

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 8 МВт, 24 МВт, 13 МВт

(тема кваліфікаційної роботи)

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

Спеціальності: 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____/Аліна ЦИБУЛЬНИК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____/Юлія ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Рецензент _____/Світлана АРТЮХ
(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)

Цибульник Аліні Леонідівні
(прізвище, ім'я, по батькові студента)

1. Тема роботи Проектування електричної мережі з вузлами навантаження 8 МВт, 24 МВт, 13 МВт

керівник роботи Олійник Юлія Сергіївна, к.пед.н., доцент
(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

А.Л. Цибульник

ініціали, прізвище

Керівник роботи

підпис

Ю.С. Олійник

ініціали, прізвище

ЗМІСТ

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 потокорозподілу 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 4815.055.000 ПЗ											
					Проектування електричної мережі з вуз-лами навантаження 8 МВт, 24 МВт, 13 МВт				Літ.		Маса		Масштаб			
Змн.	Арк.	№ докум.		Підпис					Дата				1		1 : 1	
Розроб.		Цибульник А.Л.														
Перевір.		Олійник Ю.С.														
Т. Контр.										Арк.				Аркушів		
Реценз.						Пояснювальна записка				ДЕА-Е21+Е22пр						
Н. Контр.																
Затверд.		Чернюк А.М.														

2.3. Наближене та точне потокорозподілення мережі у післяаварійному режимі

2.4. Визначення рівнів напруги у вузлах мережі

ВИСНОВКИ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

					ЕТ та ЕЕ 4815.065.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

п/ст - підстанція

КП – компенсуючі пристрої

ПЛЕП – повітряна лінія електропередач

К.З. – коротке замикання

ІТП – інженерно технічні працівники

min – мінімальний режим

max – максимальний режим

п/ав – післяаварійний режим

КРП – компенсація реактивної потужності

ТЕП – техніко-економічне порівняння

ДЖ – джерело живлення

СВЧ – струмоведучі частини

					ЕТ та ЕЕ 4815.065.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Енергетика відіграє фундаментальну роль у забезпеченні стабільного розвитку економіки будь-якої держави. У цьому контексті особливо важливим є сектор електроенергетики, який слугує ключовим драйвером технічного прогресу не лише в промисловості, а й у транспорті, будівництві, сільському господарстві, комунальному господарстві, охороні здоров'я та інших сферах життєдіяльності суспільства. Електроенергія є тим універсальним ресурсом, що забезпечує ефективну роботу сучасних технологій, сприяє цифровізації та автоматизації виробництва.

У міських агломераціях зосереджена переважна частина споживачів електричної енергії, на які припадає до 75% загального електроспоживання країни. Така концентрація навантажень визначає особливе значення раціонального проектування систем електропостачання міст, які мають істотний вплив на загальну конфігурацію національної електричної мережі.

Для задоволення потреб урбанізованих територій використовується багаторівнева система електропостачання. Основу зовнішнього електропостачання становлять високовольтні лінії електропередачі (220 кВ і вище), які забезпечують надійний зв'язок міських енергетичних об'єктів із загальнодержавною або регіональною енергосистемою. Живлення міських розподільчих мереж 110 кВ здійснюється від потужних підстанцій класу напруги 220 кВ, які є ключовими вузлами електроенергетичної інфраструктури. Високовольтні лінії також використовуються для міжвузлових зв'язків між підстанціями, що забезпечує резервування та гнучкість у розподілі навантаження.

Електроенергія вирізняється низкою унікальних властивостей, які визначають її переваги перед іншими видами енергії. Це, зокрема, легкість перетворення в інші форми, здатність до транспортування на великі відстані з мінімальними втратами, можливість централізації або децентралізації виробництва, а також зручність і ефективність автоматизованого управління

					ЕТ та ЕЕ 4815.065.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

енергоспоживанням. Саме ці особливості роблять електроенергію незамінною в умовах сучасного техногенного середовища.

Сучасні системи електропостачання повинні відповідати цілому комплексу вимог:

- надійність, тобто гарантоване забезпечення електроенергією у будь-який час;
- економічність, що передбачає мінімальні витрати на будівництво, експлуатацію та обслуговування;
- безпека для персоналу, споживачів і навколишнього середовища;
- зручність експлуатації, яка включає простоту технічного обслуговування, доступність апаратури та засобів автоматизації;
- висока якість електроенергії, яка характеризується стабільністю напруги та частоти, мінімальним рівнем спотворень та відхилень.

Крім того, при проектуванні сучасних СЕП необхідно враховувати такі фактори, як стислі строки будівельно-монтажних робіт, можливість поетапного введення в експлуатацію, а також гнучкість системи, що забезпечує перспективу нарощування потужності чи розширення мережі без кардинальних змін у її структурі. Таким чином, проектування електропостачальних систем — це складне завдання, що поєднує інженерні розрахунки з обґрунтованими технічними, економічними та експлуатаційними рішеннями.

					ЕТ та ЕЕ 4815.065.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

1. РОЗРАХУНОК ВАРІАНТІВ СХЕМИ МЕРЕЖ

1.1. Аналіз вихідних даних та кліматичних умов району

Вихідними даними для проектування є:

- перелік споживачів;
- величини активних потужностей;
- значення коефіцієнтів активної потужності (заданого і бажаного);
- координати місця розташування підстанцій споживачів і можливих джерел живлення;
- дані про категорійність споживачів;
- кліматичні умови району що електрифікується.

У даному проекті всі споживачі є споживачами першої категорії а кліматичні умови відповідають Харківської області. Інші вихідні дані наведені у таблиці 1.1 та на карті-схемі району що електрифікується що представлена на рис. 1.1 і відповідають варіантові 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	***	8	24	13		
$\cos\varphi$	в.о.	***	0,86	0,84	0,89		
координата Х	мм	30	15	45	80	35	40
координата У	мм	5	25	65	35	20	45
масштаб	км/мм	0,8					

Для забезпечення надійності та довговічності повітряних ліній електропередачі, необхідно враховувати кліматичні особливості району їх розміщення. Згідно з вимогами «Правил улаштування електроустановок» (ПУЕ), визначення розрахункових кліматичних параметрів для проектування повітряних ліній повинно відповідати нормативам кліматичного районування. У разі потреби, ці параметри уточнюються на основі аналізу багаторічних метеорологічних спостережень, які включають:

- швидкість і тиск вітру,

- інтенсивність, питому вагу та характер утворення ожеледі й ізморозі,
- середні та мінімальні температури повітря в районі проходження траси ПЛ.

В межах даного проєкту проаналізовано кліматичні характеристики району, де планується будівництво повітряної лінії. Згідно з кліматичним районуванням території, дана ділянка належить до другого району за швидкісними напорами вітру. Це означає, що конструктивні елементи лінії повинні бути розраховані з урахуванням відповідних вітрових навантажень.

Нормативні значення максимальних швидкісних напорів вітру визначаються на висоті 10 метрів над рівнем землі. Для характерного кліматичного регіону вони обираються відповідно до даних з [1] і зведені в таблицю 1.2, що дозволяє забезпечити коректне проєктування опор, проводів та ізоляції з урахуванням можливих екстремальних погодних умов.

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 років	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 проєктованої 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
	10	15

В проектуваному районі час гроз складає 80-100 годин.

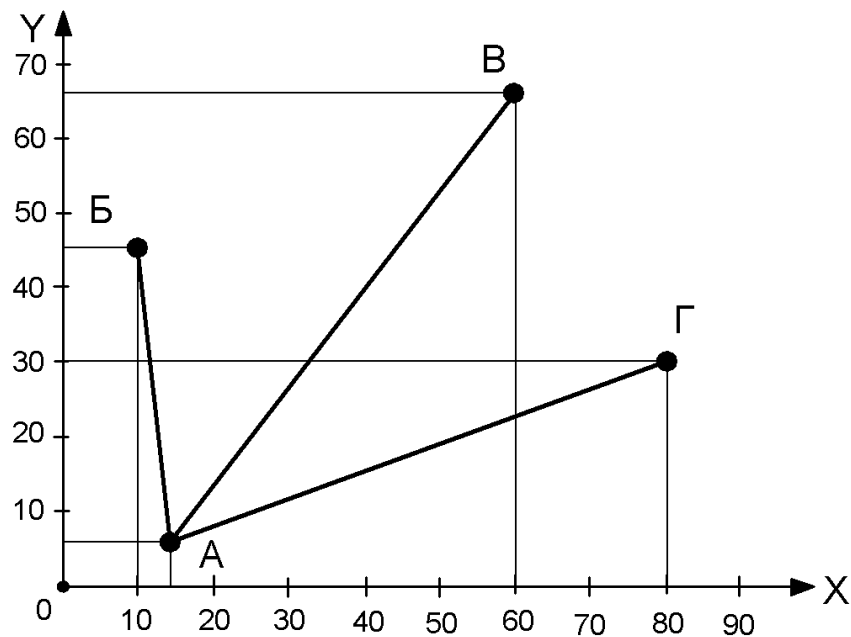


Рисунок 1.1. - План – карта району

1.2. Складання варіантів схеми мережі

До розгляду приймаємо конфігурації мережі, що забезпечують необхідну надійність електропостачання споживачів підстанцій першої категорії.

З усіх можливих варіантів приймаємо до розгляду найпростіші варіанти схем, що є елементарними одиницями для побудови більш складних мереж:

- радіальну;
- магістральну;

- кільцеву.

Усі ці схеми мережі забезпечують необхідну надійність електропостачання споживачів першої категорії, тому що забезпечують живлення підстанцій споживачів по двох незалежних лініях, тому будемо вважати їхній рівнонадійними.

Варіанти схем представлені на рис. 1.2 – 1.4.

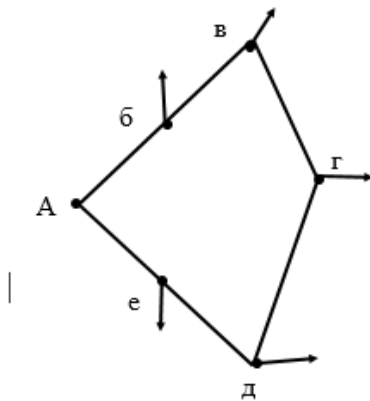


Рисунок 1.2. - Радіальна схема мережі

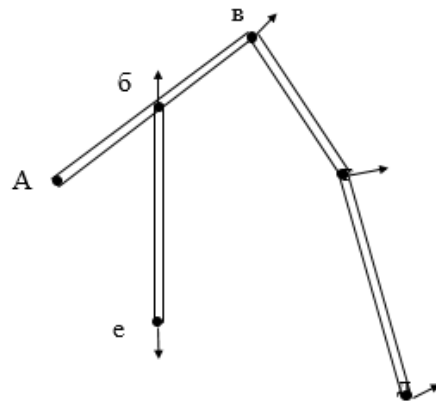


Рисунок 1.3. - Магістральна
схема мережі

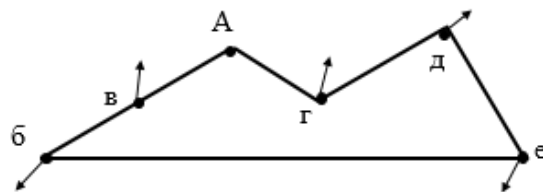


Рисунок 1.4. - Кільцева схема мережі

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:

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

де $L_{вим.}$ – 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

Ділянки	L _{вим.,мм}	L _{вим.,км}	ΔL ,км	L _{розр} , км
Радіальна схема мережі				
АБ	25,00	20,00	3,00	23,00
АВ	61,85	49,48	7,42	56,90
АГ	58,31	46,65	7,00	53,64
Магістральна схема мережі				
АН	15,81	12,65	1,90	14,55
НМ	25,50	20,40	3,06	23,46
МВ	20,62	16,49	2,47	18,97
НБ	20,62	16,49	2,47	18,97
МГ	41,23	32,98	4,95	37,93
Кільцева схема живлення				
АБ	25,00	20,00	3,00	23,00
БВ	50,00	40,00	6,00	46,00
ВГ	46,10	36,88	5,53	42,41
АГ	58,31	46,65	7,00	53,64

1.4. Визначення номінальної напруги мережі

Номінальна напруга вибирається виходячи з величини переданого навантаження і довжини лінії. В області де проектується мережа маєтся джерело живлення що забезпечує живлення підстанцій споживачів на напругах 35 - 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 ділень мережі та номінальних напруг варіантів мережі в цілому здійснюємо у таблиці 1.5.

Таблиця 1.5. - Визначення оптимальної напруги мережі

Діленьця	L _{розр} , км	Р _{дільн} , МВт	U _{опт.} , кВ	U _{ном.діл} , кВ	U _{ном.мер.} , кВ
Радіальна схема мережі					
АБ	23,00	8	54,70	110	110
АВ	56,90	24	94,09	110	
АГ	53,64	13	70,42	110	
Магістральна схема мережі					
АН	14,55	45	105,45	110	110
НМ	23,46	37	106,07	110	
МВ	18,97	24	87,53	110	
НБ	18,97	8	54,32	110	
МГ	37,93	13	69,76	110	
Кільцева схема живлення					
АБ	23,00	25,08	90,75	110	110
БВ	46,00	17,08	79,74	110	
ВГ	42,41	6,92	51,78	110	
АГ	53,64	19,92	86,13	110	

1.5. Визначення зарядної реактивної потужності ділень мережі

Зарядну потужність лінії необхідно враховувати при розрахунку поточкорозподілення в мережі і визначенні потужності переданої по лініях, у іншому випадку не буде зведений баланс виробленої та спожитої електроенергії.

Визначимо зарядну потужність лінії для всіх ділянок мережі по формулі:

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

де b_0 - питома зарядна потужність лінії в См 10^{-4} .

На даному етапі проекту, поки ще вибрані проводи на діленьцях 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

Дільниця	L _{розр} , км	b ₀ , 10 ⁻⁴ , см	Q _{зар} , Мвар
Радіальна схема мережі			
АБ	23,00	2,66	0,74
АВ	56,90	2,66	3,66
АГ	53,64	2,66	3,45
Магістральна схема мережі			
АН	14,55	2,66	0,94
НМ	23,46	2,66	0,12
МВ	18,97	2,66	1,22
НБ	18,97	2,66	1,22
МГ	37,93	2,66	2,44
Кільцева схема живлення			
АБ	23,00	2,66	0,74
БВ	46,00	2,66	1,48
ВГ	42,41	2,66	1,37
АГ	53,64	2,66	1,73

1.6. Вибір схем підстанцій споживачів

Фактори, що впливають на вибір схем електричних з'єднань підстанцій

Вибір оптимальної схеми електричних з'єднань підстанцій є складною інженерною задачею, що потребує врахування великої кількості чинників.

Найбільш вагомими серед них є:

- Тип і функціональне призначення підстанції (наприклад, розподільча, понизна, вузлова);
- Місце її розташування в структурі енергосистеми, що визначає її зв'язки з іншими елементами мережі;
- Кількість і потужність трансформаторів (або автотрансформаторів), що встановлюються на підстанції;

- Кількість і параметри ліній електропередач (ЛЕП), які підключаються до підстанції;
- Рівень і характер місцевого навантаження, у тому числі щільність навантаження в даному районі;
- Категорійність споживачів, тобто необхідний рівень надійності електропостачання;
- Схемні рішення і рівні напруги суміжних ділянок мережі, що приєднуються до підстанції;
- Очікувані значення струмів короткого замикання (К.З.), які визначають вимоги до апаратури;
- Наявність електрообладнання з відповідними технічними параметрами;
- Можливі економічні втрати у разі зниження якості електроенергії або її недовідпуску споживачам;
- Фізичні обмеження — площа забудови, особливості розміщення обладнання, вимоги до охоронних зон тощо.

Частина вищезгаданих параметрів зазвичай задається в технічному завданні на проектування. Проте в умовах невизначеності щодо конкретного призначення та перспективної ролі підстанції, а також при відсутності точних даних про:

- прогноз розвитку електричних мереж району;
- структуру та організацію диспетчерського керування як усієї енергосистеми, так і даної підстанції;
- спеціальні технічні вимоги, що можуть виникати, зокрема, з розрахунків динамічної стійкості чи аналізу внутрішніх перенапруг;
- динаміку зростання споживання електроенергії в мережах середньої та низької напруги;

При проектуванні необхідно виходити з типових рішень, припускаючи наявність споживачів усіх трьох категорій надійності. Це дозволяє

					ЕТ та ЕЕ 4815.065.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

забезпечити універсальність схеми та її здатність до подальшої адаптації або розвитку у випадку зміни умов експлуатації.

У підсумку, вибір схеми електроз'єднань повинен ґрунтуватися на принципах максимальної надійності, економічної доцільності та перспективності розвитку, навіть за умов обмеженої вихідної інформації.

Розподільчий пристрій високої напруги (РПВН)

Розподільчий пристрій високої напруги виконує ключову функцію введення електроенергії на підстанцію з боку системи передачі. Він забезпечує приймання електроенергії з ліній електропередач високої напруги та її подальший розподіл на трансформатори або інші елементи електричної мережі.

Конструктивно РПВН може бути реалізований за кількома схемами, вибір яких залежить від функціонального призначення підстанції та характеру її підключення до енергетичної системи. Найпоширенішими є такі варіанти:

- ✓ Схема "два блоки трансформатор–лінія з перемичкою", яка дозволяє здійснювати гнучке перемикання між лініями та трансформаторами і забезпечує резервування у разі виходу з ладу одного з елементів;
- ✓ Схема "містка з робочою і ремонтною перемичкою", яка забезпечує високу надійність та зручність в обслуговуванні, дозволяючи виконувати оперативні перемикання та ремонт без повного знеструмлення РП.

В межах даної роботи розглянуто два основні варіанти побудови РПВН:

1. РПВН з робочою і ремонтною перемичкою — доцільний для транзитних підстанцій, включених у розсічку ліній електропередач (аналогічно кільцевій схемі живлення). Така схема забезпечує високу гнучкість у керуванні потоками потужності та резервування при аваріях.

2. РПВН лише з ремонтною перемичкою — характерний для тупикових підстанцій, що працюють у складі радіальних або магістральних

					ЕТ та ЕЕ 4815.065.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

схем. У такому варіанті забезпечується можливість обслуговування обладнання без повного відключення підстанції, але функціональні можливості перемикачів є обмеженішими.

Таким чином, вибір структури РПВН визначається не лише типом підстанції, а й загальною конфігурацією мережі, до якої вона приєднана, рівнем вимог до надійності живлення та умовами експлуатації.

Схеми РПВН, що використовуються в проекті приведені на рис. 1.5.

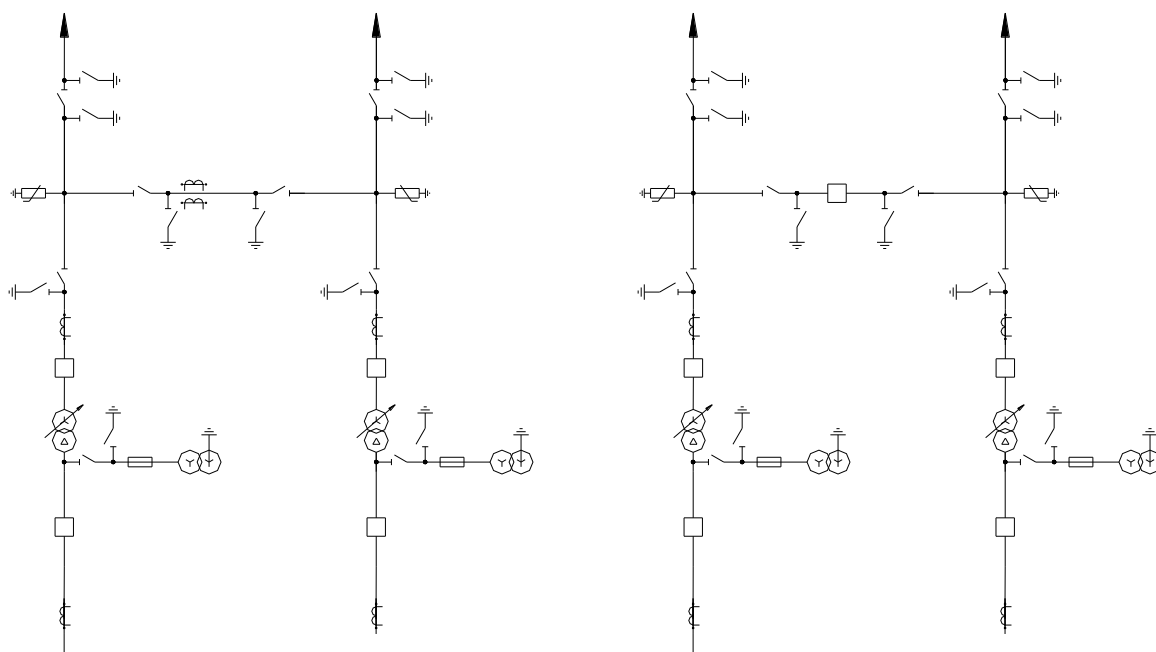


Рисунок 1.5. - Варіанти схем РПВН підстанцій споживачів

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

Компенсаційні пристрої призначені для зменшення обсягів переданої реактивної потужності в електричних мережах. Зниження реактивної складової потоку потужності сприяє зменшенню загального струму в лінії. А це, в свою чергу, веде до зниження втрат активної потужності, що виникають у провідниках, трансформаторах та іншому електрообладнанні.

Рациональна компенсація реактивної потужності позитивно впливає на параметри електроенергетичної системи: дозволяє зменшити повні навантаження трансформаторів, оптимізувати вибір їх номінальної потужності, зменшити необхідний перетин проводів ліній електропередач, знизити втрати напруги, потужності й електроенергії, а також підвищити ефективність використання електроустановок.

Вибір потужності та місця встановлення компенсуючих пристроїв (КУ) є важливою складовою процесу проектування, оскільки ці параметри мають безпосередній вплив на техніко-економічні показники розглянутих схем електропостачання. Ба більше, від них може залежати доцільність вибору тієї чи іншої номінальної напруги та самої конфігурації проекрованої електричної мережі.

В процесі розрахунків, для спрощення аналізу, доцільно приймати, що періоди максимального споживання активної та реактивної потужності збігаються в часі. Це дозволяє визначати реактивне навантаження підстанцій на основі максимальних значень активного навантаження з урахуванням заданого коефіцієнта потужності ($\cos \varphi$). Такий підхід забезпечує достатню точність для попереднього вибору компенсуючих пристроїв при проектуванні систем електропостачання.

Для підвищення коефіцієнта потужності на шинах вторинної напруги понижуючої підстанції до цільового значення 0,96 необхідно встановити батареї конденсаторів відповідної потужності. Орієнтовна величина компенсуючої потужності визначається на основі розрахункових формул, наведених у таблиці 1.7.

З метою забезпечення високої надійності електропостачання на підстанції передбачається встановлення двох силових трансформаторів. При цьому враховується можливість короткочасного перевантаження одного трансформатора під час пікових навантажень до 40% від його номіналу.

					ЕТ та ЕЕ 4815.065.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Потужність кожного трансформатора обирається в межах 65–70% від максимального навантаження підстанції. Такий підхід дозволяє гарантувати безперебійне електропостачання всіх споживачів навіть у разі виходу з ладу одного з трансформаторів. Після визначення необхідної трансформаторної потужності виконується вибір конкретного типу і номіналу трансформаторів із урахуванням технічних та експлуатаційних характеристик. Усі відповідні розрахункові дані та обґрунтування вибору наведені у таблиці 1.7.

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

Підстанції		Б	В	Г
Параметри				
$P_{\text{зад}}, \text{МВт}$		8	24	13
$\cos\varphi, \text{зад}$		0,86	0,84	0,89
$\text{tg}\varphi, \text{зад}$		0,59	0,65	0,51
$Q_{\text{зад}}=P_{\text{зад}}*\text{tg}\varphi_{\text{зад}}, \text{Мвар}$		4,75	15,50	6,66
$\cos\varphi, \text{б}$		0,96	0,96	0,96
$\text{tg}\varphi, \text{б}$		0,29	0,29	0,29
$Q_{\text{б}}= P_{\text{зад}}*\text{tg}\varphi_{\text{б}}, \text{Мвар}$		2,33	7,00	3,79
$K_{\text{н}}$		0,9	0,9	0,9
$Q_{\text{кп}}=K_{\text{н}} (Q_{\text{зад}}-Q_{\text{б}}), \text{Мвар}$		2,17	7,65	2,58
$S_{\text{б}}, \text{МВА}$		8,33	25,00	13,54
$S_{\text{б}}/1,4, \text{МВА}$		5,95	17,86	9,67
$S_{\text{н.тр}}, \text{МВА}$		6,3	25	10
Тип трансформатора		ТМН 6300/110	ТДН- 25000/110	ТДН- 10000/110
Параметри трансформатора	$P_{\text{х}}, \text{кВт}$	11,5	25	14
	$P_{\text{к.з.}}, \text{кВт}$	33,5	120	58
	$U_{\text{к.з.}}, \%$	10,5	10,5	10,5
	$I_{\text{х.х.}}, \%$	1	0,65	0,9

1.8. Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони

Приведення навантаження до вищої сторони полягає в тому, що при розрахунку обраного варіанта схеми необхідно враховувати втрати потужності в трансформаторах на підстанціях, а так само зарядні потужності ліній електропередач.

Результати приведення навантаження до вищої сторони здійснимо по приведеним нижче формулах і представимо в таблиці 1.8 .

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_{xx} \cdot n + \frac{\Delta P_k}{n} \left(\frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном.тр.}} \right)^2, \text{ кВт}; \quad \Delta Q_{mp} = \Delta Q_x \cdot n + \frac{u_k}{n \cdot 100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}^2}{S_{н.тр.}},$$

квар

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

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

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

$S_{\bar{o}}$ – бажана повна потужність підстанції в МВА;

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

n – кількість трансформаторів підстанції;

u_k – напруга короткого замикання трансформатора у %.

Приведення навантаження до високої сторони підстанції здійснимо у таблиці 1.8.

					ЕТ та ЕЕ 4815.065.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.8. - Приведення навантаження підстанцій до високої сторони

Підстанції	Б	В	Г
Параметри			
$\Delta P_{тр}$, кВт	52,31	110,00	81,18
$\Delta Q_{тр}$, кВт	126,58	326,31	180,96
P' , МВт	8,05	24,11	13,08
Q' , Мвар	2,46	7,33	3,97
S' , МВА	8,42	25,20	13,67

1.9. Розрахунок потокорозподілу варіантів мережі

Розрахунки електричних мереж виконуються для визначення:

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

Розрахунок потокорозподілення в радіальній схемі									
$P_{AB} =$	$P'_B =$	8,05						МВт	
$P_{AB} =$	$P'_B =$	24,11						МВт	
$P_{AG} =$	$P'_G =$	13,08						МВт	
$Q_{AB} =$	$Q'_B - Q_{зарAB} =$	2,46		-	0,74	=	1,72	Мвар	
$Q_{AB} =$	$Q'_B - Q_{зарAB} =$	7,33		-	3,66	=	3,66	Мвар	
$Q_{AG} =$	$Q'_G - Q_{зарAG} =$	3,97		-	3,45	=	0,52	Мвар	
$S_{AB} =$	$P_{AB} + jQ_{AB} =$	=			8,23	МВА			
$S_{AB} =$	$P_{AB} + jQ_{AB} =$	=			24,39	МВА			
$S_{AG} =$	$P_{AG} + jQ_{AG} =$	=			13,09	МВА			
Розрахунок потокорозподілення в магістральній схемі									
$P_{MG} =$	$P'_G =$	13,08						МВт	
$P_{MB} =$	$P'_B =$	24,11						МВт	
$P_{NB} =$	$P'_B =$	8,05						МВт	
$P_{NM} =$	$P'_B + P'_G =$	24,11	+	13,08	=	37,19	МВт		
$P_{AN} =$	$P_{NM} + P'_B =$	37,19	+	8,05	=	45,24	МВт		
$Q_{MG} =$	$Q'_G - Q_{зарMG} =$	3,97	-	2,44	=	1,53	Мвар		
$Q_{MB} =$	$Q'_B - Q_{зарMB} =$	7,33	-	1,22	=	6,11	Мвар		
$Q_{NB} =$	$Q'_B - Q_{зарNB} =$	2,46	-	1,22	=	1,24	Мвар		
$Q_{NM} =$	$Q_{BM} + Q_{GM} - Q_{зарNM} =$	6,11	+	1,53	-	0,12	Мвар		
$Q_{AN} =$	$Q_{NB} + Q_{NM} - Q_{зарAN} =$	1,24	+	7,52	-	0,94	Мвар		
$S_{MG} =$	$P_{MG} + jQ_{MG} =$	=	20,50	МВА					
$S_{MB} =$	$P_{MB} + jQ_{MB} =$	=	24,87	МВА					
$S_{NB} =$	$P_{NB} + jQ_{NB} =$	=	8,15	МВА					
$S_{NM} =$	$P_{NM} + jQ_{NM} =$	=	37,94	МВА					
$S_{AN} =$	$P_{AN} + jQ_{AN} =$	=	45,91	МВА					

1.10. Вибір проводів ділянок мережі

На основі попередньо визначених розрахункових струмових навантажень виконується вибір марки та перерізу проводу для повітряної лінії електропередачі (ПЛЕП). Основним критерієм вибору є мінімізація приведених витрат на спорудження та експлуатацію лінії.

У сучасній проектній практиці, особливо при масовому будівництві, переріз проводів зазвичай визначають не шляхом індивідуальних техніко-економічних розрахунків для кожної лінії, а за узагальненими рекомендаціями, сформованими на основі типових ситуацій і нормативів. Такий підхід дозволяє суттєво скоротити час проектування, зберігаючи економічну доцільність рішень.

З переходом на уніфіковані конструкції опор економіка будівництва ПЛЕП змінилася. Зокрема, встановлено, що використання провідників меншого перерізу не завжди забезпечує зниження вартості – в ряді випадків загальні витрати на лінію з меншим перерізом можуть бути навіть більшими, ніж при застосуванні провідників із більшим поперечним перерізом. Це обумовлено додатковими витратами на посилення конструкцій, більшу кількість опор або інші технічні рішення.

Вибір перерізу проводу для кожної окремої ділянки між проміжними опорами здійснюється відповідно до рівня навантаження на цій ділянці. При цьому допускається застосування однакового перерізу для кількох суміжних ділянок (орієнтуючись на більшу за довжиною), якщо навантаження в них перебувають у межах одного або сусідніх економічних інтервалів. Такий підхід дозволяє досягти оптимального співвідношення між технічною доцільністю і економічною ефективністю.

В даній бакалаврській роботі вибір проводів будемо здійснювати методом економічної щільності струму, яка для неізованих алюмінієвих струмоведучих частин становить $1,1 \text{ А/мм}^2$. З умов відсутності корони не можна приймати проводи перетином менш ніж 120 мм^2 для мережі 110 кВ та проводи перетином менш ніж 240 мм^2 для мережі 220 кВ.

					ЕТ та ЕЕ 4815.065.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок струмів та вибір проводів в радіальній схемі					Розрахунок струмів та вибір проводів в магістральній				
$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{8,23}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 21,63$	A				$I_{МГ} = \frac{S_{МГ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{20,50}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 53,86$				
$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{24,39}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 64,07$	A				$I_{МВ} = \frac{S_{МВ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{24,87}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 65,35$				
$I_{AG} = \frac{S_{AG}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{13,09}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 34,40$	A				$I_{НБ} = \frac{S_{НБ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{8,15}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 21,41$				
$q_{екAB} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}} = \frac{21,63}{1,1} = 19,67$	мм2				$I_{НМ} = \frac{S_{НМ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{37,94}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 99,69$				
$q_{екAB} = \frac{I_{AB}}{j_{ек}} = \frac{64,07}{1,1} = 58,25$	мм2				$I_{АН} = \frac{S_{АН}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{45,91}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 120,64$				
$q_{екAG} = \frac{I_{AG}}{j_{ек}} = \frac{34,40}{1,1} = 31,27$	мм2				$q_{екМГ} = \frac{I_{МГ}}{j_{ек}} = \frac{53,86}{1,1} = 48,97$				
Вибір марки проводів на ділянках					$q_{екМВ} = \frac{I_{МВ}}{j_{ек}} = \frac{65,35}{1,1} = 59,41$				
Дільниця	Марка проводу	Г0, Ом /км	Х0, Ом /км		$q_{екНБ} = \frac{I_{НБ}}{j_{ек}} = \frac{21,41}{1,1} = 19,46$				
АБ	АС- 120	0,25	0,427		$q_{екНМ} = \frac{I_{НМ}}{j_{ек}} = \frac{99,69}{1,1} = 90,63$				
АВ	АС- 120	0,25	0,427		$q_{екАН} = \frac{I_{АН}}{j_{ек}} = \frac{120,64}{1,1} = 109,67$				
АГ	АС- 120	0,25	0,427		Вибір марки проводів на ділянках				
					Дільниця	Марка проводу	Г0, Ом /км		
					МГ	АС- 120	0,25		
					МВ	АС- 120	0,25		
					НБ	АС- 120	0,25		
					НМ	АС- 120	0,25		
					АН	АС- 120	0,25		

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:

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

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

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

Q - реактивна потужність, передана по лінії в Мвар;

U_н - номінальна напруга мережі в кВ;

R_л = r₀·l - активний опір лінії в Ом;

X_л = x₀·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 4815.065.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.9. - Розрахунок втрат варіантів мережі.

Дільниця	L, км	P, МВт	Q,Мвар	S,МВА	I,А	Марка проводу	r0,Ом км	x0, Ом км	ΔП, МВт	ΔΘ''' □□≥□	ΔΘ''' □□	Δδ''' □□□\	ΣΔδ'''□□□ ч
Радіальна схема													
АБ	23,00	8,05	1,72	8,23	21,63	АС - 120	0,25	0,427	0,016	0,028	0,29	43,49	1243,78
АВ	56,90	24,11	3,66	24,39	64,07	АС - 120	0,25	0,427	0,350	0,597	1,96	943,84	
АГ	53,64	13,08	0,52	13,09	34,40	АС - 120	0,25	0,427	0,095	0,162	0,85	256,44	
Магістральна схема													
АН	14,55	45,24	7,82	45,91	120,64	АС - 120	0,25	0,427	0,317	0,541	0,97	855,34	2343,10
НМ	23,46	37,19	7,52	37,94	99,69	АС - 120	0,25	0,427	0,349	0,596	1,33	941,89	
НБ	18,97	8,05	1,24	8,15	21,41	АС - 120	0,25	0,427	0,013	0,022	0,22	35,11	
МГ	37,93	13,08	1,53	13,17	53,86	АС - 120	0,25	0,427	0,068	0,116	0,68	183,53	
МВ	18,97	24,11	6,11	24,87	65,35	АС - 120	0,25	0,427	0,121	0,207	0,74	327,23	
Кільцева схема													
АБ	23,00	25,21	6,93	26,15	137,41	АС - 150	0,2	0,42	0,260	0,546	1,66	701,81	2854,57
БВ	46,00	17,16	2,99	17,42	91,54	АС - 120	0,25	0,427	0,288	0,493	2,33	778,63	
ВГ	42,41	6,95	-0,98	7,02	36,88	АС - 120	0,25	0,427	0,043	0,074	0,51	116,52	
АГ	53,64	20,03	4,36	20,50	107,72	АС - 120	0,25	0,427	0,466	0,796	3,35	1257,61	

1.12. Техніко-економічне порівняння варіантів мережі

Вибір економічно доцільного варіанту здійснюється шляхом порівняння приведених розрахункових витрат. Зі всіх технічно допустимих варіантів обирається той, який має найменші приведені витрати. При цьому важливо, щоб кожен варіант, який розглядається на фінальному етапі порівняння, повністю відповідав технічним вимогам — був достатньо опрацьований, включаючи вибір схем усіх підстанцій, проведення розрахунків витрат потужності, напруги, визначення параметрів обладнання тощо.

Під час аналізу економічної ефективності необхідно враховувати повну структуру витрат: капітальні вкладення на будівництво ліній електропередач, вартість комутаційних пристроїв, трансформаторів, компенсуючих пристроїв, а також іншого необхідного обладнання. До розрахунків включаються також амортизаційні відрахування та інші супутні витрати, які впливають на економічну доцільність вибору.

Слід вважати, що два або більше варіантів є економічно рівноцінними, якщо різниця між їхніми приведеними витратами не перевищує 5%. У такому випадку остаточний вибір може базуватися на додаткових факторах: зручності експлуатації, гнучкості в майбутньому розширенні, часу реалізації тощо.

Основним економічним критерієм вибору залишається мінімум приведених витрат, які визначаються за відповідною формулою, що враховує як капітальні вкладення, так і поточні експлуатаційні витрати протягом усього розрахункового періоду.

:

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

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);

					ЕТ та ЕЕ 4815.065.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

У - 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 його розгляду.

					ЕТ та ЕЕ 4815.065.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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	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	165,05	2162,16
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		0,00
АС-300	км	18,2		0,00		0,00		0,00
2 АС-120	км	20,4	133,54	2724,22	113,88	2323,15		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	25		0,00		0,00		0,00
2АС-300	км	31,2		0,00		0,00		0,00
Капіталовкладення в ПЛЕП (К пл)				2724,22		2323,15		2162,16
Одночасні капіталовкладення в мережі				3279,82		2693,55		2671,46
Приведені капіталовкладення				819,95		673,39		667,86
Витрати								
Витрати експлуатації підстанцій				83,34		33,34		45,84
Витрати експлуатації ПЛЕП				136,21		69,69		64,86
Вартість втрат електроенергії	МВт*ч	0,14	1243,78	174,13	2343,10	328,03	2854,57	399,64
Сумарні витрати				393,68		431,06		510,34
Приведені загальні затрати				1213,63		1104,45		1178,21

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 комплексної оцінки їхньої технічної та економічної ефективності. Основними завданнями цих розрахунків є:

- визначення рівня завантаження окремих елементів мережі (ліній електропередач, трансформаторів, комутаційного обладнання) та перевірка їхньої відповідності пропускній здатності в умовах передбачуваних потоків потужності;
- обґрунтування вибору перерізів проводів і кабелів, а також номінальних потужностей трансформаторного обладнання;
- аналіз рівнів напруги у вузлах електричної мережі, виявлення необхідності коригування режиму роботи з метою забезпечення допустимих меж напруги;
- оцінка втрат активної потужності та електроенергії у мережі, що дозволяє визначити загальну економічність мережі, а також ефективність застосованих або рекомендованих заходів зі зниження втрат;
- обчислення інтегральних показників, які характеризують умови роботи мережі за тривалий період експлуатації — таких як обсяги переданої енергії, середньозважені значення напруг у вузлах, завантаження трансформаторів, густини струмів у лініях тощо;
- виявлення коливань параметрів режиму роботи та встановлення граничних меж їх змін для найбільш навантажених або чутливих елементів системи.

При прогнозуванні сталих режимів електропостачання на перспективу важливо розрізняти:

- розрахункові тривалі потоки потужності, характерні для нормального функціонування енергосистеми, та

					ЕТ та ЕЕ 4815.065.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

- максимальні потоки потужності, які виникають під час аварійних або нестандартних ситуацій (наприклад, при виході з ладу ключових елементів мережі).

Для аналізу найбільших тривалих потоків доцільно розглядати такі типові режими:

- режим максимального навантаження в зимовий період, що є найбільш критичним з точки зору енергоспоживання. У цьому режимі електростанції працюють з максимальною віддачею потужності, а мережі — на межі пропускної здатності.

Для дослідження максимальних нерегулярних потоків потужності необхідно виконати аналіз післяаварійних режимів. Зокрема, розглядаються сценарії відключення найважливіших ліній електропередач, трансформаторів, а також аварійного зникнення великого генерувального джерела у певному вузлі або районі мережі.

Мінімальний режим експлуатації визначається як стан мережі при зниженні споживання електроенергії до 25% від пікового рівня навантаження. Цей режим важливий для оцінки стабільності роботи системи в умовах низьких навантажень.

Орієнтовне розподілення потоків потужності у режимі максимуму навантаження вже було попередньо визначене. Однак для точного аналізу необхідно враховувати втрати потужності у лініях — що дозволить одержати достовірне уявлення про реальний розподіл електроенергії в мережі.

Далі здійснюється детальний розрахунок переданих потужностей у ключових точках електричної мережі з урахуванням усіх вищезазначених чинників.

					ЕТ та ЕЕ 4815.065.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

2.1. Точне потокорозподілення мережі в максимальному режимі

Радіальна схема

$$P_B = P'_B = 8,05 \text{ МВт}$$

$$P_B = P'_B = 24,11 \text{ МВт}$$

$$P_{\Gamma} = P'_{\Gamma} = 13,08 \text{ МВт}$$

$$P_{A(B)} = P_{AB} + \Delta P_{AB} = 8,05 + 0,016 = 8,068 \text{ МВт}$$

$$P_{A(B)} = P_{AB} + \Delta P_{AB} = 24,11 + 0,350 = 24,460 \text{ МВт}$$

$$P_{A(\Gamma)} = P_{AB} + \Delta P_{AB} = 13,08 + 0,095 = 13,176 \text{ МВт}$$

$$Q_B = Q'_B = 1,72 \text{ Мвар}$$

$$Q_B = Q'_B = 3,66 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\Gamma} = Q'_{\Gamma} = 0,52 \text{ Мвар}$$

$$Q_{A(B)} = Q_{AB} + \Delta Q_{AB} = 1,72 + 0,028 = 1,747 \text{ Мвар}$$

$$Q_{A(B)} = Q_{AB} + \Delta Q_{AB} = 3,66 + 0,597 = 4,261 \text{ Мвар}$$

$$Q_{A(\Gamma)} = Q_{AB} + \Delta Q_{AB} = 0,52 + 0,162 = 0,682 \text{ Мвар}$$

$$S_{AB} = P_{AB} + jQ_{AB} = 8,2554 \text{ МВА}$$

$$S_{AB} = P_{AB} + jQ_{AB} = 24,828 \text{ МВА}$$

$$S_{A\Gamma} = P_{A\Gamma} + jQ_{A\Gamma} = 13,194 \text{ МВА}$$

					ЕТ та ЕЕ 4815.065.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Магістральна схема											
$P_B=P'_B=$	8,05	МВт									
$P_B=P'_B=$	24,11	МВт									
$P_T=P'_T=$	13,08	МВт									
$P_M=P_{MB}+P_{MT}+\Delta P_{MB}+\Delta P_{MT}=$	24,11	+	13,08	+	0,121	+	0,116	=	37,38	МВт	
$P_H=P_M+P_{HB}+\Delta P_{HM}+\Delta P_{HB}=$	37,38	+	8,05	+	0,349	+	0,013	=	45,79	МВт	
$P_A=P_H+\Delta P_{AH}=$	45,79	+	0,317	=	46,11	МВт					
$Q_B=Q'_{HB}=$	1,24	МВт									
$Q_B=Q_{MB}=$	6,11	МВт									
$Q_T=Q_{MT}=$	1,53	МВт									
$Q_M=Q_{MB}+Q_{MT}+\Delta Q_{MB}+\Delta Q_{MT}=$	6,11	+	1,53	+	0,207	+	0,116	=	7,96	МВт	
$Q_H=Q_M+Q_{HB}+\Delta Q_{HM}+\Delta Q_{HB}=$	7,96	+	1,24	+	0,596	+	0,022	=	9,82	МВт	
$Q_A=Q_H+\Delta Q_{AH}=$	9,82	+	0,541	=	10,36	МВт					
$S_B =$	P_B+jQ_B	=	24,36	MBA							
$S_T =$	P_T+jQ_T	=	13,17	MBA							
$S_M =$	P_M+jQ_M	=	38,22	MBA							
$S_B =$	P_B+jQ_B	=	8,15	MBA							
$S_H =$	P_H+jQ_H	=	46,83	MBA							
$S_A =$	P_A+jQ_A	=	47,26	MBA							

Кільцева схема											
$P_B=P'_B=$	24,11	МВт									
$P_T=P_{BT}+P'_T+\Delta P_{BT}=$	6,95	+	13,08	+	0,043	=	20,07	МВт			
$P_B=P_{BB}+P'_B+\Delta P_{BB}=$	17,16	+	8,05	+	0,288	=	25,50	МВт			
$P_A=P_T+\Delta P_{AT}=$	20,07	+	0,466	=	20,54	МВт					
$P_A=P_B+\Delta P_{AB}=$	25,50	+	0,260	=	25,76	МВт					
$Q_B=Q'_B=$	7,33	МВт									
$Q_T=Q_{BT}+Q'_T+\Delta Q_{BT}=$	-0,98	+	3,97	+	0,074	=	3,07	=	Мвар		
$Q_B=Q_{BB}+Q'_B+\Delta Q_{BB}=$	2,99	+	2,46	+	0,493	=	5,94	=	Мвар		
$Q_A=Q_T+\Delta Q_{AT}=$	3,07	+	0,796	=	3,86	МВт					
$Q_A=Q_B+\Delta Q_{AB}=$	5,94	+	0,546	=	6,49	МВт					
$S_B =$	P_B+jQ_B	=	25,20	MBA							
$S_T =$	P_T+jQ_T	=	20,31	MBA							
$S_B =$	P_B+jQ_B	=	26,18	MBA							
$S_A =$	P_A+jQ_A	=	20,90	MBA							
$S_{A'} =$	$P_{A'}+jQ_{A'}$	=	26,57	MBA							

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 у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1. - Навантаження мінімального режиму

Підстанції	Б	В	Г
Параметри			
$\Delta P_{тр}$, кВт	24,83	53,75	31,32
$\Delta Q_{тр}$, кВт	162,17	407,03	240,17
P' , МВт	2,02	6,05	3,28
Q' , Мвар	0,75	2,16	1,19
S' , МВА	2,16	6,43	3,49

Приведемо навантаження до високої сторони підстанції у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2. - Приведення навантаження до високої сторони

Підстанції	Б	В	Г
Параметри			
$\Delta P_{тр}$, кВт	52,31	110,00	81,18
$\Delta Q_{тр}$, кВт	126,58	326,31	180,96
P' , МВт	8,05	24,11	13,08
Q' , Мвар	2,46	7,33	3,97
S' , МВА	8,42	25,20	13,67

Розрахунок втрат мережі здійснимо у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3. - Розрахунок втрат мережі у мінімальному режимі

[illegible]

Проведемо розрахунок точного поточкорозподілення в мінімальному режимі

Розрахунок поточкорозподілення в мінімальному режимі									
$P_{AB} = \frac{P'_{Г} \cdot L_{ГА} + P'_{В} \cdot (L_{ГВ} + L_{ГА}) + P'_{Б} \cdot (L_{БВ} + L_{ГВ} + L_{ГА})}{L_{БГ} + L_{ГВ} + L_{ВА} + L_{БА}}$									
$= \frac{3,28 \cdot 53,64 + 6,05 \cdot (42,41 + 53,64) + 2,02 \cdot (46,00 + 42,41 + 53,64)}{23,00 + 46,00 + 42,41 + 53,64} =$									
$= 6,33 \text{ МВт}$									
$P_{AG} = \frac{P'_{Б} \cdot L_{БА} + P'_{В} \cdot (L_{ВА} + L_{БВ}) + P'_{Г} \cdot (L_{ВА} + L_{БВ} + L_{ГВ})}{L_{БГ} + L_{ГВ} + L_{ВА} + L_{БА}}$									
$= \frac{2,02 \cdot 23,00 + 6,05 \cdot (42,41 + 53,64) + 3,28 \cdot (23,00 + 46,00 + 42,41)}{23,00 + 46,00 + 42,41 + 53,64} =$									
$= 6,02 \text{ МВт}$									
$P_{BG} = P_{AG} - P'_{Г} = 6,02 - 3,28 = 2,74 \text{ МВт}$									
$P_{BV} = P_{AB} - P'_{В} = 6,33 - 2,02 = 4,31 \text{ МВт}$									
$Q_{AB} = \frac{Q'_{Г} \cdot L_{ГА} + Q'_{В} \cdot (L_{ГВ} + L_{ГА}) + Q'_{Б} \cdot (L_{БВ} + L_{ГВ} + L_{ГА})}{L_{БГ} + L_{ГВ} + L_{ВА} + L_{БА}} - Q_{зар AB} =$									
$= \frac{1,19 \cdot 53,64 + 2,16 \cdot (42,41 + 53,64) + 0,75 \cdot (46,00 + 42,41 + 53,64)}{23,00 + 46,00 + 42,41 + 53,64} -$									
$- 0,74 = 2,28 \text{ Мвар}$									
$Q_{AG} = \frac{Q'_{Б} \cdot L_{БА} + Q'_{В} \cdot (L_{ВА} + L_{БВ}) + Q'_{Г} \cdot (L_{ВА} + L_{БВ} + L_{ГВ})}{L_{БГ} + L_{ГВ} + L_{ВА} + L_{БА}} - Q_{зар AG} =$									
$= \frac{0,75 \cdot 23,00 + 2,16 \cdot (42,41 + 53,64) + 1,19 \cdot (23,00 + 46,00 + 42,41)}{23,00 + 46,00 + 42,41 + 53,64} -$									
$- 1,73 = 0,43 \text{ Мвар}$									
$Q_{BG} = Q_{AG} - Q'_{Г} - Q_{зар BG} = 0,43 - 1,19 - 1,37 = -2,12 \text{ Мвар}$									
$Q_{BV} = Q_{AB} - Q'_{В} - Q_{зар BV} = 2,28 - 0,75 - 1,48 = 0,06 \text{ Мвар}$									

2.3. Наближене та точне поточкорозподілення мережі в післяаварійному режимі

Усі розрахунки здійснюються аналогічно максимальному режиму у відповідності до вже вибраного електрообладнання та ліній електропередач при умові обриву одного проводу на головній ділянці АБ. При цьому схема перетворюється у магістральну з однібічним живленням, а на підстанціях залишаються в роботі два трансформатори внаслідок роботи ремонтної

перемички, що дозволяє шляхом оперативних перемикачів залиши в роботі два трансформатори.

Розрахунок струмів в після аварійному режимі

Розрахунок струмів в кільцевій схмі в п/ав режимі									
$I_{БВ} = \frac{S_{МГ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}}$		$= \frac{8,96}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110}$		$= 23,55$		А			
$I_{ВГ} = \frac{S_{МВ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}}$		$= \frac{33,65}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110}$		$= 88,42$		А			
$I_{АГ} = \frac{S_{НВ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}}$		$= \frac{46,85}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110}$		$= 123,08$		А			

Таблиця 2.4. - Розрахунок втрат в післяаварійному режимі

	БВ	46,00	8,05	3,94	8,96	23,55	АС -	120	0,25	0,427	0,076	0,130	1,55
	ВГ	42,41	32,16	9,90	33,65	88,42	АС -	120	0,25	0,427	0,992	1,695	4,73
	АГ	53,64	45,24	12,15	46,85	123,08	АС -	120	0,25	0,427	2,432	4,154	8,05

Розрахунок точного поточкорозподілення в післяаварійному режимі

Розрахунок поточкорозподілення в п/ав режимі									
$P_{БВ} =$	$P'_{БВ} =$	8,05						МВт	
$P_{ВГ} =$	$P_{БВ} + P'_{БВ} =$	8,05	+	24,11	=	32,16	МВт		
$P_{АГ} =$	$P_{ВГ} + P'_{Г} =$	32,16	+	13,08	=	45,24	МВт		
$Q_{БВ} =$	$Q'_{БВ} - Q_{зар\ БВ} =$	2,46	+	1,48	=	3,94	МВт		
$Q_{ВГ} =$	$Q_{БВ} + Q'_{В} - Q_{зар\ ВГ} =$	3,94	+	7,33	-	1,37	= 9,90 МВт		
$Q_{АГ} =$	$Q_{ВГ} + Q'_{Г} - Q_{зар\ АГ} =$	9,90	+	3,97	-	1,73	= 12,15 МВт		
$S_{БВ} =$	$P_{БВ} + jQ_{БВ}$	=	8,96	МВА					
$S_{ВГ} =$	$P_{ВГ} + jQ_{ВГ}$	=	33,65	МВА					
$S_{АГ} =$	$P_{АГ} + jQ_{АГ}$	=	46,85	МВА					

2.4. Визначення рівнів напруги у вузлах мережі

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

Максимальний режим

$$U_{Г} = U_{ДЖ} - \Delta U_{АГ} = 115,00 - 3,35 = 111,65 \text{ кВ}$$

$$U_{В(А)} = U_{Г} - \Delta U_{ВГ} = 111,65 - 0,51 = 111,14 \text{ кВ}$$

$$U_{Б} = U_{ДЖ} - \Delta U_{АБ} = 115,00 - 1,66 = 113,34 \text{ кВ}$$

$$U_{В(А')} = U_{Б} - \Delta U_{БВ} = 113,34 - 2,33 = 111,01 \text{ кВ}$$

$$U_{В} = (U_{В(А)} + U_{В(А')}) / 2 = \frac{111,14 + 111,01}{2} = 111,07 \text{ кВ}$$

Мінімальний режим

$$U_{Г} = U_{ДЖ} - \Delta U_{АГ} = 115,00 - 0,82 = 114,18 \text{ кВ}$$

$$U_{В(А)} = U_{Г} - \Delta U_{ВГ} = 114,18 - 0,02 = 114,16 \text{ кВ}$$

$$U_{Б} = U_{ДЖ} - \Delta U_{АБ} = 115,00 - 0,47 = 114,53 \text{ кВ}$$

$$U_{В(А')} = U_{Б} - \Delta U_{БВ} = 114,53 - 0,46 = 114,07 \text{ кВ}$$

$$U_{В} = (U_{В(А)} + U_{В(А')}) / 2 = \frac{114,16 + 114,07}{2} = 114,12 \text{ кВ}$$

Післяаварійний режим

$$U_{\Gamma} = U_{\text{дж}} - \Delta U_{\text{АГ}} = 115,00 - 8,05 = 106,95 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{В}} = U_{\Gamma} - \Delta U_{\text{ВГ}} = 106,95 - 4,73 = 102,22 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{Б}} = U_{\text{В}} - \Delta U_{\text{ВБ}} = 102,22 - 1,55 = 100,68 \text{ кВ}$$

В мінімальному та максимальному режимах рівень напруги на високій стороні підстанцій споживачів задовольняє існуючим вимогам. У післяаварійному режимі треба вжити додаткових заходів з підтримання рівня напруги на низькій стороні підстанції на належному рівні.

					ЕТ та ЕЕ 4815.065.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

В рамках бакалаврської кваліфікаційної роботи на тему «Проектування електричної мережі з вуз-лами навантаження 8 МВт, 24 МВт, 13 МВт», відповідно до поставленого завдання, була розроблена електрична мережа з напругою 110 кВ. Проектована мережа реалізована за кільцевою схемою живлення споживачів, що забезпечує підвищену надійність електропостачання та характеризується високими техніко-економічними показниками в порівнянні з іншими структурними варіантами.

Серед декількох альтернативних схем, які розглядалися на етапі попереднього проектування, оптимальний варіант було вибрано на підставі аналізу режиму максимального навантаження, що дозволило врахувати граничні експлуатаційні умови. Додатково ця схема була досліджена в умовах мінімального навантаження та післяаварійного режиму, що дозволило оцінити її надійність у широкому спектрі можливих ситуацій експлуатації та підтвердити стійкість мережі до аварійних збурень.

Під час проектування було виконано аналіз кліматичних умов району, у якому передбачається експлуатація мережі. На підставі цього аналізу, а також нормативних вимог, були визначені параметри навантажень і погодні фактори, що впливають на вибір обладнання. Зокрема, було здійснено техніко-економічне обґрунтування вибору:

- пристроїв компенсації реактивної потужності для забезпечення необхідного коефіцієнта потужності та зменшення втрат енергії;
- силових трансформаторів, з урахуванням їх перевантажувальної здатності та надійності електропостачання при аварійних ситуаціях;
- марки та перерізу проводів повітряних ліній електропередач, виходячи з розрахункових струмових навантажень і кліматичних навантажень;
- типів опор, які відповідають умовам навколишнього середовища, вимогам механічної міцності та уніфікації конструкцій.

					ЕТ та ЕЕ 4815.065.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таким чином, розроблений проєкт забезпечує ефективну, надійну та економічно обґрунтовану роботу електричної мережі 110 кВ, відповідаючи сучасним вимогам енергопостачання споживачів в умовах як звичайних, так і аварійних режимів.

					ЕТ та ЕЕ 4815.065.000 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 4815.065.000 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 4815.065.000 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		