

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 17 МВт, 20
МВт, 27 МВт**

(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 4 курсу, групи ДЕА-Е21.

Спеціальності: 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____/ Богдан Михайлов
(підпис) (ім'я та прізвище)

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

Рецензент _____/ Олег КОНДРАТЮК
(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
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітньо-професійна програма Електричні станції, мережі та системи

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Артем ЧЕРНЮК

(науковий ступінь, вчене звання, ім'я, прізвище)

« ____ » _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ

**на кваліфікаційну роботу дипломну роботу
першого (бакалаврського) рівня вищої освіти**

здобувачу вищої освіти Богдану МИХАЙЛОВУ

1. Тема «Проектування електричної мережі з вузлами навантаження 17 МВт, 20 МВт, 27 МВт»

затверджена наказом по академії № _____ від « ____ » _____ 2025р.

2. Термін здачі закінченої роботи « ____ » _____ 2025р.

3. Вихідні дані до роботи/проекту: Координати підстанцій споживачів на план-карті району, дані про потужність та режим еенргоспоживання підстанцій, кліматичні дані району

4. Зміст роботи/проекту (перелік питань, які належить розробити):

ВСТУП; РОЗДІЛ 1. ПРОЕКТУВАННЯ ВАРІАНТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ;
РОЗДІЛ 2. ПРОЕКТУВАННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ МЕРЕЖІ,
РОЗДІЛ 3. ПРОЕКТУВАННЯ ПІДСТАНЦІЇ СПОЖИВАЧА. РОЗДІЛ 4.
ПРОЕКТУВАННЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ. ВИСНОВКИ

5. Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал):

Слайди презентації

6. Консультант:

Розділ	Консультант	Підпис, дата		Оцінка (бали)
		Завдання видав	Завдання прийняв	

7. Дата видачі завдання « ____ » _____ 2025р.

Керівник _____ Олена ПОНОМАРЕНКО
(підпис) (ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання _____ Богдан МИХАЙЛОВ
(підпис) (ім'я, прізвище)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК
виконання кваліфікаційної дипломної роботи

№ з/п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1	Виконання першого розділу		
2	Виконання другого розділу		
3	Виконання третього розділу		
4	Виконання четвертого розділу		
5	Оформлення пояснювальної записки		

Студент (ка) _____ Богдан МИХАЙЛОВ
(підпис) (ім'я, прізвище)

Нормоконтроль _____ Юлія ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

Сторінок тексту – 69; рисунків – 12; таблиць – 22; літературних джерел – 15.

В роботі на основі вихідних даних спроектовано електричну мережу заданого району.

Проведене ескізне навчальне проектування підстанції споживача.

Розраховано систему диференційного релейного захисту силових трансформаторів підстанції.

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ПОТОКОРОЗПОДІЛЕННЯ, КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ, ЕЛЕКТРИЧНА ПІДСТАНЦІЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ.

ABSTRACT

Pages of text – 69; figures – 12; tables – 22; references – 15.

In this work, based on the initial data, the electrical network of a given area is designed.

A preliminary study design of the consumer substation was carried out.

The system of differential relay protection of power transformers of the substation is calculated.

**ELECTRICAL NETWORK, FLOW DISTRIBUTION, REACTIVE POWER
COMPENSATION, ELECTRICAL SUBSTATION, RELAY PROTECTION.**

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	8
ВСТУП	9
РОЗДІЛ 1. ПРОЕКТУВАННЯ ВАРІАНТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	10
1.1. Аналіз вихідних даних та кліматичних умов району	10
1.2. Складання варіантів схеми мережі	12
1.3. Визначення відстаней ділянок мережі	15
1.4. Визначення номінальної напруги мережі	17
1.5. Визначення зарядної реактивної потужності ділянок мережі	19
1.6. Вибір схем підстанцій споживачів	20
1.7. Вибір КП та силових трансформаторів підстанцій	22
1.8. Приведення навантаження підстанцій до вищої сторони	23
1.9. Розрахунок поточкорозподілу варіантів мережі	25
1.10. Вибір проводів ділянок мережі	27
1.11. Розрахунок втрат мережі	30
1.12. Техніко економічне порівняння варіантів мережі	32
РОЗДІЛ 2. ПРОЕКТУВАННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ МЕРЕЖІ	35
2.1. Точне поточкорозподілення мережі в максимальному режимі	35
2.2. Наближене та точне поточкорозподілення мережі у мінімальному режимі	36
2.3. Наближене та точне поточкорозподілення мережі у післяаварійному режимі	40
2.4. Визначення рівнів напруги у вузлах мережі	43
РОЗДІЛ 3. ПРОЕКТУВАННЯ ПІДСТАНЦІЇ СПОЖИВАЧА	46
3.1. Вибір і обґрунтування електричної схеми підстанції	46
3.2. Вибір трансформатора власних потреб	48
3.3. Вибір марки і перетину проводів лінії високої та низької напруги	49
3.4. Вибір електричних апаратів	50
3.5. Вибір контрольно-вимірювальної апаратури	52

						Лис
И	Лис	№ докум.	Підпис	Дат		

РОЗДІЛ 4 ПРОЕКТУВАННЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

56

ВИСНОВКИ

67

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

69

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АПВ – автоматичне повторне включення;

АВР – автоматичне введення резерву;

ВПр – відкритий розподільчий пристрій;

ЗРП – закритий розподільчий пристрій;

ЗНЕ – засоби накопичення енергії;

КП – компенсуючі пристрої;

КРП – комплектний розподільчий пристрій;

КЗ – коротке замикання;

РПВН – розподільчий пристрій високої напруги

РГ – розподілена генерація;

РЗА – релейний захист і автоматика;

СЕП – система електропостачання;

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

ВСТУП

Електроенергетика України є базовим сектором державної економіки та фактично однією з найстарших. Генерацію електричного ресурсу побудовано на атомній енергетиці, процесах спалення мазута та вугілля, біологічного палива та природного газу. Крім того, в Україні вже зараз використовують відновлювальні джерела, такі як сонячна енергія, вітряки та водні станції. Сектор є пріоритетним для держави, та формує значну частку національної економіки.

В українській енергетичній галузі працює приблизно 450 тисяч осіб, що становить 3% від населення, при цьому знаходиться на першому місці серед платників податків в державний бюджет, забезпечуючи формування майже чверті від усього бюджету країни. Енергетичний сектор формує 8% ВВП, а за рівнем споживання Україна знаходиться на 28 місці в світі. Крім того, енергетичні компанії України працюють і на експорт.

Сьогодні одними з найважливіших завдань для галузі є створення інвестиційної привабливості, незважаючи на військові ризики; розмінування територій для майбутніх проектів; створення основи для подальшої поетапної перебудови енергетичної системи в відповідності до Європейського зеленого курсу; загальний перехід на більш сучасне обладнання та відновлення енергетичної інфраструктури у відповідності з сьогоденними потребами безпеки та споживання.

Особливе місце для досягнення цих завдань займають електричні мережі. Розподільні (районні) електричні мережі (РЕМ) з передачі та постачання електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами є завершальною ланкою в системі забезпечення споживачів електричною енергією. Вони перебувають у безпосередній взаємодії як з конкретним споживачем, так із магістральними та міждержавними електричними мережами. Результати роботи розподільних електричних мереж багато в чому визначають надійність, якість і ефективність роботи всієї ОЕС України.

						Лис
И	Лис	№ докум.	Підпис	Дат		

РОЗДІЛ 1. ПРОЕКТУВАННЯ ВАРІАНТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

1.1. Аналіз вихідних даних та кліматичних умов району

Вихідними даними для проектування схем 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.

Всі наведені дані представлені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Вихідні дані до проектування

Параметр	Одиниці виміру	Підстанції живлення	Підстанції споживачів		
		A	B	C	D
$P_{\text{зад}}$	МВт	-	17	20	27
$\cos \varphi$	в. о.	-	0,86	0,84	0,89
Координата X	мм	15	10	60	80
Координата У	мм	5	45	65	30
Масштаб	км/мм	0,2			

Крім зазначеного, вихідними даними для курсового проекту є наступні відомості:

- у всіх приймальних пунктах є споживачі I і II категорії, а також споживачі III категорії, що складають 20 – 30 % від загального навантаження підстанцій;
- тривалість використання найбільшого навантаження дорівнює 4500 годин;
- активна найменша потужність навантаження складає 25 % від найбільшої, при цьому коефіцієнт потужності кожного навантаження не змінюється;
- можна прийняти, що термін будівництва складе не більш одного року;
- на живильній підстанції A здійснюється зустрічне регулювання напруги;

						Лис
И	Лис	№ докум.	Підпис	Дат		

- установлена потужність живильної електричної системи А достатня для покриття активної потужності споживачів проекрованої мережі.

Всі інші дані, необхідні для проектування, приймаються відповідно до рекомендацій довідкової і методичної літератури.

Для проектування повітряних ліній електропередач необхідно провести детальний аналіз кліматичних умов. Відповідно до ПУЕ, розрахункові кліматичні параметри мають бути визначені на основі стандартів кліматичного районування. При необхідності ці дані слід коригувати, використовуючи результати багаторічних спостережень за швидкістю вітру, інтенсивністю та питомою вагою ожеледисто-морозових відкладень, а також температурними показниками в зоні прокладання проекрованої повітряної лінії.

Так проектована ділянка знаходиться в другому районі по швидкісним напорах вітру. Величини найбільших нормативних швидкісних напорів на висоті 10 м від землі для характерного району приведені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Величина напорів вітру

Район	Швидкісний напор вітру, кг/м ³ Швидкість вітру, м/сек з повторністю		
	1 раз у 5 років	1 раз у 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 приведеної до циліндричної форми з питомою вагою 0,92 г/см³.

Для проекрованої ділянки характерний третій район по ожеледі. Нормативна товщина стінки ожеледі на висоті 10 м над землею приведена в таблиці 1.3.

У проектованому районі час гроз складає 80-100 годин.

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

Таблиця 1.3 – Нормативна товщина стінки ожеледі

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

1.2. Складання варіантів схеми мережі

Перед вибором варіантів схем мережі потрібно побудувати план-карту району проектування. За допомогою координат, представлених у вихідних даних (табл. 1.1) будується план-карта у прямокутній системі координат по осях X і Y .

На план-карті представлено схематичне зображення проекрованої ділянки мережі за координатами X і Y . Також на ній позначаються встановлені потужності ($P_{\text{ном}}$) та коефіцієнти потужності ($\cos \varphi$) підстанцій B, C, D (рис. 1.1).

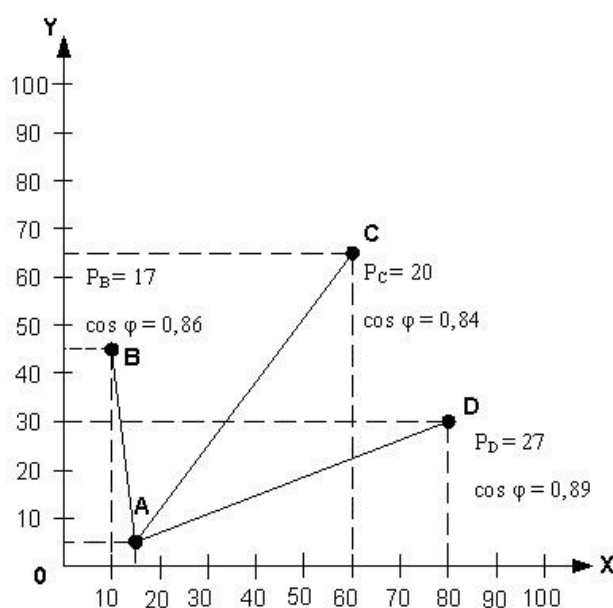


Рис. 1.1. План-карта району

При проектуванні електромереж схема та номінальні напруги визначаються одночасно, ґрунтуючись на техніко-економічних розрахунках та зіставленні запропонованих варіантів конфігурації мережі. Оптимальним

					Лис
И	Лис	№ докум.	Підпис	Дат	

вважається той варіант, який максимально відповідає всім технічним вимогам до мережі, і при цьому економічно вигідний. У зв'язку з цим, перед початком вибору схеми та номінальної напруги, необхідно ретельно розглянути ключові вимоги до електричних мереж. До них відносяться надійність електропостачання споживачів, висока якість електроенергії, що поставляється, а також економічна ефективність будівництва та експлуатації електричних мереж і систем.

Надійність електропостачання і висока якість електроенергії суперечать економічності, тому всі споживачі у відношенні забезпечення надійності електропостачання поділяються на три категорії.

Електроприймачі I категорії допускають перерву в електропостачанні лише на час автоматичного введення резервного живлення, II категорії – на час включення резервного живлення черговим персоналом, III категорії – допускають перерву електропостачання до доби.

Для забезпечення необхідної надійності електропостачання району з навантаженнями I і II категорій використовують розімкнуті резервовані мережі (двох ланцюгові магістральні і радіальні лінії), замкнуті мережі (кільцеві, мережі з двостороннім живленням) чи складно замкнуті мережі напругою 35 – 220 кВ.

Якість електроенергії визначається частотою перемінного струму, величиною напруги на затисках приймачів електроенергії, формою кривої і симетричністю трифазного струму і напруги.

При розробці варіантів мережевих схем основним критерієм відбору є забезпечення необхідної надійності електропостачання споживачів I і II категорій. Серед потенційних варіантів ми обмежуємося аналізом базових схем: радіальної, магістральної та кільцевої, оскільки вони є фундаментальними компонентами для побудови складніших мережевих структур. Додатково розглядаються три змішані варіанти: дві радіально-кільцеві та одна радіально-магістральна схема. Усі перелічені конфігурації відповідають вимогам надійності для споживачів I та II категорій, оскільки забезпечують живлення

						Лис
И	Лис	№ докум.	Підпис	Дат		

підстанцій у вигляді двох незалежних ЛЕП, які вважаються еквівалентними за надійністю. Обрані варіанти схем представлені на рис. 1.2 – 1.7.

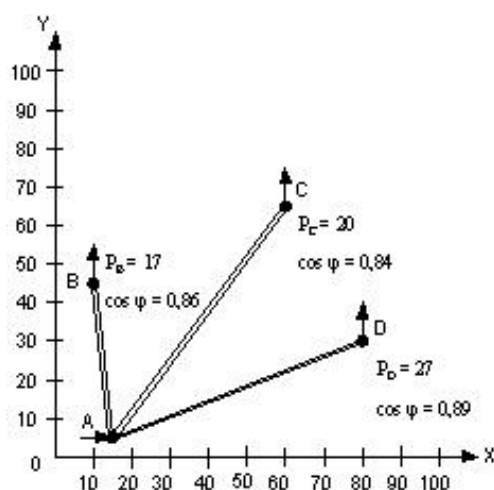


Рис. 1.2. Радіальна схема мережі

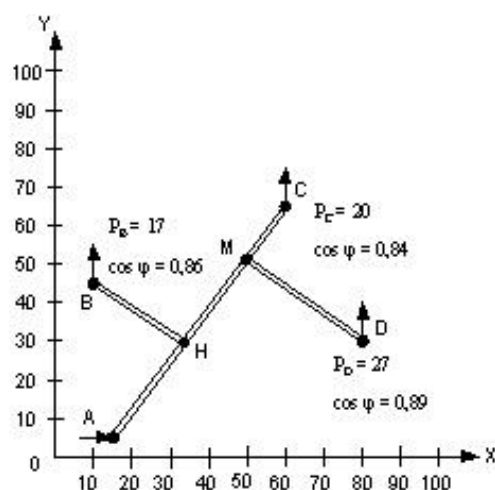


Рис. 1.3. Магістральна схема мережі

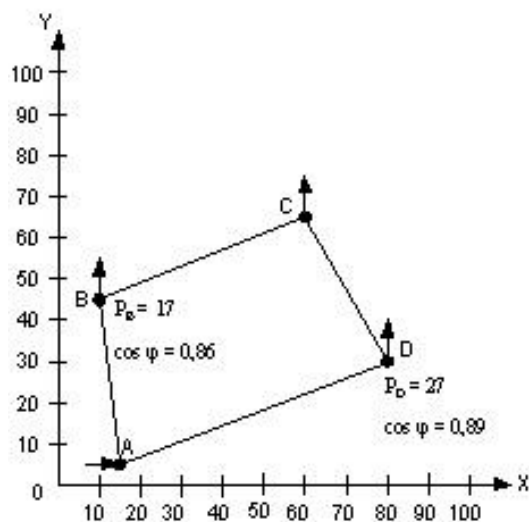


Рис. 1.4. Кільцева схема мережі

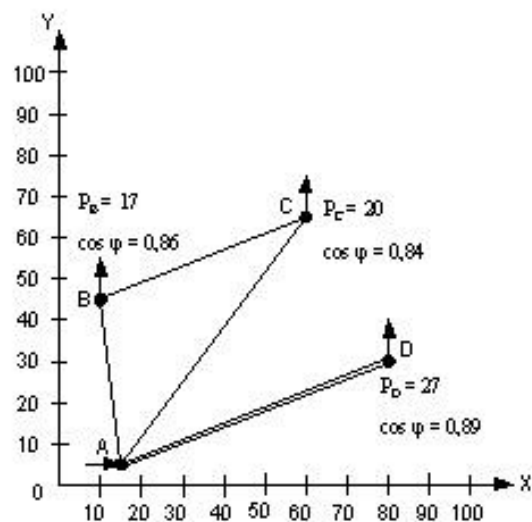


Рис. 1.5. Радіально-кільцева схема мережі

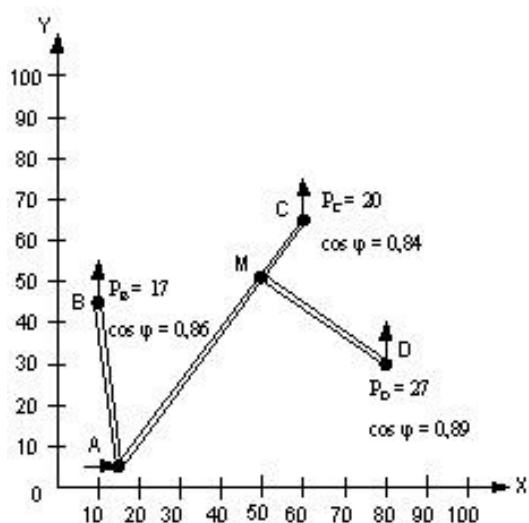


Рис. 1.6. Радіально-магістральна схема мережі

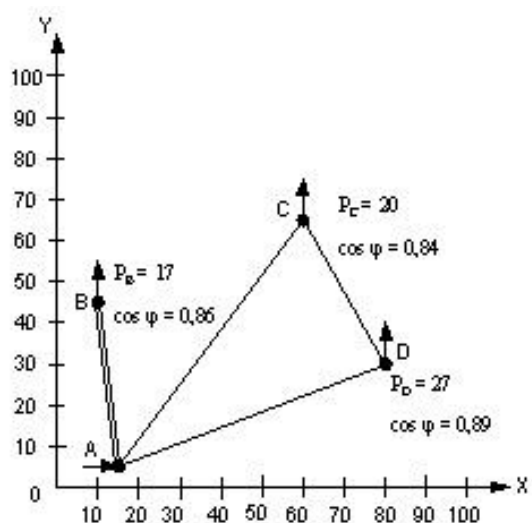


Рис. 1.7. Радіально-кільцева схема мережі

И	Лис	№ докум.	Підпис	Дат	Лис

1.3. Визначення відстаней ділянок мережі

Розрахунок відстаней ділянок мережі робиться згідно план-карти проєктованого району (рис. 1.1) та у відповідності до масштабу (табл. 1.1) за формулою 1.1:

$$L_{pozp} = L_{gum} \cdot M + \Delta L, \text{ KM} \quad (1.1)$$

де $L_{\text{рум}}$ – це виміряна довжина лінії по план-карті, мм;

$M = 0,5$ —масштаб, згідно вихідних даних;

ΔL – додаток до розрахунку довжини лінії, який враховує їх збільшення внаслідок нерівностей та наявності стріли провисання. Приймається, як 10 – 12% від $L_{\text{вим}}$.

Результати розрахунку відстаней ділянок мережі заносяться у таблицю 1.4.

Таблиця 1.4 – Вимірювання відстаней ділянок мережі

Ділянка	$L_{\text{вим}}, \text{ мм}$	$L_{\text{вим}}, \text{ км}$	$\Delta L, \text{ км}$	$L_{\text{розр}}, \text{ км}$
<i>Радіальна схема мережі(рис. 1.2.)</i>				
AB	40,31	8.06	1,21	9,27
AC	75	15	2,25	17,25
AD	69,64	13,93	2,09	16,02
<i>Магістральна схема мережі (рис. 1.3)</i>				
АН	29,21	5,84	0,88	6,72
НМ	27,8	5,56	0,83	6,39
МС	18,03	3,61	0,54	4,15
НВ	28,6	5,72	0,86	6,58
MD	36,06	7,21	1,08	8,29
<i>Кільцева схема мережі (рис. 1.4)</i>				
AB	40,31	8,06	1,21	9,27
BC	53,85	10,77	1,62	12,39
CD	40,31	8,06	1,21	9,27
AD	69,64	13,93	2,09	16,02
<i>Радіально-кільцева схема мережі (рис. 1.5)</i>				
AB	40,31	8,06	1,21	9,27
BC	53,85	10,77	1,62	12,39
AC	75	15	2,25	17,25
AD	69,64	13,93	2,09	16,02

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

<i>Радіально-магістральна мережі (рис. 1.6)</i>				
AB	40,31	8,06	1,21	9,27
AM	57,01	11,4	1,71	13,11
MC	18,03	3,61	0,54	4,15
MD	36,06	7,21	1,08	8,29
<i>Радіально-кільцева схема мережі (рис. 1.7)</i>				
AB	40,31	8,06	1,21	9,27
AC	75	15	2,25	17,25
CD	40,31	8,06	1,21	9,27
AD	69,64	13,93	2,09	16,02

Після визначення відстаней ділянок варіантів схем мережі необхідно провести їх аналіз на економічність побудови. Економічність варіантів визначається їх порівнянням за величиною розрахункових витрат. Для цього необхідно визначити середню довжину мереж кожного варіанту схем по формулі 1.2:

$$L_{\text{сер}} = \frac{\sum L_{\text{розр}}}{\sum P}, \text{ км/МВт} \quad (1.2)$$

де $L_{\text{розр}}$ – розрахована відстань ділянок мережі варіанту схеми, км;

P – потужність підстанції за вихідними даними, МВт.

За формулою 1.2 виконуємо розрахунок кожного варіанту схеми:

1. $L_{\text{сер}} = \frac{2 \cdot (L_{AB} + L_{AC} + L_{AD})}{P_B + P_C + P_D}$ – формула для радіальної схеми мережі.

$$L_{\text{сер}} = \frac{2 \cdot (9,27 + 17,25 + 16,02)}{17 + 20 + 27} = 1,33 \text{ км/МВт}$$

2. $L_{\text{сер}} = \frac{2 \cdot (L_{AH} + L_{DH} + L_{HM} + L_{MB} + L_{MC})}{P_B + P_C + P_D}$ – формула для магістральної схеми мережі

$$L_{\text{сер}} = \frac{2 \cdot (6,72 + 6,39 + 4,15 + 6,58 + 8,29)}{64} = 1 \text{ км/МВт}$$

3. $L_{\text{сер}} = \frac{L_{AB} + L_{BC} + L_{CD} + L_{AD}}{P_B + P_C + P_D}$ – формула для кільцевої схеми мережі

$$L_{\text{сер}} = \frac{9,27 + 12,39 + 9,27 + 16,02}{64} = 0,73 \text{ км/МВт}$$

4. $L_{\text{сер}} = \frac{L_{AB} + L_{BC} + L_{AC} + 2L_{AD}}{P_B + P_C + P_D}$ – формула для радіально-кільцевої схеми мережі (рис.

1.5)

$$L_{\text{сер}} = \frac{9,27 + 12,39 + 17,25 + 2 \cdot 16,02}{64} = 1,11 \text{ км/МВт}$$

									Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат					

5. $L_{\text{сер}} = \frac{2 \cdot (L_{AD} + L_{AM} + L_{MB} + L_{MC})}{P_B + P_C + P_D}$ – формула для радіально-магістральної схеми мережі

$$L_{\text{сер}} = \frac{2 \cdot (9,27 + 13,11 + 4,15 + 8,29)}{64} = 1,09 \text{ км/МВт}$$

6. $L_{\text{сер}} = \frac{2L_{AB} + L_{AC} + L_{CD} + L_{AD}}{P_B + P_C + P_D}$ – формула для радіально-кільцевої схеми мережі (рис. 1.7)

$$L_{\text{сер}} = \frac{2 \cdot 9,27 + 17,25 + 9,27 + 16,02}{64} = 0,95 \text{ км/МВт}$$

Далі з розрахованих варіантів необхідно обрати 3 найбільш економічні варіанти схем мережі. Для даного проекту, це будуть магістральна схема мережі (рис.1.3), кільцева схема (рис. 1.4) та радіально-кільцева схема (рис. 1.7).

1.4. Визначення номінальної напруги мережі

Вибір номінальної напруги мережі здійснюється з урахуванням двох ключових факторів: величини навантаження, що передається, і протяжності лінії. У зоні проектування мережі є джерело живлення (ДП), яке забезпечує електропостачання споживчих підстанцій напругою в діапазоні від 35 до 220 кВ. У такому випадку оптимальна напруга мережі може бути визначена за формулою 1.3:

$$U_{\text{опт}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \text{ кВ} \quad (1.3)$$

де L – довжина лінії, км;

P – активна потужність, що передається, МВт.

Оптимальна напруга розраховується для живлячих ділянок мережі. Тому для кільцевої схеми будемо розраховувати ділянки АВ та АД, а для радіально-кільцевих схем: АВ, АС та АД.

Для визначення активної потужності живлячих ділянок кільцевої схеми (рис. 1.4) доцільно використовувати формулу зворотних пліч. Для цього

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

кільцеву мережу необхідно перетворити на мережу з двостороннім живленням, тобто умовно розрізати мережу за джерелом живлення (рис.1.8).

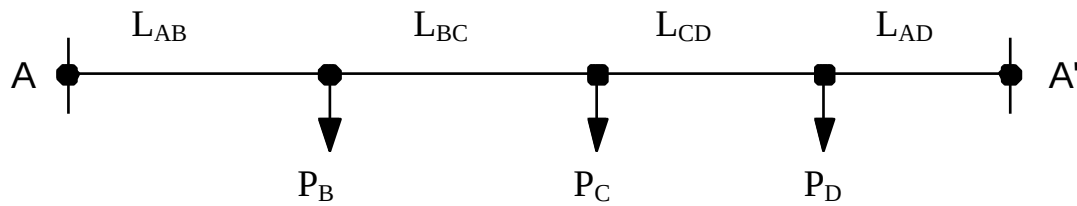


Рисунок 1.8. Розрізана кільцева схема мережі

Далі за формулою зворотних пліч (формула 1.4 та 1.5) розраховується активна потужність двох живлячих ділянок мережі:

$$P_{A'} = P_{AD} = \frac{P_B \cdot L_{AB} + P_C \cdot (L_{AB} + L_{BC}) + P_D \cdot (L_{AB} + L_{BC} + L_{CD})}{L_{AB} + L_{BC} + L_{CD} + L_{AD}} (\text{МВт}) \quad (1.4)$$

$$P_A = P_{AB} = \frac{P_D \cdot L_{AD} + P_C \cdot (L_{AD} + L_{CD}) + P_B \cdot (L_{AD} + L_{CD} + L_{BC})}{L_{AB} + L_{BC} + L_{CD} + L_{AD}} (\text{МВт}) \quad (1.5)$$

$$P_{A'} = P_{AD} = \frac{P_B \cdot L_{AB} + P_C \cdot (L_{AB} + L_{BC}) + P_D \cdot (L_{AB} + L_{BC} + L_{CD})}{L_{AB} + L_{BC} + L_{CD} + L_{AD}} = \frac{17 \cdot 9,27 + 20 \cdot (9,27 + 12,39) + 27 \cdot (9,27 + 12,39 + 9,27)}{9,27 + 12,39 + 9,27 + 16,02} = 30,37 \text{ МВт}$$

$$P_A = P_{AB} = \frac{P_D \cdot L_{AD} + P_C \cdot (L_{AD} + L_{CD}) + P_B \cdot (L_{AD} + L_{CD} + L_{BC})}{L_{AB} + L_{BC} + L_{CD} + L_{AD}} = \frac{27 \cdot 16,02 + 20 \cdot (16,02 + 9,27) + 17 \cdot (16,02 + 9,27 + 12,39)}{9,27 + 12,39 + 9,27 + 16,02} = 33,63 \text{ МВт}$$

Для перевірки отриманих результатів розрахунку використовується формула 1.6:

$$P_{A'} + P_A = P_B + P_C + P_D \quad (1.6)$$

$$30,37 + 33,63 = 17 + 20 + 27$$

$$64 = 64$$

Для радіально-кільцевої схеми розрахунок виконується аналогічним чином. Так для радіально-кільцевої схеми (рис. 1.7) розрахуємо ділянки AC та AD:

$$P_{A'} = P_{AD} = \frac{P_C \cdot L_{AC} + P_D \cdot (L_{AC} + L_{CD})}{L_{AC} + L_{CD} + L_{AD}} = \frac{20 \cdot 17,25 + 27 \cdot (17,25 + 9,27)}{17,25 + 9,27 + 16,02} = 24,94 \text{ МВт}$$

$$P_A = P_{AC} = \frac{P_D \cdot L_{AD} + P_C \cdot (L_{AD} + L_{CD})}{L_{AC} + L_{CD} + L_{AD}} = \frac{27 \cdot 16,02 + 20 \cdot (16,02 + 9,27)}{17,25 + 9,27 + 16,02} = 22,06 \text{ МВт}$$

$$P_{A'} + P_A = P_D + P_C$$

$$24,94 + 22,06 = 27 + 20$$

$$47 = 47$$

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

Далі виконуємо розрахунок оптимальних напруг мережі за формулою 1.3.
Отримані результати заносимо в таблицю 1.5.

Таблиця 1.5 – Визначення оптимальної напруги мережі

Ділянка	$L_{\text{розр.}}, \text{ км}$	$P_{\text{ділянки}}, \text{ МВт}$	$U_{\text{опт.}}, \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.ділян.}}, \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.мережі}}, \text{ кВ}$
Магістральна схема (рис. 1.3)					
АН	6,72	64	93,88	110	110
Кільцева схема (рис. 1.4)					
АВ	9,27	33,63	88,29	110	110
АД	16,02	30,37	93,85	110	110
Радіально-кільцева схема (рис. 1.7)					
АВ	9,27	17	70,54	110	110
АС	17,25	22,06	83,83	110	110
АД	16,02	24,94	87,22	110	110

1.5. Визначення зарядної потужності ділянок мережі

Розрахунок зарядної потужності лінії є обов'язковим при визначенні поточкорозподілу в мережі, а також при визначенні загальної потужності, що передається по ЛЕП. Ігнорування цього параметра не дозволить коректно розрахувати баланс виробленої та спожитої електроенергії. Зарядна потужність лінії для всіх ділянок мережі визначається за формулою 1.7:

$$Q_{\text{зар}} = U_{\text{ном}}^2 \cdot b_0 \cdot n_{\text{л}} \cdot L_{\text{розр}} \quad (1.7)$$

де b_0 – питома зарядна потужність лінії, См.

$n_{\text{л}}$ – кількість ліній.

На даному етапі проектування поки ще не були вибрані проводи в ділянках мережі, тому для 110 кВ будемо приймати попереднє значення проводу марки АС-120. Для АС-120 – $b_0 = 2.66 \cdot 10^{-6}$ См.

Отримані результати визначення зарядної потужності вносимо в таблицю 1.6.

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

Таблиця 1.6 – Визначення зарядної потужності лінії

Ділянка	$L_{\text{розр}}$	$b_0, 10^{-6} \text{ См}$	$Q_{\text{зар}}, \text{ Мвар}$
Магістральна схема (рис. 1.3)			
АН	6,72	2,66	0,43
НМ	6,39	2,66	0,41
МС	4,15	2,66	0,27
НВ	6,58	2,66	0,42
МД	8,29	2,66	0,53
Кільцева схема (рис. 1.4)			
АВ	9,27	2,66	0,3
ВС	12,39	2,66	0,4
CD	9,27	2,66	0,3
AD	16,02	2,66	0,52
Радіально-кільцева схема (рис. 1.7)			
АВ	9,27	2,66	0,6
AC	17,25	2,66	0,56
CD	9,27	2,66	0,3
AD	16,02	2,66	0,52

1.6. Вибір схеми підстанції споживачів

Формування схеми електричних з'єднань підстанцій залежить від цілого ряду факторів. До найбільш істотних з них можна віднести: характеристики самої підстанції (тип, призначення, положення в енергосистемі), параметри основного обладнання (число і потужність трансформаторів та автотрансформаторів, кількість ЛЕП), особливості навантаження (величина місцевого споживання, категорії споживачів), параметри зовнішніх мереж (схеми і напруги прилеглих ділянок, рівень струмів К.З.), а також економічні аспекти (величина збитків від перебоїв в електропостачанні або зниження якості електроенергії, наявність площ та обладнання). Ряд цих факторів приведений у завданні до проектування.

Через неконкретний характер проектованої підстанції та відсутність інформації про низку критично важливих факторів, таких як майбутній розвиток електричних мереж у відповідному районі, структура диспетчерського управління енергосистемою та самою підстанцією, спеціальні вимоги до схеми

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

(засновані на розрахунках динамічної стійкості), очікувані кратності внутрішніх перенапруг та тенденції зростання навантажень у мережах середньої та нижчої напруги, проектування підстанції на даному етапі можливе лише у вигляді наближених оцінок. В усіх випадках варто припускати наявність споживачів усіх трьох категорій.

РП високої напруги призначений для здійснення вводу потужності на підстанцію. РПВН може бути зібраний за схемою "два блоки трансформаторалінія з перемичкою" чи за схемою "місток з робочою і ремонтною перемичкою" у залежності від способу підключення до ліній енергетичної системи.

Як варіанти РПВН у роботі розглянуто 2 основних: з робочою і ремонтною перемичкою (для кільцевих схем) і тільки з ремонтною перемичкою (для радіальних та магістральних схем).

Схеми РПВН, які розглядаються у проекті приведені на рис.1.9.

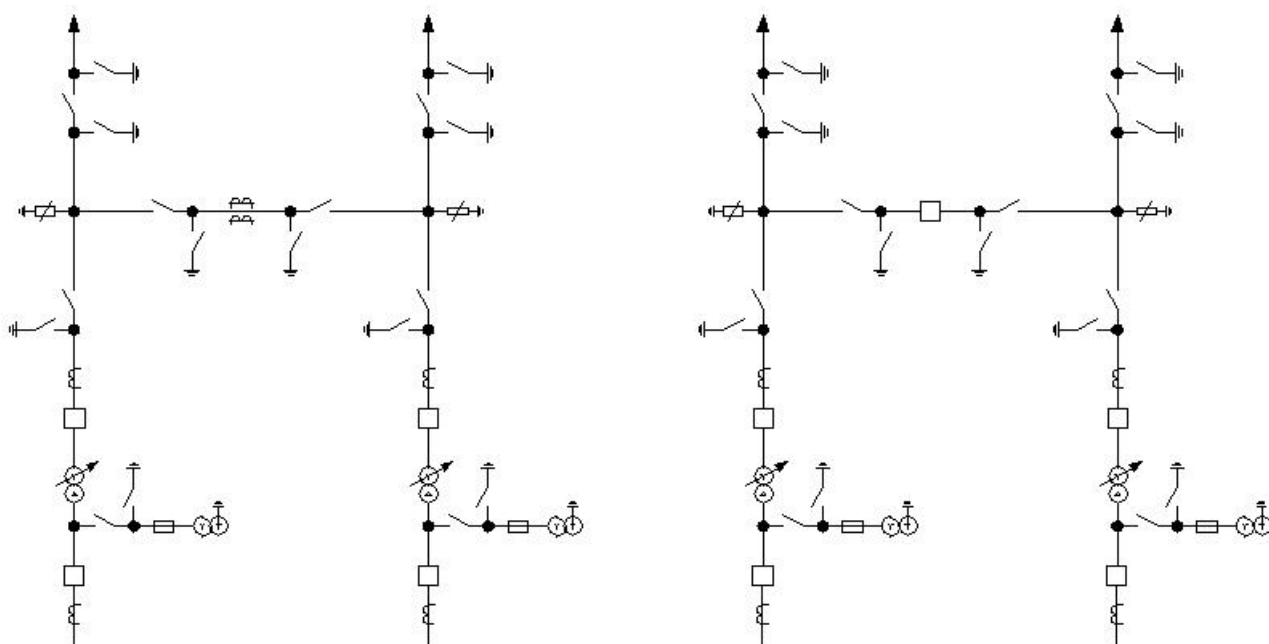


Рис. 1.9. Варіанти схем РПВН підстанцій споживачів

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

1.7. Вибір КП та силових трансформаторів підстанції

На підстанціях КП застосовуються для зменшення РП, переданої по ЛЕП. Зниження РП лінії веде до зменшення струму, що зумовлює зменшення втрат активної потужності. Ефективна компенсація РП може істотно вплинути на повне навантаження підстанції, а отже, і на оптимальний вибір номінальної потужності трансформаторів, переріз провідників ЛЕП, а також на мінімізацію втрат напруги і потужності.

Вибір потужності та розташування КП істотно впливає на техніко-економічні показники різних варіантів схем мережі. Крім того, ці чинники можуть визначально вплинути на коректність вибору як номінальної напруги, так і на загальну конфігурацію проектованої мережі.

Умовно приймаємо, що періоди споживання активного та реактивного навантаження підстанцій збігаються за часом. Виходячи з цього припущення, розрахунок реактивного навантаження здійснюється на основі максимального активного навантаження та зарядного значення коефіцієнта активної потужності.

Вибираємо батареї конденсаторів такої потужності, щоб підняти коефіцієнт активної потужності ($\cos\phi$) на шинах вторинної напруги підстанції до 0.96. Значення $\cos\phi = 0.96$ є бажаним значенням мережі за вимогами для збереження стійкості системи.

На підстанціях приймаємо до установки 2 трансформатори, виходячи з умов надійності. Потужність кожного з 2-х трансформаторів обираємо рівною 0.65-0.7 максимальному навантаженню підстанцій. При цьому забезпечується живлення всіх споживачів при аварії одного з трансформаторів.

Розрахунки по вибору КП та силових трансформаторів підстанцій представлені в таблиці 1.7.

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

Таблиця 1.7 – Вибір КП та силових трансформаторів підстанції

Підстанції	В	С	Д
Параметри			
$P_{\text{зад.}}, \text{МВт}$	17	20	27
$\cos\varphi_{\text{зад.}}$	0,86	0,84	0,89
$\text{tg}\varphi_{\text{зад.}}$	0,59	0,65	0,51
$Q_{\text{зад.}} = P_{\text{зад.}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{зад.}}, \text{Мвар}$	10,03	13	13,77
$\cos\varphi_{\text{б.}}$	0,96	0,96	0,96
$\text{tg}\varphi_{\text{б.}}$	0,29	0,29	0,29
$Q_{\text{б.}} = P_{\text{зад.}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{б.}}, \text{Мвар}$	4,93	5,8	7,83
$K_{\text{Н}}$	0,9	0,9	0,9
$Q_{\text{КП.}} = K_{\text{Н}} \cdot (Q_{\text{зад.}} - Q_{\text{б.}}), \text{Мвар}$	4,59	6,48	5,35
$Q_{\text{ст.КП}}$	5	7	5
$Q_{\text{розр.}} = Q_{\text{зад.}} - Q_{\text{ст.КП}}, \text{Мвар}$	5,03	6	8,77
$S_{\text{б.}} = P_{\text{зад.}} + jQ_{\text{розр.}}, \text{МВА}$	$17+j5,03$	$20+j6$	$27+j8,77$
$ S_{\text{б.}} = \sqrt{P_{\text{зад.}}^2 + Q_{\text{розр.}}^2}, \text{МВА}$	17,73	20,88	28,39
$ S_{\text{б.}} /1,4, \text{МВА}$	12,66	14,91	20,28
$S_{\text{н.тр.}}, \text{МВА}$	16	16	25
Тип трансформатору	ТДН-16000/110	ТДН-16000/110	ТДТН-25000/110
Параметри трансформатору	$\Delta P_{\text{х.х.}}, \text{кВт}$	19	27
	$\Delta P_{\text{к.з.}}, \text{кВт}$	85	120
	$U_{\text{к.з.}}, \%$	10.5	10,5
	$I_{\text{х.х.}}, \%$	0.7	0,7

1.8. Приведення навантаження підстанції до вищої сторони

Приведення навантаження до ВН полягає в тому, що при розрахунку обраного варіанту схеми необхідно враховувати втрати потужності в трансформаторах на підстанції, а також враховувати зарядну потужність ЛЕП. Для приведення навантаження до ВН використовуються формули 1.8-1.11 втрат в трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{х.х.}} \cdot n + \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n} \cdot \left(\frac{S_{\text{б.}}}{S_{\text{н.тр.}}}\right)^2, \text{кВт} \quad (1.8)$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \Delta Q_{\text{х.х.}} \cdot n + \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б.}}^2}{S_{\text{н.тр.}}}, \text{квар} \quad (1.9)$$

$$\Delta W = \Delta P_{\text{х.х.}} \cdot n \cdot 8760 + \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n} \cdot \left(\frac{S_{\text{б.}}}{S_{\text{н.тр.}}}\right)^2 \cdot \tau, \text{кВт*год} \quad (1.10)$$

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

$$\Delta U_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{зад}} \cdot R_{\text{тр}} + Q_{\text{розр}} \cdot X_{\text{тр}}}{U_{\text{ном}} \cdot n}, \text{ КВ} \quad (1.11)$$

де $\Delta P_{\text{х.х.}}$ – втрати активної потужності Х.Х. трансформатора (довідникові дані);

$\Delta P_{\text{кз}}$ – втрати активної потужності КЗ (довідникові дані);

$\Delta Q_{\text{х.х.}}$ – втрати РП Х.Х. трансформатора (довідникові дані);

$S_{\text{б.}}$ – бажана повна потужність трансформатора (таблиця 1.7);

$S_{\text{н.тр.}}$ – номінальна потужність трансформатора (довідникові дані);

n – кількість трансформаторів підстанції (приймаємо $n = 2$);

$U_{\text{кз}}$ – напруга КЗ трансформатора (довідкові дані);

$R_{\text{тр}}$ – активний опір трансформатора (довідкові дані);

$X_{\text{тр}}$ – реактивний опір трансформатора (довідкові дані);

τ – час найбільших втрат (приймаємо $\tau = 4500$ г.).

Після розрахунку втрат трансформатора виконуємо приведення активної і реактивної потужностей до ВН за формулами 1.12-1.14:

$$P' = P_{\text{зад}} + \frac{\Delta P_{\text{тр}}}{1000}, \text{ кВт} \quad (1.12)$$

$$Q' = Q_{\text{б}} + \frac{\Delta Q_{\text{тр}}}{1000}, \text{ квар} \quad (1.13)$$

$$S' = \sqrt{P'^2 + Q'^2}, \text{ МВ*А} \quad (1.14)$$

Розраховані результати вносимо до таблиці 1.8.

Таблиця 1.8– Приведення навантаження підстанції до ВН

Підстанції	В	С	Д
Параметри			
$\Delta P_{\text{тр}}$, кВт	64,61	74,91	93,48
$\Delta Q_{\text{тр}}$, квар	225,05	225,46	351,73
ΔW , кВт*год	452617,14	498959,78	650712,27
$\Delta U_{\text{тр}}$, кВ	2,32	2,76	2,54
P' , кВт	17,07	20,08	27,09
Q' , квар	5,16	6,03	8,18
S' , МВА	17,83	20,97	28,3

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

1.9. Розрахунок поточкорозподілу варіантів мережі

Розрахунки потоку розподілу електричних мереж виконуються для визначення:

1. Завантаження електричної мережі, відповідності пропускної здатності мережі очікуваним потокам потужності;
2. Перетину проводів;
3. Втрат ΔP , ΔQ , ΔW , ΔU в мережах.

Виконаємо розрахунок потокуррозподілу для магістральної схеми:

$$P_{MD} = P'_D = 27,09 \text{ МВт}$$

$$P_{MC} = P'_C = 20,08 \text{ МВт}$$

$$P_{HB} = P'_B = 17,07 \text{ МВт}$$

$$P_{HM} = P'_C + P'_D = 20,08 + 27,09 = 47,17 \text{ МВт}$$

$$P_{AH} = P_{HM} + P'_B = 47,17 + 17,07 = 64,24 \text{ МВт}$$

$$Q_{MD} = Q'_D - Q_{\text{зар.}MD} = 8,18 - 0,53 = 7,65 \text{ Мвар}$$

$$Q_{MC} = Q'_C - Q_{\text{зар.}MC} = 6,03 - 0,27 = 5,76 \text{ Мвар}$$

$$Q_{HB} = Q'_B - Q_{\text{зар.}HB} = 5,16 - 0,42 = 4,74 \text{ Мвар}$$

$$Q_{HM} = Q_{MD} + Q_{MC} - Q_{\text{зар.}HM} = 7,65 + 5,76 - 0,41 = 13 \text{ Мвар}$$

$$Q_{AH} = Q_{HM} + Q_{HB} - Q_{\text{зар.}AH} = 13 + 4,74 - 0,43 = 17,31 \text{ Мвар}$$

$$S_{MD} = P_{MD} + jQ_{MD} = 27,09 + j7,65 \text{ МВА}$$

$$S_{MC} = P_{MC} + jQ_{MC} = 20,08 + j5,76 \text{ МВА}$$

$$S_{HB} = P_{HB} + jQ_{HB} = 17,07 + j4,74 \text{ МВА}$$

$$S_{HM} = P_{HM} + jQ_{HM} = 47,17 + j13 \text{ МВА}$$

$$S_{AH} = P_{AH} + jQ_{AH} = 64,24 + j17,31 \text{ МВА}$$

Виконаємо розрахунок потокуррозподілу для кільцевої схеми:

$$P_{A'} = P_{AD} = \frac{P'_B \cdot L_{AB} + P'_C \cdot (L_{AB} + L_{BC}) + P'_D \cdot (L_{AB} + L_{BC} + L_{CD})}{L_{AB} + L_{BC} + L_{CD} + L_{AD}} =$$

$$\frac{17,07 \cdot 9,27 + 20,08 \cdot (9,27 + 12,39) + 27,09 \cdot (9,27 + 12,39 + 9,27)}{9,27 + 12,39 + 9,27 + 16,02} = 30,48 \text{ МВт}$$

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

$$P_A = P_{AB} = \frac{P'_D \cdot L_{AD} + P'_C \cdot (L_{AD} + L_{CD}) + P'_B \cdot (L_{AD} + L_{CD} + L_{BC})}{L_{AB} + L_{BC} + L_{CD} + L_{AD}} =$$

$$\frac{27,09 \cdot 16,02 + 20,08 \cdot (16,02 + 9,27) + 17,07 \cdot (16,02 + 9,27 + 12,39)}{9,27 + 12,39 + 9,27 + 16,02} = 33,76 \text{ МВт}$$

$$P_{BC} = P_{AB} - P'_B = 33,76 - 17,07 = 16,69 \text{ МВт}$$

$$P_{CD} = P_{AD} - P'_D = 30,48 - 27,09 = 3,39 \text{ МВт}$$

$$Q_{AB} = \frac{Q'_D \cdot L_{AD} + Q'_C \cdot (L_{AD} + L_{CD}) + Q'_B \cdot (L_{AD} + L_{CD} + L_{BC})}{L_{AB} + L_{BC} + L_{CD} + L_{AD}} - Q_{\text{зар.}AB} =$$

$$\frac{8,18 \cdot 16,02 + 6,03 \cdot (16,02 + 9,27) + 5,16 \cdot (16,2 + 9,27 + 12,39)}{9,27 + 12,39 + 9,27 + 16,02} - 0,3 = 9,92 \text{ Мвар}$$

$$Q_{AD} = \frac{Q'_B \cdot L_{AB} + Q'_C \cdot (L_{AB} + L_{BC}) + Q'_D \cdot (L_{AB} + L_{BC} + L_{CD})}{L_{AB} + L_{BC} + L_{CD} + L_{AD}} - Q_{\text{зар.}AD} =$$

$$\frac{5,16 \cdot 9,27 + 6,03 \cdot (9,27 + 12,39) + 8,18 \cdot (9,27 + 12,39 + 9,27)}{9,27 + 12,39 + 9,27 + 16,02} - 0,52 = 8,67 \text{ Мвар}$$

$$Q_{BC} = Q_{AB} - Q'_B - Q'_{\text{зар.}BC} = 9,92 - 5,16 - 0,4 = 4,36 \text{ Мвар}$$

$$Q_{CD} = Q_{AD} - Q'_D - Q'_{\text{зар.}CD} = 8,67 - 8,18 - 0,3 = 0,19 \text{ Мвар}$$

$$S_{AB} = P_{AB} + jQ_{AB} = 33,76 + j9,92 \text{ МВА}$$

$$S_{BC} = P_{BC} + jQ_{BC} = 16,69 + j4,36 \text{ МВА}$$

$$S_{CD} = P_{CD} + jQ_{CD} = 3,39 + j0,19 \text{ МВА}$$

$$S_{AD} = P_{AD} + jQ_{AD} = 30,48 + j8,67 \text{ МВА}$$

Виконаємо розрахунок потоку розподілу для радіально-кільцевої схеми (рис. 1.7):

$$P_{AB} = P'_B = 17,07 \text{ МВт}$$

$$P_{A'} = P_{AD} = \frac{P'_C \cdot L_{AC} + P'_D \cdot (L_{AC} + L_{CD})}{L_{AC} + L_{CD} + L_{AD}} = \frac{20,08 \cdot 17,25 + 27,09 \cdot (17,25 + 9,27)}{17,25 + 9,27 + 16,02} = 25,03 \text{ МВт}$$

$$P_A = P_{AC} = \frac{P'_D \cdot L_{AD} + P'_C \cdot (L_{AD} + L_{CD})}{L_{AC} + L_{CD} + L_{AD}} = \frac{27,09 \cdot 16,02 + 20,08 \cdot (16,02 + 9,27)}{17,25 + 9,27 + 16,02} = 22,14 \text{ МВт}$$

$$P_{CD} = P_{AC} - P'_C = 22,14 - 20,08 = 2,06 \text{ МВт}$$

$$Q_{AB} = Q'_B - Q_{\text{зар.}AB} = 5,16 - 0,6 = 4,56 \text{ Мвар}$$

$$Q_{AC} = \frac{Q'_D \cdot L_{AD} + Q'_C \cdot (L_{AD} + L_{CD})}{L_{AC} + L_{CD} + L_{AD}} - Q_{\text{зар.}AC} = \frac{8,18 \cdot 16,02 + 6,03 \cdot (16,02 + 9,27)}{17,25 + 9,27 + 16,02} - 0,56 = 6,11 \text{ Мвар}$$

$$Q_{AD} = \frac{Q'_C \cdot L_{AC} + Q'_D \cdot (L_{AC} + L_{CD})}{L_{AC} + L_{CD} + L_{AD}} - Q_{\text{зар.}AD} = \frac{6,03 \cdot 17,25 + 8,18 \cdot (17,25 + 9,27)}{17,25 + 9,27 + 16,02} - 0,52 = 7,03 \text{ Мвар}$$

$$Q_{CD} = Q_{AC} - Q'_C - Q_{\text{зар.}CD} = 6,11 - 6,03 - 0,3 = -0,22 \text{ Мвар}$$

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

$$S_{AB} = P_{AB} + jQ_{AB} = 17,07 + j4,56 \text{ МВ*А}$$

$$S_{AC} = P_{AC} + jQ_{AC} = 22,14 + j6,11 \text{ МВ*А}$$

$$S_{CD} = P_{CD} + jQ_{CD} = 2,06 - j0,22 \text{ МВ*А}$$

$$S_{AD} = P_{AD} + jQ_{AD} = 25,03 + j7,03 \text{ МВ*А}$$

1.10. Вибір проводів ділянок мережі

Вибір марки та перерізу проводу здійснюватиметься відповідно до розрахованих струмів навантаження. Основним критерієм вибору проводів повітряних ЛЕП є мінімізація наведених витрат. Однак, на практиці при проектуванні ЛЕП перетин проводів найчастіше визначається не на основі детальних техніко-економічних розрахунків для кожного конкретного випадку, а за загальними нормативними показниками.

Вибір перетину проводу по кожній ділянці лінії здійснюється по розрахованим навантаженням відповідної ділянки. При цьому допускається приймати однаковий перетин для двох суміжних ділянок, якщо їх навантаження знаходиться в сусідніх економічних інтервалах.

В даному курсовому проекті вибір проводів будемо здійснювати методом економічної щільності струму за формулами 1.15 та 1.16:

$$I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{ном}}}, \text{ кА} \quad (1.15)$$

$$q_{\text{ек}i} = \frac{I_i}{\gamma_{\text{ек}}}, \text{ мм}^2 \quad (1.16)$$

де S_i – повна потужність ділянки;

n – кількість ліній на ділянці мережі;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга мережі;

$\gamma_{\text{ек}} = 1.1 \text{ А/мм}^2$ – для неізолюваних та алюмінієвих струмоведучих частин.

За умови відсутності корони, можна приймати проводи перетином не менше ніж 120 мм^2 для мережі 110кВ та 240 мм^2 для мережі 220 кВ.

И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		Лис

Виконаємо розрахунок економічної щільності струму всіх ділянок мережі по заданим формулам 1.15 та 1.16 для магістральної схеми (рис. 1.3):

$$I_{MD} = \frac{S_{MD}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{HOM}} = \frac{\sqrt{27,09^2 + 7,65^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} \cdot 10^3 = 73,87 \text{ A}$$

$$I_{MC} = \frac{S_{MC}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{HOM}}} = \frac{\sqrt{20,08^2 + 5,76^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} \cdot 10^3 = 54,82 \text{ A}$$

$$I_{HB} = \frac{S_{HB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{HOM}} = \frac{\sqrt{17,07^2 + 4,74^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} \cdot 10^3 = 46,49 \text{ A}$$

$$I_{HM} = \frac{S_{HM}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{HOM}} = \frac{\sqrt{47,17^2 + 13^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} \cdot 10^3 = 128,4 \text{ A}$$

$$I_{AH} = \frac{S_{AH}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{\sqrt{64,24^2 + 17,31^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} \cdot 10^3 = 174,6 \text{ A}$$

$$q_{\text{ekMD}} = \frac{I_{\text{MD}}}{\gamma_{\text{ek}}} = \frac{73,87}{1,1} = 67,16 \text{ мм}^2$$

$$q_{\text{ек}MC} = \frac{I_{MC}}{\gamma_{\text{ек}}} = \frac{54,82}{1,1} = 49,84 \text{ мм}^2$$

$$q_{\text{екHB}} = \frac{I_{\text{HB}}}{\gamma_{\text{ек}}} = \frac{46,49}{1,1} = 42,26 \text{ мм}^2$$

$$q_{\text{екНМ}} = \frac{I_{\text{НМ}}}{\gamma_{\text{ек}}} = \frac{128,4}{1,1} = 116,73 \text{ мм}^2$$

$$q_{\text{екAH}} = \frac{I_{\text{AH}}}{\gamma_{\text{ек}}} = \frac{174,6}{1,1} = 158,73 \text{ мм}^2$$

В результаті розрахунків бачимо, що для ділянок MD, MC, NB, NM магістральної схеми (рис. 1.3) можемо обрати провід марки АС-120, а для ділянки АН – провід марки АС-185. Його характеристики приводимо в наступній таблиці:

Ділянка	Марка проводу	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
MD	АС-120	0,25	0,427
МС	АС-120	0,25	0,427
НВ	АС-120	0,25	0,427
НМ	АС-120	0,25	0,427
АН	АС-185	0,16	0,415

Виконаємо розрахунки для кільцевої схеми (рис. 1.4):

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{\sqrt{33,76^2 + 9,92^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} \cdot 10^3 = 184,69 \text{ A}$$

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

$$I_{BC} = \frac{\sqrt{16,69^2 + 4,36^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} \cdot 10^3 = 90,54 \text{ A}$$

$$I_{CD} = \frac{\sqrt{3,39^2 + 0,19^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} \cdot 10^3 = 17,82 \text{ A}$$

$$I_{AD} = \frac{\sqrt{30,48^2 + 8,67^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} \cdot 10^3 = 166,33 \text{ A}$$

$$q_{екAB} = \frac{I_{AB}}{\gamma_{ек}} = \frac{184,69}{1,1} = 167,9 \text{ мм}^2$$

$$q_{екBC} = \frac{90,54}{1,1} = 82,31 \text{ мм}^2$$

$$q_{екCD} = \frac{17,82}{1,1} = 16,2 \text{ мм}^2$$

$$q_{екAD} = \frac{166,33}{1,1} = 151,21 \text{ мм}^2$$

В результаті розрахунків бачимо, що для ділянок АВ та AD кільцевої схеми (рис. 1.4) можемо обрати провід марки АС-185, а для ділянок ВС та CD – провід марки АС-120. Його характеристики приводимо в наступній таблиці:

Ділянка	Марка проводу	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
АВ	АС-185	0.16	0.415
ВС	АС-120	0.25	0.427
CD	АС-120	0.25	0.427
AD	АС-185	0.16	0.415

Виконаємо розрахунки для радіально-кільцевої схеми (рис. 1.7):

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{17,07^2 + 4,56^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} \cdot 10^3 = 46,37 \text{ A}$$

$$I_{AC} = \frac{\sqrt{22,14^2 + 6,11^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} \cdot 10^3 = 120,55 \text{ A}$$

$$I_{CD} = \frac{\sqrt{2,06^2 + (-0,22)^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} \cdot 10^3 = 10,87 \text{ A}$$

$$I_{AD} = \frac{\sqrt{25,03^2 + 7,03^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} \cdot 10^3 = 136,46 \text{ A}$$

$$q_{екAB} = \frac{I_{AB}}{\gamma_{ек}} = \frac{46,37}{1,1} = 42,16 \text{ мм}^2$$

$$q_{екAC} = \frac{120,55}{1,1} = 109,59 \text{ мм}^2$$

$$q_{екCD} = \frac{10,87}{1,1} = 9,88 \text{ мм}^2$$

$$q_{екAD} = \frac{136,46}{1,1} = 124,06 \text{ мм}^2$$

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

В результаті розрахунків бачимо, що для ділянок АВ, АС та СD радіально-кільцевої схеми (рис. 1.7) можемо обрати провід марки АС-120, а для ділянки AD – провід марки АС-150. Його характеристики приводимо в наступній таблиці:

Ділянка	Марка проводу	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
АВ	АС-120	0.249	0.427
АС	АС-120	0.249	0.427
CD	АС-120	0.249	0.427
AD	АС-150	0.2	0.425

1.11. Розрахунок втрат мережі

На підставі даних про обрані проводи та їх основні параметри здійснюється розрахунок втрат активної та реактивної потужності, втрат напруги та енергії за формулами:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{n \cdot U_{ном}^2} \cdot R_{Л}, \text{ МВт} \quad (1.17)$$

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{n \cdot U_{ном}^2} \cdot X_{Л}, \text{ Мвар} \quad (1.18)$$

$$\Delta U = \frac{P \cdot R_{Л} + Q \cdot X_{Л}}{n \cdot U_{ном}}, \text{ кВ} \quad (1.19)$$

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \text{ МВт*годин} \quad (1.20)$$

де P – активна потужність, що передається по лінії;

Q – реактивна потужність, що передається по лінії;

$U_{ном}$ – номінальна напруга;

n – кількість ланцюгів;

$R_{Л} = r_0 \cdot L$, Ом;

$X_{Л} = x_0 \cdot L$, Ом;

$\tau = 4500$ – річне використання максимального навантаження.

Результати розрахунку втрат для всіх варіантів схем мережі заносяться в таблицю 1.9.

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

Таблиця 1.9 – Розрахунок втрат варіантів мережі

Ділянка	L, км	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	I, А	Марка проводу	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	ΔР, МВт	ΔQ, Мвар	ΔU, кВ	ΔW, МВт* годин	ΣΔW, МВт* годин
Магістральна схема (рис. 1.3)													
АН	6,72	64,24	17,31	66,53	174,6	АС-185	0,16	0,415	0,2	0,51	0,54	900	2115
НМ	6,39	47,17	13	48,93	128,4	АС-120	0,25	0,427	0,16	0,27	0,5	720	
НВ	6,58	17,07	4,74	17,72	46,49	АС-120	0,25	0,427	0,02	0,04	0,19	90	
MD	8,29	27,09	7,65	28,15	73,87	АС-120	0,25	0,427	0,07	0,12	0,38	315	
МС	4,15	20,08	5,76	20,89	54,82	АС-120	0,25	0,427	0,02	0,03	0,14	90	
Кільцева схема (рис. 1.4)													
AB	9,27	33,76	9,92	35,19	184,69	АС-185	0,16	0,415	0,15	0,39	0,8	675	1989
BC	12,39	16,69	4,36	17,25	90,54	АС-120	0,25	0,427	0,08	0,13	0,68	360	
CD	9,27	3,39	0,19	3,4	17,82	АС-120	0,25	0,427	0,002	0,004	0,09	9	
AD	16,02	30,48	8,67	31,69	166,33	АС-185	0,16	0,415	0,21	0,55	1,23	945	
Радіально-кільцева схема (рис. 1.7)													
AB	9,27	17,07	4,56	17,67	46,37	АС-120	0,25	0,427	0,03	0,05	0,26	135	1803,6
AC	17,25	22,14	6,11	22,97	120,55	АС-120	0,25	0,427	0,19	0,32	1,28	855	
CD	9,27	2,06	-0,22	2,07	10,87	АС-120	0,25	0,427	0,0008	0,001	0,04	3,6	
AD	16,02	25,03	7,03	26	136,46	АС-150	0,2	0,425	0,18	0,38	1,16	810	

1.12. Техніко-економічне порівняння варіантів мережі

Визначення найбільш економічно вигідного варіанта здійснюється шляхом порівняння наведених розрахункових витрат. Серед варіантів, що залишилися для розгляду, вибирається той, у якого наведені витрати мінімальні. При цьому кожен із аналізованих варіантів обов'язково має відповідати всім технічним вимогам. Це означає його ретельне опрацювання, що включає вибір схем для всіх підстанцій, розрахунок витрат напруги та електроенергії, визначення параметрів всіх ліній і трансформаторів, а також розрахунок витрат напруги як у нормальному, так і найбільш важкому післяаварійному режимах.

При порівнянні варіантів по приведених витратах у загальному випадку повинні враховуватися: вартість ліній, осередків, комутаційних апаратів, трансформаторів, що компенсують пристроїв та іншого устаткування, відрахування на амортизацію і капітальний ремонт, обслуговування всього устаткування, вартість витрат електроенергії в лініях, трансформаторах і пристроях, що компенсують.

Усі зазначені техніко-економічні показники можна визначити лише для тих частин схеми мережі, у яких порівнювані варіанти відрізняються друг від друга. При виборі варіантів схеми мережі з тим самим номінальною напругою, з однаковим числом трансформаторів на підстанціях, з однаковим розміщенням пристроїв, що компенсують, і однаковими схемами підстанцій можна порівнювати тільки вартість ліній мережі, вартість витрат електроенергії в них і відповідні відрахування. Таке визначення відносних приведених розрахункових витрат значно скорочує обчислення.

Варіанти схем можна вважати економічно рівноцінними, якщо різниця в приведених витратах не перевищує 5 %. У такому випадку варто вибрати варіант, у якого: вище номінальна напруга і показники надійності; більш гнучка схема (пристосованість схеми до необхідних режимів роботи мережі); менше витрата кольорового металу на проводи повітряних ліній і менше

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

кількість електричної апаратури; краща можливість розвитку мережі при
росту навантажень і появи нових пунктів споживання електроенергії.

При техніко-економічних розрахунках на ранніх стадіях проектування,
пов'язаних зі створенням варіантів та вибором оптимальних схем, капітальні
вкладення оцінюються за укрупненими показниками вартості мережевих
компонентів. У той час як для визначення кошторисної вартості будівництва
реальних об'єктів електромереж застосовуються спеціалізовані прейскуранти
та цітники, в умовах навчального проектування акцент робиться на освоєнні
принципів розрахунку ключових техніко-економічних показників.
Відповідно, достатньо виконати розрахунок, використовуючи дані з додатків,
та ознайомитися з основними відомостями у рекомендованій літературі.

Тому техніко-економічне порівняння варіантів електропостачання для
даного проекту робиться по заданим цінам вимикачів та проводів. Результати
розрахунків приведені в табл. 1.10.

За результатами розрахунків вибираємо найбільш економічно вигідний
варіант схеми мережі. Для цього проекту кільцева схема та магістральна є
економічно рівноцінними, тому обираємо до установки той варіант схеми,
який є більш надійним. Зважаючи на це приймаємо до встановлення кільцеву
схему мережі (рис. 1.4).

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

			Таблиця 1.10 – Техніко-економічне порівняння варіантів схем мережі						
	Індекси показника	Одиниці вимірювання	Вартість, тис. грн	Варіант 1 (магістральна)		Варіант 2 (кільцева)		Варіант 3 (радіально-кільцева)	
				Кількість	Вартість	Кількість	Вартість	Кількість	Вартість
Підстанції та лінії електропередач	Капіталовкладення								
	Напруга мережі		кВ	110					
	Комірка вимиача ВРП	комплект	46,3	8	370,4	11	509,3	12	555,6
	Капіталовкладення в підстанції-		-	-	370,4	-	509,6	-	555,6
	АС-120	км	13,1	-	-	22,11	289,64	26,52	347,41
	АС-150	км	13,2	-	-	-	-	16,02	211,46
	АС-185	км	13,8	-	-	25,74	355,21	-	-
	2 АС-120	км	20,4	25,41	518,36	-	-	9,27	189,11
Лінійно-трансформаторні пункти	2 АС-150	км	22,2	-	-	-	-	-	-
	2 АС-185	км	23,6	6,72	158,59	-	-	-	-
	Капіталовкладення в ПЛЕП-		-	-	676,95	-	644,85	-	747,98
	Одночасні капіталовкладення в мережі-		-	-	1047,35	-	1154,45	-	1303,58
	Приведені капіталовкладення-		-	-	261,84	-	288,61	-	325,9
	Витрати								
	Витрати експлуатації підстанцій	-	-	-	33,34	-	45,84	-	83,34
	Витрати експлуатації ПЛЕП	-	-	-	33,85	-	32,24	-	37,4
Електроенергетика	Вартість витрат електроенергії	МВт*год.	0,14	-	296,1	-	278,46	-	252,5
	Сумарні витрати	-	-	-	363,29	-	356,54	-	373,24
	Приведені загальні витрати	-	-	-	625,13	-	645,15	-	699,14

РОЗДІЛ 2. ПРОЕКТУВАННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ МЕРЕЖІ

Розрахунки режимів електричних мереж виконуються для визначення:

- завантаження елементів мережі, відповідності пропускної здатності мережі очікуваним потокам потужності;
- перетинів проводів і кабелів, потужності трансформаторів;
- рівня напруги у вузлах і елементах мережі і заходів, що забезпечують підтримку напруги в припустимих межах, втрат потужності й електроенергії для визначення економічності мережі й ефективності способів зниження втрат;
- інтегральних показників умов роботи мережі в цілому за тривалий час, середніх значень окремих параметрів режимів (напруги у вузлах, завантаження трансформаторів, щільності струму в ЛЕП) чи діапазону змін значення будь-якого параметра для розрахункових елементів мережі й інше.

При аналізі очікуваних у перспективі сталих режимів варто розрізняти розрахункові тривалі потоки потужності по мережі, що можуть мати місце в нормальних режимах роботи енергосистеми, і розрахункові максимальні потоки, обумовлені випадковими відхиленнями від нормальних режимів.

2.1. Точне потокорозподілення мережі в максимальному режимі

Для виявлення максимальних значень тривалих розрахункових потоків потужності зазвичай досить обмежитися аналізом режиму максимальних навантажень. У цьому режимі виникають потоки потужності, зумовлені найбільшим споживанням електроенергії та найповнішим використанням потужності електростанцій.

Наближене потокорозподілення мережі в максимальному режимі було розраховано раніше. Визначимо точне потокорозподілення мережі тобто з урахуванням втрат у лініях:

$$P_C = P'_C = 20,08 \text{ МВт}$$

$$P_D = P_{CD} + P'_D + \Delta P_{CD} = 3,39 + 27,09 + 0,002 = 30,48 \text{ МВт}$$

						Лис
И	Лис	№ докум.	Підпис	Дат		

$$P_B = P_{BC} + P'_B + \Delta P_{BC} = 16,69 + 17,07 + 0,08 = 33,84 \text{ МВт}$$

$$P_A = P_D + \Delta P_{AD} = 30,48 + 0,21 = 30,69 \text{ МВт}$$

$$P_{A'} = P_B + \Delta P_{AB} = 33,84 + 0,15 = 33,99 \text{ МВт}$$

$$Q_C = Q'_C = 6,03 \text{ Мвар}$$

$$Q_D = Q_{CD} + Q'_D + \Delta Q_{CD} = 0,19 + 8,18 + 0,004 = 8,37 \text{ Мвар}$$

$$Q_B = Q_{BC} + Q'_B + \Delta Q_{BC} = 4,36 + 5,16 + 0,13 = 9,65 \text{ Мвар}$$

$$Q_A = Q_D + \Delta Q_{AD} = 8,37 + 0,55 = 8,92 \text{ Мвар}$$

$$Q_{A'} = Q_B + \Delta Q_{AB} = 9,65 + 0,39 = 10,04 \text{ Мвар}$$

$$S_C = P_C + jQ_C = 20,97 \text{ МВА}$$

$$S_D = P_D + jQ_D = 31,61 \text{ МВА}$$

$$S_B = P_B + jQ_B = 35,19 \text{ МВА}$$

$$S_A = P_A + jQ_A = 31,96 \text{ МВА}$$

$$S_{A'} = P_{A'} + jQ_{A'} = 35,44 \text{ МВА}$$

2.2. Наближене та точне потокорозподілення мережі у мінімальному режимі

Здійснимо розрахунок мінімального режиму роботи мережі. Під мінімальним режимом розуміємо режим роботи мережі при зниженні навантаження споживачів до 25% від максимального. Тому всі розрахунки робляться аналогічно максимальному режиму у відповідності до вже вибраного електрообладнання з умовою зниження навантаження споживачів до 25% від максимального.

Навантаження мінімального режиму наведені в таблиці 1.11.

Приведення навантаження до ВН підстанції здійснено в таблиці 1.12.

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

Таблиця 2.1 – Навантаження мінімального режиму

Параметр	Одиниці виміру	Підстанції живлення	Підстанції споживачів		
		A	B	C	D
$P_{\text{зад}}$	МВт	-	4,25	5	6,75

Таблиця 2.2 – Приведення навантаження до ВН

Підстанції	B	C	D
Параметри			
$\Delta P_{\text{тр}}, \text{кВт}$	39,72	40,25	56,53
$\Delta Q_{\text{тр}}, \text{квар}$	224,07	224,09	350,11
$P', \text{кВт}$	4,29	5,04	6,81
$Q', \text{квар}$	1,45	1,67	2,31
$S', \text{МВА}$	4,53	5,31	7,19

Виконаємо розрахунок потокорозподілення в мінімальному режимі:

$$P_{A'} = P_{AD} = \frac{P'_B \cdot L_{AB} + P'_C \cdot (L_{AB} + L_{BC}) + P'_D \cdot (L_{AB} + L_{BC} + L_{CD})}{L_{AB} + L_{BC} + L_{CD} + L_{AD}} =$$

$$\frac{4,29 \cdot 9,27 + 5,04 \cdot (9,27 + 12,39) + 6,81 \cdot (9,27 + 12,39 + 9,27)}{9,27 + 12,39 + 9,27 + 16,02} = 7,66 \text{ МВт}$$

$$P_A = P_{AB} = \frac{P'_D \cdot L_{AD} + P'_C \cdot (L_{AD} + L_{CD}) + P'_B \cdot (L_{AD} + L_{CD} + L_{BC})}{L_{AB} + L_{BC} + L_{CD} + L_{AD}} =$$

$$\frac{6,81 \cdot 16,02 + 5,04 \cdot (16,02 + 9,27) + 4,29 \cdot (16,02 + 9,27 + 12,39)}{9,27 + 12,39 + 9,27 + 16,02} = 8,48 \text{ МВт}$$

$$P_{BC} = P_{AB} - P'_B = 8,48 - 4,29 = 4,19 \text{ МВт}$$

$$P_{CD} = P_{AD} - P'_D = 7,66 - 6,81 = 0,85 \text{ МВт}$$

$$Q_{AB} = \frac{Q'_D \cdot L_{AD} + Q'_C \cdot (L_{AD} + L_{CD}) + Q'_B \cdot (L_{AD} + L_{CD} + L_{BC})}{L_{AB} + L_{BC} + L_{CD} + L_{AD}} - Q_{\text{зар.}AB} =$$

$$\frac{2,31 \cdot 16,02 + 1,67 \cdot (16,02 + 9,27) + 1,45 \cdot (16,2 + 9,27 + 12,39)}{9,27 + 12,39 + 9,27 + 16,02} - 0,3 = 2,56 \text{ Мвар}$$

$$Q_{AD} = \frac{Q'_B \cdot L_{AB} + Q'_C \cdot (L_{AB} + L_{BC}) + Q'_D \cdot (L_{AB} + L_{BC} + L_{CD})}{L_{AB} + L_{BC} + L_{CD} + L_{AD}} - Q_{\text{зар.}AD} =$$

$$\frac{1,45 \cdot 9,27 + 1,67 \cdot (9,27 + 12,39) + 2,31 \cdot (9,27 + 12,39 + 9,27)}{9,27 + 12,39 + 9,27 + 16,02} - 0,52 = 2,06 \text{ Мвар}$$

$$Q_{BC} = Q_{AB} - Q'_B - Q'_{\text{зар.}BC} = 2,56 - 1,45 - 0,4 = 0,71 \text{ Мвар}$$

$$Q_{CD} = Q_{AD} - Q'_D - Q'_{\text{зар.}CD} = 2,06 - 2,31 - 0,3 = -0,55 \text{ Мвар}$$

$$S_{AB} = P_{AB} + jQ_{AB} = 8,48 + j2,56 = 8,86 \text{ МВА}$$

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

$$S_{BC} = P_{BC} + jQ_{BC} = 4,19 + j0,71 = 4,25 \text{ МВА}$$

$$S_{CD} = P_{CD} + jQ_{CD} = 0,85 - j0,55 = 1,01 \text{ МВА}$$

$$S_{AD} = P_{AD} + jQ_{AD} = 7,66 + j2,06 = 7,93 \text{ МВА}$$

Зробимо розрахунок струмів у мінімальному режимі:

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{8,86}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} \cdot 10^3 = 46,5 \text{ А}$$

$$I_{BC} = \frac{4,25}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} \cdot 10^3 = 22,31 \text{ А}$$

$$I_{CD} = \frac{1,01}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} \cdot 10^3 = 5,3 \text{ А}$$

$$I_{AD} = \frac{7,93}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} \cdot 10^3 = 41,62 \text{ А}$$

Розрахунок втрат мережі здійснено в таблиці 1.13

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

Проведемо розрахунок точного поточкорозподілення в мінімальному режимі:

$$P_C = P'_C = 5,04 \text{ МВт}$$

$$P_D = P_{CD} + P'_D + \Delta P_{CD} = 0,85 + 6,81 + 0,0002 = 7,66 \text{ МВт}$$

$$P_B = P_{BC} + P'_B + \Delta P_{BC} = 4,19 + 4,29 + 0,005 = 8,49 \text{ МВт}$$

$$P_A = P_D + \Delta P_{AD} = 7,66 + 0,01 = 7,67 \text{ МВт}$$

$$P_{A'} = P_B + \Delta P_{AB} = 8,49 + 0,01 = 8,5 \text{ МВт}$$

$$Q_C = Q'_C = 1,67 \text{ Мвар}$$

$$Q_D = Q_{CD} + Q'_D + \Delta Q_{CD} = -0,55 + 2,31 + 0,0003 = 1,76 \text{ Мвар}$$

$$Q_B = Q_{BC} + Q'_B + \Delta Q_{BC} = 0,71 + 1,45 + 0,008 = 2,17 \text{ Мвар}$$

$$Q_A = Q_D + \Delta Q_{AD} = 1,76 + 0,04 = 1,8 \text{ Мвар}$$

$$Q_{A'} = Q_B + \Delta Q_{AB} = 2,17 + 0,03 = 2,2 \text{ Мвар}$$

$$S_C = P_C + jQ_C = 5,31 \text{ МВА}$$

$$S_D = P_D + jQ_D = 7,86 \text{ МВА}$$

$$S_B = P_B + jQ_B = 8,76 \text{ МВА}$$

$$S_A = P_A + jQ_A = 7,88 \text{ МВА}$$

$$S_{A'} = P_{A'} + jQ_{A'} = 8,78 \text{ МВА}$$

2.3. Наближене та точне поточкорозподілення мережі у післяаварійному режимі

Для виявлення максимальних значень нерегулярних потоків потужності необхідно в першу чергу розглянути післяаварійний режим, що виникає при відключенні найбільш завантаженої лінії, трансформаторів і автотрансформаторів та аварійному зникненню у вузлі (районі) значної потужності, що генерує.

При розрахунку післяаварійного режиму усі розрахунки здійснюються аналогічно максимальному режиму у відповідності до вже обраного електрообладнання при умові обриву на ділянці АВ. При цьому схема

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

перетворюється у магістральну з однобічним живленням, а на підстанціях залишаються в роботі два трансформатори внаслідок роботи ремонтної перемички, що дозволяє шляхом оперативних перемикань залишити в роботі два трансформатори.

Виконаємо розрахунок поточкорозподілення в п/ав режимі:

$$P_{BC} = P'_B = 17,07 \text{ МВт}$$

$$P_{CD} = P_{BC} + P'_C = 17,07 + 20,08 = 37,15 \text{ МВт}$$

$$P_{AD} = P_{CD} + P'_D = 37,15 + 27,09 = 64,24 \text{ МВт}$$

$$Q_{BC} = Q'_B - Q_{\text{зар.}BC} = 5,16 - 0,4 = 4,76 \text{ Мвар}$$

$$Q_{CD} = Q'_C + Q_{BC} - Q_{\text{зар.}CD} = 6,03 + 4,76 - 0,3 = 10,49 \text{ Мвар}$$

$$Q_{AD} = Q'_D + Q_{CD} - Q_{\text{зар.}AD} = 8,18 + 10,49 - 0,52 = 18,15 \text{ Мвар}$$

$$S_{BC} = P_{BC} + jQ_{BC} = 17,07 + j4,76 = 17,72 \text{ МВА}$$

$$S_{CD} = P_{CD} + jQ_{CD} = 37,15 + j10,49 = 38,6 \text{ МВА}$$

$$S_{AD} = P_{AD} + jQ_{AD} = 64,24 + j18,15 = 66,76 \text{ МВА}$$

Зробимо розрахунок струмів в п/ав режимі:

$$I_{BC} = \frac{S_{BC}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{17,72}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} \cdot 10^3 = 93,01 \text{ А}$$

$$I_{CD} = \frac{38,6}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} \cdot 10^3 = 202,6 \text{ А}$$

$$I_{AD} = \frac{66,76}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} \cdot 10^3 = 350,4 \text{ А}$$

Розрахунок втрат в п/ав режимі приведено в таблиці 1.14.

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

Таблица 2.4 – Розрахунок втрат в післяаварійному режимі мережі

Ділянка	L, км	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	I, А	Марка проводу	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	ΔP, МВт	ΔQ, Мвар	ΔU, кВ	ΔW, МВт* годин	ΣΔW, МВт* годин
Кільцева схема (рис. 1.4)													
BC	12,39	17,07	4,76	17,72	93,01	АС-120	0,25	0,427	0,08	0,14	0,71	360	5895
CD	9,27	37,15	10,49	38,6	202,6	АС-120	0,25	0,427	0,29	0,49	1,16	1305	
AD	16,02	64,24	18,15	66,76	350,4	АС-185	0,16	0,415	0,94	2,45	2,59	4230	

Проведемо розрахунок точного поточкорозподілення в п/ав режимі:

$$P_B = P'_B = 17,07 \text{ МВт}$$

$$P_C = P_B + P'_C + \Delta P_{BC} = 17,07 + 20,08 + 0,08 = 37,23 \text{ МВт}$$

$$P_D = P_C + P'_D + \Delta P_{CD} = 37,23 + 27,09 + 0,29 = 64,61 \text{ МВт}$$

$$P_A = P_D + \Delta P_{AD} = 64,61 + 0,94 = 65,55 \text{ МВт}$$

$$Q_B = Q'_B = 5,16 \text{ Мвар}$$

$$Q_C = Q_B + Q'_C + \Delta Q_{BC} = 5,16 + 6,03 + 0,14 = 11,33 \text{ Мвар}$$

$$Q_D = Q_C + Q'_D + \Delta Q_{CD} = 11,33 + 8,18 + 0,49 = 20 \text{ Мвар}$$

$$Q_A = Q_D + \Delta Q_{AD} = 20 + 2,45 = 22,45 \text{ Мвар}$$

$$S_B = P_B + jQ_B = 17,83 \text{ МВА}$$

$$S_C = P_C + jQ_C = 38,92 \text{ МВА}$$

$$S_D = P_D + jQ_D = 67,64 \text{ МВА}$$

$$S_A = P_A + jQ_A = 69,29 \text{ МВА}$$

2.4. Визначення рівнів напруги у вузлах мережі

Тепер для всіх точок схеми при всіх режимах роботи зробимо розрахунок рівнів напруги по наступним формулам:

Максимальний режим:

$$U_D = U_{ДЖ} - \Delta U_{AD} = 115 - 1,23 = 113,77 \text{ кВ}$$

$$U_{C(A)} = U_D - \Delta U_{CD} = 113,77 - 0,09 = 113,68 \text{ кВ}$$

$$U_B = U_{ДЖ} - \Delta U_{AB} = 115 - 0,8 = 114,2 \text{ кВ}$$

$$U_{C(A')} = U_B - \Delta U_{BC} = 114,2 - 0,68 = 113,52 \text{ кВ}$$

$$U_C = \frac{U_{C(A)} + U_{C(A')}}{2} = \frac{113,68 + 113,52}{2} = 113,6 \text{ кВ}$$

Мінімальний режим:

$$U_D = U_{ДЖ} - \Delta U_{AD} = 115 - 0,3 = 114,7 \text{ кВ}$$

И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		Лис

$$U_{C(A)} = U_D - \Delta U_{CD} = 114,7 + 0,002 = 114,702 \text{ кВ}$$

$$U_B = U_{ДЖ} - \Delta U_{AB} = 115 - 0,2 = 114,8 \text{ кВ}$$

$$U_{C(A')} = U_B - \Delta U_{BC} = 114,8 - 0,15 = 114,65 \text{ кВ}$$

$$U_C = \frac{U_{C(A)} + U_{C(A')}}{2} = \frac{114,702 + 114,65}{2} = 114,68 \text{ кВ}$$

Післяаварійний режим:

$$U_D = U_{ДЖ} - \Delta U_{AD} = 115 - 2,59 = 112,41 \text{ кВ}$$

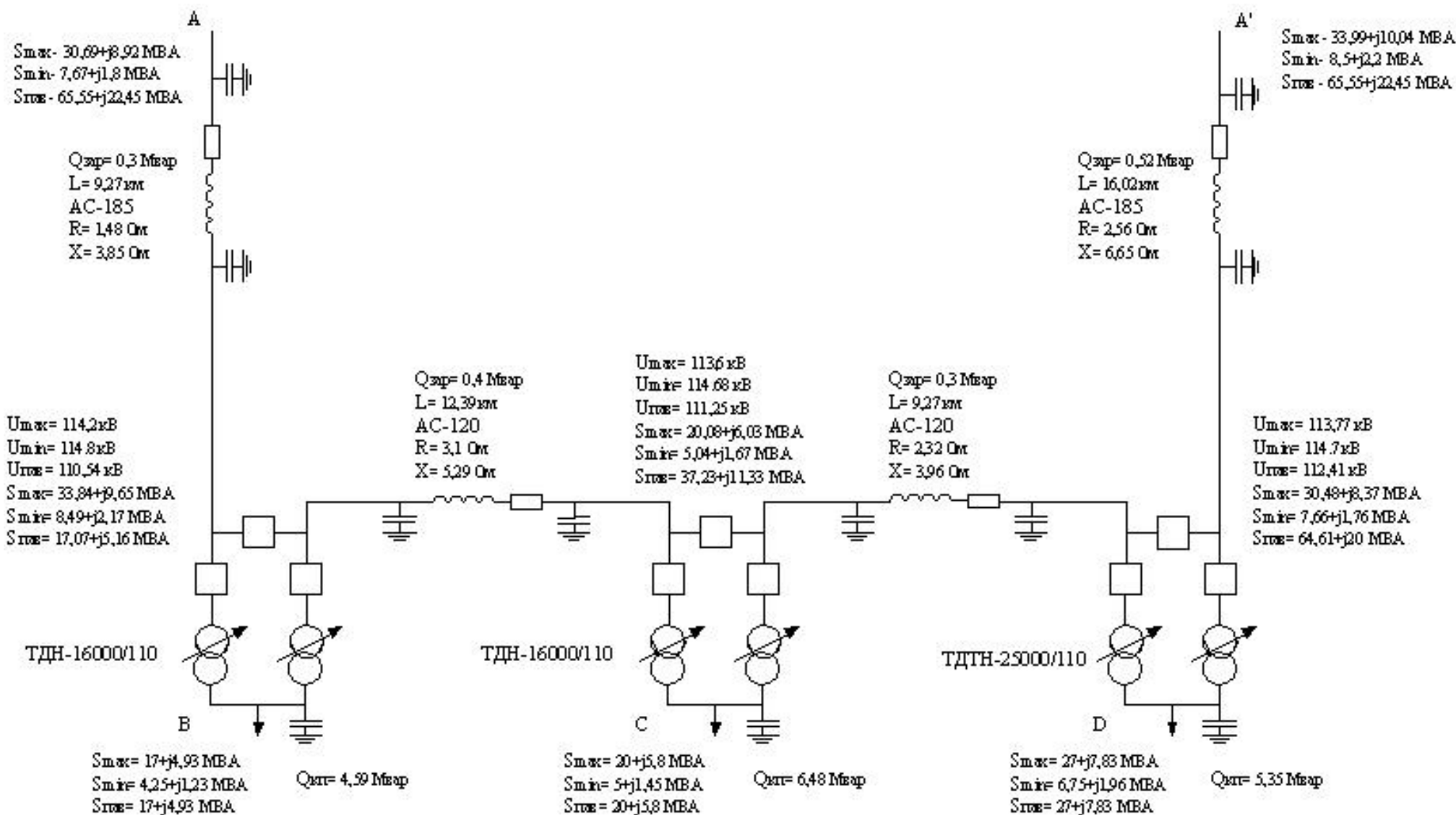
$$U_C = U_D - \Delta U_{CD} = 112,41 - 1,16 = 111,25 \text{ кВ}$$

$$U_B = U_C - \Delta U_{BC} = 111,25 - 0,71 = 110,54 \text{ кВ}$$

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

						Лис
И	Лис	№ докум.	Підпис	Дат		

И		
Л		
№		
Д		
О		
К		
П		
О		
Д		
А		
ЕТ		
і		
ЕЕ		
04		
1.		
0		
00		
0		
ПЗ		
	Л	
	и	



РОЗДІЛ 3. ПРОЕКТУВАННЯ ПІДСТАНЦІЇ СПОЖИВАЧА

3.1. Вибір і обґрунтування електричної схеми підстанції

При виборі схеми електричних з'єднань, перш за все, враховується тип підстанції. Основним фактором у виборі схеми з'єднань є число приєднань на стороні ВН (формула 2.1):

$$n_{\text{пр}} = n_{\text{лін}} + n_{\text{т}} \quad (2.1)$$

де $n_{\text{пр}}$ – число приєднань;

$n_{\text{лін}}$ – число живильних ліній;

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторів.

Виконаємо розрахунок числа з'єднань на стороні ВН:

$$n_{\text{пр}} = 2 + 2 = 4$$

Визначальну роль у виборі схеми грає напруга на шинах.

Напруга на шинах ВН $U_{\text{ВН}} = 110$ кВ. Виходячи з вищевказаних величин, на ВН доцільно застосувати схему: «місток» (рис. 3.1).

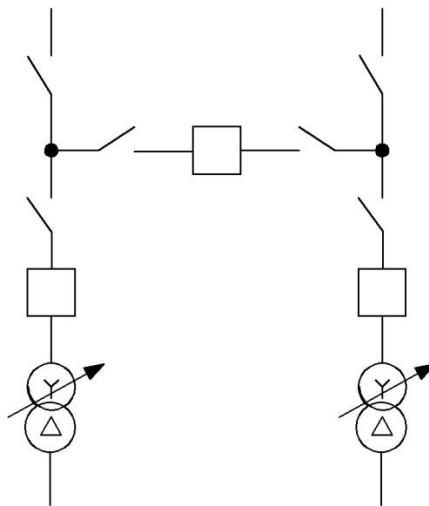


Рис. 3.1. Схема розподільного пристрою ВН «місток»

Серед переваг цієї схеми можна виділити:

- 1) простота виконання;
- 2) наочність;
- 3) економічність.

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

Недоліки:

- 1) збільшення струму к. з. в лінії;
- 2) більша тривалість к. з.

Число приєднань на стороні НН:

$$n_{\text{пр}} = n_{\text{лін}} + n_{\text{т}} = 8 + 2 = 10$$

Напруга на шинах НН $U_{\text{НН}} = 10 \text{ кВ}$.

На шинах НН обираємо дві секціоновані системи збірних шин.

Переваги:

- 1) простота виконання;
- 2) не вимагає великих капітальних витрат;
- 3) зручна з точки зору експлуатації та ремонту;
- 4) аварія на збірних шинах призводить до відключення тільки одного джерела і лише частини споживачів.

Недоліки:

- 1) при ремонті однієї половини установки друга половина залишається без резерву;
- 2) при ремонті одного з трансформаторів і відмові секційного вимикача половина установки залишається без живлення.

Згідно рисунку 3.2 при відмові або виході з ладу одного з трансформаторів автоматика включить секційний вимикач, який в нормальному стані розімкнутий.

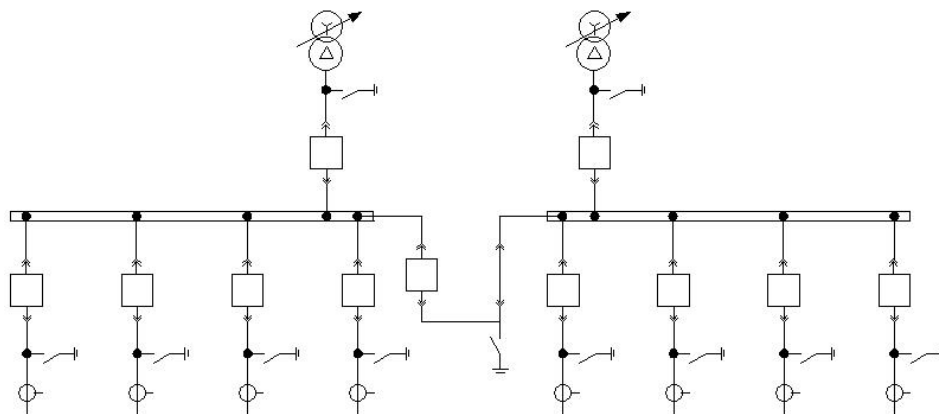


Рис. 3.2. Розподільний пристрій НН підстанції

					Лис
И	Лис	№ докум.	Підпис	Дат	

3.2. Вибір трансформатора власних потреб

Енергопостачання власних потреб підстанції здійснюється у вигляді трансформатора власних потреб (ТВП). Для збільшення надійності ланцюгів власних потреб, ТВП приєднується до нижньої сторони напруги силового трансформатора, у секції між ним та вимикачем вводу. У разі двотрансформаторних підстанцій доцільно передбачати два ТВП з номінальною напругою 10/0,4 кВ.

Так як підстанція двотрансформаторна, то береться два ТВП. Потужність ТВП визначається навантаженням. При проектуванні підстанцій, коли точний склад навантаження невідомий, допускається приймати потужність власних потреб рівною 0,5% від потужності трансформаторів. Розраховуємо потужність ТВП за формулою:

$$S_{\text{ТВП}} = 0,005 \cdot S_{\text{н.тр}} = 0,005 \cdot 25000 = 125 \text{ кВА} \quad (2.1)$$

де $S_{\text{н.тр}}$ – номінальна потужність силового трансформатора підстанції

Згідно розрахунків, приймаємо до установки два трансформатора ТСЗ-160/10.

Позиція підключення ТВН залежить від типу оперативного струму, що використовується конкретної підстанції. На підстанціях напругою 110 кВ, обладнаних двома та більше вимикачами, доцільно використовувати постійний оперативний струм. Таке рішення вимагає оснащення акумуляторними батареями та забезпечення постійної присутності персоналу для обслуговування збірних шин ВН та НН.

Для захисту ТВП в його колі встановлюються плавкі запобіжники типу ПКТ.

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

3.3. Вибір марки і перетину проводів лінії високої та низької напруги

У лініях електропередачі напругою 10-110 кВ як правило використовується провід марки АС. Перетини проводів ліній високої та низької напруги в нормальному режимі визначаються по економічній щільності струму.

Економічний перетин провідника лінії обчислюється за такою формулою:

$$F_{ек} = \frac{I_{max}}{j_{ек}} \text{ мм}^2 \quad (2.2)$$

де I_{max} – максимальний струм нормального робочого режиму;

$j_{ек}$ – економічна щільність струму, що залежить від матеріалу провідника і T_{max} . Для неізолюваних проводів при $T_{max} > 5000$ годин $j_{ек} = 1,0$ А/мм².

Максимальний струм нормального робочого режиму визначається за виразом:

$$I_{max} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n} \text{ А} \quad (2.3)$$

де S_{max} – максимальна розрахункова потужність підстанції, МВА;

U_n – напруга живильної лінії, кВ;

n – кількість ланцюгів лінії живлення.

За значенням економічного перетину приймається найближче значення стандартного перетину провідника.

Обраний перетин має задовольняти умові нагріву:

$$I_{max} \leq I_{доп}$$

де $I_{доп}$ – тривало допустимий струм проводу.

Результати вибору перетинів проводів наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Вибір перетину проводів

Призначення	S_{max} , МВА	I_{max} , А	$F_{ек}$, мм ²	Провід	$I_{доп}$, А
Живляча ПЛ 110 кВ	25	131	131	АС-185/24	520
Лінія споживача	3.125	180,4	180,4	АС-185/24	520

							Лис
И	Лис	№ докум.	Підпис	Дат			

3.4. Вибір електричних апаратів

В даному проекті будемо обирати роз'єднувачі, спираючись на максимально можливий струм при нормальній роботі підстанції.

Тому для вибору роз'єднувачів необхідно визначити максимально можливий струм на всіх ділянках підстанції ВН та НН при нормальному режимі роботи.

Розрахуємо максимально можливий струм на стороні ВН:

$$I_{p.max} = \frac{1,4S_{н.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А}$$

Розрахуємо максимально можливий струм на стороні НН:

$$I_{p.max} = \frac{1,4S_{н.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2020,73 \text{ А}$$

Розрахуємо максимально можливий струм на транзитній ділянці підстанції:

$$I_{p.max} = \frac{S_{транз.}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1,3S_{н.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1,3 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 170,58 \text{ А}$$

Розрахуємо максимально можливий струм на меж-секційній ділянці РП НН:

$$I_{p.max} = I_{p.max \text{ НН}} \cdot 0,7 = 2020,73 \cdot 0,7 = 1414,51 \text{ А}$$

Розрахуємо максимально можливий струм на лінії споживача:

$$I_{p.max} = \frac{S_{л.спож.}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{3125}{\sqrt{3} \cdot 10} = 180,42 \text{ А}$$

Тепер знаючи струми можемо вибрати тип роз'єднувача, який буде прийнятий до установки. Роз'єднувачі ліній ВН та НН необхідно вибирати однотипними. Це спростить обслуговування та ремонт, дозволить надалі розширювати підстанцію та позитивно вплине на економічну ефективність.

Для сторони ВН та транзитної перемички обираємо роз'єднувач типу РНДЗ-110/630-Т1. Для сторони НН – РВРЗ-1-10/2500-УЗ. Для сенкційної перемичкі – РВРЗ-III-1-10/2000-УЗ. На лінії споживача – РВ-10/400-УЗ. Вибір роз'єднувачів оформлено в таблиці 3.2.

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

Таблиця 3.2 – Вибір роз'єднувачів

Призначення	$S_{\max}$, МВА	$I_{p.\max}$, А	Тип роз'єднувача
Вхідний на ВН	35	183,7	РНДЗ-110/630-Т1
Вхідний на НН	35	2020,73	РВРЗ-1-10/2500-УЗ
Транзитний	32,5	170,58	РНДЗ-110/630-Т1
Сенкційної перемички	24,5	1414,51	РВРЗ-ІІІ-1-10/2000-УЗ
Ні лінії споживача	3,125	180,42	РВ-10/400-УЗ

При виборі вимикачів, як і іншого устаткування, доцільно прагнути до однотипності, тому основний розрахунок проводиться по одному з кіл на боці ВН, а в інших встановлюються аналогічні вимикачі за умови проходження апаратів за основними параметрами. Вимикачі обираються:

- за номінальною напругою;
- за номінальним струмом;
- за відключаючою здібністю.

У даному проекті вибір вимикачів також буде здійснюватись по струму. Однак варто враховувати струми короткого замикання, які вимикач повинен вимикати. Для цього проекту струм короткого замикання відомий і дорівнює:

- $I_{\text{кз.ВН}} = 8 \text{ кА}$ – для ВН підстанції.
- $I_{\text{кз.НН}} = 5 \text{ кА}$ – для НН підстанції.

На напрузі 110 кВ рекомендується встановлювати елегазові вимикачі, а на 10 кВ – вакуумні. Тому для сторони ВН та транзитної перемички обираємо вимикач типу ЯЕ-110Л-23(13)У4. Для сторони НН – ВВЕ-10-31,5/3150УЗ. Для сенкційної перемички – ВВЕ-10-20/1600УЗ. На лінії споживача – ВВТЕ-10-10/630У2. Вибір вимикачів оформлено в таблиці 3.3.

						Лис
И	Лис	№ докум.	Підпис	Дат		

Таблиця 3.3 – Вибір вимикачів

Призначення	$S_{\max}$, МВА	$I_{p.\max}$, А	$I_{кз}$, кА	Тип вимикача
Вхідний на ВН	35	183,7	8	ЯЕ-110Л-23(13)У4
Вхідний на НН	35	2020,73	5	ВВЕ-10-31,5/3150У3
Транзитний	32,5	170,58	8	ЯЕ-110Л-23(13)У4
Сенкційної перемички	24,5	1414,51	5	ВВЕ-10-20/1600У3
Ні лінії споживача	3,125	180,42	5	ВВТЕ-10-10/630У2

Вибір обмежувачів перенапруги (ОПН) робиться за напругою мережі. Вони встановлюються для захисту ЛЕП. Вибір ОПН представлено в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Вибір ОПН

Тип обмежувача перенапруги	Напруга установки	Призначення	Спосіб установки
ОПН-110 У1	110 кВ	Захист живильної ПЛ	Зовнішньої
ОПНп-10 УХЛ1	10 кВ	Захист ліній, що відходять 10 кВ	Зовнішньої

3.5. Вибір контрольно-вимірювальної апаратури

Моніторинг функціонування основного та допоміжного обладнання підстанції реалізується із застосуванням контрольно-вимірювальних приладів. Масштаб контролю та розстановка вимірювальної апаратури визначаються характеристиками об'єкта, системою керування та особливостями експлуатаційного режиму. Для даного проекту будемо обирати трансформатори струму та напруги.

						Лис
И	Лис	№ докум.	Підпис	Дат		

Трансформатори струму вибираються на кожне приєднання і призначені для живлення вимірювальних приладів та приладів релейного захисту. Критеріями вибору є:

- номінальна напруга;
- номінальний струм, який повинен бути якомога ближче до робочого струму установки, тому що недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибки;
- конструкція та клас точності.

Для даного курсового проекту зробимо вибір трансформаторів струму за номінальним струмом.

Відповідно до цього обираємо трансформатор струму для сторони ВН та транзитної перемички типу ТФЗМ110Б-1. Для сторони НН – ТЛ-10-І. Для сенкційної перемички та лінії споживача – ТПЛК-10. Вибір трансформаторів струму для ВН та НН оформлено в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Вибір трансформаторів струму

Призначення	$I_{p.max}, A$	Тип трансформатора струму	$I_{ном TC}, A$	Клас точності
Вхідний на ВН	183,7	ТФЗМ110Б-1	150-300	0,5/10
Вхідний на НН	2020,73	ТЛ-10-І	3000	0,5/10
Транзитний	170,58	ТФЗМ110Б-1	150-300	0,5/10
Сенкційної перемички	1414,51	ТПЛК-10	1500	0,5/10
Ні лінії споживача	180,42	ТПЛК-10	200	0,5/10

Трансформатори напруги призначені для живлення котушок напруги вимірювальних приладів і для контролю ізоляції в мережах з ізольованою нейтраллю. Трансформатор напруги включається за схемою «зірка з землею – зірка з землею – розімкнутий трикутник», що дозволяє отримати необхідні фазні і лінійні напруги, а також забезпечує спрацьовування релейного захисту

						Лис
И	Лис	№ докум.	Підпис	Дат		

при однофазних замиканнях на землю, що діє на відключення в мережах 110 кВ.

Трансформатори напруги вибираються за напругою та по одному на секцію шин. Вибір трансформаторів напруги представлено в таблиці 3.6.

						Лис
И	Лис	№ докум.	Підпис	Дат		

и			Таблиця 3.6 – Вибір трансформаторів напруги							
л										
и										
№										
до										
к										
П										
о										
д										
Д										
а										
ЕТ										
і										
ЕЕ										
04										
1.										
0										
00										
0										
ПЗ										
		л								
		и								

РОЗДІЛ 4. ПРОЕКТУВАННЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

Незалежно від типу застосовуваного реле (РНТ або ДЗТ) розрахунок диференціального захисту трансформатора зводиться до визначення струму спрацьовування та коефіцієнта чутливості для розрахункових режимів роботи системи та виду КЗ.

Розглянемо порядок розрахунку захисту:

1. Визначаються номінальні струми для всіх сторін трансформатора, що захищається за формулою:

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \quad (4.1)$$

2. Вибирають номінальні коефіцієнти трансформації всім сторін за умовою: $K_i \geq K_{\text{розн.}}$, де K_i – номінальні коефіцієнти трансформації, відповідні шкалі номінальних струмів з первинних обмоток; $K_{\text{розн.}}$ – розрахункові значення коефіцієнтів трансформації ТТ, величини яких залежать від схем з'єднання обмоток трансформатора, що захищається:

$$K_{\text{розн.}} = \frac{I_{\text{ном.тр.}}}{5} - \text{для схеми "зірка"} \quad (4.2)$$

$$K_{\text{розн.}} = \frac{\sqrt{3}I_{\text{ном.тр.}}}{5} - \text{для схеми "трикутник"} \quad (4.3)$$

Для диференціального захисту рекомендується вибирати ТТ із підвищеним коефіцієнтом трансформації. Це дозволяє встановити числа витків на окремих сторонах близьких до розрахункових, що сприяє підвищенню чутливості захисту.

3. Визначають струми в плечах (з'єднувальних проводах) захисту при проходженні по трансформатору, що захищається, наскрізного номінального струму:

$$I_{\text{п}} = \frac{I_{\text{ном.тр.}}}{K_i} - \text{для схеми "зірка"} \quad (4.4)$$

$$I_{\text{п}} = \frac{\sqrt{3}I_{\text{ном.тр.}}}{K_i} - \text{для схеми "трикутник"} \quad (4.5)$$

Плецо з великим струмом обирають як основне.

						Лис
И	Лис	№ докум.	Підпис	Дат		

4. Знаходять струми КЗ (в А), що протікають через трансформатор, що захищається в розрахункових режимах, наведених до сторони вищої напруги. Спочатку при зовнішньому трифазному КЗ у максимальному режимі роботи системи на шинах СН та НН для відбудови захисту від зовнішніх КЗ:

$$I_{к.мах\ НН} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}x_{мах\ НН}} \quad (4.6)$$

$$I_{к.мах\ СН} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}x_{мах\ СН}} \quad (4.7)$$

Потім при внутрішньому трифазному КЗ у мінімальному режимі роботи системи на сторонах НН та СН та однофазному КЗ на стороні ВН, які використовують для обчислення коефіцієнтів чутливості:

$$I_{к.мін\ НН} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}x_{мін\ НН}} \quad (4.8)$$

$$I_{к.мін\ СН} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}x_{мін\ СН}} \quad (4.9)$$

$$I_{к.мін\ ВН} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}x_{с.\ min}} \quad (4.10)$$

де $U_{ном}$ – напруга первинної обмотки трансформатора, В; $x_{мах\ НН}$ та $x_{мін\ НН}$, $x_{мах\ СН}$ та $x_{мін\ СН}$ – результуючі опори, Ом, системи та обмоток трансформатора до шин СН та НН у максимальному та мінімальному режимах роботи системи, що визначаються:

$$x_{мах\ НН} = x_{с.\ max} + x_{тр.1} + x_{тр.3} \quad (4.11)$$

$$x_{мін\ НН} = x_{с.\ min} + x_{тр.1} + x_{тр.3} \quad (4.12)$$

$$x_{мах\ СН} = x_{с.\ max} + x_{тр.1} + x_{тр.2} \quad (4.13)$$

$$x_{мін\ СН} = x_{с.\ min} + x_{тр.1} + x_{тр.2} \quad (4.14)$$

Опір системи та обмотки трансформатора:

$$x_{с.} = \frac{U_{ср.}^2}{S_{к.с.}} \quad (4.15)$$

$$x_{тр} = \frac{u_{к\ \%}}{100} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном.тр.}} \quad (4.16)$$

5. Вибирають струм спрацьовування захисту $I_{с.з.}$, наведений до ступеня напруги, у плечі якого є найбільший струм. Струм спрацьовування захисту повинен задовольняти двом умовам: відбудований від кидка струму

									Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат					

намагнічування при включенні ненавантаженого трансформатора під напругу; відстроєний від максимального розрахункового струму небалансу при зовнішніх КЗ.

Згідно з першою умовою:

$$I_{с.з.} \geq K_H I_{ном.тр.}^I$$

Відповідно за другою умовою:

$$I_{с.з.} \geq K_H I_{нб.розн.}$$

де K_H – коефіцієнт надійності, що враховує помилку реле та необхідний запас (за обома умовами приймається $K_H = 1,3$ для РНТ та $K_H = 1,5$ для ДЗТ); $I_{ном.тр.}^I$ – номінальний струм первинної обмотки трансформатора; $I_{нб.расч.}$ – максимальний розрахунковий струм небалансу, визначений як сума абсолютних величин трьох складових струмів КЗ, наведених до однієї і тієї ж тупені напруги:

$$I_{нб.розн.} = I'_{нб.розн.} + I''_{нб.розн.} + I'''_{нб.розн.} \quad (4.17)$$

Складова $I'_{нб.розн.}$ зумовлена похибкою ТТ і визначається за виразом:

$$I'_{нб.розн.} = K_{одн.} f_i I_{к.мах} \quad (4.18)$$

де $K_{одн.}$ – коефіцієнт однотипності ТТ ($K_{одн.} = 0,5 - 1$), який як правило, приймається рівним 1; f_i – відносна похибка ТТ ($f_i = 0,1$ при виборі ТТ за кривими допустимих кратностей при 10% похибки); $I_{к.мах}$ – періодична складова струму (при $t = 0$), що протікає при розрахунковому зовнішньому трифазному металевому КЗ на тій стороні трансформатора, де розглядається пошкодження.

Складова $I''_{нб.розн.}$ обумовлена регулюванням коефіцієнта трансформації трансформатора, що захищається. Вона визначається як сума струмів небалансу на сторонах, де є регулювання:

$$I''_{нб.розн.} = \Delta U_A I_{к.мах А} + \Delta U_B I_{к.мах Б} \quad (4.19)$$

де ΔU_A і ΔU_B – відносні похибки, зумовлені регулюванням напруги на сторонах трансформатора, що захищається. ΔU_A та ΔU_B приймають рівними половині сумарного діапазону регулювання на відповідній стороні.

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

Підсумовування доданків $I''_{\text{нб.розр.}}$ виробляють за абсолютними величинами, тільки при пов'язаному регулюванні враховують знак доданків. Вибір числа витків реле РНТ роблять за режимом, що відповідає середній величині регульованої напруги.

Складова $I'''_{\text{нб.розр.}}$ обумовлена неточністю установки на БНТТ розрахункових чисел витків зрівняльних обмоток неосновних сторін реле РНТ. $I'''_{\text{нб.розр.}}$ визначають як суму струмів небалансу на сторонах, де розрахункові числа витків виставлені неточно:

$$I'''_{\text{нб.розр.}} = \frac{w_{y1.\text{розр.}} - w_{y1}}{w_{y1.\text{розр.}}} I_{\text{к.мах } 1} + \frac{w_{y2.\text{розр.}} - w_{y2}}{w_{y2.\text{розр.}}} I_{\text{к.мах } 2} \quad (4.20)$$

де $w_{y1.\text{розр.}}$ та $w_{y2.\text{розр.}}$ – розрахункові числа витків зрівняльних обмоток для неосновних сторін; $I_{\text{к.мах } 1}$ і $I_{\text{к.мах } 2}$ – періодичні складові струмів КЗ, що проходять при розрахунковому зовнішньому КЗ на сторонах, де використовуються відповідно числа витків w_{y1} та w_{y2} .

У виразі 4.20 враховують знаки струмів і $I_{\text{к.мах } 1} \cdot I_{\text{к.мах } 2} \cdot I_{\text{к.мах}}$ має позитивний знак, коли він спрямований до трансформатора, що захищається. Вирази 4.19 та 4.20 складені для триобмотувального трансформатора; для двообмотувального трансформатора у правій частині їх виразів виключають другі члени. Струм $I'''_{\text{нб.розр.}}$ може бути обчислений тільки після вибору числа витків реле, тому згідно з виразом (163) спочатку визначають орієнтовне значення $I_{\text{с.з.}}$ без урахування $I'''_{\text{нб.розр.}}$, а після обчислення $I'''_{\text{нб.розр.}}$ вносять відповідні уточнення. При використанні реле РНТ приймають найбільше значення $I_{\text{с.з.}}$, вираховане за умовами, для якого в більшості випадків визначальним є друге.

6. Визначають струм уставки спрацьовування реле для основної сторони:

$$I_{\text{у.спр.}} = \frac{I_{\text{с.з.}} K_{\text{сх}}}{K_{\text{І}}^{\text{І}}} \quad (4.21)$$

де $I_{\text{с.з.}}$ – струм спрацьовування захисту; $K_{\text{І}}^{\text{І}}$ – коефіцієнт трансформації ТТ на основній стороні; $K_{\text{сх}}$ – коефіцієнт схеми для ТТ на основній стороні.

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

7. Виробляють попереднє обчислення коефіцієнта чутливості захисту з метою з'ясування у першому наближенні можливості використання реле РНТ або необхідності застосування ДЗТ:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р.мін}}^{(2)}}{I_{\text{у.ср.}}} \geq 2$$

де $I_{\text{р.мін}}^{(2)}$ – струм двофазного КЗ в робочій обмотці БНТТ реле РНТ за умови, що він проходить по ТТ тільки вищої сторони; $I_{\text{р.мін}}^{(2)}$ визначають приведенням мінімального струму трифазного КЗ відповідної сторони до вторинного ланцюга цих ТТ з урахуванням виду КЗ, схем з'єднання обмоток ТТ і обмоток трансформатора, що захищається.

8. Визначають розрахункову кількість витків робочої обмотки БНТТ:

$$w_{\text{р.розр.}} = \frac{F_{\text{с.р.}}}{I_{\text{у.ср.}}}$$

де $F_{\text{с.р.}}$ – н. с. спрацьовування реле; для реле РНТ-565 та ДЗТ-11 $F_{\text{с.р.}} = 100 \text{ А} \cdot \text{в}$.

Як правило, $w_{\text{р.розр.}}$ не збігається з числом витків $w_{\text{р}}$ виводів обмотки, позначених на комутаторі реле; $w_{\text{р}} \leq w_{\text{р.розр.}}$ – умова вибору числа витків робочої обмотки.

9. Визначають числа витків зрівняльних обмоток БНТТ реле для неосновних сторін трансформатора, що захищається, $w_{\text{у1}}$ і $w_{\text{у2}}$ виходячи з умови рівності нулю результуючої н. с. в БНТТ реле в режимі навантаження та зовнішніх КЗ. Це забезпечується за рівності н.с. всіх сторін, коли у всіх обмотках трансформатора, що захищається, проходять рівні номінальні потужності, тобто коли має місце співвідношення:

$$I_n^{\text{I}} w_{\text{р}} = I_n^{\text{II}} w_{\text{у1.розр.}} = I_n^{\text{III}} w_{\text{у2.розр.}} \quad (4.22)$$

де I_n^{I} , I_n^{II} та I_n^{III} – струми в плечах захисту для основної та неосновної сторін, що відповідають номінальній потужності трансформатора; $w_{\text{р}}$, $w_{\text{у1.розр.}}$ та $w_{\text{у2.розр.}}$ – прийнята кількість витків обмотки БНТТ реле для основної

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

сторони та розрахункові числа витків зрівняльних обмоток для неосновних сторін. З цього співвідношення випливає:

$$w_{y1.розр.} = \frac{w_p I_n^I}{I_n^{II}} \quad (4.23)$$

$$w_{y2.розр.} = \frac{w_p I_n^I}{I_n^{III}} \quad (4.24)$$

На комутаторі реле можна приймати найближчі до розрахункових значення числа витків w_{y1} та w_{y2} , менші або більші $w_{y1.розр.}$ і $w_{y2.розр.}$, оскільки розрахунок захисту уточнюють за рахунок обліку складової струму небалансу $I_{нб.розр.}'''$. Однак у більшості випадків приймають найближче, менше до розрахункових числа витків так, щоб $w_{y1} \leq w_{y1.розр.}$ і $w_{y2} \leq w_{y2.розр.}$.

Через робочу обмотку основної сторони БНТТ протікають струми неосновних сторін, створюючи зустрічні магнітні потоки до магнітного потоку основної сторони. Тож у зрівняльних обмотках число витків має бути включено менше на величину w_p , тобто $w_{y1} = w_{y1} - w_p$ та $w_{y2} = w_{y2} - w_p$.

10. Обчислюють уточнений струм небалансу за формулою 4.17 з врахуванням 4.20.

11. Визначають уточнений струм спрацьовування захисту $I_{с.з.уточн.}$ і уточнений струм уставки спрацьовування реле за формулою 4.21, за яким визначають k_q . Якщо виявиться $k_q < 2$ при прийнятому числі витків, це означає, що захист недостатньо відбудований від струмів небалансу. Можливо два варіанти повторного розрахунку: а) збільшити струм спрацьовування захисту $I_{с.з.}$ та повторити розрахунок; б) прийняти для основної сторони нове число витків w_p , найближче до прийнятого раніше, потім виконати розрахунок числа витків для неосновних сторін w_{y1} і w_{y2} , струму спрацьовування реле та коефіцієнта чутливості. Якщо повторні розрахунки не дадуть позитивних результатів, використовують реле ДЗТ.

Розрахунок диференціального захисту з реле ДЗТ-11 виконують за тими ж формулами і в тій же послідовності, що з реле РНТ-565. Відмінність полягає

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

в тому, що струм спрацювання захисту вибирають із умови відбудови відкидка струму намагнічування.

Наявність гальмівної обмотки в реле ДЗТ дає можливість не відбудовувати мінімальний струм спрацювання захисту від струмів небалансу при зовнішніх КЗ, оскільки неспрацювання від цих струмів досягається гальмуванням. Це забезпечує більшу чутливість захисту. Число витків гальмівної обмотки визначають за умовою:

$$w_T \geq \frac{k_H I_{\text{нб.розр.}} w_{y.\text{розр.}}}{I_T \operatorname{tg} \alpha}$$

де $k_H = 1,5$ – коефіцієнт надійності, що враховує помилку реле і необхідний запас; $I_{\text{нб.розр.}}$ – розрахунковий струм небалансу при КЗ на шинах 10 чи 35 кВ; $w_{y.\text{розр.}}$ – розрахункова кількість витків зрівняльної обмотки, що відноситься до сторони 10 або 35 кВ; I_T – струм, що протікає через гальмівну обмотку при КЗ на шинах 10 або 35 кВ; $\operatorname{tg} \alpha = 0,87$ – відповідає мінімальному гальмування за заводською характеристикою.

На понижувальних трансформаторах з одностороннім живленням гальмівну обмотку реле ДЗТ-11 рекомендується включати так, щоб при КЗ у захисній зоні диференціального захисту її дія на робочу обмотку повністю виключалася або зменшувалася.

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р.мін}}^{(2)} w_{\text{р}}}{F_{\text{с.р.}}} \geq 2$$

де $I_{\text{р.мін}}^{(2)}$ – струм, що протікає в робочій обмотці реле, наведений до первинної сторони трансформатора при двофазному КЗ на нижчій стороні трансформатора в мінімальному режимі роботи системи; $w_{\text{р}}$ – прийнята кількість витків робочої обмотки; $F_{\text{с.р.}}$ – н.с. спрацювання реле.

Виконаємо розрахунок диференціального захисту понижуючого триобмотувального трансформатора підстанції D.

						Лис
И	Лис	№ докум.	Підпис	Дат		

Спочатку визначають первинні струми для всіх сторін трансформатора, що захищається, вибирають коефіцієнти трансформації ТТ, обчислюють струми в плечах захисту. Всі розрахунки наведені в таблиці 4.1.

Найменування величини	Числові значення для сторони		
	I-110 кВ	II-35 кВ	III-10
Первинні номінальні струми трансформатора, А	$I_{\text{ном.тр}}^I = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131$	$I_{\text{ном.тр}}^{II} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 386$	$I_{\text{ном.тр}}^{III} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1310$
Коефіцієнти трансформації ТТ	$K_I^I = \frac{250}{5} = 50$	$K_I^{II} = \frac{800}{5} = 160$	$K_I^{III} = \frac{1500}{5} = 300$
Схеми з'єднання ТТ	Трикутник	Трикутник	Зірка
Вторинні номінальні струми у плечах захисту, А	$I_n^I = \frac{131\sqrt{3}}{50} = 4,53$	$I_n^{II} = \frac{386\sqrt{3}}{160} = 4,17$	$I_n^{III} = \frac{1310}{300} = 4,36$

Опір системи в максимальному та мінімальному режимах:

$$X_{c. \min} = \frac{U_{cp}^2}{S_{kc \min}} = \frac{115^2}{2000} = 6,62 \text{ OM}$$

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

$$I_{\text{нб.розр.10}} = (\kappa_{\text{одн}} f_i + \Delta U_I) I_{\text{к.мах10}} = (1 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 1087 = 283 \text{ А};$$

при пошкодженні на шинах 35 кВ:

$$I_{\text{нб.розр.35}} = (\kappa_{\text{одн}} f_i + \Delta U_I + \Delta U_{II}) I_{\text{к.мах35}} = (1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,05) \cdot 687 = 212 \text{ А};$$

Струм спрацьовування захисту за умовою налаштування від кидка струму намагнічування:

$$I_{\text{с.з.}} = \kappa_{\text{н}} I_{\text{ном.тр.}}^I = 1,5 \cdot 131 = 196,5 \text{ А.}$$

Струм, що протікає через реле при двофазному КЗ в мінімальному режимі роботи системи, виражений через струм трьохфазного КЗ:

$$I_{\text{р.мін КЗ}}^{(2)} = \frac{1,5 I_{\text{к.мін 10}}}{K_I^I} = \frac{1,5 \cdot 1050}{50} = 31,5 \text{ А};$$

$$I_{\text{р.мін К4}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} I_{\text{к.мін 35}}}{K_I^I} = \frac{\sqrt{3} \cdot 670}{50} = 23,2 \text{ А.}$$

Розрахунки струму уставки спрацьовування реле, числа витків для робочої та зрівняльних обмоток, струму небалансу, числа витків гальмівної обмотки та коефіцієнтів чутливості наведені в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2. – Розрахунок диференціального захисту

Найменування величини	Позначення величини, розрахункова формула	Числове значення
Струм спрацьовування реле на основній стороні	$I_{\text{р.сп.}} = \frac{\kappa_{\text{сх}} I_{\text{с.з.}}}{K_I^I}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 196,5}{50} = 6,8 \text{ А}$
Розрахункове число витків робочої обмотки	$w_{\text{р.розр}} = \frac{F_{\text{с.р.}}}{I_{\text{у.спр.}}}$	$\frac{100}{6,8} = 14,7$
Прийняте число витків робочої обмотки	$\omega_{\text{р}}$	14
Розрахункове число витків зрівняльної обмотки на стороні 35 кВ	$w_{\text{у1.розр}} = \frac{I_{\text{н}}^I * w_{\text{р}}}{I_{\text{н}}^{\text{II}}}$	$\frac{4,53 \cdot 14}{4,17} = 15,4$
Прийняте число витків зрівняльної обмотки на стороні 35 кВ	$\omega_{\text{у 1}}$	15
Розрахункове число витків зрівняльної обмотки на стороні 10 кВ	$w_{\text{у2.розр}} = \frac{I_{\text{н}}^I * w_{\text{р}}}{I_{\text{н}}^{\text{III}}}$	$\frac{4,53 * 14}{4,36} = 14,6$
Прийняте число витків	$\omega_{\text{у 2}}$	14

						Лис
И	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

ВИСНОВКИ

У першій частині проекту було спроектовано електричну мережу району яка живить підстанції споживачів вказаної в темі потужності. Для цього було розглянуто шість можливих варіанти конфігурації мережі. Радіальна, магістральна, кільцева, дві радіально-кільцеві та радіально-магістральна схеми мережі. Для кожного з варіантів було:

- Визначено відстані ділень мережі, завдяки яким було обрано три найбільш економічно вигідні варіанти схем мережі – це магістральна, кільцева та радіально-кільцева.
- Визначено номінальну напруги мережі – вона склала 110 кВ.
- Визначено зарядну реактивну потужності ділень мережі.
- Обрано схему підстанцій споживачів – в нашому випадку усі підстанції мають схеми містка, так як вони є транзитними.
- Визначено потужність та тип пристроїв що компенсують реактивну потужність та силових трансформаторів підстанцій.
- Приведенно навантаження підстанцій до вищої сторони.
- Для трьох варіантів схем проведено розрахунок поточкорозподілу мережі в максимальному режимі, визначені робочі максимальні струми усіх ділень.
- Обрано марку проводів ділень мережі.
- Розраховано втрати мережі.
- Проведено техніко-економічне порівняння. За результатами цього порівняння обрано оптимальний варіант мережі – це кільцева схема.
- Саме цей варіант мережі у другому розділі був розрахований у мінімальному та післяаварійному режимах. Відповідно до цих режимів визначено рівні напруги та визначено межі її регулювання.

У третьому розділі проекту проведено ескізне проектування схеми однієї з підстанцій мережі. Це підстанція «D» яка має два силові трансформатори потужністю 25 МВА. Спроектовано схему підстанції та проведено вибір

						Лис
И	Лис	№ докум.	Підпис	Дат		

комутаційного обладнання та вимірювальних трансформаторів струму та напруги.

Четвертий розділ проекту присвячений проектуванню релейного захисту та автоматики підстанції, яка була спроектована у третьому розділі. Визначено засоби та типи релейного захисту. Розраховано диференційний струмовий захист силових трансформаторів.

Таким чином в проекті було проведено ескізне навчальне проектування електричної мережі з вказаними вузлами навантаження.

						Лис
И	Лис	№ докум.	Підпис	Дат		

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Україна, Міненерговугілля. Правила улаштування електроустановок. – Київ: вид-во Форт, 2017.
2. Чижевський В. В. Електричні мережі. Практикум. Навчальний посібник. К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. - 70 с.
3. Олійник Ю. С. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з курсу «Електричні мережі і системи та оперативна діяльність» для студентів денної та заочної форм здобуття освіти спеціальностей: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, 015.33 Професійна освіта (Енергетика, електротехніка та електромеханіка)– Харків, 2022.
4. Сегеда М.С., Бахор З.М., Яцейко Я.А.. Проектування ліній електричних мереж: Навчальний посібник – Львівська політехніка:, 2020.-200 с.
5. Бардик Є.І., Лукаш М.П. Електрична частина станцій та підстанцій: Навчальний посібник - Київ: НТУУ «КПІ», 2011.
6. Кирик В.В. Електричні мережі та системи: Підручник – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Видавництво «Політехніка», 2021. -324 с.
7. Идэльчик В. И. Електричні системи і мережі. - Підручник для вузів. М. Вища школа 1989, 592 с.
8. Андреев В.А. Релейний захист і автоматика в системах електропостачання. -М.: Вища школа, 2006.
9. Василега П.О. Електропостачання: Навчальний посібник. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2008. – 415 с.
10. Василега, П.О. Електропостачання: підручник / П.О. Василега. –Суми: СумДУ, 2019. – 521 с.
11. Рудницький В. Г. Внутрішньоцехове електропостачання. Курсове проектування: Навчальний посібник. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2007. – 280 с

						Лис
И	Лис	№ докум.	Підпис	Дат		

12. Яндульський О.С., Дмитренко О.О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем: навч. посіб. – К.: НТУУ «КПІ», 2016. – 102 с.

13. Сокол Є. І. Проектування електроенергетичних і електромеханічних систем та пристроїв. Релейний захист: Навчальний посібник для студентів зі спеціальності електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. – Харків: ФОП Бровін О.В., 2020. – 128 с.

14. Козлов В.Д. Електрична частина станцій та підстанцій. Підручник. – Київ: НАНУ, 2018. – 312 с.

15. Буслова Н.В., Моссаковський В.І. Проектування електричних мереж: Навчальний посібник для здобувачів ступеня бакалавра за освітньою програмою «Електричні системи і мережі» спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2024. – 104 с.

						Лис
И	Лис	№ докум.	Підпис	Дат		