

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

До захисту допущено
кафедрою електротехніки та електроенергетики протокол № _____ від _____

завідувач кафедри _____ Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я, прізвище)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

здобувача першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
(першого (бакалаврського) / другого (магістерського))

Проектування електричної мережі з вузлами навантаження 53 МВт, 48 МВт,
49 МВт
(тема роботи)

Спеціальність (спеціалізація) 141 «Електроенергетика, електротехніка та
(код та найменування спеціальності; спеціалізації спеціальності)
електромеханіка»

Освітня програма Електричні станції, мережі та системи
(назва освітньої програми)

Здобувач _____ Іван СКРИПНЮК
(підпис) (ім'я, прізвище)

Науковий керівник _____ Юлія ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я, прізвище)

Рецензент _____ /Світлана АРТЮХ
(підпис) (ім'я та прізвище)

Харків – 2026

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

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Завідувач кафедри

Артем ЧЕРНЮК

(ім'я, прізвище)

_____ (підпис)

«__» _____ 2026 року

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ
здобувача першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
(першого (бакалаврського) / другого (магістерського))

Скрипнюва Івана Івановича

(прізвище, ім'я, по батькові здобувача)

Спеціальність (спеціалізація) 141 «Електроенергетика, електротехніка та
(код та найменування спеціальності; спеціалізації спеціальності)
електромеханіка»

Освітня програма Електричні станції, мережі та системи
(назва освітньої програми)

1. Тема роботи: Проектування електричної мережі з вузлами навантаження
53 МВт, 48 МВт, 49 МВт

керівник роботи Олійник Юлія Сергіївна, к.пед.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по Університету від «15» грудня 2025 року, № 4801-5/4400

2. Строк подання здобувачем роботи: «20» червня 2026 року

3. Вихідні дані до роботи: технологічний процес, характеристика
електроприймачів, кількість та потужність електроприймачів напругою до 1 кВ

4. Перелік питань, які потрібно розробити:

1) Розрахунок варіантів схеми мереж; аналіз вихідних даних та
кліматичних умов району; визначення зарядної реактивної потужності ділянок
мережі; вибір схем підстанцій споживачів; вибір КУ та силових трансформаторів
підстанцій;

2) Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони; розрахунок поточкорозподілу варіантів мережі; вибір проводів ділянок мережі; розрахунок втрат мережі; техніко економічне порівняння варіантів мережі;

3) Розрахунок оптимального варіанту схеми мережі; точне поточкорозподілення мережі в максимальному режимі; наближене та точне поточкорозподілення мережі у мінімальному та післяаварійному режимі;

5. План роботи

№ з/п	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз вихідних даних та кліматичних умов району, складання варіантів схеми мережі, визначення відстаней ділянок мережі	20.01-30.01	
2	Визначення номінальної напруги мереж, визначення зарядної реактивної потужності дільниць мережі	01.02-27.02	
3	Вибір схем підстанцій споживачів, вибір компенсуючих пристроїв та силових трансформаторів підстанцій	01.03-15.03	
4	Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони, розрахунок поточкорозподілу варіантів мережі	16.03-30.03	
5	Вибір проводів ділянок мережі, розрахунок втрат мережі, техніко економічне порівняння варіантів мережі	01.04-15.04	
6	Точне поточкорозподілення мережі в максимальному режимі, наближене та точне поточкорозподілення мережі у мінімальному та в післяаварійному режимах	15.05-20.05	
7	Визначення рівнів напруги у вузлах мережі	21.05-30.05	
8	ОХОРОНА ПРАЦІ	01.06-14.06	
9	Оформлення пояснювальної записки, презентації	15.06-20.06	

6. Дата видачі завдання: «15» _____ грудня _____ 2025 року

Здобувач вищої освіти _____ Іван СКРИПНЮК
(підпис) (ім'я, прізвище)

Керівник роботи _____ Юлія ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

В бакалаврській роботі розглянуто питання проектування електричної мережі напругою 220 кВ для забезпечення надійного електропостачання вузлів навантаження потужністю 53 МВт, 48 МВт та 49 МВт.

В процесі виконання роботи проведено аналіз вихідних даних та природно-кліматичних умов району проектування, зокрема враховано вітрові й ожеледні навантаження відповідно до вимог нормативних документів.

Об'єктом дослідження є електрична мережа високої напруги, призначена для передачі та розподілу електроенергії між вузлами навантаження.

Предметом дослідження є процеси проектування та аналізу режимів роботи електричної мережі 220 кВ.

За результатами порівняння варіантів обрано кільцеву схему мережі, яка забезпечує підвищену надійність електропостачання споживачів першої категорії та характеризується кращими техніко-економічними показниками. Для вибраного варіанта виконано розрахунок режимів роботи мережі в максимальному, мінімальному та післяаварійному режимах.

В роботі здійснено визначення поточкорозподілення потужності, виконано розрахунок втрат активної та реактивної потужності, втрат напруги й електроенергії в лініях електропередавання. Проведено вибір номінальної напруги мережі, перерізів проводів повітряних ліній електропередавання, типів опор та основного електротехнічного обладнання підстанцій.

Виконано вибір силових трансформаторів, компенсуючих пристроїв та схем розподільчих пристроїв високої напруги. Проведено розрахунок зарядної потужності ліній та оцінено вплив компенсації реактивної потужності на режими роботи електричної мережі.

Ключові слова: електрична мережа, електропостачання, лінія електропередавання, підстанція, трансформатор, поточкорозподілення, втрати потужності, компенсація реактивної потужності, надійність електропостачання, режим роботи мережі, електроенергетична система

ABSTRACT

The bachelor's thesis deals with the issue of designing an electrical network with a voltage of 220 kV to ensure reliable power supply of load nodes with a capacity of 53 MW, 48 MW and 49 MW.

In the process of performing the work, an analysis of the initial data and natural and climatic conditions of the design area was carried out, in particular, wind and ice loads were taken into account in accordance with the requirements of regulatory documents.

The object of the study is a high-voltage electrical network designed for the transmission and distribution of electricity between load nodes.

The subject of the study is the processes of designing and analyzing the operating modes of the 220 kV electrical network.

Based on the results of the comparison of options, a circular network scheme was chosen, which ensures increased reliability of electricity supply to consumers of the first category and is characterized by better technical and economic indicators. For the selected option, the calculation of network operation modes in the maximum, minimum and post-accident modes was performed.

In the work, power flow distribution was determined, active and reactive power losses, voltage and electricity losses in power transmission lines were calculated. The selection of the nominal voltage of the network, wire sections of overhead power lines, types of supports and the main electrical equipment of substations was carried out

A selection of power transformers, compensating devices and circuits of high-voltage distribution devices was made. The charging power of the lines was calculated and the impact of reactive power compensation on the modes of operation of the electrical network was evaluated

Key words: electrical network, power supply, power transmission line, substation, transformer, flow distribution, power losses, reactive power compensation, reliability of power supply, network operation mode, electric power system

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	7
ВСТУП	8
1. РОЗРАХУНОК ВАРІАНТІВ СХЕМИ МЕРЕЖ	10
1.1. Аналіз вихідних даних та кліматичних умов району	10
1.2. Складання варіантів схеми мережі	12
1.3. Визначення відстаней діляниць мережі	14
1.4. Визначення номінальної напруги мереж	15
1.5. Визначення зарядної реактивної потужності діляниць мережі	16
1.6. Вибір схем підстанцій споживачів	17
1.7. Вибір компенсуючих пристроїв та силових трансформаторів підстанцій	19
1.8. Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони	21
1.9. Розрахунок поточкорозподілу варіантів мережі	23
1.10. Вибір проводів ділянок мережі	24
1.11. Розрахунок втрат мережі	27
1.12. Техніко економічне порівняння варіантів мережі	29
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ	32
2. РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ СХЕМИ МЕРЕЖІ	33
2.1. Точне поточкорозподілення мережі в максимальному режимі	35
2.2. Наближене та точне поточкорозподілення мережі у мінімальному режимі	35
2.3. Наближене та точне поточкорозподілення мережі у післяаварійному режимі	39

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ							
					Проектування електричної мережі з вузлами навантаження 53 МВт, 48 МВт, 49 МВт			Літ.	Маса	Масштаб		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							1	1 : 1
Розроб.	Арк.	Скрипнюк І.І.	Олійник Ю.С.									
Перевір.	Т. Контр.							Арк.	5	Аркушів	50	
Реценз.	Н. Контр.				Пояснювальна записка			ДЕА-Е22+Е23пр				
Затверд.		Чернюк А.М.										

2.4. Визначення рівнів напруги у вузлах мережі	42
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ	43
3. ОХОРОНА ПРАЦІ	44
3.1 Загальні положення з охорони праці при експлуатації електричних мереж	44
3.2 Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих факторів	44
3.3 Заходи щодо забезпечення електробезпеки	45
3.4 Пожежна безпека електроенергетичних об'єктів	46
3.5 Заходи щодо захисту навколишнього середовища	46
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ	47
ВИСНОВКИ	48
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	50

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ЕЕ – електроенергія
ЕЕС – електроенергетична система
ЕС – електрична станція
п/ст – підстанція
КП – компенсуючі пристрої
ПЛЕП – повітряна лінія електропередавання
К.З. – коротке замикання
min – мінімальний режим
max – максимальний режим
п/ав – післяаварійний режим
РП – реактивна потужність
КРП – компенсація реактивної потужності
ТЕП – техніко-економічне порівняння
ДЖ – джерело живлення
СВЧ – струмоведучі частини
РП – розподільчий пристрій високої
РПВН – розподільчий пристрій високої напруги

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		7

ВСТУП

Енергетика є фундаментальною складовою економічного розвитку держави, оскільки забезпечує функціонування всіх галузей господарства та створює умови для підвищення рівня життя населення. Особливе місце в енергетичному секторі займає електроенергетика, яка відіграє ключову роль у науково-технічному прогресі. Вона суттєво впливає не лише на розвиток промисловості, а й на транспорт, сферу послуг, інформаційні технології та побутову діяльність суспільства.

Урбанізовані території, зокрема міста, є основними центрами споживання електроенергії. Саме тут зосереджено близько 70–75% загального електроспоживання країни, що пов'язано з високою концентрацією промислових підприємств, житлових масивів, інфраструктурних об'єктів та комунальних систем. Така структура споживання визначає значний вплив систем електропостачання міст на загальну конфігурацію та розвиток електричних мереж держави.

Для забезпечення надійного електропостачання міських споживачів використовуються мережі зовнішнього електропостачання, які включають високовольтні лінії електропередавання напругою 220 кВ і вище. Ці мережі забезпечують зв'язок міських енергосистем із потужними джерелами генерації, такими як електростанції. Важливу роль відіграють підстанції напругою 220 кВ і вище, які виконують функцію пониження напруги та подальшого розподілу електроенергії до мереж 110 кВ і нижчих рівнів. Крім того, магістральні лінії забезпечують взаємозв'язок між підстанціями, підвищуючи гнучкість і надійність енергосистеми.

Сучасні системи електропостачання повинні відповідати ряду важливих вимог, серед яких основними є надійність, економічність, безпечність експлуатації та забезпечення необхідної якості електроенергії. Особливої актуальності набувають питання оптимального проектування електричних мереж, вибору раціональних схем живлення, забезпечення допустимих режимів роботи та мінімізації втрат електроенергії.

Метою бакалаврської роботи є проектування електричної мережі напругою 220 кВ для забезпечення надійного електропостачання вузлів навантаження потужністю 53 МВт, 48 МВт та 49 МВт, а також вибір оптимальної схеми мережі та основного електрообладнання з урахуванням технічних і економічних показників.

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		8

Об'єктом дослідження є електрична мережа високої напруги, призначена для передачі та розподілу електроенергії між вузлами навантаження.

Предметом дослідження є процеси проектування та аналізу режимів роботи електричної мережі 220 кВ, зокрема вибір конфігурації мережі, визначення параметрів ліній електропередавання, підстанцій, силового обладнання, а також оцінка надійності та економічності функціонування мережі в різних режимах роботи.

Значення електроенергії пояснюється її універсальністю: вона може використовуватися в різних формах і для різних потреб - від освітлення до складних технологічних процесів. Важливою перевагою є можливість передавання електроенергії на значні відстані з відносно невеликими втратами, а також концентрація великих потужностей у єдиній енергосистемі. Крім того, електроенергія легко піддається автоматизації, що дозволяє впроваджувати сучасні системи керування та підвищувати ефективність виробництва.

Сучасні системи електропостачання повинні відповідати комплексу важливих вимог. До основних з них належать:

- ✓ надійність - здатність забезпечувати безперервне електропостачання споживачів;
- ✓ економічність - мінімізація витрат на будівництво та експлуатацію;
- ✓ безпека - відповідність технічним і екологічним нормам;
- ✓ зручність експлуатації - простота обслуговування та управління;
- ✓ якість електроенергії - стабільність напруги та частоти.

Окрім цього, при проектуванні електричних мереж необхідно враховувати строки реалізації проекту, забезпечувати мінімальні терміни будівельно-монтажних робіт, а також передбачати можливість подальшого розвитку системи. Гнучкість мережі має дозволяти її розширення без значних додаткових витрат і без ускладнення структури.

Таким чином, проектування систем електропостачання є складним інженерним завданням, яке виходить за межі простих розрахунків. Воно потребує комплексного підходу, що включає технічний, економічний і стратегічний аналіз, з урахуванням перспектив розвитку енергосистеми та зростання навантаження в майбутньому.

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		9

1. РОЗРАХУНОК ВАРІАНТІВ СХЕМИ МЕРЕЖ

1.1. Аналіз вихідних даних та кліматичних умов району

Вихідні дані є основою для виконання проектування системи електропостачання, оскільки саме вони визначають технічні параметри, структуру мережі та вибір обладнання. Їх повнота та достовірність безпосередньо впливають на правильність прийнятих інженерних рішень і ефективність майбутньої роботи енергосистеми.

До основних вихідних даних для проектування належать:

- ✓ перелік споживачів електроенергії;
- ✓ величини активних потужностей;
- ✓ значення коефіцієнтів потужності ($\cos\phi$);
- ✓ координати розташування підстанцій споживачів і можливих джерел живлення;
- ✓ категорійність споживачів;
- ✓ кліматичні умови району електрифікації.

Всі споживачі належать до першої категорії надійності електропостачання, що означає необхідність забезпечення безперебійного живлення та наявності резервних джерел енергії. Це суттєво впливає на вибір схеми мережі, зокрема застосування кільцевих або дубльованих схем електропостачання.

Кліматичні умови району проектування відповідають умовам Харківської області, що передбачає врахування характерних температурних режимів, вітрових навантажень та можливого утворення ожеледі. Ці фактори є важливими при виборі типів опор, проводів і ізоляції.

Інші вихідні параметри, необхідні для виконання розрахунків і побудови схеми електропостачання, наведені у відповідній таблиці (табл. 1.1), а просторове розміщення об'єктів відображене на карті-схемі району електрифікації (рис. 1.1).

Таблиця 1.1. - Вихідні данні на проектування

Параметр	Одиниці виміру	Підстанція джерело живлення	Підстанції споживачів		
		А	Б	В	Г
$P_{зад}$	МВт		53	48	49

$\cos\varphi$	в.о.		0,91	0,94	0,89
координата X	мм	90	65	20	75
координата Y	мм	20	15	75	80
масштаб	км/мм	0,35			

Відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), визначення розрахункових кліматичних параметрів для проектування повітряних ліній повинно здійснюватися на основі норм кліматичного районування. У разі необхідності ці норми уточнюються за результатами аналізу багаторічних метеорологічних спостережень у конкретному районі будівництва. До таких даних належать:

- ✓ швидкість і пориви вітру;
- ✓ інтенсивність та товщина ожеледно-ізморозних відкладень;
- ✓ температура повітря;
- ✓ частота несприятливих погодних явищ.

Враховання зазначених факторів є необхідним для правильного вибору перерізу проводів, типу опор, ізоляції, а також для розрахунку механічної міцності та стійкості ЛЕП.

Згідно з кліматичним районуванням, проєктована територія належить до другого району за швидкісними напорами вітру. Це означає, що при проєктуванні необхідно враховувати відповідні нормативні значення вітрових навантажень, які впливають на механічну міцність елементів лінії. Величини найбільших нормативних швидкісних напорів вітру приймаються на стандартній висоті 10 метрів над рівнем землі відповідно до діючих нормативних документів. Ці значення використовуються для подальших розрахунків механічних навантажень на проводи та опори.

Для зручності аналізу та подальшого використання у розрахунках отримані нормативні параметри зведено в таблицю 1.2, що дозволяє систематизувати кліматичні характеристики району та застосувати їх при виборі обладнання і конструктивних рішень у проєкті.

Таблиця 1.2. - Величина швидкісних напорів вітру

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

Визначення ожеледних навантажень здійснюється на основі товщини стінки ожеледі, яка умовно приводиться до рівномірного циліндричного шару, що покриває провід або трос. При цьому приймається стандартне значення питомої ваги ожеледі - 0,92 г/см³, що відповідає нормативним документам і використовується для розрахунків додаткових механічних навантажень.

Згідно з кліматичним районуванням, проєктована територія належить до третього району за ожеледними навантаженнями.

Нормативне значення товщини стінки ожеледі визначається на стандартній висоті 10 метрів над рівнем землі відповідно до чинних нормативів. Отримані значення використовуються для подальших інженерних розрахунків, зокрема для визначення навантажень на проводи, опори та ізолятори.

Нормативні параметри ожеледних навантажень наведені у таблиці 1.3.

Таблиця 1.3. - Нормативна товщина стінки ожеледі

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

В проєктованому районі час гроз складає 80-100 годин.

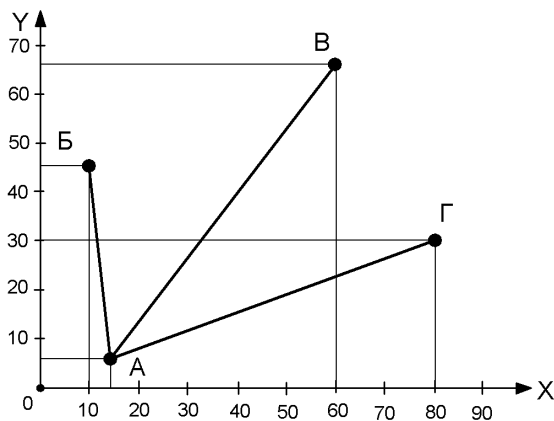


Рисунок 1.1. План – карта району

1.2. Складання варіантів схеми мережі

Для подальшого проєктування електричної мережі до розгляду приймаються такі конфігурації, які здатні забезпечити необхідний рівень надійності електропостачання споживачів першої категорії.

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		12

Для аналізу обираються найбільш типові та прості конфігурації, які є базовими елементами для побудови складніших систем електропостачання. До них належать:

- ✓ радіальна схема - передбачає живлення споживачів від двох незалежних джерел по окремих лініях, що забезпечує резервування у разі відмови однієї з них;
- ✓ магістральна схема - характеризується наявністю магістральної лінії з підключенням підстанцій уздовж неї, при цьому резервування може здійснюватися за рахунок двостороннього живлення;
- ✓ кільцева схема - утворює замкнений контур, що дозволяє здійснювати живлення з двох напрямків і забезпечує високу гнучкість та надійність роботи мережі.

Усі зазначені схеми відповідають вимогам щодо надійності електропостачання споживачів першої категорії, оскільки передбачають наявність двох незалежних джерел живлення.

Зазначені варіанти можна вважати рівнонадійними. Подальший вибір оптимальної схеми буде здійснюватися на основі техніко-економічного порівняння.

Варіанти схем представлені на рисунках 1.2 – 1.4.

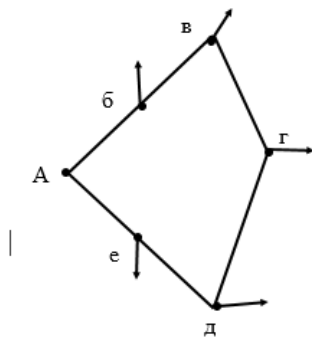


Рисунок 1.2. - Радіальна схема мережі

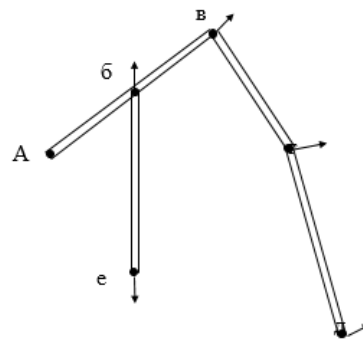


Рисунок 1.3. – Магістральна
схема мережі

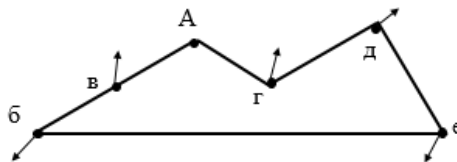


Рисунок 1.4. - Кільцева схема мережі

1.3. Визначення відстаней ділянок мережі

Розрахункова довжина окремих ділянок електричної мережі визначається на основі план-карти району проектування з урахуванням заданого масштабу, наведеного у вихідних даних. Для цього фактичні відстані на карті вимірюються та перераховуються у реальні значення відповідно до прийнятого масштабу.

Отримані довжини використовуються для подальших технічних розрахунків, зокрема визначення параметрів ЛЕП, втрат потужності та вибору обладнання. Обчислення розрахункових відстаней виконується за відповідною формулою перерахунку масштабу.

$$L_{\text{роз.}} = L_{\text{вим.}} \cdot m + \Delta L, \text{ км} \quad (1.1)$$

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

m – масштаб план – карти району;

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	$L_{\text{вим.}}, \text{ мм}$	$L_{\text{вим.}}, \text{ км}$	$\Delta L, \text{ км}$	$L_{\text{роз.}}, \text{ км}$
Радіальна схема живлення				
АБ	25,5	8,91	1,34	10,26
АВ	89,02	31,16	4,67	35,83
АГ	61,85	21,65	3,25	24,89
Магістральна схема живлення				
АН	16,40	5,74	0,86	6,6
НМ	33,97	11,89	1,78	13,67
МВ	38,83	13,59	2,04	15,63
НБ	19,21	6,72	1,01	7,73
МГ	35,47	12,41	1,86	14,28
Кільцева схема живлення				
АБ	25,5	8,92	1,34	10,26
БВ	75,0	26,25	3,94	30,19
ВГ	55,23	19,33	2,90	22,23
АГ	61,85	21,65	3,25	24,89

1.4. Визначення номінальної напруги мережі

Вибір номінальної напруги електричної мережі є одним із ключових етапів проектування, оскільки вона визначає технічні параметри системи, її економічність та надійність роботи. Номінальна напруга обирається з урахуванням величини навантаження, що передається, та довжини ЛЕП, адже саме ці фактори впливають на рівень втрат електроенергії, переріз проводів, вартість обладнання та ефективність функціонування мережі.

В районі проектування передбачено наявність джерела живлення, яке забезпечує електропостачання підстанцій споживачів у діапазоні стандартних напруг 35–220 кВ. Це дозволяє здійснити вибір найбільш раціонального рівня напруги з урахуванням конкретних умов роботи мережі.

Для визначення оптимального значення напруги використовується відповідна аналітична залежність, яка враховує потужність навантаження та протяжність лінії. Застосування цієї формули дозволяє обґрунтувати вибір напруги з техніко-економічної точки зору та забезпечити ефективну роботу електричної мережі.

$$U_{ек} = \frac{100}{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}} \quad (1.2.)$$

де L - довжина лінії, км;

P - передана активна потужність, МВт.

Визначення економічно доцільних напруг ділянок мережі та номінальних напруг варіантів мережі в таблиці 1.5.

Таблиця 1.5. – Визначення оптимальної напруги мережі

Ділянка	$L_{роз.}$, км	$P_{діл.}$, МВт	$U_{опт.}$, кВ	$U_{ном.діл.}$, кВ	$U_{ном.мер.}$, кВ
Радіальна схема живлення					
АБ	10,26	53	102,12	110	220
АВ	35,83	48	123,06	110	
АГ	24,89	49	118,59	220	
Магістральна схема живлення					
АН	6,6	150	104,03	110	220
НМ	13,67	97	126,65	220	
МВ	15,63	48	109,06	110	
НБ	7,73	53	94,56	110	
МГ	14,28	49	107,81	110	

Кільцева схема живлення					
АБ	10,26	86,55	113,51	220	220
БВ	30,19	33,55	104,78	110	
ВГ	22,23	14,45	71,53	110	
АГ	24,89	63,45	129,66	220	

1.5. Визначення зарядної реактивної потужності ділянок мережі

При розрахунку режимів роботи електричної мережі важливо враховувати не лише активну та реактивну потужність навантаження, а й так звану зарядну потужність лінії, яка обумовлена її ємнісними властивостями. Вона виникає внаслідок наявності електричної ємності між проводами та відносно землі і проявляється у вигляді генерації реактивної потужності, особливо в лініях високої напруги та значної довжини.

Ігнорування зарядної потужності при розрахунках поточкорозподілу може призвести до суттєвих похибок, зокрема:

- ✓ некоректного визначення потоків потужності в мережі;
- ✓ порушення балансу між виробленою та спожитою електроенергією;
- ✓ помилок у виборі обладнання та засобів компенсації реактивної потужності;
- ✓ неправильного оцінювання рівнів напруги в вузлах мережі.

Особливо значущою зарядна потужність є для протяжних повітряних ліній напругою 110 кВ і вище, де її вплив на режим роботи мережі може бути істотним.

З метою забезпечення точності розрахунків та коректного визначення параметрів режиму, необхідно виконати визначення зарядної потужності для кожної ділянки електричної мережі. Розрахунок здійснюється за відповідною формулою, яка враховує параметри лінії, зокрема її довжину, напругу та ємнісні характеристики:

$$Q_{зар} = U_{ном}^2 \cdot b_0 \cdot U_{ном} \cdot L_{розр}, \text{ Мвар}, \quad (1.3.)$$

де b_0 - питома зарядна потужність лінії в 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

$L_{розр}$ - розрахункова довжина лінії в км.

Розрахунок виконаємо у таблиці 1.6.

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		16

Таблиця 1.6. - Визначення зарядної реактивної потужності ліній

Ділянка	$L_{роз.}, км$	$b_0, 10^{-4}, См$	$Q_{зар.}, Мвар$
Радіальна схема живлення			
АБ	10,26	2,6	1,29
АВ	35,83	2,6	9,02
АГ	24,89	2,6	6,27
Магістральна схема живлення			
АН	6,6	2,6	1,66
НМ	13,67	2,6	0,12
МВ	15,63	2,6	3,93
НБ	7,73	2,6	1,95
МГ	14,28	2,6	3,59
Кільцева схема живлення			
АБ	10,26	2,6	1,29
БВ	30,19	2,6	3,8
ВГ	22,23	2,6	2,8
АГ	24,89	2,6	3,13

1.6. Вибір схем підстанцій споживачів

Вибір схеми електричних з'єднань підстанції є одним із ключових етапів проектування, оскільки саме вона визначає надійність електропостачання, гнучкість експлуатації, можливість розвитку мережі та економічну ефективність об'єкта. На прийняття оптимального рішення впливає значна кількість технічних і економічних факторів, які необхідно враховувати комплексно.

До найбільш суттєвих факторів належать:

- ✓ тип і призначення підстанції, а також її місце в енергосистемі (вузлова, тупикова, транзитна тощо);
- ✓ кількість і потужність трансформаторів або автотрансформаторів;
- ✓ кількість і параметри ліній електропередавання;
- ✓ величина та характер місцевого навантаження;
- ✓ категорійність споживачів;
- ✓ схеми та рівні напруг прилеглих мереж;
- ✓ рівень струмів короткого замикання;
- ✓ наявність обладнання необхідних технічних параметрів на ринку;
- ✓ економічні фактори;

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		17

- ✓ наявність вільних площ і територіальних обмежень для розміщення обладнання.

Частина зазначених факторів безпосередньо задається у вихідних даних до курсового проєкту. Водночас через узагальнений характер проєктування окремі параметри залишаються невизначеними або заданими не повністю. До таких факторів можна віднести:

- ✓ перспективи розвитку електричних мереж у даному районі;
- ✓ особливості організації диспетчерського керування енергосистемою та конкретною підстанцією;
- ✓ спеціальні вимоги до схеми, пов'язані з умовами динамічної стійкості;
- ✓ можливі рівні внутрішніх перенапруг;
- ✓ темпи зростання навантаження у мережах середньої та низької напруги.

При цьому в усіх випадках доцільно передбачати наявність споживачів усіх трьох категорій надійності електропостачання, що дозволяє сформувати універсальну та більш гнучку схему підстанції, здатну забезпечити необхідний рівень надійності та адаптуватися до можливих змін у структурі навантаження в майбутньому.

РП високої напруги.

Даний розподільчий пристрій високої напруги (РПВН) призначений для здійснення прийому та введення електроенергії на підстанцію, а також для забезпечення її подальшого розподілу між трансформаторами та прилеглими елементами електричної мережі. Він є одним із ключових вузлів підстанції, від якого залежить надійність роботи всієї системи електропостачання, можливість оперативних перемикачів та виконання ремонтних робіт без відключення споживачів.

Конструктивне виконання РПВН може суттєво відрізнятись залежно від схеми підключення підстанції до електричної мережі енергосистеми, її функціонального призначення та вимог до надійності. Зокрема, найпоширенішими варіантами є схема «два блоки трансформатор–лінія з перемичкою» та схема «місток із робочою та ремонтною перемичкою». Вибір конкретного варіанта визначається характером живлення підстанції та її роллю в структурі енергосистеми (транзитна, вузлова або тупикова).

В межах даної роботи розглянуто два основні варіанти виконання РПВН:

1. Схема з робочою та ремонтною перемичкою, яка застосовується для транзитних підстанцій, включених у розсічку ЛЕП. Така конфігурація характерна для кільцевих схем

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		18

електропостачання і забезпечує високу гнучкість експлуатації, можливість оперативного резервування та проведення ремонтних робіт без повного знеструмлення підстанції.

2. Схема лише з ремонтною перемичкою, яка використовується для тупикових підстанцій, що живляться, як правило, за радіальною або магістральною схемою. У цьому випадку основна увага приділяється забезпеченню надійності при менш складній структурі мережі, а перемичка використовується переважно для виконання ремонтних та аварійних перемикань.

Схеми РПВН, що використовуються в проєкті, приведені на рисунку 1.5

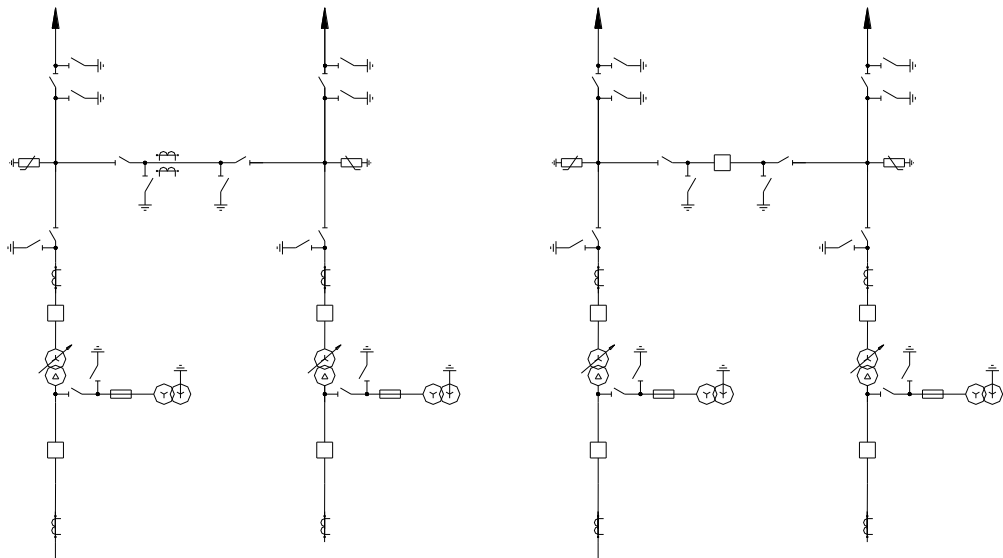


Рисунок 1.5. - Варіанти схем РПВН підстанцій споживачів

1.7. Вибір компенсуючих пристроїв та силових трансформаторів підстанцій

Компенсуючі пристрої в електричних мережах вибираються з метою зниження обсягів передачі реактивної потужності по ЛЕП. Це є важливим завданням проєктування, оскільки надлишкова реактивна потужність призводить до збільшення струмів у мережі, а відповідно - до зростання втрат активної потужності та погіршення режимних параметрів системи.

При зменшенні частки реактивної потужності, що передається по лінії, зменшується загальний струм навантаження. Це сприяє:

- ✓ зниженню втрат електроенергії в проводах і трансформаторах;
- ✓ покращенню рівнів напруги в вузлах мережі;
- ✓ підвищенню пропускної здатності ЛЕП;

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		19

- ✓ більш ефективному використанню обладнання.

Компенсація реактивної потужності має значний вплив на основні технічні параметри електричної мережі. Зокрема, вона безпосередньо визначає:

- ✓ величину повного навантаження підстанцій;
- ✓ необхідну номінальну потужність силових трансформаторів;
- ✓ вибір перерізів проводів повітряних і кабельних ліній;
- ✓ рівень втрат напруги, потужності та електроенергії в мережі.

В розрахунках приймається допущення про збіг у часі максимумів активного та реактивного навантаження підстанції. Це дозволяє спростити методику визначення реактивної потужності та виконувати її оцінку на основі максимальних значень активного навантаження з урахуванням заданого коефіцієнта потужності ($\cos\varphi$).

Для підвищення енергоефективності роботи підстанції та зменшення перетоків реактивної потужності по мережі здійснюється вибір батарей статичних конденсаторів відповідної потужності. Основною метою встановлення КП є підвищення коефіцієнта потужності ($\cos\varphi$) на шинах вторинної напруги підстанції до нормативного значення 0,96. Досягнення цього рівня дозволяє суттєво зменшити втрати активної потужності, покращити режим напруги та підвищити пропускну здатність електричної мережі.

Орієнтовна величина потужності КП, які встановлюються на шинах вторинної напруги підстанції, визначається розрахунковим шляхом із використанням відповідних аналітичних залежностей, наведених у таблиці 1.7.

Щодо силових трансформаторів, на понижуючій підстанції приймається рішення про встановлення двох трансформаторів, що обумовлено вимогами підвищеної надійності електропостачання споживачів першої та другої категорій. Така схема забезпечує резервування живлення та можливість роботи підстанції навіть у разі виходу з ладу одного з трансформаторів.

Розрахункова потужність кожного з двох трансформаторів приймається в межах 0,65–0,7 від максимального навантаження підстанції, що забезпечує оптимальне співвідношення між економічністю та надійністю роботи.

На основі отриманих розрахункових значень здійснюється вибір типу, номінальної потужності та технічних характеристик силових трансформаторів. Результати підбору обладнання в таблиці 1.7.

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		20

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

Підстанції		Б	В	Г
Параметри				
$P_{зад.}, \text{МВт}$		53	48	49
$\cos\varphi_{зад}$		0,91	0,94	0,89
$tg\varphi_{зад}$		0,46	0,36	0,51
$Q_{зад} = P_{зад.} \cdot tg\varphi_{зад}, \text{МВар}$		24,15	17,42	25,10
$\cos\varphi_{б}$		0,96	0,96	0,96
$tg\varphi_{б}$		0,29	0,29	0,29
$Q_{б} = P_{зад.} \cdot tg\varphi_{б}, \text{МВар}$		15,46	14,00	14,29
$K_{н}$		0,9	0,9	0,9
$Q_{КП} = K_{н} \cdot (Q_{зад} - Q_{б}), \text{МВар}$		7,82	3,08	9,73
$S_{б}, \text{МВА}$		55,21	50,00	51,04
$S_{б}/1,4, \text{МВА}$		39,43	35,71	36,46
$S_{н.тр.}, \text{МВА}$		40	40	40
Тип трансформатора		ТРДНС-40000/220	ТРДНС-40000/220	ТРДНС-40000/220
Параметри	$P_{х.х.}, \text{кВт}$	50	50	50
	$P_{к.з.}, \text{кВт}$	170	170	170
	$U_{к.з.}, \%$	11,5	11,5	11,5
	$I_{х.х.}, \%$	0,6	0,6	0,6

1.8. Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони

Приведення навантаження до високої сторони напруги є важливим етапом розрахунку електричної мережі, оскільки дозволяє коректно врахувати всі втрати та особливості роботи елементів системи при аналізі режимів навантаження.

Під час виконання розрахунків обраного варіанта схеми необхідно враховувати не лише активну та реактивну потужність навантаження, але й додаткові складові, що впливають на загальний енергетичний баланс мережі. Зокрема, до таких складових належать:

- ✓ втрати потужності в силових трансформаторах;
- ✓ зарядні потужності ЛЕП.

Врахування цих факторів є необхідним для отримання достовірної картини потоків потужності в електричній мережі, правильного визначення навантажень на елементи системи та забезпечення балансу потужності на всіх рівнях напруги.

Результати приведення навантаження до високої сторони напруги виконуються за відповідними розрахунковими залежностями, які враховують параметри трансформаторів та ЛЕП. Отримані значення узагальнюються та систематизуються у таблиці 1.8, що використовується для подальших етапів розрахунку режимів роботи електричної мережі та вибору її основного обладнання.

$$\Delta P_{\text{тр.}} = \Delta P_{\text{х.х.}} \cdot n + \frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{n} \cdot \left(\frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н.тр.}}} \right)^2, \text{ кВт} \quad (1.4)$$

$$\Delta Q_{\text{тр.}} = \Delta Q_{\text{х.х.}} \cdot n + \frac{U_{\text{к.з.}}}{n \cdot 100} \cdot \frac{S_{\text{б}}^2}{S_{\text{н.тр.}}}, \text{ квар} \quad (1.5)$$

де $\Delta P_{\text{х.х.}}$ – втрати активної потужності холостого ходу трансформатора, кВт;

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

$\Delta Q_{\text{х.х.}}$ – втрати реактивної потужності холостого ходу трансформатора, квар;

$S_{\text{б}}$ – бажана повна потужність підстанції в МВА;

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

n – кількість трансформаторів підстанції;

$U_{\text{к.з.}}$ – напруга короткого замикання трансформатора у %.

Приведення навантаження до високої сторони підстанції здійснено у таблиці 1.8.

Таблиця 1.8. - Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони

Підстанції	Б	В	Г
Параметри			
$\Delta P_{\text{тр.}}$, МВт	261,92	232,82	238,4
$\Delta Q_{\text{тр.}}$, квар	484,38	483,59	483,75
P' , МВт	53,26	48,23	49,24
Q' , Мвар	15,94	14,48	14,78
S' , МВА	55,60	50,36	51,41

1.9. Розрахунок поточкорозподілу варіантів мережі

Розрахунок електричних мереж є одним із ключових етапів проектування, оскільки дозволяє оцінити режим роботи системи електропостачання та обґрунтувати вибір основного обладнання.

В процесі виконання розрахунків електричних мереж визначаються такі основні параметри:

- ✓ ступінь завантаження елементів мережі (ЛЕП, трансформаторів та інших вузлів);
- ✓ вибір перерізу проводів повітряних і кабельних ЛЕП, який здійснюється на основі розрахункових струмів, допустимих нагрівів та економічних критеріїв;
- ✓ визначення втрат електричної енергії та параметрів режиму мережі, зокрема:
 - втрат активної потужності (ΔP),
 - втрат реактивної потужності (ΔQ),
 - втрат електричної енергії за певний період часу (ΔW),
 - втрат і падіння напруги (ΔU).

Аналіз цих показників дозволяє оцінити ефективність роботи електричної мережі, виявити найбільш навантажені ділянки та визначити заходи для підвищення енергоефективності системи.

Таким чином, розрахунки електричних мереж є основою для прийняття інженерно обґрунтованих рішень щодо конфігурації мережі, вибору обладнання та забезпечення її стабільної і безпечної роботи.

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		23

Розрахунок потокорозподілення в кільцевій схемі						
P_{AB}	=	$\frac{P'_Г * L_{ГA} + P'_B * (L_{ГB} + L_{ГA}) + P'_Б * (L_{БB} + L_{ГB} + L_{ГA})}{L_{БГ} + L_{ГB} + L_{BA} + L_{БA}}$			=	
	=	$49,24 * 24,89 + 48,23 * (22,23 + 24,89) + 53,26 * (30,19 + 22,23 + 24,89)$				
	=	$10,26 + 30,19 + 22,23 + 24,89$				
	=	86,97		МВт		
P_{AG}	=	$\frac{P'_Б * L_{БA} + P'_B * (L_{БA} + L_{БB}) + P'_Г * (L_{БA} + L_{БB} + L_{ГB})}{L_{БГ} + L_{ГB} + L_{BA} + L_{БA}}$			=	
	=	$53,26 * 10,26 + 48,23 * (10,26 + 30,19) + 49,24 * (10,26 + 30,19 + 22,23)$				
	=	$10,26 + 30,19 + 22,23 + 24,89$				
	=	63,76		МВт		
P_{BG}	=	$P_{AG} - P'_Г$	=	$63,76 - 49,24$	=	14,52 МВт
P_{BB}	=	$P_{AB} - P'_Б$	=	$86,97 - 53,26$	=	33,71 МВт
Q_{AB}	=	$\frac{Q'_Г * L_{ГA} + Q'_B * (L_{ГB} + L_{ГA}) + Q'_Б * (L_{БB} + L_{ГB} + L_{ГA})}{L_{БГ} + L_{ГB} + L_{BA} + L_{БA}} - Q_{зар AB}$			=	
	=	$14,78 * 24,89 + 14,48 * (22,23 + 24,89) + 15,94 * (30,19 + 22,23 + 24,89)$				
	=	$10,26 + 30,19 + 22,23 + 24,89$				
	=	$1,29$	=	24,78		Мвар
Q_{AG}	=	$\frac{Q'_Б * L_{БA} + Q'_B * (L_{БA} + L_{БB}) + Q'_Г * (L_{БA} + L_{БB} + L_{ГB})}{L_{БГ} + L_{ГB} + L_{BA} + L_{БA}} - Q_{зар AG}$			=	
	=	$15,94 * 10,26 + 14,48 * (10,26 + 30,19) + 14,78 * (10,26 + 30,19 + 22,23)$				
	=	$3,13$	=	16,00		Мвар
Q_{BG}	=	$Q_{AG} - Q'_Г - Q_{зар BG}$	=	$16,00 - 14,78 - 2,80$	=	-1,57 Мвар
Q_{BB}	=	$Q_{AB} - Q'_Б - Q_{зар BB}$	=	$24,78 - 15,94 - 3,80$	=	5,04 Мвар
S_{AG}	=	$P_{AG} + jQ_{AG}$	=	$63,76 + j 16,00$	=	65,74 МВА
S_{AB}	=	$P_{AB} + jQ_{AB}$	=	$86,97 + j 24,78$	=	90,43 МВА
S_{BG}	=	$P_{BG} + jQ_{BG}$	=	$14,52 + j -1,57$	=	14,61 МВА
S_{BB}	=	$P_{BB} + jQ_{BB}$	=	$33,71 + j 5,04$	=	34,08 МВА

1.10. Вибір проводів ділянок мережі

Відповідно до розрахованих струмових навантажень виконується вибір марки та перерізу проводів повітряних ЛЕП. Даний етап проектування є одним із визначальних, оскільки від правильності вибору проводу залежить надійність роботи мережі, рівень втрат електроенергії, економічність будівництва та експлуатації, а також відповідність допустимим тепловим і механічним навантаженням.

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
						24
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

Основним критерієм вибору перерізу проводів повітряних ліній є мінімум приведених витрат, що враховує як капітальні вкладення на будівництво лінії, так і експлуатаційні витрати, пов'язані з втратами електроенергії.

Перехід до масового будівництва ПЛЕП із використанням уніфікованих опор істотно змінив економічні співвідношення між варіантами з різними перерізами проводів. В сучасних умовах було встановлено, що в окремих випадках спорудження ліній з меншим перерізом проводів може виявитися дорожчим порівняно з варіантами, де застосовуються проводи більшого перерізу.

Вибір перерізу проводу на кожній окремій ділянці лінії з проміжними опорами виконується на основі розрахункового навантаження відповідної ділянки мережі. При цьому допускається застосування однакового перерізу для двох суміжних ділянок, якщо їхні навантаження належать до сусідніх економічних інтервалів, а доцільність такого рішення підтверджується техніко-економічним аналізом. В таких випадках, як правило, приймається більший переріз для забезпечення уніфікації та підвищення надійності.

Розрахунок струмів та вибір проводів в радіальній схемі:

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{55,24}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 72,57 \text{ А} \quad I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{48,54}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 63,77 \text{ А}$$

$$I_{AG} = \frac{S_{AG}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{49,97}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 65,64 \text{ А}$$

$$q_{екAB} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}} = \frac{72,27}{1,1} = 65,97 \text{ мм}^2 \quad q_{екAB} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}} = \frac{63,77}{1,1} = 57,97 \text{ мм}^2$$

$$q_{екAG} = \frac{I_{AG}}{j_{ек}} = \frac{65,64}{1,1} = 59,68 \text{ мм}^2$$

Вибір марки проводів на ділянках:

Ділянка	Марка проводу	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
АБ	АС-240	0,12	0,405
АВ	АС-240	0,12	0,405
АГ	АС-240	0,12	0,405

Розрахунок струмів та вибір проводів в магістральній схемі:

$$I_{МГ} = \frac{S_{МГ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{65,74}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 86,36 \text{ А} \quad I_{МВ} = \frac{S_{МВ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{49,37}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 64,86 \text{ А}$$

$$I_{НБ} = \frac{S_{НБ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{55,07}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 72,35 \text{ А} \quad I_{НМ} = \frac{S_{НМ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{99,84}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 131,16 \text{ А}$$

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		25

$$I_{АН} = \frac{S_{АН}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{154,51}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 202,98 \text{ А}$$

$$q_{екМГ} = \frac{I_{МГ}}{j_{ек}} = \frac{86,36}{1,1} = 78,51 \text{ мм}^2 \quad q_{екМВ} = \frac{I_{МВ}}{j_{ек}} = \frac{64,86}{1,1} = 58,97 \text{ мм}^2$$

$$q_{екНБ} = \frac{I_{НБ}}{j_{ек}} = \frac{72,35}{1,1} = 65,77 \text{ мм}^2 \quad q_{екНМ} = \frac{I_{НМ}}{j_{ек}} = \frac{131,16}{1,1} = 119,24 \text{ мм}^2$$

$$q_{екАН} = \frac{I_{АН}}{j_{ек}} = \frac{202,98}{1,1} = 184,53 \text{ мм}^2$$

Вибір марки проводів на ділянках:

Ділянка	Марка проводу	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
МГ	АС-240	0,12	0,405
МВ	АС-240	0,12	0,405
НБ	АС-240	0,12	0,405
НМ	АС-240	0,12	0,405
АН	АС-240	0,12	0,405

Розрахунок струмів та вибір проводів в кільцевій схемі:

$$I_{АГ} = \frac{S_{АГ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{65,74}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 172,72 \text{ А} \quad I_{АБ} = \frac{S_{АБ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{90,43}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 237,6 \text{ А}$$

$$I_{ВГ} = \frac{S_{ВГ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{14,61}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 38,38 \text{ А} \quad I_{ВБ} = \frac{S_{ВБ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{34,08}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 89,55 \text{ А}$$

$$q_{екАГ} = \frac{I_{АГ}}{j_{ек}} = \frac{172,72}{1,1} = 157,02 \text{ мм}^2 \quad q_{екАБ} = \frac{I_{АБ}}{j_{ек}} = \frac{237,6}{1,1} = 216,0 \text{ мм}^2$$

$$q_{екВГ} = \frac{I_{ВГ}}{j_{ек}} = \frac{38,38}{1,1} = 34,89 \text{ мм}^2 \quad q_{екВБ} = \frac{I_{ВБ}}{j_{ек}} = \frac{89,55}{1,1} = 81,41 \text{ мм}^2$$

Вибір марки проводів на ділянках:

Ділянка	Марка проводу	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
АГ	АС-240	0,12	0,405
АБ	АС-240	0,12	0,405
ВГ	АС-240	0,12	0,405
ВБ	АС-240	0,12	0,405

1.11. Розрахунок втрат мережі

На основі прийнятих типів проводів та їхніх основних технічних характеристик виконується подальший етап розрахунків, що передбачає визначення втрат потужності, електричної енергії та падіння напруги в ЛЕП.

Ці розрахунки проводяться з використанням відповідних аналітичних залежностей і дозволяють оцінити режим роботи електричної мережі, перевірити правильність вибору перерізів проводів та визначити рівень ефективності передачі електроенергії:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{n \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{л}}, \text{ кВт} \quad (1.6)$$

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{n \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot X_{\text{л}}, \text{ квар} \quad (1.7)$$

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{n \cdot U_{\text{НОМ}}^2}, \text{ кВ} \quad (1.8)$$

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P \cdot \tau, \text{ кВт} \cdot \text{ год} \quad (1.9)$$

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

Q - реактивна потужність, передана по лінії в Мвар;

$U_{\text{н}}$ - номінальна напруга мережі в кВ;

$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l$, Ом/км - активний опір лінії в Ом;

$X_{\text{л}} = x \cdot l$, Ом/км - 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 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
						27
Ізм.	Аркуш	№ 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	$\Sigma \Delta W$, МВт · год
Радіальна схема													
АБ	10,26	53,26	14,65	55,24	72,57	АС -240	0,12	0,405	0,039	0,131	0,29	104,81	595,44
АВ	35,83	48,23	5,47	48,54	63,77	АС -240	0,12	0,405	0,105	0,353	0,65	282,59	
АГ	24,89	49,24	8,51	49,97	65,64	АС -240	0,12	0,405	0,077	0,260	0,53	208,04	
Магістральна схема													
АН	6,60	150,73	33,95	154,51	202,98	АС -240	0,12	0,405	0,195	0,659	0,48	527,49	1311,51
НМ	13,67	97,47	21,61	99,84	131,16	АС -240	0,12	0,405	0,169	0,570	0,64	456,18	
НБ	7,73	53,26	14,00	55,07	72,35	АС -240	0,12	0,405	0,029	0,098	0,21	78,48	
МГ	14,28	49,24	11,18	50,49	86,36	АС -240	0,12	0,405	0,045	0,152	0,34	121,82	
МВ	15,63	48,23	10,55	49,37	64,86	АС -240	0,12	0,405	0,047	0,159	0,36	127,53	
Кільцева схема													
АБ	10,26	86,97	24,78	90,43	237,60	АС -240	0,12	0,405	0,208	0,702	0,95	561,78	1548,44
БВ	30,19	33,71	5,04	34,08	89,55	АС -240	0,12	0,405	0,087	0,293	0,83	234,75	
ВГ	22,23	14,52	-1,57	14,61	38,38	АС -240	0,12	0,405	0,012	0,040	0,11	31,76	
АГ	24,89	63,76	16,00	65,74	172,72	АС -240	0,12	0,405	0,267	0,900	1,60	720,16	

ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ

1.12. Техніко-економічне порівняння варіантів мережі

Вибір найбільш економічно доцільного варіанта електричної мережі здійснюється на завершальному етапі проектування шляхом порівняння приведених розрахункових витрат для всіх розглянутих схем. Суть цього підходу полягає у визначенні такого варіанта, який забезпечує мінімальні сумарні витрати протягом усього періоду експлуатації при дотриманні необхідного рівня надійності та технічних вимог.

Із множини попередньо відібраних схем обирається той варіант, для якого значення приведених витрат є найменшим. При цьому кожен із розглянутих варіантів повинен бути повністю технічно обґрунтований і детально опрацьований.

Це означає, що для кожної схеми мають бути виконані:

- ✓ вибір конфігурації електричних з'єднань підстанцій;
- ✓ розрахунок поточкорозподілу потужностей;
- ✓ визначення витрат активної та реактивної потужності;
- ✓ оцінка рівнів напруги у вузлах мережі та інші необхідні режимні розрахунки.

При порівнянні варіантів за критерієм приведених витрат враховується комплекс економічних показників, зокрема:

- ✓ капітальні витрати на спорудження ЛЕП;
- ✓ вартість комірок розподільчих пристроїв та комутаційної апаратури;
- ✓ вартість силових трансформаторів і автотрансформаторів;
- ✓ витрати на встановлення компенсуючих пристроїв та іншого допоміжного обладнання;
- ✓ експлуатаційні витрати, включаючи відрахування на амортизацію, ремонт та обслуговування;
- ✓ втрати електроенергії в процесі експлуатації, які також впливають на загальну економічну ефективність системи.

Таким чином, оцінка виконується з урахуванням повного життєвого циклу електричної мережі, що дозволяє отримати найбільш об'єктивне порівняння альтернативних рішень.

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		29

В практиці проектування варіанти схем електричних мереж можуть вважатися економічно рівноцінними, якщо різниця між їхніми приведеними витратами не перевищує 5%.

В такому випадку остаточний вибір може додатково враховувати експлуатаційні переваги, простоту схеми, рівень надійності та перспективи подальшого розвитку мережі.

Економічним критерієм для визначення найбільш вигідного варіанту є мінімум приведених витрат, що обчислюються по формулі:

$$Z = K \cdot E + I + Z, \text{ тис. грн./рік} \quad (1.10)$$

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 ($B = K \cdot \% \text{ відр.}$);

Z - очікуваний збиток від недовідпустки продукції при різній надійності.

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 розгляду його.

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		30

Таблиця 1.10. - Техніко-економічне порівняння варіантів мережі

Найменування показника	Од. вим.	Ціна	Варіант 1		Варіант 2		Варіант 3	
		тис.грн.	Кільк	Вартість	Кільк	Вартість	Кільк	Вартість
Капіталовкладення								
Напруга мережі	кВ	220						
Комірка вимикача ВРП	компл.	82,4	12	988,8	8	659,2	11	906,4
Капіталовкладення в підстанції (К п/с)				988,8		659,2		906,4
АС-120	км	13,1		0,00		0,00		0,00
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	17,3		0,00		0,00	87,57	1514,96
АС-300	км	18,2		0,00		0,00		0,00
2 АС-120	км	20,4		0,00		0,00		0,00
2 АС-150	км	22,2		0,00		0,00		0,00
2 АС-185	км	23,6		0,00		0,00		0,00
2 АС-240	км	30,6	70,98	2171,99	57,91	1772,05		0,00
2АС-300	км	31,2		0,00		0,00		0,00
Капіталовкладення в ПЛЕП (К пл)				2171,99		1772,05		1514,96
Одночасні капіталовкладення в мережі				3160,79		2431,25		2421,36
Приведені капіталовкладення				790,20		607,81		605,34
Витрати								
Витрати експлуатації підстанцій				148,32		59,33		81,58
Витрати експлуатації ПЛЕП				108,60		53,16		45,45
Вартість втрат електроенергії	МВт·год	0,14	595,44	83,36	1311,51	183,61	1548,44	216,78
Сумарні витрати				340,28		296,10		343,81
Приведені загальні затрати				1130,48		903,91		949,15

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ

В даному розділі «Розрахунок варіантів схеми мереж» виконано розрахунок та аналіз варіантів схеми електричної мережі для забезпечення надійного електропостачання вузлів навантаження. На початковому етапі проведено аналіз вихідних даних і кліматичних умов району розташування мережі, що дозволило врахувати особливості експлуатації ЛЕП та підстанцій при виборі обладнання і параметрів мережі.

На основі заданих навантажень було сформовано декілька можливих варіантів побудови електричної мережі та визначено довжини окремих її ділянок. За результатами технічних розрахунків обґрунтовано вибір номінальної напруги мережі, що забезпечує необхідну пропускну здатність та економічність передачі електричної енергії.

Для кожного варіанта мережі визначено величини зарядної реактивної потужності ЛЕП, вибрано схеми підстанцій споживачів, компенсуючі пристрої та силові трансформатори з урахуванням вимог до надійності електропостачання та якості електроенергії. Виконано приведення навантажень до вищої сторони трансформаторів, що дозволило здійснити подальший розрахунок режимів роботи мережі.

Проведено розрахунок поточкорозподілу для кожного із запропонованих варіантів, на основі якого визначено навантаження окремих ділянок мережі та здійснено вибір марок і перерізів проводів за умовами допустимого нагрівання, економічної щільності струму та забезпечення нормативних режимів роботи. Також виконано розрахунок втрат активної та реактивної потужності, а також втрат електричної енергії в мережі.

За результатами аналізу визначено найбільш раціональний варіант схеми електричної мережі, який забезпечує необхідний рівень надійності електропостачання споживачів, допустимі втрати потужності та напруги, а також характеризується найкращими техніко-економічними показниками.

Отримані результати є основою для подальших розрахунків режимів роботи мережі, вибору основного електротехнічного обладнання та розроблення заходів щодо підвищення ефективності функціонування системи електропостачання.

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		32

2. РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ СХЕМИ МЕРЕЖІ

Розрахунок режимів електричних мереж є важливим етапом проектування та аналізу систем електропостачання, оскільки дозволяє оцінити їхню працездатність у різних умовах експлуатації та забезпечити відповідність технічним вимогам щодо надійності, економічності та якості електроенергії.

Основною метою виконання розрахунків режимів є визначення:

✓ ступеня завантаження елементів електричної мережі (ЛЕП, трансформаторів, автотрансформаторів), а також перевірка відповідності їх пропускну здатності очікуваним потокам активної та реактивної потужності;

✓ вибору перерізів проводів і кабелів, а також номінальної потужності трансформаторного обладнання, виходячи з умов допустимих навантажень і економічної доцільності;

✓ рівнів напруги у вузлах мережі та розробки заходів, спрямованих на підтримання напруги в допустимих межах (використання регулювання трансформаторів, компенсуючих пристроїв тощо);

✓ втрат активної та реактивної потужності, а також втрат електроенергії, що дозволяє оцінити енергоефективність мережі та обґрунтувати заходи щодо їх зниження;

✓ інтегральних показників роботи мережі за тривалий період, таких як середні значення напруги у вузлах, завантаження трансформаторів, щільність струму в ЛЕП, а також діапазони зміни основних параметрів режиму.

Аналіз перспективних сталих режимів електричної мережі передбачає розмежування двох основних типів потоків потужності:

✓ розрахункові тривалі потоки потужності, які характерні для нормальних режимів роботи енергосистеми;

✓ розрахункові максимальні (нерегулярні) потоки потужності, що виникають унаслідок випадкових або аварійних відхилень від нормальних умов експлуатації.

Для визначення максимальних значень тривалих потоків потужності зазвичай аналізуються характерні режими роботи мережі. Найбільш важливим серед них є режим максимальних навантажень у зимовий період, коли спостерігається

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		33

найвищий рівень споживання електроенергії та максимальне завантаження генеруючих потужностей енергосистеми.

Для визначення граничних (нерегулярних) потоків потужності обов'язковим є аналіз післяаварійних режимів, які виникають у разі відключення найбільш завантажених елементів мережі - ЛЕП, силових трансформаторів або автотрансформаторів, а також при раптовому зниженні генеруючої потужності у вузлі або енергетичному районі.

Окремо розглядається мінімальний режим роботи мережі, який відповідає зниженню навантаження споживачів приблизно до 25% від максимального значення. Такий режим є важливим для оцінки роботи мережі в нічні години або в періоди низького споживання електроенергії.

Попередній розрахунок наближеного поточкорозподілу для максимального режиму був виконаний на попередніх етапах проєкту. На подальшому етапі здійснюється уточнення розрахунків із урахуванням втрат потужності в ЛЕП, що дозволяє отримати більш точний розподіл потоків потужності в мережі.

В результаті визначаються значення переданих потужностей у характерних вузлах та ділянках електричної мережі, що є основою для подальшого аналізу режимів, перевірки обладнання та оцінки техніко-економічних показників проєктованої системи електропостачання.

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
						34
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

2.1. Точне поточкорозподілення мережі в максимальному режимі

Кільцева схема									
$P_B = P'_B =$	48,23	МВт							
$P_\Gamma = P_{B\Gamma} + P'_\Gamma + \Delta P_{B\Gamma} =$	14,52	+	49,24	+	0,012	=	63,77	МВт	
$P_B = P_{BB} + P'_B + \Delta P_{BB} =$	33,71	+	53,26	+	0,087	=	87,06	МВт	
$P_A = P_\Gamma + \Delta P_{A\Gamma} =$	63,77	+	0,267	=	64,04	МВт			
$P_{A'} = P_B + \Delta P_{A'B} =$	87,06	+	0,208	=	87,27	МВт			
$Q_B = Q'_B =$	14,48	МВар							
$Q_\Gamma = Q_{B\Gamma} + Q'_\Gamma + \Delta Q_{B\Gamma} =$	-1,57	+	14,78	+	0,040	=	13,24	=	Мвар
$Q_B = Q_{BB} + Q'_B + \Delta Q_{BB} =$	5,04	+	15,94	+	0,293	=	21,27	=	Мвар
$Q_A = Q_\Gamma + \Delta Q_{A\Gamma} =$	13,24	+	0,900	=	14,14	МВар			
$Q_{A'} = Q_B + \Delta Q_{A'B} =$	21,27	+	0,702	=	21,97	МВар			
$S_B =$	$P_B + jQ_B$	=	50,36	МВА					
$S_\Gamma =$	$P_\Gamma + jQ_\Gamma$	=	65,13	МВА					
$S_B =$	$P_B + jQ_B$	=	89,62	МВА					
$S_A =$	$P_A + jQ_A$	=	65,58	МВА					
$S_{A'} =$	$P_{A'} + jQ_{A'}$	=	89,99	МВА					

2.2. Наближене та точне поточкорозподілення мережі в мінімальному режимі

Усі подальші розрахунки режимів електричної мережі виконуються за тією ж методикою, що й для максимального режиму навантаження, з урахуванням уже прийнятого та обґрунтованого раніше вибору основного електрообладнання і параметрів ЛЕП.

При цьому використовується та сама розрахункова схема мережі, що дозволяє забезпечити порівнянність результатів і коректний аналіз роботи системи в різних умовах експлуатації. Враховуються технічні характеристики обраних

трансформаторів, перерізи проводів, параметри КП, а також встановлені режими регулювання напруги.

Розрахунок мінімального режиму виконується з метою оцінки роботи електричної мережі при зниженому рівні навантаження споживачів, що є характерним для нічних годин або періодів зменшеного енергоспоживання. Це дозволяє виявити можливі відхилення напруги, надлишкову генерацію реактивної потужності та інші особливості роботи системи при малих навантаженнях.

Вихідні значення навантажень для мінімального режиму, які використовуються у розрахунках, наведені в таблиці 2.1. Вони є основою для подальшого аналізу поточкорозподілу, перевірки допустимих режимів роботи обладнання та оцінки загальної стабільності електричної мережі в умовах зниженого навантаження.

Таблиця 2.1. - Навантаження мінімального режиму

Параметр	Одиниці виміру	Підстанція джерело живлення	Підстанції споживачів		
		А	Б	В	Г
$P_{зад}$	МВт	-	13,25	12	12,25

Приведемо навантаження до високої сторони підстанції у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2. - Приведення навантаження до високої сторони

Підстанції	Підстанції споживачів		
	Б	В	Г
Параметри			
$\Delta P_{тр.}, \text{кВт}$	110,12	108,30	108,65
$\Delta Q_{тр.}, \text{квар}$	753,84	704,61	714,07
$P', \text{МВт}$	13,36	12,11	12,36
$Q', \text{МВар}$	4,62	4,20	4,29
$S', \text{МВА}$	14,14	12,82	13,08

Розрахунок потокорозподілення в мінімальному режимі									
$P_{AB} = \frac{P'_{Г*}L_{ГA}+P'_{B*}(L_{ГB}+L_{ГA})+P'_{Б*}(L_{БB}+L_{ГB}+L_{ГA})}{L_{БГ}+L_{ГB}+L_{BА}+L_{БA}} =$									
$= \frac{12,36 * 24,89 + 12,11 * (22,23 + 24,89) + 13,36 * (30,19 + 22,23 + 24,89)}{10,26 + 30,19 + 22,23 + 24,89} =$									
$= \mathbf{21,82} \text{ МВт}$									
$P_{AG} = \frac{P'_{Б*}L_{БA}+P'_{B*}(L_{БA}+L_{БB})+P'_{Г*}(L_{БA}+L_{БB}+L_{ГB})}{L_{БГ}+L_{ГB}+L_{BА}+L_{БA}} =$									
$= \frac{13,36 * 10,26 + 12,11 * (22,23 + 24,89) + 12,36 * (10,26 + 30,19 + 22,23)}{10,26 + 30,19 + 22,23 + 24,89} =$									
$= \mathbf{16,93} \text{ МВт}$									
$P_{BG} = P_{AG}-P'_{Г} = 16,93 - 12,36 = \mathbf{4,57} \text{ МВт}$									
$P_{BB} = P_{AB}-P'_{Б} = 21,82 - 13,36 = \mathbf{8,46} \text{ МВт}$									
$Q_{AB} = \frac{Q'_{Г*}L_{ГA}+Q'_{B*}(L_{ГB}+L_{ГA})+Q'_{Б*}(L_{БB}+L_{ГB}+L_{ГA})}{L_{БГ}+L_{ГB}+L_{BА}+L_{БA}} - Q_{зар AB} =$									
$= \frac{4,29 * 24,89 + 4,20 * (22,23 + 24,89) + 4,62 * (30,19 + 22,23 + 24,89)}{10,26 + 30,19 + 22,23 + 24,89} -$									
$- 1,29 = \mathbf{7,56} \text{ Мвар}$									
$Q_{AG} = \frac{Q'_{Б*}L_{БA}+Q'_{B*}(L_{БA}+L_{БB})+Q'_{Г*}(L_{БA}+L_{БB}+L_{ГB})}{L_{БГ}+L_{ГB}+L_{BА}+L_{БA}} - Q_{зар AG} =$									
$= \frac{4,62 * 10,26 + 4,20 * (22,23 + 24,89) + 4,29 * (10,26 + 30,19 + 22,23)}{10,26 + 30,19 + 22,23 + 24,89} -$									
$- 3,13 = \mathbf{2,74} \text{ Мвар}$									
$Q_{BG} = Q_{AG}-Q'_{Г}-Q_{зарBG} = 2,74 - 4,29 - 2,80 = \mathbf{-4,34} \text{ Мвар}$									
$Q_{BB} = Q_{AB}-Q'_{Б}-Q_{зарBB} = 7,56 - 4,62 - 3,80 = \mathbf{-0,86} \text{ Мвар}$									
$S_{AG} = P_{AG}+jQ_{AG} = 16,93 +j 2,74 = \mathbf{17,15} \text{ МВА}$									
$S_{AB} = P_{AB}+jQ_{AB} = 21,82 +j 7,56 = \mathbf{23,09} \text{ МВА}$									
$S_{BG} = P_{BG}+jQ_{BG} = 4,57 +j -4,34 = \mathbf{6,30} \text{ МВА}$									
$S_{BB} = P_{BB}+jQ_{BB} = 8,46 +j -0,86 = \mathbf{8,51} \text{ МВА}$									

Розрахунок струмів у мінімальному режимі

$$I_{AG} = \frac{S_{AG}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{17,15}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 45,05 \text{ А} \quad I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{23,09}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 60,68 \text{ А}$$

$$I_{BG} = \frac{S_{BG}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{6,30}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 16,56 \text{ А} \quad I_{BB} = \frac{S_{BB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{8,51}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 22,35 \text{ А}$$

Розрахунок втрат мережі здійсимо в таблиці 2.3.

Ім.
Аркуш
№ докум.
Підпис
Дата

Таблиця 2.3. - Розрахунок втрат мережі у мінімальному режимі

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
АБ	10,26	86,97	24,78	90,43	237,60	АС -240	0,12	0,405	0,014	0,046	0,26	36,64
БВ	30,19	33,71	5,04	34,08	89,55	АС -240	0,12	0,405	0,005	0,018	0,09	14,62
ВГ	22,23	14,52	-1,57	14,61	38,38	АС -240	0,12	0,405	0,002	0,007	-0,12	5,91
АГ	24,89	63,76	16,00	65,74	172,72	АС -240	0,12	0,405	0,018	0,061	0,36	48,99

ЕГ та БЕ 4815.059.000 ПЗ

супроводжується зміною напрямків потоків потужності та збільшенням навантаження на окремі ділянки ліній.

Попри виникнення аварійної ситуації, підстанції продовжують працювати з підвищеним рівнем надійності завдяки наявності ремонтної перемички. Це дозволяє зберегти в роботі два силові трансформатори на кожній підстанції, забезпечуючи безперервність електропостачання споживачів.

Завдяки можливості виконання оперативних перемикань у розподільчих пристроях, енергосистема зберігає працездатність навіть у післяаварійних умовах, а живлення споживачів здійснюється без повного знеструмлення. Такий режим є важливим для перевірки стійкості та надійності роботи електричної мережі в умовах пошкодження її окремих елементів.

Розрахунок потокорозподілення в п/ав режимі									
$P_{БВ} =$	$P'_{Б} =$								
						53,26			МВт
$P_{ВГ} =$	$P_{БВ} + P'_{В} =$	53,26	+	48,23	=	101,49			МВт
$P_{АГ} =$	$P_{ВГ} + P'_{Г} =$	101,49	+	49,24	=	150,73			МВт
$Q_{БВ} =$	$Q'_{Б} - Q_{зар\ БВ} =$	15,94	+	3,80	=	19,74			МВт
$Q_{ВГ} =$	$Q_{БВ} + Q'_{В} - Q_{зар\ ВГ} =$	19,74	+	14,48	-	2,80	=	31,43	МВт
$Q_{АГ} =$	$Q_{ВГ} + Q'_{Г} - Q_{зар\ АГ} =$	31,43	+	14,78	-	3,13	=	43,07	МВт
$S_{БВ} =$	$P_{БВ} + jQ_{БВ} =$					56,80			МВА
$S_{ВГ} =$	$P_{ВГ} + jQ_{ВГ} =$					106,25			МВА
$S_{АГ} =$	$P_{АГ} + jQ_{АГ} =$					156,77			МВА

Розрахунок струмів в після аварійному режимі

$$I_{БВ} = \frac{S_{МГ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{56,80}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 74,62 \text{ А}$$

$$I_{ВГ} = \frac{S_{МВ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{106,25}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 139,58 \text{ А}$$

$$I_{АГ} = \frac{S_{НБ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{156,77}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 205,95 \text{ А}$$

Таблиця 2.4. - Розрахунок втрат в післяварійному режимі

Ділянка	L, км	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	I, А	Марка проводу	γ_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔP , МВт	ΔQ , Мвар	ΔU , кВ	ΔW , МВт · год
БВ	30,19	53,26	19,74	56,80	74,62	АС -240	0,12	0,405	0,241	0,815	1,97	652,03
ВГ	22,23	101,49	31,43	106,25	139,58	АС -240	0,12	0,405	0,622	2,100	2,52	1679,84
АГ	24,89	150,73	43,07	156,77	205,95	АС -240	0,12	0,405	1,517	5,119	4,02	4095,29

ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ

Розрахунок точного поточкорозподілення в післяаварійному режимі

$P_B = P'_B =$	53,26	МВт						
$P_B = P'_B + P_B + \Delta P_{BB} =$	48,23	+	53,26	+	0,241	=	101,74	МВт
$P_\Gamma = P'_\Gamma + P_B + \Delta P_{B\Gamma} =$	49,24	+	101,74	+	0,622	=	151,60	МВт
$P_A = P_\Gamma + \Delta P_{A\Gamma} =$	151,60	+	1,52			=	153,11	МВт
$Q_B = Q'_B =$	15,94	МВт						
$Q_B = Q'_B + Q_B + \Delta Q_{BB} =$	14,48	+	15,94	+	0,815	=	31,24	МВт
$Q_\Gamma = Q'_\Gamma + Q_B + \Delta Q_{B\Gamma} =$	14,78	+	31,24	+	2,100	=	48,12	МВт
$Q_A = Q_\Gamma + \Delta Q_{A\Gamma} =$	48,12	+	5,12			=	53,24	МВт
$S_B =$		$P_B + jQ_B$	=				55,60	МВА
$S_B =$		$P_\Gamma + jQ_\Gamma$	=				106,43	МВА
$S_\Gamma =$		$P_M + jQ_M$	=				159,05	МВА
$S_A =$		$P_M + jQ_M$	=				162,10	МВА

2.4. Визначення рівнів напруги у вузлах мережі

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

Максимальний режим								
$U_\Gamma = U_{ДЖ} - \Delta U_{A\Gamma} =$	230,00	-	1,60	=	228,40	кВ		
$U_{B(A)} = U_\Gamma - \Delta U_{B\Gamma} =$	228,40	-	0,11	=	228,29	кВ		
$U_B = U_{ДЖ} - \Delta U_{AB} =$	230,00	-	0,95	=	229,05	кВ		
$U_{B(A')} = U_B - \Delta U_{BB} =$	229,05	-	0,83	=	228,21	кВ		
$U_B = (U_{B(A)} + U_{B(A')}) / 2 =$	$\frac{228,29 + 228,21}{2}$			=	228,25	кВ		
Мінімальний режим								
$U_\Gamma = U_{ДЖ} - \Delta U_{A\Gamma} =$	230,00	-	0,36	=	229,64	кВ		
$U_{B(A)} = U_\Gamma - \Delta U_{B\Gamma} =$	229,64	-	0,01	=	229,64	кВ		
$U_B = U_{ДЖ} - \Delta U_{AB} =$	230,00	-	0,26	=	229,74	кВ		
$U_{B(A')} = U_B - \Delta U_{BB} =$	229,74	-	0,09	=	229,64	кВ		
$U_B = (U_{B(A)} + U_{B(A')}) / 2 =$	$\frac{229,64 + 229,64}{2}$			=	229,64	кВ		
Післяаварійний режим								
$U_\Gamma = U_{ДЖ} - \Delta U_{A\Gamma} =$	230,00	-	4,02	=	225,98	кВ		
$U_B = U_\Gamma - \Delta U_{B\Gamma} =$	225,98	-	2,52	=	223,46	кВ		
$U_B = U_B - \Delta U_{BB} =$	223,46	-	1,97	=	221,49	кВ		

В усіх режимах рівень напруги на високій стороні підстанцій споживачів задовольняє існуючим вимогам.

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		42

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ

В розділі «Розрахунок оптимального варіанту схеми мережі» виконано детальний аналіз режимів роботи оптимального варіанта електричної мережі, вибраного за результатами техніко-економічного порівняння. Проведені розрахунки дозволили оцінити роботу мережі в максимальному, мінімальному та післяаварійному режимах навантаження, а також перевірити відповідність її параметрів вимогам надійності та якості електропостачання.

Для максимального режиму роботи виконано точний розрахунок поточкорозподілу, за результатами якого визначено потоки активної та реактивної потужності на окремих ділянках мережі, завантаження ліній електропередавання і трансформаторів. Аналіз отриманих результатів показав, що пропускна здатність елементів мережі є достатньою для передачі розрахункових навантажень без перевантаження обладнання.

Для мінімального режиму навантаження проведено наближений та точний розрахунок поточкорозподілу. Порівняння результатів підтвердило коректність прийнятих інженерних рішень та дозволило оцінити вплив зниження навантаження на режими роботи мережі. Встановлено, що в мінімальному режимі забезпечується стабільна робота мережі та дотримуються нормативні вимоги щодо рівнів напруги у вузлах.

Особливу увагу приділено дослідженню післяаварійного режиму, який є одним із найбільш відповідальних для забезпечення надійності електропостачання. Виконані розрахунки показали, що після відключення окремих елементів мережі перерозподіл потужності не призводить до недопустимого перевантаження обладнання, а електропостачання споживачів зберігається на належному рівні. Це свідчить про достатній запас пропускної здатності мережі та правильність вибору її структури.

На основі результатів розрахунків поточкорозподілу визначено рівні напруги у вузлах мережі для всіх розглянутих режимів роботи. Встановлено, що відхилення напруги не перевищують допустимих значень, визначених нормативними документами, що забезпечує необхідну якість електричної енергії у споживачів та надійну роботу електротехнічного обладнання.

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		43

3. ОХОРОНА ПРАЦІ

3.1 Загальні положення з охорони праці при експлуатації електричних мереж

Електроенергетичні об'єкти належать до категорії виробництв підвищеної небезпеки, оскільки їх експлуатація пов'язана з використанням високої напруги, значних струмів навантаження та складного електротехнічного обладнання. Під час проєктування електричної мережі з вузлами навантаження 53 МВт, 48 МВт та 49 МВт особлива увага повинна приділятися забезпеченню безпечних умов праці обслуговуючого персоналу та запобіганню аварійним ситуаціям.

Основними нормативними документами, що регламентують вимоги охорони праці в електроенергетиці, є Закон України «Про охорону праці», Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів, Правила улаштування електроустановок (ПУЕ), а також державні стандарти та нормативні акти з питань електробезпеки.

Безпечна експлуатація електричних мереж передбачає застосування технічних та організаційних заходів, спрямованих на попередження травматизму, професійних захворювань та виникнення аварій.

3.2 Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих факторів

Під час експлуатації електричних мереж та підстанцій персонал може піддаватися впливу низки небезпечних і шкідливих виробничих факторів.

Основним небезпечним фактором є електричний струм. Ураження людини електричним струмом може відбутися внаслідок прямого або непрямого дотику до струмопровідних частин обладнання, пошкодження ізоляції, виникнення крокової напруги або дії електричної дуги.

До інших небезпечних факторів належать:

- дія електромагнітних полів;
- підвищена температура окремих елементів електрообладнання;
- можливість виникнення коротких замикань;
- механічні травми під час монтажу та ремонту обладнання;
- робота на висоті під час обслуговування повітряних ліній електропередачі;
- шум та вібрація від роботи силових трансформаторів і комутаційного обладнання.

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
						44
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

Найбільшу небезпеку становлять аварійні режими роботи електроустановок, які можуть супроводжуватися виникненням електричної дуги, руйнуванням обладнання та загрозою для життя персоналу.

3.3 Заходи щодо забезпечення електробезпеки

Для забезпечення електробезпеки під час експлуатації електричної мережі передбачаються технічні та організаційні заходи захисту.

До технічних заходів належать:

- надійна ізоляція струмопровідних частин;
- застосування захисного заземлення;
- використання автоматичного відключення пошкоджених ділянок мережі;
- встановлення пристроїв релейного захисту та автоматики;
- використання блокувань і попереджувальної сигналізації;
- огороження струмопровідних частин та струмонебезпечних зон.

В проєктованій мережі застосовуються сучасні пристрої релейного захисту, які забезпечують швидке виявлення пошкоджень і відключення аварійної ділянки. Це дозволяє зменшити тривалість протікання струмів короткого замикання та підвищити безпеку експлуатації обладнання.

Важливим заходом є виконання захисного заземлення металевих неструмопровідних частин обладнання. Опір заземлювального пристрою повинен відповідати вимогам чинних нормативних документів і забезпечувати безпечний рівень напруги дотику та крокової напруги.

До організаційних заходів належать:

- допуск до роботи лише навченого персоналу;
- проведення інструктажів з охорони праці;
- оформлення нарядів-допусків;
- використання засобів індивідуального захисту;
- контроль технічного стану обладнання.

Персонал повинен використовувати діелектричні рукавички, боти, килимки, покажчики напруги та інші засоби захисту, передбачені нормативними документами.

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		45

3.4 Пожежна безпека електроенергетичних об'єктів

Однією з важливих складових охорони праці є забезпечення пожежної безпеки. Основними причинами виникнення пожеж на електроенергетичних об'єктах є короткі замикання, перевантаження електрообладнання, порушення ізоляції та перегрів контактних з'єднань.

Для попередження пожеж передбачаються такі заходи:

- вибір електрообладнання відповідно до розрахункових навантажень;
- встановлення автоматичних вимикачів та запобіжників;
- періодичний контроль стану ізоляції;
- використання негорючих кабельних конструкцій;
- забезпечення приміщень первинними засобами пожежогасіння.

Для гасіння електрообладнання під напругою застосовуються вуглекислотні та порошкові вогнегасники. Використання водяних засобів пожежогасіння допускається лише після повного знеструмлення обладнання.

На підстанціях повинні бути розроблені плани евакуації персоналу та інструкції щодо дій у разі виникнення пожежі.

3.5 Заходи щодо захисту навколишнього середовища

При проектуванні електричної мережі необхідно враховувати вимоги екологічної безпеки. Експлуатація електроенергетичних об'єктів може супроводжуватися утворенням електромагнітних полів, шуму та відходів електротехнічного обладнання.

Для зменшення негативного впливу на довкілля передбачаються:

- застосування енергоефективного обладнання;
- зниження втрат електроенергії в мережі;
- використання екологічно безпечних матеріалів;
- контроль рівнів електромагнітних полів;
- утилізація відпрацьованого обладнання відповідно до чинних екологічних вимог.

Важливим заходом є впровадження сучасних систем автоматизованого керування режимами роботи мережі, що дозволяє зменшити втрати електроенергії та підвищити ефективність функціонування енергосистеми.

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
						46
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ

В розділі виконано аналіз небезпечних та шкідливих факторів, що можуть виникати під час експлуатації проєктованої електричної мережі з вузлами навантаження 53 МВт, 48 МВт та 49 МВт. Розглянуто основні заходи електробезпеки, пожежної безпеки та захисту навколишнього середовища. Реалізація запропонованих технічних і організаційних рішень забезпечує безпечну та надійну експлуатацію електричної мережі, зниження ризику виробничого травматизму та підвищення рівня безпеки праці обслуговуючого персоналу.

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
						47
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

В даному дипломному проєкті на тему «Проектування електричної мережі з вузлами навантаження 53 МВт, 48 МВт, 49 МВт» відповідно до вимог технічного завдання виконано комплексне проектування електричної мережі напругою 220 кВ, призначеної для забезпечення надійного та безперервного електропостачання споживачів зазначених вузлів навантаження.

Запроектowana електрична мережа виконана за кільцевою (замкненою) схемою, яка є однією з найбільш ефективних конфігурацій з точки зору надійності електропостачання. Така схема забезпечує можливість двостороннього живлення підстанцій і дозволяє організувати резервні шляхи передачі електроенергії у разі відмови окремих елементів мережі, що суттєво підвищує загальну стійкість системи.

Обрана структура електропостачання забезпечує високий рівень надійності функціонування, мінімізує ризики повного або часткового знеструмлення споживачів та характеризується раціональними техніко-економічними показниками. Зокрема, досягається оптимальне співвідношення між капітальними витратами на будівництво, експлуатаційними витратами та втратами електроенергії в процесі передачі.

В процесі виконання проєкту було проаналізовано декілька можливих варіантів конфігурації електричної мережі. Вибір оптимального варіанта здійснювався на основі детального техніко-економічного порівняння, а також результатів розрахунків усталених та перехідних режимів роботи системи. Основним критерієм при виборі остаточної схеми став аналіз максимального режиму навантаження, який є визначальним для перевірки пропускну здатності елементів мережі та коректного підбору основного електрообладнання.

Отримані результати розрахунків підтверджують, що проєктowana електрична мережа зберігає працездатність у всіх розглянутих режимах, забезпечує допустимі рівні напруги у вузлах навантаження та не перевищує гранично допустимих значень струмів і навантажень обладнання. Це свідчить про достатній рівень надійності, стійкості та ефективності роботи запропонованої схеми електропостачання.

В ході проектування також було враховано природно-кліматичні умови району розміщення електричної мережі, зокрема температурні режими, вітрові навантаження та ожеледні відкладення. На основі проведених інженерних розрахунків та чинних

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		48

нормативних вимог було обґрунтовано та здійснено вибір основного електрообладнання та конструктивних елементів мережі, а саме:

- ✓ компенсуючих пристроїв підстанцій для регулювання рівня напруги та компенсації реактивної потужності;
- ✓ силових трансформаторів необхідної номінальної потужності з урахуванням резервування;
- ✓ марок та перерізів проводів ПЛЕП, що забезпечують економічність і допустимі втрати;
- ✓ типів опор повітряних ліній з урахуванням механічних навантажень та умов експлуатації.

Таким чином, розроблений дипломний проєкт електричної мережі напругою 220 кВ повністю відповідає сучасним технічним і нормативним вимогам, забезпечує надійне електропостачання споживачів заданих вузлів навантаження та може бути рекомендований до подальшої практичної реалізації.

В розділі «Охорона праці» було проведено оцінку небезпечних і шкідливих виробничих чинників, які можуть виникати під час експлуатації спроектованої електричної мережі з вузлами навантаження 53 МВт, 48 МВт та 49 МВт. Виконано аналіз вимог електробезпеки, пожежної безпеки та екологічного захисту, а також розглянуто комплекс технічних і організаційних заходів, спрямованих на мінімізацію ризиків під час роботи електроенергетичних об'єктів. Впровадження запропонованих рішень сприятиме забезпеченню надійної та безпечної експлуатації мережі, зменшенню ймовірності виникнення аварійних ситуацій і виробничого травматизму, а також створенню належних умов праці для оперативного та ремонтного персоналу.

					ЕТ та ЕЕ 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		49

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ:

1. В.М. Сулейманов Електричні мережі та системи: підручн. [Текст]/ В.М. Сулейманов, Т.Л. Кацадзе. – К.: НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с.;
2. Кацадзе Т.Л. Основи механічних розрахунків повітряних ліній електропередавання: підручник/Т.Л. Кацадзе. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2019. – 336 с.;
3. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. Вилучено з <https://de.com.ua/uploads/0/1703-EnergyStrategy2030.pdf>
4. Електричні мережі та системи. Режими 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.;
5. 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;
6. Омельчук А.О. Електричні системи та мережі Київ: Видавничий центр НУБІП України, 2006 – 160 с.
7. Гаврилов Ф.А. Електричні системи та мережі. Навч. посібник. — Маріуполь: ПДТУ, 2002. — 172 с.;
8. Романюк, Ю. Ф. Електричні системи та мережі: навч. посіб. / Ю. Ф. Романюк. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2004. - 272 с. <http://194.44.112.13/chyталna/511/index.html>.;
9. Принц М.В. Електричні мережі: монтаж, обслуговування та ремонт: [підручник] /М.В. Принц, В.М. Цимбалістий – Львів: Оріяна-Нова, 2003. – 297 с.
10. 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 4815.059.000 ПЗ	Аркуш
						50
Ізм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		