та непрацюючими пристроями РПН у вузлах 2 та 4(рис.2.8).

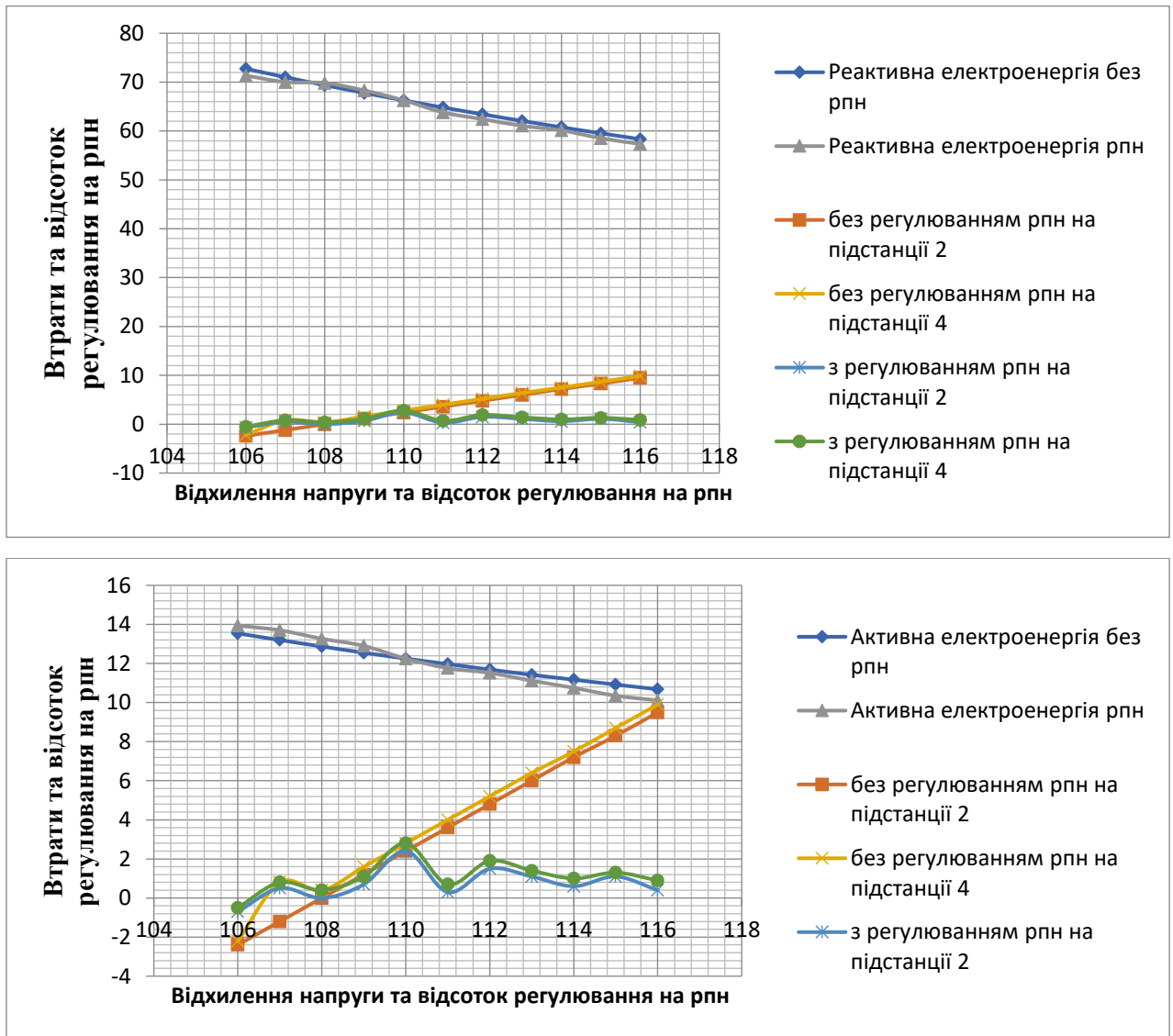


Рисунок 2.8 – Діаграма втрат з та без регулювання РПН

3 ОХОРОНА ПРАЦІ

У цьому розділі бакалаврської роботи розробляються заходи з охорони праці в процесі експлуатації силового обладнання електричних мереж з засобами регулювання напруги. На оперативно-ремонтний персонал, що здійснює експлуатацію системи електропостачання, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [6, 7]:

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.

3.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації

3.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

До оперативного обслуговування електроустановок допускаються працівники, які знають їхні схеми, інструкції з експлуатації, особливості конструкції та роботи обладнання і пройшли навчання та перевірку знань.

В електроустановках понад 1000 В працівники зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників, які одноособово обслуговують електроустановки, а також старші в зміні повинні мати групу IV, решта - групу III.

В електроустановках до 1000 В працівники зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників, які одноособово обслуговують електроустановки, повинні мати групу III.

Забороняється в електроустановках наближення людей, механізмів та вантажопідіймальних машин до неогороджених струмовідних частин, що перебувають під напругою, на відстань, меншу за зазначену в інструкціях з ОП. Виняток становлять роботи з використанням електрозахисних засобів.

Огляд електроустановок електростанцій, підстанцій та розподільчих пунктів може виконувати один працівник з групою III зі складу оперативних та оперативно-виробничих працівників або працівник з групою V зі складу керівників чи спеціалістів підприємства. Огляд виконується з дозволу особи, в управлінні якої знаходиться електроустановка.

Огляд електроустановок неелектротехнічними працівниками та екскурсії слід проводити під наглядом працівника з групою V або оперативного працівника з групою IV, якщо є дозвіл керівництва підприємства. Огляд ПЛ слід виконувати відповідно до вимог цих Правил. Електротехнічних працівників, які не обслуговують дані електроустановки, слід допускати до них у супроводі оперативних або оперативно-виробничих працівників з групою IV, або іншого працівника з групою V. Працівник, який супроводить, повинен забезпечити створення безпечних умов для людей та попереджати їх про заборону наближення до струмовідних частин.

Під час огляду електроустановок понад 1000 В забороняється відчиняти двері приміщень, кімнат, не обладнаних сітчастими огороженнями або бар'єрами, якщо відстань між дверима і струмовідними частинами менша за зазначену в цих Правилах. Перелік таких приміщень і кімнат затверджує керівництво підприємства. В електроустановках понад 1000 В, в яких вхід до приміщень, кімнат обладнано сітчастими огороженнями або бар'єрами, під час огляду забороняється відчиняти двері сітчастих огорожень і проникати за огороження або бар'єри. В електроустановках до 1000 В під час огляду

дозволяється відчиняти двері щитів, збірок, пультів керування та інших пристроїв. Забороняється під час огляду виконувати будь-яку роботу.

В електроустановках 6-35 кВ забороняється наближатись до місця замикання на землю на відстань менше 4 м в ЗРУ та менше 8 м у ВРУ та на ПЛ. Наближення до місця замикання на землю в цих електроустановках допускається тільки для знімання напруги та звільнення людей, які потрапили під напругу. У цьому разі потрібно користуватись електрозахисними засобами.

Вимикати та вмикати роз'єднувачі, відокремлювачі, вимикачі понад 1000 В з ручним приводом необхідно в діелектричних рукавичках.

Знімати та встановлювати запобіжники необхідно при знятій напрузі. Під напругою, але без навантаження, допускається знімати та встановлювати запобіжники на приєднаннях, в схемі яких відсутні комутаційні апарати, що дозволяють зняти напругу.

Під напругою та під навантаженням допускається замінювати запобіжники у вторинних колах, мережах освітлення та запобіжники трансформаторів напруги.

Під час знімання та встановлення під напругою запобіжників необхідно користуватись:

- в електроустановках понад 1000 В - ізолювальними кліщами (штангою) із застосуванням діелектричних рукавичок та захисних окулярів (масок);
- в електроустановках до 1000 В – ізолювальними кліщами або діелектричними рукавичками. Роботу слід виконувати із застосуванням захисних окулярів (масок).

В разі розташування запобіжників приєднання вертикально один над одним (вертикальне розташування фаз) на щитах і збірках до 1000 В та у разі відсутності комутаційних апаратів допускається встановлювати та знімати запобіжники під навантаженням. У такому разі рекомендується використовувати замість засобів захисту очей засоби захисту обличчя (захисні маски).

Двері приміщень електроустановок, камер, щитів та збірок слід зачиняти на замок, крім тих, в яких проводяться роботи.

Ключі від електроустановок всіх класів напруг повинні перебувати на обліку у оперативних працівників. В електроустановках без місцевих оперативних працівників ключі можуть перебувати на обліку у керівників або спеціалістів. Ключі слід пронумерувати. Один комплект ключів повинен бути запасним. Запасний комплект ключів повинен бути у оперативних працівників. Ключі видаються під розписку:

- працівникам, які мають право на одноособовий огляд, - від усіх приміщень;
- в разі допуску - працівнику, який допускає (далі - допускачу), керівнику робіт, працівнику, який спостерігає за безпечним виконанням робіт (далі - наглядачу) - від приміщень, в яких треба буде працювати.

Ключі слід повертати кожного дня після завершення огляду або роботи. Під час виконання роботи в електроустановках без місцевих оперативних працівників ключі слід повертати не пізніше наступного робочого дня після огляду або повного закінчення роботи. Необхідність видавання ключів на тривалий термін працівникам підприємств-споживачів, які мають право на оперативні перемикання в РУ підприємств електромереж, а також оперативним, оперативно-виробничим працівникам, керівникам та спеціалістам свого підприємства, які мають право одноособового огляду, визначається керівництвом підприємства. Видавання та повернення ключів слід реєструвати в журналі довільної форми або в оперативному журналі.

У разі нещасних випадків для звільнення потерпілого від дії електричного струму слід негайно зняти напругу без попереднього дозволу.

3.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

- 1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
- 2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

- 1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання

напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огорожувати;
- приєднати до "землі" переносні заземлення;
- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;
- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;
- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне

взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [8], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

За безпечність конструкції, правильність вибору матеріалів, якість виготовлення, а також за відповідність засобів захисту чинним в Україні нормативним документам повинні нести відповідальність керівники підприємств, установ, організацій (незалежно від форми власності), що виготовляють ці засоби захисту, орган, який видав сертифікат на виробництво та на реалізацію захисних засобів, в тому числі і засобів захисту зарубіжного виробництва.

3.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

3.2.1 Мікроклімат виробничого приміщення

Основними нормативними документами, що регламентують параметри мікроклімату виробничих приміщень, є ДСН 3.3.6.042-99. Мікроклімат приміщення характеризується наступними чинниками: температурою повітря, відносною вологістю повітря, швидкістю руху повітря, інтенсивністю теплового випромінювання. Оперативно-ремонтні з обслуговування

електрообладнання відносяться до категорії Пб по важкості праці [11]. Енерговитрати за цією категорією становлять – до 140-174 Вт.

Допустимі норми температури, відносної вологості та швидкості руху повітря в робочій зоні виробничих приміщень приведені в таблиці 10.1.

Таблиця 10.1 – Допустимі норми параметрів повітря

Період року	Категорія робіт	Температура, °C		Відносна вологість	Швидкість руху, X
		Верхня межа	Нижня межа	Допустима	Допустима
Холодний	Пб	20-24	17-25	75	не більше 0,2
Теплий		21-28	19-30	55 при 27 °C	0,1-0,3

3.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³ [11].

При здійсненні будівельно-монтажних робіт виділяється пил нетоксичний. При роботі системи вентиляції, провітрюванні в приміщення може попадати пил та інші шкідливі речовини, які виділяються при оздоблювальних технологічних процесах в будівництві, що знаходяться в повітрі навколишнього середовища. Їх ГДК відповідно наведено в таблиці 10.2.

Таблиця 10.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин для повітря атмосфери, в робочій зоні для обслуговуючого персоналу

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

Для забезпечення складу повітря робочої зони відповідно до ДСН[7] проектом передбачені наступні рішення [12]: застосування пиловідсмоктуючих агрегатів з рукавними фільтрами, які встановлені

безпосередньо на ділянках біля обладнання із яких очищене повітря поступає у виробниче приміщення; необхідно проводити контроль за ГДК шкідливих речовин у приміщенні; застосовувати природну вентиляцію: організовану і неорганізовану.

3.2.3 Виробниче освітлення

Характеристика зорових робіт – середньої точності [13].

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «в». Допустимі рівні виробничого освітлення наведені в таблиці 10.3.

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 освітлення, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

Таблиця 10.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Харак-ка 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		Природне Енпр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	в	малий середній великий	світлий середній темний	400	200	4	2,4

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

3.2.4 Виробничий шум

Під час виконання будівельно-монтажних робіт виникає виробничий шум з такими характеристиками: за характером спектру – широкосмуговий з безперервним спектром шириною більше октави; за тональною характеристикою – постійний; за походженням – механічний і гідродинамічний. Допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку і еквівалентні рівні звуку на робочих місцях приймаються за вимогами ДСН 3.3.6.037 [14] і наведені в таблиці 10.4.

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

Таблиця 10.4– Допустимі рівні звукового тиску

Робоче місце	Рівні звукового тиску в октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц									Рівні звукового тиску, ДБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
На постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

3.2.5 Виробничі вібрації

Допустимі рівні загальної вібрації на постійних місцях у виробничих приміщеннях [15] наведені в таблиці 10.5.

Основними методами колективного віброзахисту є зниження вібрації шляхом дії на джерело виникнення: відстрочка від режиму резонанс; динамічне гасіння коливань, заміна конструктивних елементів устаткування і будівельних

конструкцій. Засоби індивідуального захисту діляться на засоби для ніг, рук та тіла працюючого.

Таблиця 10.5 – Допустимі рівні вібрації на постійних місцях

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

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

3.3. Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують Правила пожежної безпеки в Україні [16, 17]. Пожежо-вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначається за ДСТУ 8829: 2019 [18], за якою визначається категорія приміщень за вибуховою та пожежною безпекою [19].

Приміщення підстанції вибухонебезпечною та пожежонебезпечною відноситься 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-ІІІ (місця, де зберігаються тверді

горючі речовини). Будівля, в якій розташовані ці приміщення, характеризується III ступенем вогнестійкості.

До III ступеня вогнестійкості відносяться будинки з несучими та огорожувальними конструкціями з природних або штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону. Для перекриттів дозволяється застосовувати дерев'яні конструкції, захищені штукатуркою або негорючими листовими, плитними матеріалами, або матеріалами груп горючості Г1 (низької горючості), Г2 (помірної горючості). До елементів покриттів не висуваються вимоги щодо межі вогнестійкості, поширення вогню, при цьому елементи горищного покриття з деревини повинні мати вогнезахисну обробку. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2016[20] наведено в таблиці 10.6.

Таблиця 10.6 – 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 підвалами	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходових кліток	само-несучі	зовнішні не-несучі	внутрішні не-несучі (перегородки				плити, насти-ли, прого-ни	балки, ферми, арки, рами
III	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M1	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M1	Не нормуються	

Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2016[15] наведено в таблиці 10.7.

Таблиця 10.7 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи протипожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбуршлюзу, не нижче
Стіни	3	REI 45	2	2
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	3	REI 45	2	1

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати за таблицею 10.8 (чисельник). В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 10.8. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських будинків і споруд слід приймати за таблицею 10.8 (знаменник) [20].

Таблиця 10.8 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IV, V
III	8/9	8/12	10/15

На території підстанції встановлено 16 вогнегасників ВП-5[21].

ВИСНОВКИ

У ході виконання бакалаврської роботи було всебічно досліджено процес проєктування електричної мережі з урахуванням режимів регулювання напруги, вимог до надійності та економічної ефективності енергопостачання. Основною метою роботи було створення технічно обґрунтованої та економічно доцільної схеми розвитку електричної мережі від системної підстанції 110/10 кВ до вузлів споживання, розміщених у межах проєктованого району.

На початковому етапі було проведено аналіз структури споживання, категорій надійності електроприймачів, а також географічного розташування вузлів. На основі цього сформовано п'ять варіантів розвитку мережі, що різнилися конфігурацією, довжиною ліній, числом вимикачів та рівнем напруги. Кожен варіант було оцінено з точки зору технічних параметрів (втрати напруги, баланс потужності, режим роботи в аварійних умовах) та економічних показників (витрати на будівництво, експлуатацію, втрати електроенергії).

У результаті розрахунків втрат напруги для кожного варіанту встановлено, що найбільші втрати мають місце у першому варіанті, що робить його найменш придатним. Найкращі технічні характеристики продемонстрували другий та четвертий варіанти, зокрема за величиною відхилення напруги, довжиною ліній і конфігурацією схеми. За результатами техніко-економічного аналізу з урахуванням приведених витрат, рентабельності та капіталовкладень було обґрунтовано доцільність реалізації четвертого варіанта, який має найвищий показник економічної ефективності.

Окрему увагу приділено питанням регулювання напруги в мережі. Розглянуто централізовані та місцеві методи керування напругою, зокрема застосування трансформаторів з РПН, генераторного регулювання, компенсуючих пристроїв, а також методів перерозподілу реактивної потужності. Було показано, що впровадження таких засобів дозволяє утримувати напругу в допустимих межах навіть у післяаварійних режимах, знижуючи ризики виходу з ладу споживачів і підвищуючи загальну надійність мережі.

Проведене моделювання усталеного режиму в програмному середовищі «ВТРАТИ» дало змогу переконатися у правильності вибору схемного рішення. Результати обчислень підтвердили, що всі вузли споживання забезпечуються напругою в межах допустимих відхилень, а втрати потужності залишаються в межах норми.

Таким чином, у межах бакалаврської роботи:

1. обґрунтовано вибір схеми електропостачання району з урахуванням усіх технічних та експлуатаційних вимог;
2. проведено розрахунок напруг, струмів і втрат енергії у мережі для різних варіантів розвитку;
3. здійснено оптимізацію перерізів проводів і вибір трансформаторного обладнання;
4. виконано оцінку ефективності застосування засобів регулювання напруги;
5. проведено техніко-економічний аналіз і вибрано найбільш доцільний для реалізації варіант розвитку мережі.

Отримані результати можуть бути використані, як основа для практичної реалізації проєкту в умовах реального енергосистемного об'єкта або, як модель для подальших досліджень у сфері оптимізації роботи розподільчих електричних мереж.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
2. Електричні мережі і системи. 2-ге видання: підручник / М.С. Сегеда Львів: Видавництво НУ "Львівська політехніка", 2009. — 488 с. ISBN 978-966-553-762-5
3. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.
4. Електричні системи і мережі. Частина 1 : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський , за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ, 2020. – 200 с. ISBN 978-966-641-817-6
5. Електричні системи і мережі. Частина 2 : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський , за ред. П. Д.
6. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.
7. ДСТУ-Н Б А 3.2-1:2007 Настанова що до 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->.
8. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.
9. ДСТУБ В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ»,

2016. 109 с.

10. 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>.
11. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.
12. ДБНВ.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.
13. ДБНВ.2.5-28:2018 Природне і штучне світлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
14. 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>.
15. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.
16. НАПБА.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.
17. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL: <https://dwg.ru/dnl/15125>.
18. 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>.
19. ДСТУ БВ.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.
20. ДБНВ.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf.
21. 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 використання засобів регулювання напруги»

Тип роботи: Бакалаврська кваліфікаційна робота

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

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Нетребський В.В.

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

StrikePlagiarism	
Оригінальність	82
Загальна схожість	18

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

(підпис)

Пілюта Д.О.

(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

РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ В ПРОГРАМІ «ВТРАТИ»

Нормальний режим роботи

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5800.0 год

Час втрат: 2859.6 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 48.595 МВт / 282.992 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 47.000 МВт / 272.600 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.210 МВт / 7.946 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.210 МВт / 7.946 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.106 МВт / 0.615 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.279 МВт / 1.831 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.385 МВт / 2.446 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.595 МВт / 10.392 млн.кВт*г (3.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	dU% від U _н
8		0.000	0.000	110.000	0.00
2		0.000	0.000	107.096	-2.64
4		0.000	0.000	105.318	-4.26
1		0.000	0.000	104.840	-4.69
3		0.000	0.000	103.546	-5.87
5		0.000	0.000	109.034	-0.88
2101	2 нн 1	15.000	7.263	10.211	2.11
2102	2нн2	0.000	0.000	10.212	2.12
410	4нн	4.000	2.049	10.162	1.62
1101	1нн1	13.000	5.923	10.369	3.69
1102	1нн2	0.000	0.000	10.369	3.69
310	3нн	5.000	2.049	9.930	-0.70
510	5нн	10.000	5.935	10.084	0.84

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Р _п , МВт	Q _п , МВАр	Р _к , МВт	Q _к , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
1	1101	6.516	3.390	6.494	2.963	0.021	0.425	0.040	3.229
1101	1102	-6.497	-2.956	-6.498	-2.956	0.000	0.000	-0.397	-0.001
1	1102	6.519	3.382	6.498	2.956	0.021	0.424	0.040	3.223
8	2	23.101	10.188	22.654	9.540	0.445	0.645	0.132	2.919
2	4	7.570	2.081	7.462	1.983	0.108	0.098	0.042	1.796
4	1	3.424	0.482	3.410	0.469	0.014	0.013	0.019	0.487
1	8	-14.767	-6.561	-15.292	-7.321	0.523	0.757	-0.089	-5.202
2	2102	7.526	4.186	7.498	3.625	0.028	0.559	0.046	3.802
2102	2101	7.498	3.625	7.497	3.625	0.000	0.000	0.470	0.001
2	2101	7.522	4.195	7.493	3.634	0.028	0.559	0.046	3.809
1	3	5.106	2.252	5.052	2.203	0.054	0.049	0.031	1.307
3	310	5.042	2.723	4.997	2.048	0.045	0.673	0.032	6.848
4	410	4.027	2.494	3.997	2.048	0.030	0.444	0.026	5.986
8	5	10.180	7.735	10.113	7.638	0.067	0.097	0.067	0.966

10.740 5 510 10.099 7.842 9.994 5.931 0.105 1.903 0.068

Режим мінімального навантаження

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5800.0 год

Час втрат: 2859.6 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 14.317 МВт / 83.121 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 14.100 МВт / 81.780 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.088 МВт / 0.579 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.088 МВт / 0.579 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.106 МВт / 0.615 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.022 МВт / 0.147 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.128 МВт / 0.762 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 0.217 МВт / 1.341 млн.кВт*г (1.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	dU% від U _н
8		0.000	0.000	110.000	0.00
2		0.000	0.000	109.398	-0.55
4		0.000	0.000	109.098	-0.82
1		0.000	0.000	109.004	-0.91
3		0.000	0.000	108.674	-1.21
5		0.000	0.000	109.750	-0.23
2101	2 нн 1	4.500	2.179	9.924	-0.76
2102	2нн2	0.000	0.000	9.924	-0.76
410	4нн	1.200	0.615	9.853	-1.47
1101	1нн1	3.900	1.777	9.904	-0.96
1102	1нн2	0.000	0.000	9.904	-0.96
310	3нн	1.500	0.930	9.748	-2.52
510	5нн	3.000	1.780	9.809	-1.91

Після аварійний режим

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5800.0 год

Час втрат: 2859.6 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 52.248 МВт / 306.970 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 47.000 МВт / 272.600 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.867 МВт / 31.947 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.867 МВт / 31.947 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.106 МВт / 0.615 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.275 МВт / 1.808 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.381 МВт / 2.423 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.248 МВт / 34.370 млн.кВт*г (11.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	dU% від
8		0.000	0.000	121.000	10.00
2		0.000	0.000	98.847	-10.14
4		0.000	0.000	103.461	-5.94
1		0.000	0.000	107.144	-2.60
3		0.000	0.000	105.687	-3.92
5		0.000	0.000	120.152	9.23
2101	2 нн 1	15.000	7.265	9.980	-0.20
2102	2 нн 2	0.000	0.000	9.981	-0.19
410	4 нн	4.000	2.049	10.288	2.88
1101	1 нн 1	13.000	5.923	10.282	2.82
1102	1 нн 2	0.000	0.000	10.283	2.83
310	3 нн	5.000	3.099	10.233	2.33
510	5 нн	10.000	5.935	10.203	2.03

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

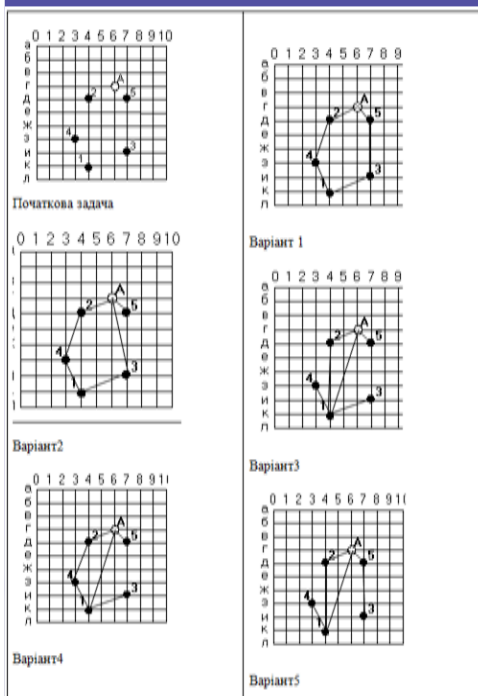
N початку	N кінця	Р _п , МВт	Q _п , МВАр	Р _к , МВт	Q _к , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
2	2101	7.527	4.302	7.494	3.634	0.034	0.665	0.051	4.629
2101	2102	-7.497	-3.626	-7.498	-3.626	0.000	0.000	-0.481	-0.001
2	2102	7.531	4.294	7.498	3.626	0.034	0.665	0.051	4.623
1	1101	6.515	3.371	6.494	2.964	0.021	0.405	0.039	3.316
1101	1102	-6.497	-2.956	-6.498	-2.956	0.000	0.000	-0.400	-0.001
1	1102	6.519	3.363	6.498	2.956	0.021	0.405	0.039	3.310
4	410	4.028	2.512	3.997	2.048	0.031	0.463	0.026	6.501
1	3	5.123	3.413	5.060	3.357	0.062	0.057	0.033	1.468
3	310	5.050	3.901	4.997	3.097	0.053	0.801	0.035	9.472
8	1	42.097	24.118	38.544	18.972	3.539	5.124	0.231	14.068
1	4	20.351	10.917	19.744	10.367	0.604	0.548	0.124	3.737
4	2	15.706	8.810	15.095	8.256	0.609	0.552	0.100	4.684
8	5	10.144	7.251	10.091	7.175	0.053	0.076	0.059	0.848
5	510	10.077	7.442	9.994	5.931	0.083	1.504	0.060	9.278

ДОДАТОК Д

ІЛЮСТРАЦІЙНА ЧАСТИНА

РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА З ЗАСОБАМИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

ВИБІР СХЕМИ РОЗПОДІЛЬЧИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА ЇХ НОМІНАЛЬНОЇ НАПРУГИ



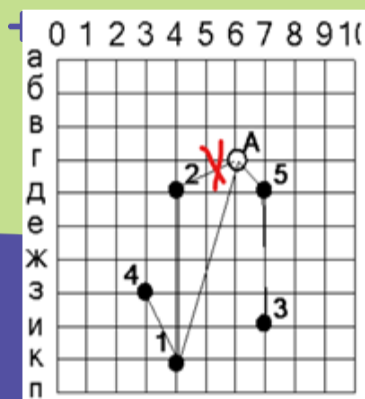
Було створено 5 самих оптимальних варіантів побудови лінії

Атакож знайдено оптимальну напругу для ділянок

№	Ділянка мережі за схемою	Довжина ділянки, км	Кількість кід	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	U _{розр} , кВ	U _{ном} , кВ
1	A2	31,6	1	28,3	14,1	28,38	98,1	110
	24	42,2	1	13,3	6,8	13,3	70,9	110
	41	29	1	9,38	4,8	9,38	59,3	110
	13	42,2	1	-3,61	-1,08	-3,61	37,6	110
	35	52,8	1	-8,61	-4,1	-8,61	57,7	110
	5A	60,7	1	18,3	10,1	18,61	83,7	110
2	A2	29	1	23,8	11,6	23,8	90,3	110
	24	42,2	1	8,8	4,3	8,8	58,3	110
	41	29	1	4,8	2,3	4,8	43,4	110
	13	42,2	1	-8,1	-3,5	-8,1	55,9	110
	3A	66	1	13,1	6,6	13,1	71	110
	A5	18,4	1	10	5,9	10	60	110
3	A2	31,6	1	22,8	11,2	22,8	89,2	110
	21	66	1	7,8	3,9	7,8	55,2	110
	41	29	1	4	2	4	39,4	110
	13	42,2	1	5	3	5	44,2	110
	1A	87,1	1	14,2	7	14,2	74,1	110
	A5	18,4	1	10	5,9	10	60	110
4	A2	31,4	1	22,6	11,1	22,6	89,1	110
	24	44,8	1	7,6	3,9	7,6	54,5	110
	41	29	1	3,6	1,8	3,6	37,9	110
	13	42,2	1	5	3	5	44,2	110
	1A	81,8	1	14,3	7,1	14,3	74,3	110
	A5	18,4	1	10	5,9	10	60	110
5	A2	31,6	1	20,1	9,6	20,1	84,4	110
	21	66	1	5,1	2,3	5,1	44,8	110
	41	29	1	4	2	4	39,4	110
	53	52,8	1	5	3	5	44,3	110
	1A	81,8	1	11,8	5,6	11,8	68	110
	A5	18,4	1	15	9	15	71,8	110

ВИБІР МАРКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ ПРОВОДІВ

Вибрали марку проводу а також перевірили їх при умовах коли найнавантажєніша лінія вийде з строю



№	Ділянка мережі за схемою	Вд	I _{розр} , А	F, мм ²	I _{ном} , А	I _{розр.в} , А	F, мм ² після перевірки
1	A2	1	166,4	АС-150	400	-	АС-150
	24	1	79	АС-120	350	79,5	АС-120
	41	1	55,4	АС-70	265	100,9	АС-70
	13	1	19,7	АС-70	265	169,1	АС-70
	35	1	50,2	АС-70	265	197	АС-70
	5A	1	111,1	АС-120	390	252,3	АС-120
2	A2	1	139,4	АС-150	400	-	АС-150
	24	1	51,9	АС-70	265	79,5	АС-70
	41	1	28,3	АС-70	265	100,9	АС-70
	13	1	46,6	АС-70	265	169,1	АС-70
	3A	1	77,3	АС-120	350	197	АС-120
	A5	1	61	АС-120	350	61	АС-120
3	A2	1	133,4	АС-120	350	-	АС-120
	21	1	45,9	АС-70	265	79,5	АС-70
	41	1	23,5	АС-70	265	21,4	АС-70
	13	1	30,8	АС-70	265	28	АС-70
	1A	1	83,3	АС-120	350	197	АС-120
	A5	1	61	АС-120	350	61	АС-120
4	A2	1	132,7	АС-120	350	-	АС-120
	24	1	45,3	АС-70	265	79,5	АС-70
	41	1	21,7	АС-70	265	100,9	АС-70
	13	1	30	АС-70	265	28	АС-70
	1A	1	83,9	АС-120	350	128,9	АС-120
	A5	1	61	АС-120	350	61	АС-120
5	A2	1	116,9	АС-120	350	-	АС-120
	21	1	29,4	АС-70	265	79,5	АС-70
	41	1	23,5	АС-70	265	21,4	АС-70
	53	1	30,8	АС-70	265	28	АС-70
	1A	1	69	АС-120	350	169,1	АС-120
	A5	1	91,9	АС-120	350	83,5	АС-120

ВИЗНАЧЕННЯ ПАДІННЯ НАПРУГИ

Визначили падіння напруги
в аварійній ситуації

№ схеми	$\Delta U_{п.а.мах},$ %	Кількість вимикачів	$L_{лєп.}$ км
1	28,864	17	258.72
2	12.148	17	227.04
3	8.189	17	274.56
4	3.255	17	248.16
5	4,597	17	279.84

а також визначили кількість
вимикачів на лініях

На основі аналізу, можна зробити висновок,
що системи 2 та 4 слід залишити для
подальшого розгляду, оскільки вони мають
найнижчі втрати та найкоротші лінії.



ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ НА ПІДСТАНЦІЯХ

Зазвичай,
рекомендується вибирати
трансформатор з
потужністю на 20-30%
більшою за максимальне
очікуване навантаження.



№	Тип т-ра	Межі регулювання	$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_k,$ %	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_{хс},$ кВт	$I_k,$ %	$R_T,$ Ом	$X_T,$ Ом	$\Delta Q_{хх},$ квар
			ВН	НН							
1	ТМН – 160000/110	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
2	ТМН – 160000/110	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
3	ТМН – 6300/110	$\pm 9 \times 1,78\%$	110	6,6; 11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
4	ТМН – 6300/110	$\pm 9 \times 1,78\%$	110	6,6; 11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
5	ТДН – 10000/110	$\pm 9 \times 1,78\%$	110	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

Вибираємо трансформатори масляні з РПН

ВИБІР КОМПЕНСУЮЧИХ ПРИСТРОЇВ



+

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	P _p , МВт	Q _p , МВАр	P _к , МВт	Q _к , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр
1	1101	6.516	3.390	6.494	2.963	0.021	0.425
1101	1102	-6.497	-2.956	-6.498	-2.956	0.000	0.000
1	1102	6.519	3.382	6.498	2.956	0.021	0.424
8	2	23.101	10.188	22.654	9.540	0.445	0.645
2	4	7.570	2.081	7.462	1.983	0.108	0.098
4	1	3.424	0.482	3.410	0.469	0.014	0.013
1	8	-14.767	-6.561	-15.292	-7.321	0.523	0.757
2	2102	7.526	4.186	7.498	3.625	0.028	0.559
2102	2101	7.498	3.625	7.497	3.625	0.000	0.000
2	2101	7.522	4.195	7.493	3.634	0.028	0.559
1	3	5.106	2.252	5.052	2.203	0.054	0.049
3	310	5.042	2.723	4.997	2.048	0.045	0.673
4	410	4.027	2.494	3.997	2.048	0.030	0.444
8	5	10.180	7.735	10.113	7.638	0.067	0.097
5	510	10.099	7.842	9.994	5.931	0.105	1.903

Співставлення величини сумарної реактивної потужності, яка споживається, з реактивною потужністю, яка надходить з джерела, дозволяє зробити висновок про необхідність встановлення КП в мережі або про відсутність такої необхідності.

Для 2-го варіанту не встановлюємо конденсаторну батарею.

Для 4-го варіанту не встановлюємо конденсаторну батарею.

ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНІКО- ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ

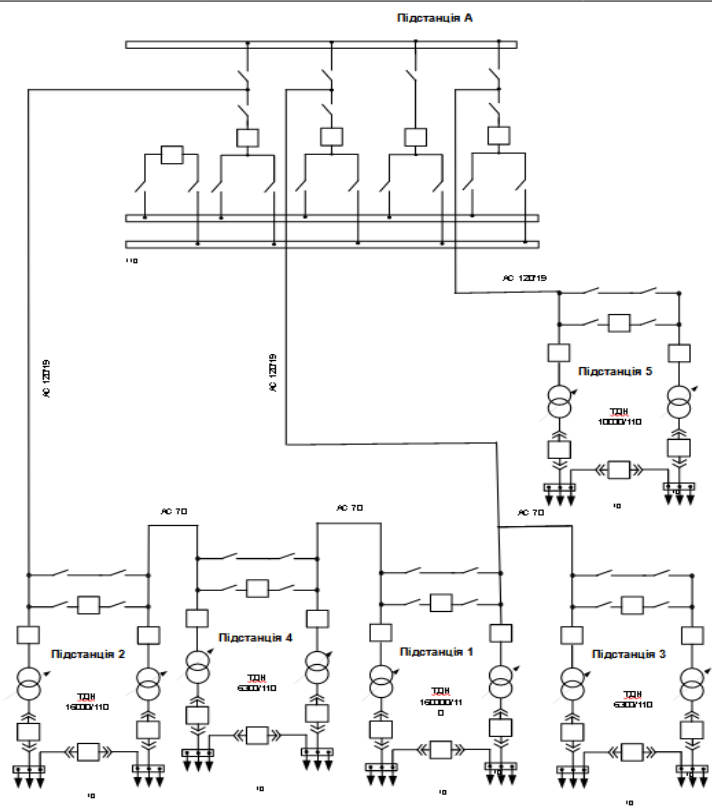
Проаналізувавши техніко-економічні показники, зокрема значення рентабельності, можна зробити висновок, що четвертий варіант схеми електричної мережі є найоптимальнішим за сукупністю технічних і економічних параметрів. Він забезпечує менші капітальні витрати та вищий рівень економічної ефективності, що робить його пріоритетним для реалізації.



№	Клеп	Кпс	К	Е	Р
	тис. грн.				%
2	199266,3	25310	45240	29630	24,363
4	180746,1	25310	43390	29110	25,523

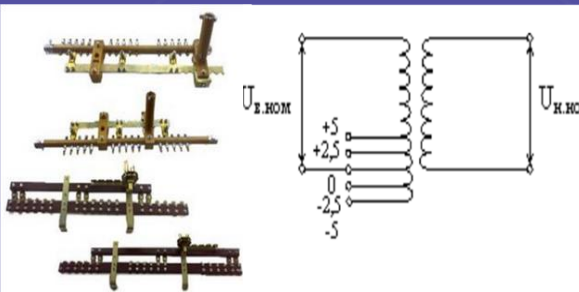
Для забезпечення стабільного рівня напруги в системі використовуються три основні підходи:

1. Централізоване регулювання – охоплює велику частину мережі, здійснюється генераторами, трансформаторами на електростанціях, великих та районних підстанціях, а також синхронними компенсаторами.
2. Місцеве регулювання – використовується для корекції напруги у конкретних точках, коли централізованого впливу недостатньо. Реалізується за допомогою трансформаторів на понижуючих підстанціях і конденсаторних батарей.
3. Змішане регулювання – поєднує централізовані та локальні методи для досягнення більш гнучкого керування напругою.

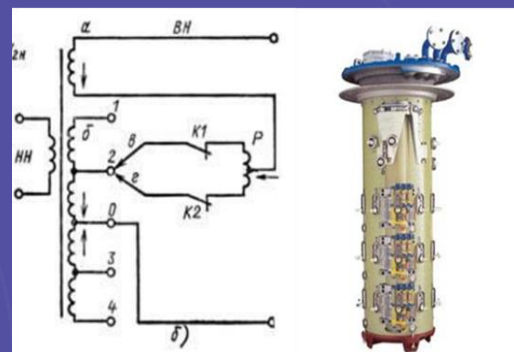


Регулювання за допомогою трансформаторів

Трансформатори з перемиканням без збудження (ПБЗ):
Мають фіксовані відгалуження та перемикаються тільки у вимкненому стані. Їх зазвичай перемикають при сезонній зміні навантаження. Протягом доби трансформатор працює з фіксованим коефіцієнтом трансформації, що обмежує можливість оперативного регулювання.



Трансформатори з регулюванням під навантаженням (РПН):
РПН дають змогу змінювати коефіцієнт трансформації без вимкнення трансформатора. Вони оснащені перемикачем і мають більше ступенів регулювання, що дозволяє здійснювати "зустрічне регулювання" напруги протягом доби.



Компенсація реактивної потужності в електричних мережах



БСК

- Компенсація реактивної потужності застосовується:
- за умовою балансу реактивної потужності;
 - як важливий захід для зниження втрат електричної енергії в мережах;
 - для регулювання напруги.

В якості компенсуючих пристроїв використовуються синхронні компенсатори (СК), батареї статичних конденсаторів (БСК), статичні джерела реактивної потужності (ДРП) і шунтуючі реактори.



СК



ДРП

Штучні реактори



Було виведено залежність втрат у вузлах від зміни напруги живлячої підстанції А із компенсацією пристроями РПН у вузлах 2 та 4 та непрацюючими компенсаціями пристроями РПН у вузлах 2 та 4

