

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»
Кафедра електротехніки та електроенергетики

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

бакалавра

на тему

ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ВУЗЛАМИ

НАВАНТАЖЕННЯ 27 МВт, 31 МВт, 29 МВт

(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 4 курсу, групи ДЕА-Е21+Е22 приск.

Спеціальності: 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____/Микола ЧЕХМАН
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____/Олена ПОНОМАРЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

Рецензент _____/Андрій МЕЗЕРЯ
(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри _____/Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Секретар ЕК _____/Ігор КИРИСОВ
(підпис) (ім'я та прізвище)

Харків – 2025 рік

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна

Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»

Кафедра Електротехніки та електроенергетики

Рівень вищої освіти бакалавр

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електричні станції, системи та мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ А.М. Чернюк
підпис ініціали, прізвище

“ _____ ” _____ 2025 року

**З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ (ПРОЄКТ)**

Чехману Миколі Михайловичу
(прізвище, ім'я, по батькові студента)

1. Тема роботи Проектування електричної мережі з вузлами навантаження 27 МВт, 31 МВт, 29 МВт

керівник роботи Пономаренко Олена Михайлівна, асистент,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від “11” квітня 2025 року № 4801-5/925

2. Строк подання студентом роботи 19.06.2025

3. Перелік питань, які потрібно розробити)

Розрахунок варіантів схеми мереж; аналіз вихідних даних та кліматичних умов району; складання варіантів схеми мережі; визначення відстаней діляниць мережі; визначення номінальної напруги мереж; визначення зарядної реактивної потужності діляниць мережі; вибір схем підстанцій споживачів; вибір пристроїв, що компенсують, та силових трансформаторів підстанцій; приведення навантаження підстанцій до вищої сторони; розрахунок поточкорозподілу варіантів мережі; вибір проводів ділянок мережі; розрахунок втрат мережі; техніко економічне порівняння варіантів мережі; розрахунок оптимального варіанту схеми мережі; точне поточкорозподілення мережі в максимальному режимі; наближене та точне поточкорозподілення мережі у мінімальному режимі; наближене та точне поточкорозподілення мережі у післяаварійному режимі; визначення рівнів напруги у вузлах мережі.

4. План роботи

№ з/п	Назви етапів роботи
1	РОЗРАХУНОК ВАРІАНТІВ СХЕМИ МЕРЕЖ
2	Аналіз вихідних даних та кліматичних умов району
3	Складання варіантів схеми мережі
4	Визначення відстаней діляниць мережі
5	Визначення номінальної напруги мереж
6	Визначення зарядної реактивної потужності діляниць мережі
7	Вибір схем підстанцій споживачів
8	Вибір пристроїв, що компенсують, та силових трансформаторів підстанцій
9	Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони
10	Розрахунок поточкорозподілу варіантів мережі
11	Вибір проводів ділянок мережі
12	Розрахунок втрат мережі
13	Техніко економічне порівняння варіантів мережі
14	РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ СХЕМИ МЕРЕЖІ
15	Точне поточкорозподілення мережі в максимальному режимі
16	Наближене та точне поточкорозподілення мережі у мінімальному режимі
17	Наближене та точне поточкорозподілення мережі у післяаварійному режимі
18	Визначення рівнів напруги у вузлах мережі

5. Дата видачі завдання 11.04.2025

Студент

підпис

М.М. Чехман

ініціали, прізвище

Керівник роботи

підпис

О.М. Пономаренко

ініціали, прізвище

3MICT

ЗАВДАННЯ

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

ВСТУП

1. РОЗРАХУНОК ВАРІАНТІВ СХЕМИ МЕРЕЖ

- 1.1. Аналіз вихідних даних та кліматичних умов району
- 1.2. Складання варіантів схеми мережі
- 1.3. Визначення відстаней діляниць мережі
- 1.4. Визначення номінальної напруги мереж
- 1.5. Визначення зарядної реактивної потужності діляниць мережі
- 1.6. Вибір схем підстанцій споживачів
- 1.7. Вибір пристроїв, що компенсують, та силових трансформаторів підстанцій
- 1.8. Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони
- 1.9. Розрахунок поточкорозподілу варіантів мережі
- 1.10. Вибір проводів ділянок мережі
- 1.11. Розрахунок втрат мережі
- 1.12. Техніко економічне порівняння варіантів мережі

2. РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ СХЕМИ МЕРЕЖІ

- 2.1. Точне потокорозподілення мережі в максимальному режимі
- 2.2. Наближене та точне потокорозподілення мережі у мінімальному режимі

					ЕТ та ЕЕ 4815.058.000 ПЗ								
					Проектування електричної мережі з вуз-лами навантаження 27 МВт, 31 МВт, 29 МВт				Літ.		Маса	Масштаб	
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата								1	1 : 1
Розроб.		Чехман М.М.											
Перевір.		Пономаренко О.М											
Т. Контр.									Арк.			Аркушів	
Реценз.					Пояснювальна записка				ДЕА-Е21+Е22пр				
Н. Контр.													
Затверд.		Чернюк А.М.											

ВСТУП

Енергетика відіграє фундаментальну роль у розвитку економіки нашої країни. Особливо вагоме значення в цьому контексті має електроенергетика, яка є ключовим чинником не лише для прискорення промислового прогресу, а й для всебічного розвитку усіх сфер суспільного життя. Електроенергія забезпечує роботу підприємств, транспортних систем, інфраструктури, комунальних послуг, а також сприяє підвищенню рівня комфорту і якості життя населення.

В містах нашої держави зосереджена більшість споживачів електроенергії — близько 75% загального обсягу електроспоживання припадає саме на міські території. Це зумовлює значний вплив міських електропостачальних схем на загальну структуру електричних мереж країни. Надійність і ефективність міських електромереж мають першочергове значення для забезпечення стабільної роботи всіх життєво важливих об'єктів.

Для надійного електропостачання міст використовуються високовольтні лінії електропередачі напругою 220 кВ і вище, які забезпечують з'єднання міських систем з зовнішніми джерелами електроенергії. Від цих ліній живляться підстанції відповідної потужності, які, в свою чергу, забезпечують енергопостачання міських мереж напругою 110 кВ. Високовольтні лінії також служать для зв'язку між підстанціями, що забезпечує гнучкість та надійність системи електропостачання.

Універсальність електроенергії визначає її ключову роль у сучасному світі: вона може передаватися на великі відстані без істотних втрат, а також концентруватися в необхідних масштабах для задоволення різноманітних потреб. Легкість автоматизації виробничих та побутових процесів, що використовують електроенергію, робить її незамінним джерелом енергії для будь-якої галузі економіки.

Сучасні системи електропостачання повинні відповідати низці важливих вимог — забезпечувати високу надійність роботи, економічність, безпеку,

					ЕТ та ЕЕ 4815.058.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

зручність у експлуатації, а також стабільну якість електроенергії з необхідними показниками напруги та частоти. Крім того, проекти систем мають передбачати максимально короткі терміни будівельно-монтажних робіт, а сама система повинна бути гнучкою, з можливістю подальшого розширення без значних ускладнень і значного подорожчання.

З огляду на це, проектування систем електропостачання є набагато складнішим завданням, ніж простий розрахунок параметрів — воно вимагає комплексного підходу, який враховує технічні, економічні та організаційні аспекти.

					ЕТ та ЕЕ 4815.058.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

1. РОЗРАХУНОК ВАРІАНТІВ СХЕМИ МЕРЕЖ

1.1. Аналіз вихідних даних та кліматичних умов району

Для розробки проекту використовуються такі вихідні дані:

- перелік споживачів електроенергії;
- величини їх активних потужностей;
- значення коефіцієнтів активної потужності — як заданого, так і бажаного;
- координати розташування підстанцій споживачів та потенційних джерел живлення;
- відомості про категорійність споживачів;
- кліматичні умови району, що підлягає електрифікації.

У рамках цього проекту всі споживачі відносяться до першої категорії, а кліматичні умови відповідають особливостям Харківської області. Додаткові вихідні дані наведені у таблиці 1.1 та на карті-схемі району електрифікації, що представлена на рисунку 1.1. Ці матеріали відповідають конкретному варіанту завдання на проектування.

Таблиця 1.1. - Вихідні данні на проектування

Параметр	Одиниці виміру	Підстанція джерело живлення	Підстанції споживачі			Характерні точки	
		А	Б	В	Г	Н	М
$P_{\text{зад}}$	МВт	***	27	31	29		
$\cos\phi$	в.о.	***	0,86	0,84	0,89		
координата Х	мм	90	65	20	75	77	52
координата Y	мм	20	15	75	80	30	53
масштаб	км/мм	0,2					

Розглянемо кліматичні умови району проектування. Відповідно до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), визначення розрахункових кліматичних параметрів для проектування повітряних ліній повинно

здійснюватися у відповідності до норм кліматичного районування. За потреби ці норми уточнюються на основі аналізу багаторічних спостережень, що включають швидкість вітру, інтенсивність та питому вагу ожеледно-ізморозних відкладень, а також температуру в зоні проходження траси повітряної лінії.

Проектована ділянка розташована у другому районі за категорією швидкісних напорів вітру. Нормативні значення найбільших швидкісних напорів на висоті 10 метрів над землею для цього району взяті з джерела [1] та наведені у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2. - Величина швидкісних напорів вітру

Район	Швидкісний напір вітру, кг/м ³ швидкість вітру м/сек з повторюваністю		
	1 раз у 5 років	1 раз в 10 лет	1 раз у 15 років
II	35 (24)	40 (25)	55(30)

Ожеледні навантаження на проводи і троси визначаються виходячи з товщини стінки ожеледі приведеного до циліндричної форми з питомою вагою 0,92 г/см³.

Для проекрованої ділянки характерний третій район по ожеледі. Нормативна товщина стінки ожеледі на висоті 10м над землею беремо з [1] і зводимо в таблицю 1.3.

Таблиця 1.3. Нормативна товщина стінки ожеледі

РАЙОН	Нормативна товщина стінки ожеледі (мм) з повторюваністю	
	1 раз у 5 років	1 раз у 10 років
III	10	15

В проектованому районі час гроз складає 80-100 годин.

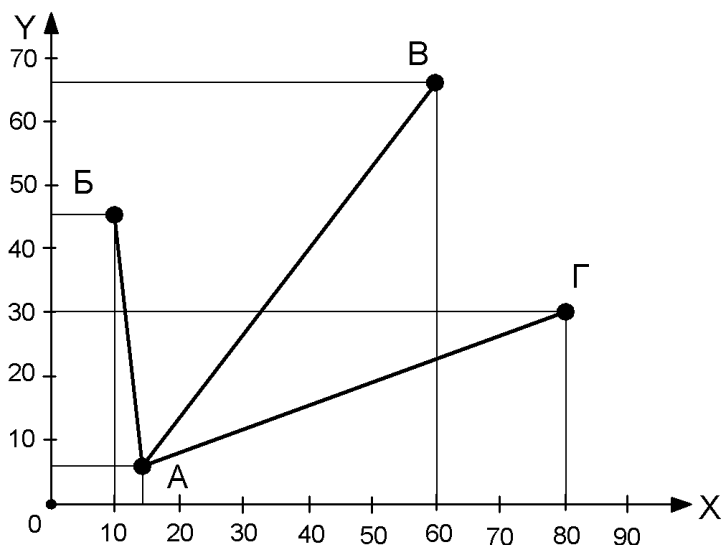


Рисунок 1.1. - План – карта району

1.2. Складання варіантів схеми мережі

Для аналізу обираються конфігурації мережі, які забезпечують безперебійне та надійне електропостачання споживачів підстанцій першої категорії. З усього спектру можливих варіантів до розгляду приймаються найпростіші схеми, які є базовими елементами для побудови більш складних мереж:

- радіальна;
- магістральна;
- кільцева.

Усі ці типи мереж гарантують необхідний рівень надійності електропостачання споживачів першої категорії, оскільки забезпечують живлення підстанцій через дві незалежні лінії. Тому їх можна вважати рівнонадійними.

Варіанти схем представлені на рисунках 1.2 – 1.4.

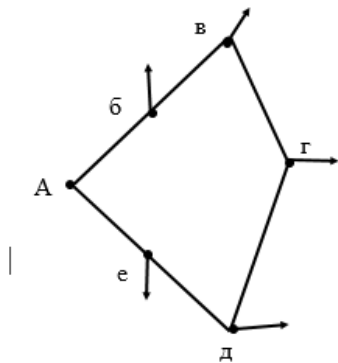


Рисунок 1.2. - Радіальна схема мережі

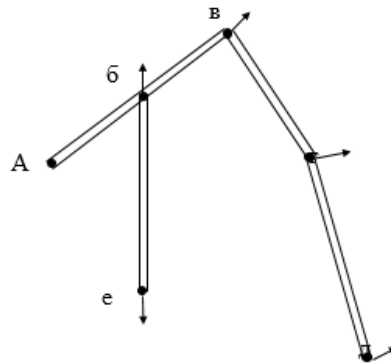


Рисунок 1.3. - Магістральна
схема мережі

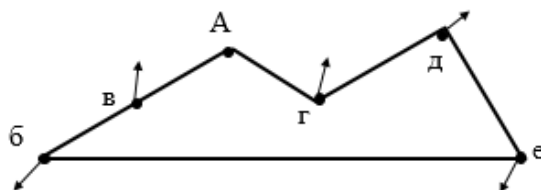


Рисунок 1.4. - Кільцева схема мережі

1.3. Визначення відстаней діляниць мережі

Розрахункова відстань діляниць мережі визначається згідно план - карти району та у відповідності до масштабу, що наведений у вихідних даних за формулою

$$L_{\text{роз.}} = L_{\text{вим.}} \cdot m + \Delta L, \text{ км}$$

де $L_{\text{вим.}}$ – вимірювана довжина лінії по план - карті в мм;

m – масштаб план – карти району;

					ЕТ та ЕЕ 4815.058.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ΔL – додаток до розрахункової довжини лінії, який враховує її збільшення внаслідок нерівностей місцевості та наявності стріли провису проводів.

Визначимо розрахункові відстані у таблиці 1.4.

Таблиця 1.4. - Визначення відстаней ділянок мережі

Ділянка	$L_{\text{вим.}}, \text{ мм}$	$L_{\text{вим.}}, \text{ км}$	$\Delta L, \text{ км}$	$L_{\text{розр.}}, \text{ км}$
Радіальна схема мережі				
АБ	25,50	5,10	0,76	5,86
АВ	89,02	17,80	2,67	20,48
АГ	61,85	12,37	1,86	14,22
Магістральна схема мережі				
АН	16,40	3,28	0,49	3,77
НМ	33,97	6,79	1,02	7,81
МВ	38,83	7,77	1,16	8,93
НБ	19,21	3,84	0,58	4,42
МГ	35,47	7,09	1,06	8,16
Кільцева схема живлення				
АБ	25,50	5,10	0,76	5,86
БВ	75,00	15,00	2,25	17,25
ВГ	55,23	11,05	1,66	12,70
АГ	61,85	12,37	1,86	14,22

1.4. Визначення номінальної напруги мережі

Номінальна напруга визначається з урахуванням величини передаваного навантаження та довжини електричної лінії. У районі проектування мережі наявне джерело живлення, яке забезпечує енергопостачання підстанцій споживачів у діапазоні напруг від 35 до 220 кВ..

Оптимальна напруга може бути знайдене по формулі.

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{500/L + 2500/P}},$$

де L - довжина лінії, км;

P - передана активна потужність, МВт.

Визначення економічно доцільних напруг діляниць мережі та номінальних напруг варіантів мережі в цілому здійснюємо у таблиці 1.5.

Таблиця 1.5. - Визначення оптимальної напруги мережі

Ділянка	L _{розр} , км	P _{дільн} , МВт	U _{опт.} , кВ	U _{ном.діл} , кВ	U _{ном.мер.} , кВ
Радіальна схема мережі					
АБ	5,86	27	74,98	110	110
АВ	20,48	31	97,56	110	
АГ	14,22	29	90,78	110	
Магістральна схема мережі					
АН	3,77	87	78,74	110	110
НМ	7,81	60	97,28	110	
МВ	8,93	31	85,55	110	
НБ	4,42	27	69,71	110	
МГ	8,16	29	82,34	110	
Кільцева схема живлення					
АБ	5,86	48,76	85,58	110	110
БВ	17,25	21,76	83,37	110	
ВГ	12,70	9,24	56,80	110	
АГ	14,22	38,24	99,74	110	

1.5. Визначення зарядної реактивної потужності діляниць мережі

Зарядну потужність лінії слід враховувати при розрахунку поточкорозподілу в мережі та визначенні потужності, що передається по лініях. Ігнорування цього параметра призведе до порушення балансу між виробленою та спожитою електроенергією.

Для кожної ділянки мережі зарядна потужність визначається за формулою:

$$Q_{зар} = U_{ном}^2 \cdot b_0 \cdot U_{ном} \cdot L_{розр}, \text{ Мвар,}$$

де b_0 - питома зарядна потужність лінії в $\text{См } 10^{-4}$. На даному етапі проекту, поки ще вибрані проводи на ділянках для мережі напругою 10 кВ приймаємо b_0 таке що відповідає проводу марки АС-120, а для мережі 220 кВ проводу марки АС - 240

L - розрахункова довжина лінії в км.

Розрахунок виконаємо у таблиці 1.6.

Таблиця 1.6. - Визначення зарядної реактивної потужності ліній

Ділянка	$L_{\text{розр}}, \text{ км}$	$b_0, 10^{-4}, \text{ См}$	$Q_{\text{зар}}, \text{ Мвар}$
Радіальна схема мережі			
АБ	5,86	2,66	0,19
АВ	20,48	2,66	1,32
АГ	14,22	2,66	0,92
Магістральна схема мережі			
АН	3,77	2,66	0,24
НМ	7,81	2,66	0,12
МВ	8,93	2,66	0,57
НБ	4,42	2,66	0,28
МГ	8,16	2,66	0,53
Кільцева схема живлення			
АБ	5,86	2,66	0,19
БВ	17,25	2,66	0,56
ВГ	12,70	2,66	0,41
АГ	14,22	2,66	0,46

1.6. Вибір схем підстанцій споживачів

На вибір схем електричних з'єднань підстанцій впливає комплекс факторів, серед яких найбільш важливими є: тип і призначення підстанції, її розташування в енергетичній системі, кількість і потужність трансформаторів (автотрансформаторів) та ліній електропередач (ЛЕП), обсяг місцевого навантаження, категорійність споживачів, схеми та рівні напруги суміжних мереж енергосистеми, рівень струмів короткого

замикання, наявність обладнання з необхідними характеристиками, величина збитків при перервах у електропостачанні або погіршенні якості електроенергії, а також наявність відповідних площ для розміщення обладнання.

Деякі з цих факторів деталізовані у завданні до курсового проекту. Однак, враховуючи, що параметри проекрованої підстанції ще не конкретизовані, додатково слід брати до уваги перспективи розвитку електричних мереж у районі її розташування, організацію диспетчерського управління енергосистемою і власне підстанцією, спеціальні вимоги, що виникають із розрахунків динамічної стійкості, очікувані рівні кратності внутрішніх перенапруг, а також динаміку зростання навантажень мереж середньої та низької напруги. Оскільки ці дані на даний момент відсутні, їх приймають приблизно на основі інженерного досвіду та професійного розсуду.

В будь-якому випадку рекомендується передбачати наявність споживачів усіх трьох категорій для забезпечення комплексного підходу до проектування.

Розподільчий пункт високої напруги (РПВН) призначений для введення електроенергії на підстанцію. Залежно від способу підключення до ліній енергетичної системи, РПВН може бути виконаний за схемою «два блоки трансформатор-лінія з перемичкою» або за схемою «містка з робочою та ремонтною перемичками».

У даному проекті розглядаються два основні варіанти РПВН:

- з робочою та ремонтною перемичками — для транзитної підстанції, яка включена у розсічку лінії електропередач, як у кільцевій схемі;
- лише з ремонтною перемичкою — для тупикових підстанцій, що характерно для радіальних та магістральних схем.

Схеми РПВН, які застосовуються в проекті, наведені на рисунку 1.5.

					ЕТ та ЕЕ 4815.058.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

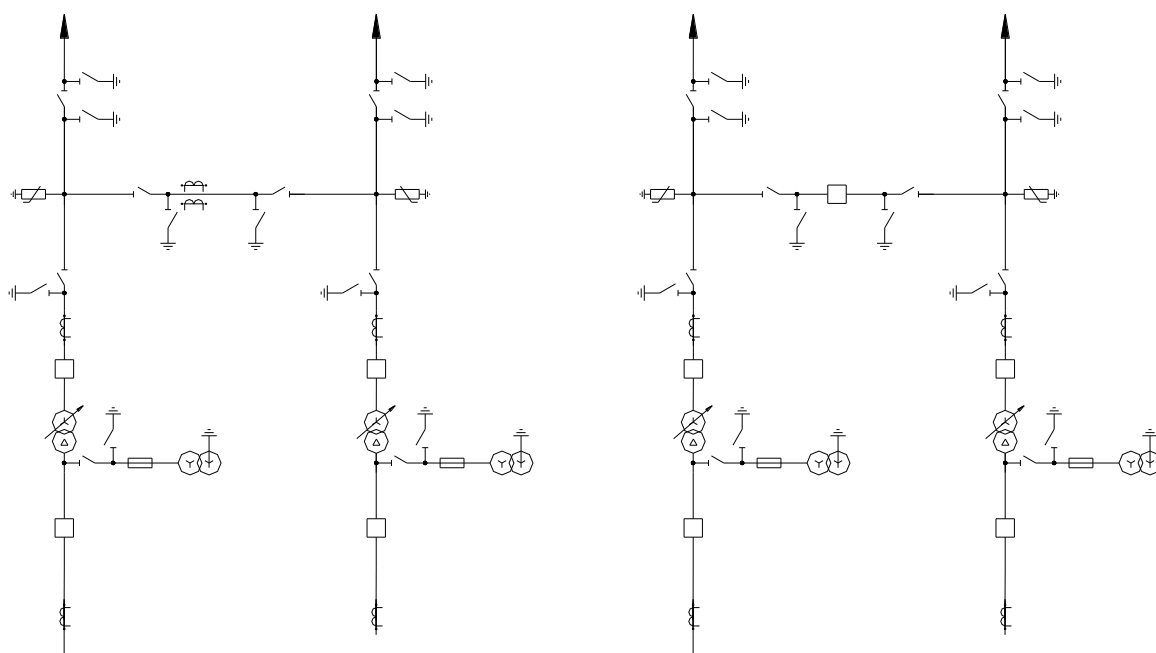


Рисунок 1.5. - Варіанти схем РПВН підстанцій споживачів

1.7. Вибір пристроїв що компенсують та силових трансформаторів підстанцій

Пристрої компенсації реактивної потужності призначені для мінімізації реактивної потужності, що передається по електричних лініях. Зменшення реактивної потужності сприяє зниженню струму в мережі, а, як наслідок, зменшує втрати активної потужності, які виникають через опір проводів. Це підвищує загальну ефективність роботи електроенергетичної системи.

Вплив компенсації реактивної потужності є значним і поширюється на ряд ключових параметрів електричних мереж. Зокрема, вона впливає на величину повних навантажень підстанцій, що, у свою чергу, визначає вибір номінальних потужностей трансформаторів, перетин провідників ліній електропередач, а також рівень втрат напруги, активної потужності та електричної енергії.

					ЕТ та ЕЕ 4815.058.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Правильний вибір потужності компенсуючих пристроїв та їх оптимальне розташування відіграють важливу роль у покращенні техніко-економічних показників проєктованих схем електричних мереж. Крім того, ефективна компенсація може вплинути на правильність визначення номінальної напруги та загальної конфігурації мережі, забезпечуючи її стабільність, надійність і економічність.

Таким чином, застосування пристроїв компенсації реактивної потужності є важливим заходом для оптимізації роботи електропостачальної системи, що дозволяє не лише знизити втрати, але й забезпечити більш раціональне використання обладнання та підвищити якість електроенергії, що подається споживачам.

Умовно приймаємо, що періоди максимального споживання активної та реактивної потужностей підстанції збігаються за часом. Тому визначення реактивних навантажень проводиться на основі максимальних значень активного навантаження та заданого коефіцієнта активної потужності.

Для підвищення коефіцієнта активної потужності на шинах вторинної напруги підстанції до рівня 0,96 обираємо батареї конденсаторів відповідної потужності. Орієнтовна потужність компенсуючих пристроїв, які встановлюються на цих шинах, визначається за формулами, наведеними в таблиці 1.7.

На понижуючій підстанції передбачається установка двох трансформаторів з урахуванням вимог надійності електропостачання та можливості допустимого перевантаження на 40% під час пікового навантаження. Потужність кожного трансформатора вибирається в межах 0,65–0,7 від максимального навантаження підстанції. Такий вибір забезпечує безперебійне живлення всіх споживачів навіть у разі аварії одного з трансформаторів.

					ЕТ та ЕЕ 4815.058.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

За розрахунковою потужністю підбираються тип та номінальна потужність трансформаторів. Дані про вибір трансформаторів наведені в таблиці 1.7.

Таблиця 1.7. - Вибір пристроїв, що компенсують, та силових трансформаторів підстанцій

Підстанції		Б	В	Г
Параметри				
Р _{зад} , МВт		27	31	29
cosφ, зад		0,86	0,84	0,89
tgφ, зад		0,59	0,65	0,51
Q _{зад} =Р _{зад} *tgφ _{зад} , Мвар		16,02	20,02	14,86
cosφ, б		0,96	0,96	0,96
tgφ, б		0,29	0,29	0,29
Q _б = Р _{зад} *tgφ _б , Мвар		7,88	9,04	8,46
К _н		0,9	0,9	0,9
Q _{кп} =К _н (Q _{зад} -Q _б), Мвар		7,33	9,88	5,76
S _б , МВА		28,13	32,29	30,21
S _{б/1,4} , МВА		20,09	23,07	21,58
S _{н.тр} , МВА		25	25	25
Тип трансформатора		ТДН-25000/110	ТДН-25000/110	ТДН-25000/110
Параметри трансформатора	Р _х , кВт	25	25	25
	Р _{к.з.} , кВт	120	120	120
	U, к.з.,%	10,5	10,5	10,5
	I _{х.х.} ,%	0,65	0,65	0,65

1.8. Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони

Приведення навантаження до вищої сторони полягає у врахуванні під час розрахунків обраної схеми втрат потужності в трансформаторах підстанцій, а також зарядних потужностей ліній електропередач.

Розрахунок приведенного навантаження до вищої сторони виконується за наведеними нижче формулами і буде представлений у таблиці 1.8.

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_{xx} \cdot n + \frac{\Delta P_{\kappa}}{n} \left(\frac{S_{\delta}}{S_{ном.тр.}} \right)^2, \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{mp} = \Delta Q_x \cdot n + \frac{u_{\kappa}}{n \cdot 100} \cdot \frac{S_{\delta}^2}{S_{н.тр.}}, \text{ квар}$$

де ΔP_{xx} – втрати активної потужності холостого ходу трансформатора, кВт;

$\Delta P_{\kappa.з.}$ – втрати активної потужності короткого замикання трансформатора, кВт;

ΔQ_{xx} – втрати реактивної потужності холостого ходу трансформатора, квар;

S_{δ} – бажана повна потужність підстанції в МВА;

$S_{н.тр.}$ – номінальна повна потужність трансформатора підстанції в МВА;

n – кількість трансформаторів підстанції;

u_{κ} – напруга короткого замикання трансформатора у %.

Приведення навантаження до високої сторони підстанції здійснимо у таблиці 1.8.

Таблиця 1.8. - Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони

Підстанції	Б	В	Г
Параметри			
$\Delta P_{тр}$, кВт	125,94	150,10	137,60
$\Delta Q_{тр}$, кВт	326,66	327,19	326,92
P' , МВт	27,13	31,15	29,14
Q' , Мвар	8,20	9,37	8,79
S' , МВА	28,34	32,53	30,43

1.9. Розрахунок поточкорозподілу варіантів мережі

Розрахунки електричних мереж виконуються для визначення:

- завантаження елементів мережі, відповідності пропускної здатності мережі очікуваним потокам потужності (визначення поточкорозподілення по лініях);
- перетину проводів;
- втрат ΔP , ΔQ , ΔW , ΔU ;

Розрахунок поточкорозподілення в радіальній схемі

$P_{AB} =$	$P'_{AB} =$	27,13			МВт
$P_{AB} =$	$P'_{AB} =$	31,15			МВт
$P_{AG} =$	$P'_{AG} =$	29,14			МВт
$Q_{AB} =$	$Q'_{AB} - Q_{зарAB} =$	8,20	-	0,19	= 8,01 Мвар
$Q_{AB} =$	$Q'_{AB} - Q_{зарAB} =$	9,37	-	1,32	= 8,05 Мвар
$Q_{AG} =$	$Q'_{AG} - Q_{зарAG} =$	8,79	-	0,92	= 7,87 Мвар
$S_{AB} =$	$P_{AB} + jQ_{AB} =$	28,28			МВА
$S_{AB} =$	$P_{AB} + jQ_{AB} =$	32,17			МВА
$S_{AG} =$	$P_{AG} + jQ_{AG} =$	30,18			МВА

Розрахунок поточкорозподілення в магістральній схемі

$P_{MG} =$	$P'_{MG} =$	29,14			МВт
$P_{MB} =$	$P'_{MB} =$	31,15			МВт
$P_{NB} =$	$P'_{NB} =$	27,13			МВт
$P_{NM} =$	$P'_{NB} + P'_{MG} =$	31,15	+	29,14	= 60,29 МВт
$P_{AN} =$	$P_{NM} + P'_{NB} =$	60,29	+	27,13	= 87,41 МВт
$Q_{MG} =$	$Q'_{MG} - Q_{зарMG} =$	8,79	-	0,53	= 8,26 Мвар
$Q_{MB} =$	$Q'_{MB} - Q_{зарMB} =$	9,37	-	0,57	= 8,79 Мвар
$Q_{NB} =$	$Q'_{NB} - Q_{зарNB} =$	8,20	-	0,28	= 7,92 Мвар
$Q_{NM} =$	$Q_{NB} + Q_{MG} - Q_{зарNM} =$	8,79	+	8,26	- 0,12 = 16,93 Мвар
$Q_{AN} =$	$Q_{NB} + Q_{NM} - Q_{зарAN} =$	7,92	+	16,93	- 0,24 = 24,61 Мвар
$S_{MG} =$	$P_{MG} + jQ_{MG} =$	40,00			МВА
$S_{MB} =$	$P_{MB} + jQ_{MB} =$	32,37			МВА
$S_{NB} =$	$P_{NB} + jQ_{NB} =$	28,26			МВА
$S_{NM} =$	$P_{NM} + jQ_{NM} =$	62,62			МВА
$S_{AN} =$	$P_{AN} + jQ_{AN} =$	90,81			МВА

1.10. Вибір проводів ділень мережі

Вибір марки та перетину проводу здійснюється на основі розрахованих струмових навантажень. Основним критерієм при визначенні перетину проводу повітряної лінії є мінімізація приведених витрат. У практиці проектування ліній масового будівництва вибір перетину проводу зазвичай не базується на детальних техніко-економічних розрахунках для кожного конкретного випадку, а здійснюється на основі узагальнених показників.

Перехід до масового будівництва повітряних ліній електропередач (ПЛЕП) з уніфікованими опорами суттєво змінив співвідношення вартості ПЛЕП із різними перетинами проводів. Зокрема, було встановлено, що будівництво деяких ПЛЕП із меншими перетинами проводів може бути дорожчим, ніж із більшими, через особливості конструкції та монтажу.

Вибір перетину проводу на кожній ділянці лінії з проміжними опорами проводиться з урахуванням розрахункового навантаження саме цієї ділянки. При цьому допускається використовувати однаковий перетин для двох суміжних ділянок (згідно з більшим протяжністю), якщо їхні навантаження належать до сусідніх економічних інтервалів.

В даному проекті вибір перетину проводів здійснюватиметься методом економічної щільності струму, яка для неізолюваних алюмінієвих струмоведучих частин становить $1,1 \text{ А/мм}^2$. Відповідно до вимог по запобіганню появи корони, мінімально допустимий перетин проводу не повинен бути меншим за 120 мм^2 для мережі 110 кВ і 240 мм^2 для мережі 220 кВ.

					ЕТ та ЕЕ 4815.058.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок струмів та вибір проводів в радіальній схемі					
$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{28,28}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 74,32$	A				
$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{32,17}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 84,53$	A				
$I_{AG} = \frac{S_{AG}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{30,18}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 79,30$	A				
$q_{екAB} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}} = \frac{74,32}{1,1} = 67,56$	мм2				
$q_{екAB} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}} = \frac{84,53}{1,1} = 76,85$	мм2				
$q_{екAG} = \frac{I_{AG}}{j_{ек}} = \frac{79,30}{1,1} = 72,09$	мм2				
Вибір марки проводів на ділянках					
Дільниця	Марка проводу	r_0 , Ом /км	X_0 , Ом/км		
АВ	АС- 120	0,25	0,427		
АВ	АС- 120	0,25	0,427		
АГ	АС- 120	0,25	0,427		

Розрахунок струмів та вибір проводів в магістральній схемі					
$I_{МГ} = \frac{S_{МГ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{40,00}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 105,09$	A				
$I_{МВ} = \frac{S_{МВ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{32,37}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 85,04$	A				
$I_{НБ} = \frac{S_{НБ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{28,26}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 74,25$	A				
$I_{НМ} = \frac{S_{НМ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{62,62}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 164,53$	A				
$I_{АН} = \frac{S_{АН}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{90,81}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 238,60$	A				
$q_{екМГ} = \frac{I_{МГ}}{j_{ек}} = \frac{105,09}{1,1} = 95,54$	мм2				
$q_{екМВ} = \frac{I_{МВ}}{j_{ек}} = \frac{85,04}{1,1} = 77,31$	мм2				
$q_{екНБ} = \frac{I_{НБ}}{j_{ек}} = \frac{74,25}{1,1} = 67,50$	мм2				
$q_{екНМ} = \frac{I_{НМ}}{j_{ек}} = \frac{164,53}{1,1} = 149,57$	мм2				
$q_{екАН} = \frac{I_{АН}}{j_{ек}} = \frac{238,60}{1,1} = 216,91$	мм2				
Вибір марки проводів на ділянках					
Дільниця	Марка проводу	r_0 , Ом /км	X_0 , Ом/км		
МГ	АС- 120	0,25	0,427		
МВ	АС- 120	0,25	0,427		
НБ	АС- 120	0,25	0,427		
НМ	АС- 150	0,2	0,42		
АН	АС- 240	0,12	0,405		

1.11. Розрахунок втрат мережі

На підставі даних про обрані проводи і їхні основні параметри робимо розрахунки втрат потужності, енергії і напруги в лініях по формулах:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{n \cdot U_n^2} \cdot R_l;$$

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{n \cdot U_n^2} \cdot x_l;$$

$$\Delta U = \frac{P \cdot R_l + Q \cdot x_l}{n \cdot U_n};$$

$$\Delta W_l = \Delta P \cdot \tau,$$

де P - активна потужність, передана по лінії в МВт;

Q - реактивна потужність, передана по лінії в Мвар;

U_n - номінальна напруга мережі в кВ;

$R_l = r_0 \cdot l$ - активний опір лінії в Ом;

$X_l = x_0 \cdot l$ - реактивний опір лінії в Ом;

n - кількість ланцюгів у лінії;

τ - річне число годин використання максимуму навантаження на рік.

Результати розрахунків представимо в таблиці 1.9.

					ЕТ та ЕЕ 4815.058.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.9. - Розрахунок втрат варіантів мережі.

Ділянка	L, км	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	I, А	Марка проводу	r ₀ , Ом км	x ₀ , Ом км	ΔP, МВт	ΔQ, Мвар	ΔU, кВ	ΔW, МВт год	ΣΔW, МВт год
Радіальна схема													
АБ	5,86	27,13	8,01	28,28	74,32	АС - 120	0,25	0,427	0,048	0,083	0,27	130,85	1083,45
АВ	20,48	31,15	8,05	32,17	84,53	АС - 120	0,25	0,427	0,219	0,374	1,04	591,18	
АГ	14,22	29,14	7,87	30,18	79,30	АС - 120	0,25	0,427	0,134	0,229	0,69	361,42	
Магістральна схема													
АН	3,77	87,41	24,61	90,81	238,60	АС - 240	0,12	0,405	0,154	0,521	0,35	416,50	1668,28
НМ	7,81	60,29	16,93	62,62	164,53	АС - 150	0,2	0,42	0,253	0,532	0,68	683,67	
НБ	4,42	27,13	7,92	28,26	74,25	АС - 120	0,25	0,427	0,036	0,062	0,20	98,40	
МГ	8,16	29,14	8,26	30,29	105,09	АС - 120	0,25	0,427	0,077	0,132	0,40	208,71	
МВ	8,93	31,15	8,79	32,37	85,04	АС - 120	0,25	0,427	0,097	0,165	0,47	261,00	
Кільцева схема													
АБ	5,86	48,99	14,59	51,12	268,62	АС - 300	0,098	0,405	0,124	0,513	0,57	335,08	1500,99
БВ	17,25	21,87	5,83	22,63	118,92	АС - 120	0,25	0,427	0,183	0,312	1,25	492,84	
ВГ	12,70	9,28	1,92	9,48	49,82	АС - 120	0,25	0,427	0,024	0,040	0,36	63,70	
АГ	14,22	38,42	11,12	40,00	210,19	АС - 240	0,12	0,405	0,226	0,762	1,18	609,38	

1.12. Техніко-економічне порівняння варіантів мережі

Вибір найбільш економічно вигідного варіанту здійснюється шляхом порівняння приведених розрахункових витрат усіх можливих варіантів. З числа варіантів, що залишилися після попереднього відбору, обирається той, у якого приведені витрати є мінімальними. Важливо, щоб кожен із цих варіантів повністю відповідав технічним вимогам: був ретельно опрацьований з урахуванням вибору схем усіх підстанцій, розрахунку витрат потужності, коливань напруги та інших параметрів, які впливають на надійність і ефективність мережі.

При порівнянні варіантів за приведеними витратами враховуються всі основні складові: вартість будівництва ліній електропередач, комірок з комутаційними апаратами, трансформаторів, компенсуючих пристроїв та іншого необхідного устаткування. Окрім цього, враховуються і відрахування на амортизацію, що відображають знос обладнання та необхідність його заміни у майбутньому.

Варіанти схем вважаються економічно рівноцінними, якщо різниця між їхніми приведеними витратами не перевищує 5%. Це дозволяє гнучко підходити до вибору, враховуючи не лише економічні показники, а й інші критерії, наприклад, надійність або простоту експлуатації.

Основним економічним критерієм для визначення найбільш вигідного варіанту є мінімум приведених витрат, які розраховуються за формулою:

$$Z = K \cdot E + B + U, \text{ тис. грн./рік}$$

де Z - витрати на спорудження мережі;

K - одноразові капіталовкладення в об'єкти, що споруджуються;

$E = 1/T_0 = 1/4 = 0,25$ - нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень (T_0 - строк окупності, рівним 4 рокам);

B - витрати експлуатації ($B = K \cdot \% \text{ відр.}$);

U - очікуваний збиток від недовідпустки продукції при різній надійності.

					ЕТ та ЕЕ 4815.058.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Найбільш економічну схему приймаємо для подальшого розрахунку.

Техніко економічне порівняння здійснимо у таблиці 1.10.

Якщо більш надійний варіант схеми по затратах не перевищує інші варіанти більш ніж на 5 % рекомендується прийняти для подальшого його розгляду.

					ЕТ та ЕЕ 4815.058.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Зм.			Таблиця 1.10. - Техніко-економічне порівняння варіантів мережі								
Лист											
№ докум.											
Піппіс											
Дата											
ЕТ та ЕЕ 4815.058.000 ПЗ			Найменування показника	Од. вим.	Ціна тис.грн.	Варіант 1		Варіант 2		Варіант 3	
						Кільк	Вартість	Кільк	Вартість	Кільк	Вартість
			Капіталовкладення								
			Напруга мережі	кВ	110						
			Комірка вимикача ВРП	компл.	46,3	12	555,6	8	370,4	11	509,3
			Капіталовкладення в підстанції (К п/с)				555,6		370,4		509,3
			АС-120	км	13,1		0,00		0,00	29,95	392,35
			АС-150	км	13,2		0,00		0,00		0,00
			АС-185	км	13,8		0,00		0,00		0,00
			АС-240	км	15,1		0,00		0,00	20,08	303,21
			АС-300	км	18,2		0,00		0,00		0,00
			2 АС-120	км	20,4	37,56	766,22	21,51	438,80		0,00
			2 АС-150	км	22,2		0,00	7,81	173,38		0,00
			2 АС-185	км	23,6		0,00		0,00		0,00
			2 АС-240	км	25		0,00	3,77	94,25		0,00
			2АС-300	км	31,2		0,00		0,00		0,00
			Капіталовкладення в ПЛЕП (К пл)				766,22		706,44		695,55
			Одночасні капіталовкладення в мережі				1321,82		1076,84		1204,85
			Приведені капіталовкладення				330,46		269,21		301,21
			Витрати								
		Витрати експлуатації підстанцій				83,34		33,34		45,84	
		Витрати експлуатації ПЛЕП				38,31		21,19		20,87	
		Вартість втрат електроенергії	МВт*ч	0,14	1083,45	151,68	1668,28	233,56	1500,99	210,14	
		Сумарні витрати				273,33		288,09		276,84	
		Приведені загальні затрати				603,79		557,30		578,06	
	Лист	Для подальшого розрахунку приймаємо варіант схеми №3 (кільцева схема), як більш надійний									

2. РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ СХЕМИ МЕРЕЖІ

Розрахунки режимів роботи електричних мереж проводяться з метою визначення таких ключових параметрів:

- навантаження окремих елементів мережі та відповідності пропускної здатності очікуваним потокам електричної потужності;
- необхідного перетину проводів і кабелів, а також потужності трансформаторів для забезпечення безперебійного та безпечного функціонування системи;
- рівня напруги у вузлах і елементах мережі, а також заходів, які дозволяють підтримувати напругу у допустимих межах, зменшувати втрати потужності й електроенергії, що впливає на економічність роботи мережі і ефективність впровадження заходів щодо зниження втрат;
- інтегральних показників роботи мережі у цілому за тривалий період передачі енергії, середніх значень окремих параметрів режиму (наприклад, напруги у вузлах, завантаження трансформаторів, щільності струму в лініях електропередач) та діапазону коливань цих параметрів для розрахункових елементів мережі.

При аналізі перспективних сталих режимів роботи слід чітко розрізняти два види розрахункових потоків потужності:

- тривалі потоки, що спостерігаються у нормальних режимах роботи енергосистеми;
- максимальні потоки, які виникають через випадкові відхилення або аварійні ситуації.
- Для виявлення найбільших значень тривалих потоків зазвичай достатньо розглянути кілька характерних режимів роботи мережі:
- режим максимальних навантажень у зимовий період, коли споживання електроенергії досягає свого піку, а електростанції працюють на повну потужність.

					ЕТ та ЕЕ 4815.058.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Щодо максимальних нерегулярних потоків потужності, найбільшу увагу слід приділити післяаварійним режимам, які виникають у разі відключення найбільш завантажених ліній, трансформаторів або автотрансформаторів, а також у разі аварійного виходу з ладу значних джерел генерації у певному вузлі чи районі мережі.

Під мінімальним режимом роботи розуміють стан мережі при зниженні навантаження споживачів до приблизно 25% від максимального рівня.

Наближене розподілення потоків у мережі для максимального режиму було визначено раніше. Наступним кроком є розрахунок точного поточкорозподілення з урахуванням втрат потужності в лініях електропередач. Для цього запишемо значення переданих потужностей у характерних точках мережі.

2.1. Точне поточкорозподілення мережі в максимальному режимі

Таблиця 2.1. - Точне поточкорозподілення мережі в максимальному режимі

Точне поточкорозподілення									
Радіальна схема									
$P_B = P'_B =$	27,13	МВт							
$P_V = P'_V =$	31,15	МВт							
$P_G = P'_G =$	29,14	МВт							
$P_{A(B)} = P_{AB} + \Delta P_{AB} =$	27,13	+	0,048	=	27,174	МВт			
$P_{A(V)} = P_{AV} + \Delta P_{AV} =$	31,15	+	0,219	=	31,369	МВт			
$P_{A(G)} = P_{AG} + \Delta P_{AG} =$	29,14	+	0,134	=	29,271	МВт			
$Q_B = Q'_B =$	8,01	Мвар							
$Q_V = Q'_V =$	8,05	Мвар							
$Q_G = Q'_G =$	7,87	Мвар							
$Q_{A(B)} = Q_{AB} + \Delta Q_{AB} =$	8,01	+	0,083	=	8,096	Мвар			
$Q_{A(V)} = Q_{AV} + \Delta Q_{AV} =$	8,05	+	0,374	=	8,425	Мвар			
$Q_{A(G)} = Q_{AG} + \Delta Q_{AG} =$	7,87	+	0,229	=	8,098	Мвар			
$S_{AB} =$	$P_{AB} + jQ_{AB}$	=	28,355	МВА					
$S_{AV} =$	$P_{AV} + jQ_{AV}$	=	32,481	МВА					
$S_{AG} =$	$P_{AG} + jQ_{AG}$	=	30,371	МВА					

2.2. Наближене та точне потокорозподілення мережі в мінімальному режимі

Усі розрахунки здійснюються аналогічно максимальному режиму у відповідності до вже вибраного електрообладнання та ліній електропередач. Навантаження мінімального режиму наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2. - Навантаження мінімального режиму

Підстанції	Б	В	Г
Параметри			
$\Delta P_{тр}$, кВт	54,75	56,26	55,48
$\Delta Q_{тр}$, кВт	428,82	461,86	444,77
P' , МВт	6,80	7,81	7,31
Q' , Мвар	2,40	2,72	2,56
S' , МВА	7,21	8,27	7,74

Приведемо навантаження до високої сторони підстанції у таблиці 2.3.

Проведемо розрахунок точного потокорозподілення в мінімальному режимі

Розрахунок потокорозподілення в мінімальному режимі									
$P_{AB} = \frac{P'_T * L_{TA} + P'_{BV} * (L_{TV} + L_{TA}) + P'_{BV} * (L_{BV} + L_{TV} + L_{TA})}{L_{BT} + L_{TV} + L_{VA} + L_{BA}} =$									
$= \frac{7,31 * 14,22 + 7,81 * (12,70 + 14,22) + 6,80 * (17,25 + 12,70 + 14,22)}{5,86 + 17,25 + 12,70 + 14,22} =$									
$= 12,28 \text{ МВт}$									
$P_{AT} = \frac{P'_{BV} * L_{BA} + P'_{BV} * (L_{BA} + L_{BV}) + P'_T * (L_{BA} + L_{BV} + L_{TV})}{L_{BT} + L_{TV} + L_{VA} + L_{BA}} =$									
$= \frac{6,80 * 5,86 + 7,81 * (12,70 + 14,22) + 7,31 * (5,86 + 17,25 + 12,70)}{5,86 + 17,25 + 12,70 + 14,22} =$									
$= 10,23 \text{ МВт}$									
$P_{VT} = P_{AT} - P'_T = 10,23 - 7,31 = 2,92 \text{ МВт}$									
$P_{BV} = P_{AB} - P'_{BV} = 12,28 - 6,80 = 5,48 \text{ МВт}$									
$Q_{AB} = \frac{Q'_T * L_{TA} + Q'_{BV} * (L_{TV} + L_{TA}) + Q'_{BV} * (L_{BV} + L_{TV} + L_{TA})}{L_{BT} + L_{TV} + L_{VA} + L_{BA}} - Q_{зар AB} =$									
$= \frac{2,56 * 14,22 + 2,72 * (12,70 + 14,22) + 2,40 * (17,25 + 12,70 + 14,22)}{5,86 + 17,25 + 12,70 + 14,22} -$									
$- 0,19 = 4,31 \text{ Мвар}$									
$Q_{AT} = \frac{Q'_{BV} * L_{BA} + Q'_{BV} * (L_{BA} + L_{BV}) + Q'_T * (L_{BA} + L_{BV} + L_{TV})}{L_{BT} + L_{TV} + L_{VA} + L_{BA}} - Q_{зар AT} =$									
$= \frac{2,40 * 5,86 + 2,72 * (12,70 + 14,22) + 2,56 * (5,86 + 17,25 + 12,70)}{5,86 + 17,25 + 12,70 + 14,22} -$									
$- 0,46 = 3,12 \text{ Мвар}$									
$Q_{VT} = Q_{AT} - Q'_T - Q_{зар VT} = 3,12 - 2,56 - 0,41 = 0,15 \text{ Мвар}$									
$Q_{BV} = Q_{AB} - Q'_{BV} - Q_{зар BV} = 4,31 - 2,40 - 0,56 = 1,36 \text{ Мвар}$									
$S_{AT} = P_{AT} + jQ_{AT} = 10,23 + j 3,12 = 10,69 \text{ МВА}$									
$S_{AB} = P_{AB} + jQ_{AB} = 12,28 + j 4,31 = 13,02 \text{ МВА}$									
$S_{VT} = P_{VT} + jQ_{VT} = 2,92 + j 0,15 = 2,93 \text{ МВА}$									
$S_{BV} = P_{BV} + jQ_{BV} = 5,48 + j 1,36 = 5,65 \text{ МВА}$									

2.3. Наближене та точне потокорозподілення мережі в післяаварійному режимі

Всі розрахунки виконуються за аналогією з максимальним режимом, з урахуванням уже вибраного електрообладнання та ліній електропередач, але з урахуванням умови обриву одного проводу на головній ділянці АБ. У цьому випадку схема мережі переходить у магістральну з однобічним живленням. На підстанціях при цьому продовжують працювати два

трансформатори завдяки наявності ремонтної перемички, яка дозволяє оперативними перемиканнями забезпечити функціонування обох трансформаторів навіть у аварійній ситуації.

Розрахунок поточкорозподілення в п/ав режимі									
$P_{БВ} =$	$P'_{БВ} =$	27,13					МВт		
$P_{ВГ} =$	$P_{БВ} + P'_{БВ} =$	27,13	+	31,15	=	58,28	МВт		
$P_{АГ} =$	$P_{ВГ} + P'_{Г} =$	58,28	+	29,14	=	87,41	МВт		
$Q_{БВ} =$	$Q'_{БВ} - Q_{зар\ БВ} =$	8,20	+	0,56	=	8,76	МВт		
$Q_{ВГ} =$	$Q_{БВ} + Q'_{В} - Q_{зар\ ВГ} =$	8,76	+	9,37	-	0,41	=	17,72	МВт
$Q_{АГ} =$	$Q_{ВГ} + Q'_{Г} - Q_{зар\ АГ} =$	17,72	+	8,79	-	0,46	=	26,04	МВт
$S_{БВ} =$	$P_{БВ} + jQ_{БВ} =$			28,50	МВА				
$S_{ВГ} =$	$P_{ВГ} + jQ_{ВГ} =$			60,91	МВА				
$S_{АГ} =$	$P_{АГ} + jQ_{АГ} =$			91,21	МВА				

Розрахунок струмів в після аварійному режимі

Розрахунок струмів в кільцевій схмі в п/ав режимі									
$I_{БВ} =$	$\sqrt{\frac{S_{МГ}}{3 \cdot n \cdot U_{ном}}}$	$= \sqrt{\frac{28,50}{3 \cdot 1 \cdot 110}}$			=	74,89	А		
$I_{ВГ} =$	$\sqrt{\frac{S_{МВ}}{3 \cdot n \cdot U_{ном}}}$	$= \sqrt{\frac{60,91}{3 \cdot 1 \cdot 110}}$			=	#####	А		
$I_{АГ} =$	$\sqrt{\frac{S_{НБ}}{3 \cdot n \cdot U_{ном}}}$	$= \sqrt{\frac{91,21}{3 \cdot 1 \cdot 110}}$			=	#####	А		

Таблиця 2.5. - Розрахунок втрат в післяаварійному режимі

БВ	17,25	27,13	8,76	28,50	74,89	АС - 120	0,25	0,427	0,290	0,495	1,65	781,86
ВГ	12,70	58,28	17,72	60,91	160,04	АС - 120	0,25	0,427	0,974	1,663	2,56	2628,87
АГ	14,22	87,41	26,04	91,21	239,65	АС - 240	0,12	0,405	1,174	3,961	2,72	3168,82

Розрахунок точного поточкорозподілення в післяаварійному режимі

$P_B = P'_B =$	27,13	МВт							
$P_B = P'_B + P_B + \Delta P_{B5} =$	31,15	+	27,13	+	0,290	=	58,57	МВт	
$P_T = P'_T + P_B + \Delta P_{BT} =$	29,14	+	58,57	+	0,974	=	88,68	МВт	
$P_A = P_T + \Delta P_{AT} =$	88,68	+	1,17	=			89,85	МВт	
$Q_B = Q'_B =$	8,20	МВт							
$Q_B = Q'_B + Q_B + \Delta Q_{B5} =$	9,37	+	8,20	+	0,495	=	18,07	МВт	
$Q_T = Q'_T + Q_B + \Delta Q_{BT} =$	8,79	+	18,07	+	1,663	=	28,51	МВт	
$Q_A = Q_T + \Delta Q_{AT} =$	28,51	+	3,96	=			32,47	МВт	
$S_B =$	$P_B + jQ_B$	=					28,34	МВА	
$S_T =$	$P_T + jQ_T$	=					61,29	МВА	
$S_T =$	$P_M + jQ_M$	=					93,15	МВА	
$S_A =$	$P_M + jQ_M$	=					95,54	МВА	

2.4. Визначення рівнів напруги у вузлах мережі

Для всіх точок схеми зробимо розрахунок рівнів напруги по наступних формулах.

Максимальний режим									
$U_T = U_{дж} - \Delta U_{AT} =$	115,00	-	1,18	=	113,82	кВ			
$U_{B(A)} = U_T - \Delta U_{BT} =$	113,82	-	0,36	=	113,46	кВ			
$U_B = U_{дж} - \Delta U_{AB} =$	115,00	-	0,57	=	114,43	кВ			
$U_{B(A')} = U_B - \Delta U_{BB} =$	114,43	-	1,25	=	113,18	кВ			
$U_B = (U_{B(A)} + U_{B(A')})/2 =$	113,46	+	113,18	=	113,32	кВ			
		2							
Мінімальний режим									
$U_T = U_{дж} - \Delta U_{AT} =$	115,00	-	0,32	=	114,68	кВ			
$U_{B(A)} = U_T - \Delta U_{BT} =$	114,68	-	0,00	=	114,67	кВ			
$U_B = U_{дж} - \Delta U_{AB} =$	115,00	-	0,16	=	114,84	кВ			
$U_{B(A')} = U_B - \Delta U_{BB} =$	114,84	-	0,31	=	114,54	кВ			
$U_B = (U_{B(A)} + U_{B(A')})/2 =$	114,67	+	114,54	=	114,61	кВ			
		2							
Післяаварійний режим									
$U_T = U_{дж} - \Delta U_{AT} =$	115,00	-	2,72	=	112,28	кВ			
$U_B = U_T - \Delta U_{BT} =$	112,28	-	2,56	=	109,72	кВ			
$U_B = U_B - \Delta U_{BB} =$	109,72	-	1,65	=	108,07	кВ			

В усіх режимах рівень напруги на високій стороні підстанцій споживачів задовольняє існуючим вимогам. В післяаварійному режимі необхідно на підстанціях Б і В використати пристрій РПН, для підтримання заданого рівня напруги у споживачів.

ВИСНОВКИ:

У цьому проекті, відповідно до поставленого завдання, була спроектована електрична мережа з номінальною напругою 110 кВ. Основною особливістю запропонованої мережі є її кільцева схема живлення споживачів, яка забезпечує високий рівень надійності електропостачання, а також оптимальні техніко-економічні показники. Кільцева структура мережі дозволяє створити резервні шляхи подачі електроенергії, що мінімізує ризик виникнення відключень і підвищує стійкість системи до аварійних ситуацій.

Оптимальний варіант мережі було відібрано шляхом комплексного порівняння з іншими можливими схемами на основі детального розрахунку максимального режиму роботи, коли навантаження досягає свого пікового значення. Для підтвердження надійності і ефективності обраної схеми також проведено розрахунки у мінімальному режимі — при зниженому навантаженні — та в післяаварійному режимі, що моделює роботу мережі при виникненні аварійних ситуацій, наприклад, відключенні окремих ліній чи обладнання. Такий підхід дозволяє упевнитися в стабільності та безперебійності роботи електричної мережі в різних експлуатаційних умовах.

Важливим етапом проектування став детальний аналіз кліматичних особливостей району, в якому реалізується мережа. З урахуванням таких факторів, як температура, швидкість вітру, ожеледь та інші природні умови, було вибрано оптимальні типи компенсуючих пристроїв для підстанцій споживачів, що дозволяють знизити втрати реактивної потужності та підвищити ефективність енергопостачання. Також, на основі розрахунків визначено характеристики силових трансформаторів, вибрано перетини та марки проводів повітряних ліній електропередач, а також типи опор, які забезпечують надійну механічну стійкість та довговічність інфраструктури.

Таким чином, проведена робота охоплює всі ключові аспекти проектування сучасної електричної мережі високої напруги, що гарантує надійність,

					ЕТ та ЕЕ 4815.058.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

економічність і адаптивність системи до умов експлуатації, забезпечуючи стабільне електропостачання споживачів у довгостроковій перспективі.

					ЕТ та ЕЕ 4815.058.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ:

1. Олійник Ю.С. Методичні рекомендації до проведення практичних занять з курсу «Електричні системи і мережі та оперативна діяльність»/Ю.С. Олійник. – Х.: УПА, 2021. – 63 с.;
2. Олійник Ю.С. Методичні рекомендації до курсового проекту з курсу «Електричні системи і мережі та оперативна діяльність»/Ю.С. Олійник. – Х.: УПА, 2021. – 35 с.;
3. В.М. Сулейманов Електричні мережі та системи: підручн. [Текст]/ В.М. Сулейманов, Т.Л. Кацадзе. – К.: НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с.;
4. Кацадзе Т.Л. Основи механічних розрахунків повітряних ліній електропередавання: підручник/Т.Л. Кацадзе. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2019. – 336 с.;
5. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. Вилучено з <https://de.com.ua/uploads/0/1703-EnergyStratagy2030.pdf>
6. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж [Текст]: Навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання та студентів іноземців напряму підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології”/Уклад. В.В.Кирик.-К.: НТУУ «КПІ», 2014.- 130с.;
7. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с. ISBN 978-966-553-762-5;
8. Омельчук А.О. Електричні системи та мережі Київ: Видавничий центр НУБІП України, 2006 – 160 с.
9. Гаврилов Ф.А. Електричні системи та мережі. Навч. посібник. — Маріуполь: ПДТУ, 2002. — 172 с.;
10. Романюк, Ю. Ф. Електричні системи та мережі: навч. посіб. / Ю. Ф. Романюк. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2004. - 272 с. <http://194.44.112.13/chytalna/511/index.html>;

					ЕТ та ЕЕ 4815.058.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

11. Принц М.В. Електричні мережі: монтаж, обслуговування та ремонт: [підручник] /тМ.В. Принц, В.М. Цимбалістий – Львів: Оріяна-Нова, 2003. – 297 с.

12. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. Електроенергетика та охорона навколишнього середовища. Функціонування енергетики у сучасному світі/ [упоряд. С.Г. Плачкова, І.В. Плачков та ін.] – К. 2013 [<http://energetika.in.ua/ua/>]

					ЕТ та ЕЕ 4815.058.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		