

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики

Завідувач кафедри
електроенергетики
_____ І.Л. Лебединський
"___" _____ 2022 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

На тему: Аналіз режимів роботи електричних мереж та вибір електрообладнання

Спеціальність: 141– Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТ-81 _____ Холод Я.В.

Керівник: к.т.н., доцент _____ Василюга П.О.

Сумський державний університет

Факультет ЕЛІТ _____ Кафедра електроенергетики
Спеціальність: 141– Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
електроенергетики
_____ Лебединський І.Л.
“ ___ ” _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ

до виконання кваліфікаційної випускної роботи бакалавра

Холод Ярослав Віталійович

1. Тема роботи : «Аналіз режимів роботи електричних мереж та вибір електрообладнання»

затверджена наказом по університету № _____ від “ ___ ” _____ 20__ р.

2. Термін здачі студентом закінченої роботи 10.06.2022 р.

3. Вихідні дані до роботи: Параметри споживачів електроенергії (географічні координати, активна потужність, коефіцієнт потужності, час найбільшого навантаження, категорія електроспоживачів)

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити)

Вступ

1. Розрахунок електричної мережі

2. Розрахунок електричної частини підстанції

3. Розрахунок релейного захисту

4. Охорона праці

Висновок

Список використаної літератури

5. Перелік обов'язкового графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень або плакатів)

1. Схема заміщення конфігурацій мереж.

2. Схема заміщення аварійного режиму роботи мережі

3. Схема заміщення мінімального режиму роботи мережі.

4. Принципова схема підстанції одного із споживачів.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	До 15.03.2022	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	До 01.04.2022	
3	Релейний захист	До 05.05.2022	
4	Охорона праці	До 30.05.2022	
5	Оформлення графічного матеріалу	До 05.06.2022	
6	Оформлення пояснювальної записки	До 05.06.2022	
7	Здача роботи на перевірку	До 06.06.2022	

Студент _____

(підпис)

Керівник роботи _____

(підпис)

РЕФЕРАТ

с. 90, рис. 24, табл. 50, кресл. 5.

Бібліографічний опис: “Аналіз режимів роботи електричних мереж та вибір електрообладнання” : робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання / Холод Я. В.; Василега П.О. - Суми: СумДУ, 2022. - 90 с.

Ключові слова: електрична мережа, споживач, категорія, потужність, трансформатор, ЛЕП, провід, опір, напруга, схема заміщення, поточкорозподіл, вимикач, роз'єднувач, трансформатор струму, диференційний струмовий захист трансформатора, грозозахист, блискавкозахист, заземлення, заземлюючі пристрої, схема заміщення мережі, схема підстанції

электрическая сеть, потребитель, категория, мощность, трансформатор, ЛЭП, провод, сопротивление, напряжение, схема замещения, потокораспределение, выключатель, разъединитель, трансформатор тока, дифференциальная токовая защита трансформатора, грозозащита, молниезащита, заземление, заземляющие устройства, схема замещения сети, схема подстанции

mains, consumer, category, power, transformer, transmission line, wire, resistance, voltage, substitution circuit, current distribution, switch, disconnecter, current transformer, differential current protection of transformer, lightning protection, lightning protection, earthing, earthing devices, substation scheme

Короткий огляд – Розрахунок режимів роботи електричної мережі. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Розрахунок грозозахисту ВРП-220 кВ підстанції. Розрахунок заземлюючого пристрою ВРП-220 кВ підстанції.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ВН – вища напруга

ЗРП – закритий РП

КЗ – коротке замикання

КРПЕ – комплектні розподільчі пристрої з елегазовою ізоляцією

КП – компенсуючий пристрій

НН – низька напруга

ПВБ – повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами

ПВП – повітряний вимикач посилений за швидкістю відновлювальної напруги

ПЛ – повітряна лінія

ПС – понижувальна підстанція

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

РЕМ – розподільні мережі

РП – розподільний пристрій

РПН – регулювання під навантаженням

СКЗ – струм короткого замикання

СН – середня напруга

ТВЕ – технічні втрати електроенергії

ТН – трансформатор напруги

ТС – трансформатор струму

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	9
1.1 Вихідні дані.....	9
1.2 Розробка конфігурацій електричних мереж.....	10
1.3 Розрахунок електричної мережі схеми А	13
1.3.1 Визначення довжин ліній.....	13
1.3.2 Визначення довжин лінії для схеми А.....	13
1.3.3 Розрахунок струмів та напруги та вибір проводів.....	14
1.3.3.1 Орієнтовні потоки потужності схеми А.....	14
1.3.3.2 Розрахунок напруги та струмів в мережах.....	17
1.3.3.3 Розрахунок напруги та струмів в лініях схеми А.....	18
1.3.3.4 Розрахунок активного та реактивного опору лінії.....	20
1.3.3.5 Розрахунок повного опору ліній схеми А.....	20
1.3.4 Вибір трансформаторів.....	21
1.3.4.1 Методика вибору трансформатора	21
1.3.4.2 Вибір трансформаторів схеми А	23
1.3.5 Розрахунок втрати потужності та напруги схеми А.....	25
1.3.5.1 Методика розрахунку втрат потужності	25
1.3.5.2 Розрахунок втрат потужності в схемі А.....	26
1.4 Розрахунок електричної мережі схеми Б.....	30
1.4.1 Визначення довжин лінії для схеми Б.....	30

					<i>БР 3.6.14.1.506 ЕТ-81 ПЗ</i>					
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>						
<i>Розроб.</i>		<i>Холод</i>			<i>Аналіз режимів роботи електричних мереж та вибір електрообладнання</i>		<i>Лист.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Листів</i>	
<i>Перевір.</i>		<i>Василега</i>						5	90	
<i>Реценз.</i>							<i>СумДУ ЕТ-81</i>			
<i>Н. Контр.</i>										
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>								

1.4.2	Розрахунок струмів та напруги та вибір проводів.....	31
1.4.2.1	Орієнтовні потоки потужності схеми Б.....	31
1.4.2.2	Розрахунок напруги та струмів в лініях схеми Б	32
1.4.2.3	Розрахунок повного опору ліній схеми Б.....	34
1.4.3	Вибір трансформаторів схеми Б	35
1.4.4	Розрахунок потужності та падіння напруги в схеми Б	35
1.5	Техніко-економічне порівняння двох схем електричної мережі	37
1.6	Аварійний режим роботи електричної схеми А	40
1.7	Режим мінімального навантаження електричної мережі схеми А	43
1.8	Висновок до розділу	45
2	РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ.....	46
2.1	Перевірка потужності силових трансформаторів.....	46
2.2	Розрахунок струмів короткого замикання.....	50
2.3	Вибір силового комутаційного обладнання	52
2.3.1	Вибір вимикача на боці високої напруги	52
2.3.2	Вибір вимикача у колі трансформатора 10 кВ.....	53
2.3.3	Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ.....	54
2.3.4	Вибір вимикача на лінію, що відходить	54
2.3.5	Вибір роз'єднувача 220 кВ	55
2.4	Вибір ошиновки розподільних пристроїв (РП).....	55
2.5	Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги.....	59
2.6	Вибір трансформаторів власних потреб	65
2.7	Компонування РП – 220 кВ і конструктивна частина.....	66
2.8	Компонування РП – 6 – 10 кВ і конструкційна частина	67
3	РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ	68
3.1	Розрахунок параметрів реле ДЗТ-11	70

					<i>БР 3.6.141.506 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

4 ОХОРОНА ПРАЦІ	72
4.1 Розрахунок зони захисту блискавковідводів ВРП-220 кВ.....	72
4.2 Розрахунок опору заземлювального контуру ВРП.....	77
4.3 Висновок до розділу	80
ВИСНОВОК.....	81
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	82
ДОДАТКИ.....	85
ДОДАТОК А.....	86
ДОДАТОК Б	87
ДОДАТОК В.....	88
ДОДАТОК Г	89

					<i>БР 3.6.141.506 ПЗ</i>	Арк.
						7
<i>Змін.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

ВСТУП

Дана робота присвячена проектуванню електричної мережі при наступній перевірці у таких випадках: максимальний, мінімальний і аварійний режим роботи. Пошуку перетоків потужності та падіння напруги в елементах мережі.

Для аналізу електричної мережі необхідно виконати наступні завдання:

- потрібно розрахувати довжини ліній електропередач;
- обчислити струми та напруги на ділянках без урахування втрат та зробити вибір проводів для ліній які з'єднують трансформаторні підстанції;
- зробити вибір силових трансформаторів;
- обчислити перетоки потужності, втрати потужності, втрати напруги та електроенергії;
- зробити перевірку надійності мережі, у випадку аварійної ситуації, мережа повинна забезпечувати постійне постачання електроенергією споживачів відповідних категорій, що підтверджується розрахунками.

Для електричних підстанцій необхідно:

- розрахувати їх електричну частину та вибрати силові трансформатори;
- розрахувати струми коротких замикань та на основі них вибрати високовольтні апарати розподільчого пристрою, струмоведучі частини;
- вибрати шини розподільчого пристрою, електровимірювальні трансформатори струму і напруги, трансформатори власних потреб.

Для підстанцій розрахувати релейний захист. Розрахувати номінальні струми трансформатора. Обчислити кількість витків обмоток реле.

Окремим пунктом провести розрахунок блискавковідводу та сітку заземлення для підстанції.

					БР 3.6.14.1.506 ПЗ	Арк.
						8
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Вихідні дані

Завданням передбачено забезпечити електропостачання споживачів, розташованих в 6 пунктах, від потужного джерела електроенергії. Чотири споживачі характеризуються досить великою потужністю, що забезпечує необхідність вибору для них районної підстанції або головної понижувальної підстанції великого підприємства. Для цієї групи споживачів отримана електроенергія має бути перетворена на напругу 10 кВ. Два споживачі мають відносно невелику потужність і розташовані недалеко від одного з великих споживачів. Ними являються невеликі промислові, сільськогосподарські і житлові райони та населені пункти. Електропостачання таких споживачів передбачається здійснити від підстанцій відповідних великих споживачів і забезпечити напругою 380 В [1].

Вихідні дані, що характеризують споживачів приведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Вихідні дані до проектування

Параметр	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й
	спож.	спож.	спож.	спож.	спож.	спож.
	Х	О	Л	Я	Р	О
Х, мм	36	26	28	-13	17	10
У, мм	25	21	31	42	27	14
Р _{max} , МВт*	37	43	48	72	527	551
cos f	0,92	0,95	0,88	0,9	0,92	0,86
Тнб, годин	4790	4530	4870	5720	5240	4550
Категорія	III	III	II	I	II	II

					<i>БР 3.6.14.1.506 ЕТ-81 ПЗ</i>		
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>			
<i>Розроб.</i>	<i>Холод</i>				<i>Лит.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>	<i>Василега</i>					9	90
<i>Реценз.</i>					<i>СумДУ ЕТ-81</i>		
<i>Н. Контр.</i>							
<i>Затверд.</i>	<i>Лебединський</i>						
<i>Аналіз режимів роботи електричних мереж та вибір електрообладнання</i>							

Варто зауважити, для споживачів 5 та 6 потужність вказано в кВт.

Додаткова початкова інформація про споживачів та їх розміщення наведено в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Додаткова початкова інформація про споживачів

Характеристика споживачів	
Масштаб для споживачів 1-4, км/мм	1
Масштаб для споживачів 5 і 6 по відношенню до точки прив'язки, км/мм	0,1
Споживач, до якого прив'язані споживач 5 і 6	3
Частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{min} по відношенню до максимального P_{max}	0,52

1.2 Розробка конфігурацій електричних мереж

Під час розробки конфігурацій електричних мереж необхідно враховувати наступне [1]:

- доцільно виділити підстанції, споживачі яких вимагає 100 % резерву по мережі і розглянути шляхи виконання цієї вимоги;
- замкнутою мережею доцільно зв'язувати споживачів приблизно однакової потужності;
- по можливості необхідно виключити потоки потужності до джерела живлення;
- не слід допускати мало завантажених ліній в замкнутих мережах;
- необхідно прагнути до передачі електроенергії споживачам найкоротшим шляхом.

Електроспоживачі I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення; перерва в їх

					БР 3.6.14.1.506 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Електроспоживачі II категорії рекомендовано забезпечувати електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення; перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади. Для електроспоживачів III категорії електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення за умови, що перерва в електропостачанні, необхідна для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищує однієї доби [1–3].

Перед початком розробки конфігурацій мереж знайдемо повну потужність кожного споживача. Розрахунок повної потужності споживачів проводиться за формулою (1.1) [4]:

$$S_{max} = P_{max} + jP_{max} \operatorname{tg}(\arccos(f)) \quad (1.1)$$

де P_{max} – максимальна активна потужність споживача.

Повну мінімальну потужність споживачів доцільно розраховувати за формулою (1.2) [1,4,5]:

$$S_{min} = [P_{max} + jP_{max} \operatorname{tg}(\arccos(f))] \cdot K_{min} \quad (1.2)$$

де K_{min} – частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{min} по відношенню до максимального P_{max} .

Характеристики споживачів із розрахованою повною потужністю показано в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Дані про споживачів із розрахованою повною потужністю споживачів

Параметр	№ споживача					
	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й
P_{max}, MVA	37,00	43,00	48,00	72,00	0,53	0,55

Q_{\max}, MBAp	15,76	14,13	25,91	34,87	0,22	0,33
P_{\min}, MBA	19,24	22,36	24,96	37,44	0,27	0,29
Q_{\min}, MBAp	8,20	7,35	13,47	18,13	0,12	0,17

За даними табл. 1.1 – 1.3 побудуємо дві найоптимальніші географічні схеми електричної мережі. На рис. 1.1 зображено з'єднання споживачів за першим варіантом (схема А).

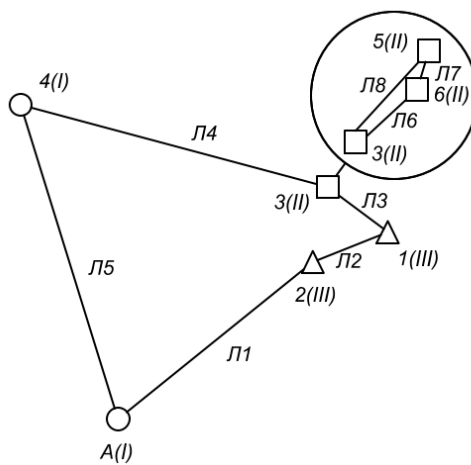


Рисунок 1.1 – Конфігурація схеми А

На рис. 1.2 зображено другий варіант з'єднання споживачів (схема Б).

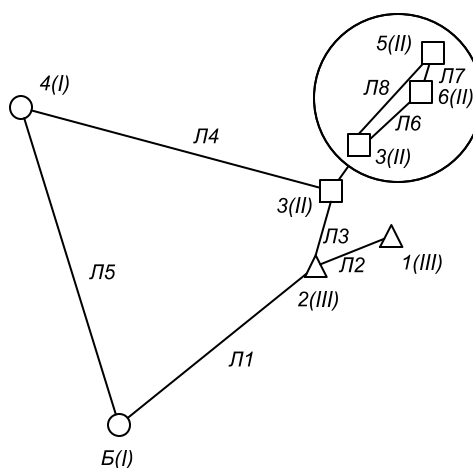


Рисунок 1.2 – Конфігурація схеми Б

1.3 Розрахунок електричної мережі схеми А

1.3.1 Визначення довжин ліній

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі за формулою [4] (1.3):

$$L = l \cdot k_L \cdot k_M \quad (1.3)$$

де: l – довжина ділянки мережі виміряна на плані, км;

k_L – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою [1], приймаємо таким, що $k_L \approx 1,25$;

k_M – коефіцієнт масштабу (за вихідними даними).

Для дволанцюгових ліній враховується коефіцієнт $k_{дв}$ та довжина лінії розраховується за формулою (1.4) [1]:

$$L' = L \cdot k_{дв} \quad (1.4)$$

де $k_{дв} \approx 1,45$, для ВЛ 110 кВ на дволанцюгових залізобетонних опорах [1].

Дволанцюгові лінії менш надійні, тому при проектуванні доцільно використовувати одноланцюгових лінії [6].

1.3.2 Визначення довжин лінії для схеми А

Для визначення довжин ліній спочатку знайдемо довжини відрізків ліній на плані. Результат вимірів зведено до табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Довжини ліній схеми А

Параметри	Лінії							
	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8
Ділянка	А2	21	31	34	А4	53	56	63
Довжина на плані l (мм)	33,4	10,8	10	42,5	43,9	31,9	14,8	17,2

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі проводиться за формулою (1.3)

$$L_{A2} = l_{A2} \cdot k_L \cdot k_M = 33,4 \cdot 1,25 \cdot 1 = 41,8 \text{ (км)}$$

Результат розрахунків довжин ліній із урахуванням провисання проводів та масштабу розраховано за формулами (1.3) та (1.4) зведено до табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Довжина лінії схеми А з урахуванням коефіцієнту та масштабу

Параметри	Лінії							
	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8
Ділянка	A2	21	31	34	A4	53	56	63
l (мм)	33,4	10,8	10	42,5	43,9	31,9	14,8	17,2
k_M	1	1	1	1	1	0,1	0,1	0,1
L (км)	41,8	13,5	12,5	53,1	54,9	3,9	1,8	2,2

1.3.3 Розрахунок струмів та напруги та вибір проводів

1.3.3.1 Орієнтовні потоки потужності схеми А

Для розрахунку струмів та напруг на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності [4].

Для початку проведемо розрахунок потужностей для схеми зображеної на рис. 1.3.

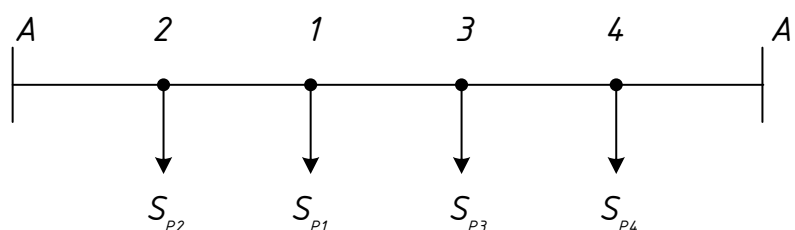


Рисунок 1.3 – Умовна схема кільцевої мережі А

Далі проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими та без урахування втрат потужностей в лініях та трансформаторів [4].

Знайдемо потужності на підстанціях 1-4

$$S_{p1} = S_1 = 37 + j15,76 \text{ (MBA)}$$

$$S_{p2} = S_2 = 43 + j14,13 \text{ (MBA)}$$

$$S_{p3} = S_3 + S_5 + S_6 = 49,08 + j26,46 \text{ (MBA)}$$

$$S_{p4} = S_4 = 72 + j34,87 \text{ (MBA)}$$

Знайдемо потужності на лініях А – 2 (L1) та 4 – А (L5):

$$S_{L1} = \frac{S_{p2}(L_2 + L_3 + L_4 + L_5) + S_{p1}(L_3 + L_4 + L_5) + S_{p3}(L_4 + L_5) + S_{p4}(L_5)}{L_1 + L_2 + L_3 + L_4 + L_5} =$$

$$= 111 + j48,7 \text{ (MBA)}$$

$$S_{L5} = \frac{S_{p4}(L_4 + L_3 + L_2 + L_1) + S_{p3}(L_3 + L_2 + L_1) + S_{p1}(L_2 + L_1) + S_{p2}(L_1)}{L_1 + L_2 + L_3 + L_4 + L_5} =$$

$$= 90,3 + j42,5 \text{ (MBA)}$$

Далі знайдемо потужності на інших ділянках ліній 2 – 1 (L2), 3 – 1 (L3), 3 – 4 (L4):

$$S_{L2} = S_{L1} - S_{p2} = 67,8 + j34,6 \text{ (MBA)}$$

$$S_{L3} = S_{L2} - S_{p1} = 30,8 + j18,9 \text{ (MBA)}$$

$$S_{L4} = S_{L5} - S_{p4} = 90,3 + j42,5 \text{ (MBA)}$$

Як видно точка розподілу потоку знаходиться у точці 3 як показано на рис. 1.4.

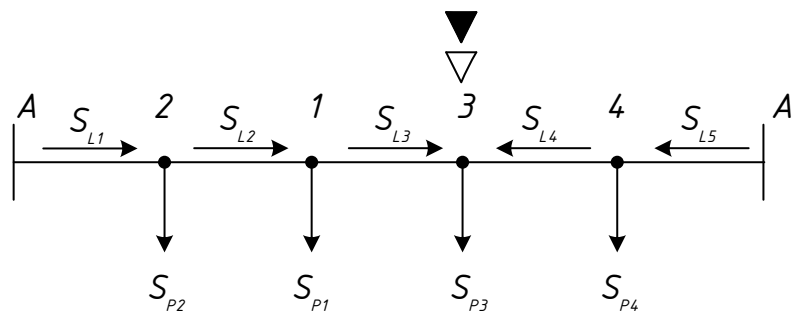


Рисунок 1.4 – Схема поточкорозподілу кільцевої схеми А

						Арк.
						15
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.506 ПЗ	

Тепер проведемо розрахунок потужності на лініях 3 – 6 (L6), 5 – 6 (L7), 6 – 3 (L8) за схемою зображена на рис. 1.5.

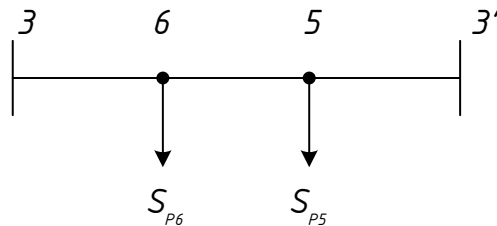


Рисунок 1.5 – Умовна схема малого кільця мережі А

Знайдемо потужності на підстанціях 5-6

$$S_{p5} = S_5 = 0,53 + j0,23 \text{ (MVA)}$$

$$S_{p6} = S_6 = 0,55 + j0,33 \text{ (MVA)}$$

Знайдемо потужності на лініях 3 – 6 (L6), 6 – 3 (L8):

$$S_{L6} = \frac{S_{p5}(L_6 + L_7) + S_{p6}(L_6)}{L_6 + L_7 + L_8} = 0,66 + j0,33 \text{ (MVA)}$$

$$S_{L8} = \frac{S_{p6}(L_7 + L_8) + S_{p5}(L_8)}{L_6 + L_7 + L_8} = 0,42 + j0,22 \text{ (MVA)}$$

Далі знайдемо потужності на інших ділянках ліній 5 – 6 (L7):

$$S_{L7} = S_{L6} - S_{p6} = 0,11 + j0,0003 \text{ (MVA)}$$

На рис. 1.6 зображено схему поточкорозподілу активної та реактивної потужності малого кільця мережі А

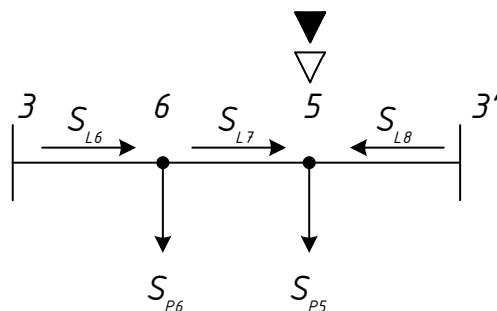


Рисунок 1.6 – Схема поточкорозподілу малого кільця мережі А

										Арк.
										16
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.506 ПЗ					

1.3.3.2 Розрахунок напруги та струмів в мережах

Виходячи із довжин і потужності ліній які йдуть по них визначаємо напругу ліній по емпіричній формулі Ілларіонова (1.5) [4,7]:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (1.5)$$

де U – напруга відповідної лінії, кВ;

L – довжина відповідної лінії, км;

P – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Наступним етапом визначаємо струм в лініях за формулою (1.6) [7]:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (1.6)$$

де I – струм у відповідній лінії, А;

S – повна потужність лінії, МВА;

U_n – номінальна напруга ділянки.

Економічний переріз проводу розраховується відповідно методу економічної густини струму за формулою (1.7) [7,8]:

$$F_e = \frac{I_m}{j_e} \quad (1.7)$$

де F_e – економічний переріз проводу, $мм^2$;

I_m – струм в лінії в режимі максимальних навантажень, що відповідає нормальному режиму роботи мережі, А;

j_e – економічна густина струму, $А/мм^2$.

У даному проекті для побудови ліній електропередачі (ЛЕП) використовуємо алюмінієві неізольовані проводи. Значення економічної густини струму проводів для таких провідників наведена у табл. 1.4.

					БР 3.6.14.1.506 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

Таблиця 1.4 – Економічна густина струму алюмінієвих неізольованих проводів

Параметр	Т _{нб} , год/рік		
	1000—3000	3001—5000	> 5000
Густина струму, А/мм ²	1,3	1,1	1,0

1.3.3.3 Розрахунок напруги та струмів в лініях схеми А

Проведемо розрахунок напруги та струму, а також вибір проводів лінії схеми А за формулами (1.5) – (1.7):

$$U_{L1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_1} + \frac{2500}{P_{L1}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{41,8} + \frac{2500}{110,8}}} = 170,2 \text{ (кВ)}$$

$$I_{L1} = \frac{S_{L1}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{|110,8 + j48,7|}{\sqrt{3} \cdot 110} = 635 \text{ (А)}$$

$$I_{L1} = \frac{S_{L1}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{|110,8 + j48,7|}{\sqrt{3} \cdot 220} = 317,8 \text{ (А)}.$$

Обираємо напругу лінії $L1$, а також кільця схеми А – 220 кВ. Наступним етапом розраховуємо економічний переріз проводу за формулою (1.7):

$$F_{e,L1} = \frac{I_{L1}}{j_e} = \frac{317,8}{1,1} = 288,9 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Обираємо провід найближчого найбільшого перерізу АС-300/39. Допустимий струм проводу становить 750 (А) [4,5]. Результати розрахунків інших ліній зведено до табл. 1.5 – 1.6.

Таблиця 1.5 – Потоків потужності та струмів в лініях схеми А

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, кА		
			при U=10 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
Л1	110,8+48,7i	170,2	-	635,5	317,7
Л2	67,8+34,6i	116,2	-	399,7	199,8
Л3	30,8+18,8i	90,8	-	189,7	94,8
Л4	18,2+7,6i	82,6	-	103,8	51,9
Л5	90,2+42,5i	164,8	-	523,5	261,8
Л6	0,66+0,327i	15,9	42,5	-	-
Л7	0,109+0,00039i	6,6	6,3	-	-
Л8	0,418+0,224i	12,7	27,4		

У табл. 1.6 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 1.6 – Вибір проводів мережі схеми А

Лінія	Струм, кА	Обрана на- пруга, кВ	Переріз, мм ²		Допустимий струм, А
			Fe	марка проводу	
Л1	317,7	220	288,8	АС-300/39	750
Л2	199,8	220	181,7	АС-240/32	605
Л3	94,8	220	86,2	АС-240/32	605
Л4	51,9	220	47,2	АС-240/32	605

Л5	261,8	220	237,9	АС-300/39	750
Л6	42,5	10	38,7	АС-50/6,5	210
Л7	6,3	10	5,7	АС-35/6,5	210
Л8	27,4	10	24,9	АС-35/6,5	210

1.3.3.4 Розрахунок активного та реактивного опору лінії

Активний та реактивний опір лінії розраховується за наступними виразами (1.8) та (1.9) [4,7]:

$$R_{Л} = r_0 \cdot l_i \quad (1.8)$$

$$X_{Л} = x_0 \cdot l_i \quad (1.9)$$

де $R_{Л}$ та $X_{Л}$ – активний та реактивний опори лінії, Ом;

l_i – довжина лінії, км.

Повний опір лінії розраховується за формулою (1.10) [4]:

$$Z_{Л} = R_{Л} + jX_{Л} \quad (1.10)$$

Зарядна потужність лінії визначається за формулою (1.11) [4,7]:

$$Q_{Л} = b_0 \cdot l_i \cdot U_{ном}^2 \quad (1.11)$$

де b_0 – питома ємнісна провідність (См/км);

$U_{ном}$ – номінальна напруга мережі, кВ.

Для ліній 10 кВ зарядна потужність має незначне значення, тому нею нехтують [4,7].

1.3.3.5 Розрахунок повного опору ліній схеми А

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності за формулами (1.8) – (1.11).

$$R_{Л1} = r_0 \cdot l_1 = 0,098 \cdot 41,8 = 4,094 \text{ (Ом)}$$

$$X_{Л1} = x_0 \cdot l_1 = 0,429 \cdot 41,8 = 17,9 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{Л1} = R_{Л1} + jX_{Л1} = 4,094 + j17,9 \text{ (Ом)}$$

										Арк.
										20
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.506 ПЗ					

$$Q_{Л1} = b_0 \cdot l_1 \cdot U_{ном}^2 = 2,7 \cdot 41,8 \cdot 220^2 = 5,338 \text{ (МВАр)}$$

Результати розрахунків інших ліній зведено до табл. 1.7.

Таблиця 1.7 – Параметри ліній схеми А

Ділянка	Параметри					
	$l_i, \text{ км}$	Марка проводу	Параметри проводу		$Q_L, \text{ МВАр}$	$Z_L, \text{ Ом}$
			$z_0, \text{ Ом/км}$	$b_0 \cdot 10^{-6}, \text{ См/км}$		
Л1	41,8	АС-300/39	0,098+0,429j	2,7	5,338	4,09+17,9j
Л2	13,5	АС-240/32	0,121+0,43j	2,6	1,694	1,63+5,86j
Л3	12,5	АС-240/32	0,121+0,43j	2,6	1,573	1,52+5,43j
Л4	53,1	АС-240/32	0,12+0,43j	2,6	6,677	6,42+23,1j
Л5	54,9	АС-300/39	0,098+0,429j	2,7	7,022	5,39+23,6j
Л6	3,9	АС-50/6,5	0,595+0,39j	-	-	2,37+1,55j
Л7	1,8	АС-35/6,5	0,6+0,26j	-	-	1,12+0,48j
Л8	2,2	АС-35/6,5	0,6+0,26j	-	-	1,29+0,56j

1.3.4 Вибір трансформаторів

1.3.4.1 Методика вибору трансформатора

При виборі трансформатора потрібно враховувати, що на одотрансформаторній підстанції потужність трансформатора повинна бути не менше максимальної потужності споживачів, що постачається від нього і задовільняти вираз (1.12) [4,7]:

$$S_{Тном} \geq S_{розр} = S_{i_{max}} \quad (1.12)$$

де $S_{Тном}$ – номінальна потужність обраного трансформатора (МВА або кВА);

$S_{розр}$ – потужність одотрансформаторної підстанції (МВА або кВА);

$S_{i_{max}}$ – максимальна потужність і-го споживача (МВА або кВА).

Потужність трансформаторів на двотрансформаторній підстанції повинна забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії одного з них. Тому потужність кожного трансформатора вибирається з обліком його перевантажувальної здатності за виразом (1.13) [4,7]:

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i_{\text{max}}}}{1,4} \quad (1.13)$$

Наступний параметр – коефіцієнт завантаження трансформатора. Він дозволяє визначити можливість збільшення потужності споживачів та розширення мережі. Коефіцієнт завантаження трансформатора, який розташовано на підстанції розраховується за формулою (1.14) [4,7]:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{T_{\text{ном}}}} \quad (1.14)$$

При проектуванні та виборі кількості трансформаторів необхідно враховувати наступне [9]:

- для споживачів I категорії необхідно встановити по два трансформатори на підстанцію;
- для споживачів II категорії рекомендовано встановити по два трансформатори на підстанцію, припускається можливість живлення від одного трансформатора при наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше однієї доби;
- для споживачів III категорії необхідно встановити один трансформатор на підстанцію.

Наступним етапом розраховується опір трансформаторів за формулами (1.15), (1.16):

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \quad (1.15)$$

					<i>БР 3.6.14.1.506 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (1.16)$$

де R_T та X_T – активний та реактивний опори трансформатора, Ом;

ΔP_K - втрати короткого замикання, кВт;

$U_{ВН}$ – номінальна лінійна напруга обмотки вищої напруги (ВН), кВ;

$S_{НОМ}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА, кВА;

U_K – напруга короткого замикання, %.

1.3.4.2 Вибір трансформаторів схеми А

Для вибору трансформаторів скористаємося формулами (1.12) – (1.14):

$$S_{P1} = |37 + j15,8| = 40,2 \text{ (МВА)}$$

Для підстанції №1, обираємо трансформатор типу ТРДЦН-63000/220 [5,10,11].

$$S_{T.НОМ} = 63 \text{ (МВА)};$$

$$K_3 = \frac{40,2}{63} = 0,638 \text{ (МВА)}.$$

Результати вибору трансформаторів інших підстанцій зведено до табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Вибір трансформаторів для схеми А

№ ПС	Параметри						
	$S_{i\max}$, МВА	Категорія споживача	Кількість тр.	$S_{розр}$ (1 тр), МВА	$S_{TНОМ}$ (1 тр), МВА	K_3	Марка тр-а
1	40,2	III	1	40,2	63	0,638	ТРДЦН-63000/220
2	45,3	III	1	45,3	63	0,718	ТРДЦН-63000/220
3	55,8	II	2	39,8	40	0,697	ТРДН-40000/220

4	80,0	I	2	57,1	63	0,635	ТРДЦН -63000/220
5	0,573	II	2	0,409	0,63	0,455	ТМ-630/10
6	0,641	II	2	0,458	0,63	0,508	ТМ-630/10

Запас потужності дозволить в майбутньому розширити мережу та підключити нових споживачів [4].

Далі розраховуємо опір та потужність холостого ходу трансформаторів. Для економії часу скористаємося довідковими даними [4,12]. Параметри обраних трансформаторів зведено до табл. 1.9 – 1.10.

Таблиця 1.9 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 1-4

Тип трансформатора			ТРДН- 40000/220	ТРДЦН- 63000/220
S_H, MVA			40	63
Каталожні дані	U_H, kV	ВН	220	220
		НН	11	11
	$U_K, \%$		12	12
	$P_K, кВт$		170	300
	$\Delta P_X, кВт$		50	82
	$I_X, \%$		0,8	0,8
	Регулю- вання на- пруги	Н ступенів	± 9	± 8
		%	1,78	1,5
Розрахун- кові дані	$R_T, Ом$		5,6	3,9
	$X_T, Ом$		100,7	100,7
	$\Delta Q_X, кВАр$		360	504
	n_T		20,9	20,9

Таблиця 1.10 – Параметри обраних трансформаторів 5 та 6

Тип трансформатора		ТМ-630/10	ТМ-1600/10	
$S_H, \text{кВА}$		630	1,6	
Каталожні дані	$U_H, \text{кВ}$	ВН	10	
		НН	0,4	
	$U_K, \%$		5,5	5,5
	$P_K, \text{кВт}$		18	7,6
	$\Delta P_X, \text{кВт}$		2,23	1,42
	$I_X, \%$		2,1	2
Розрахункові дані	$R_T, \text{Ом}$		1,22	2,12
	$X_T, \text{Ом}$		5,35	8,5
	$\Delta Q_X, \text{кВАр}$		26	18,9
	n_T		25	25

1.3.5 Розрахунок втрати потужності та напруги схеми А

1.3.5.1 Методика розрахунку втрат потужності

Розрахунок втрат потужності в лініях виконується з кінця. При цьому необхідно враховувати втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у табл. 1.9 – 1.10). На підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора[4,7].

Розрахунок втрат потужності в лінії проводиться за формулою (1.17):

					<i>БР 3.6.14.1.506 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} \cdot Z \quad (1.17)$$

де, P – активна потужність на ділянці, МВА;
 Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;
 Z – опір ділянки, Ом.

Розрахунок падіння напруги виконується із джерела живлення, при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної, у відповідності з правилами [3].

Розрахунок напруги проводиться за формулою (1.18) [4,7]:

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i} \right)^2 + \left(\frac{P \cdot R - Q \cdot X}{U_i} \right)^2} \quad (1.18)$$

де, P – активна потужність на ділянці, МВА;
 Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;
 R та X – активний та реактивний опір, Ом;
 U_{i+1} - напруга у вузлі, кВ;
 U_i - напруга у попередньому вузлі, кВ.

Відсоткове відхилення напруги в кінці лінії від номінального значення розраховується за формулою (1.19):

$$d = 100\% - \frac{U_n}{U_{вузл}} \cdot 100\% \quad (1.19)$$

1.3.5.2 Розрахунок втрат потужності в схемі А

На рис. 1.7 показана кінцева схема для якої необхідно провести розрахунок перетоків потужності із урахуванням втрат потужності в лініях та

					БР 3.6.141.506 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

трансформаторах.

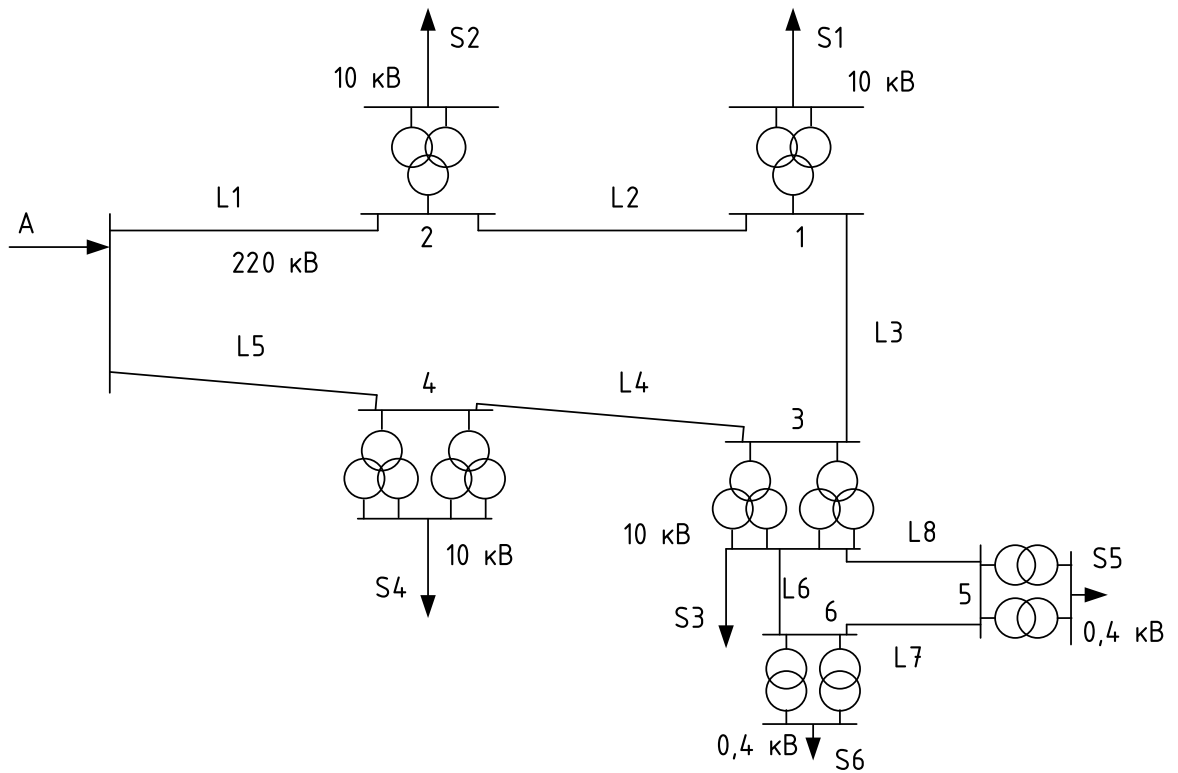


Рисунок 1.7 – Вихідна умовна схема мережі живлення схеми А

Для розрахунку необхідно побудувати схему заміщення мережі. На рис.

1.8 зображено схему заміщення схеми А рис. 1.7 та рис. 1.1.

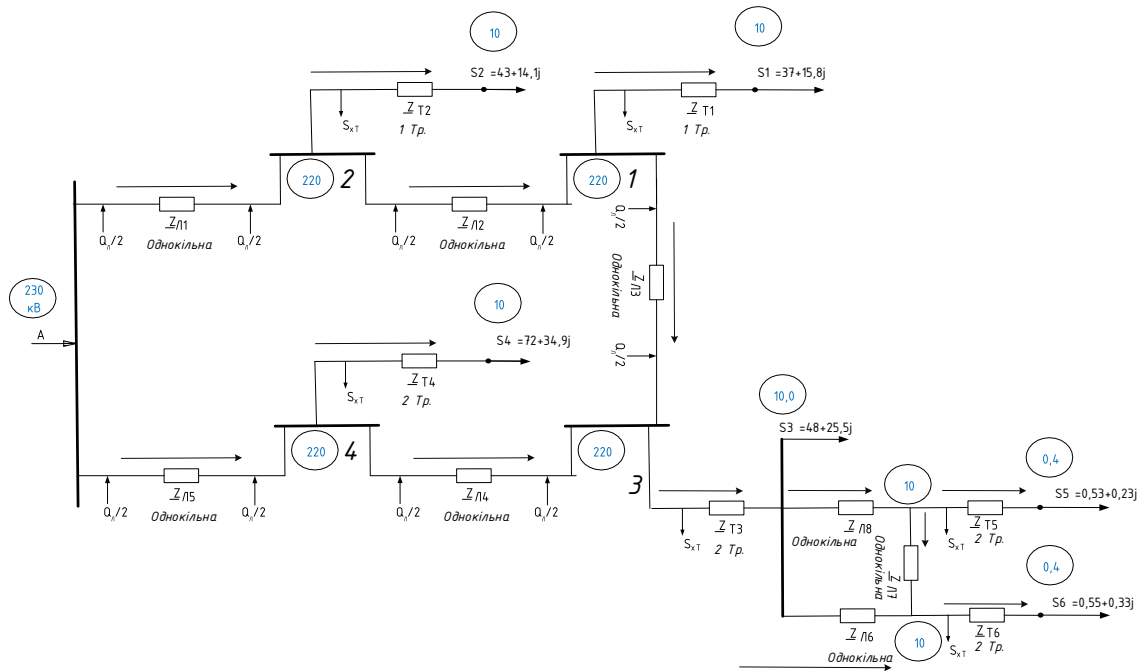


Рисунок 1.8 – Схема заміщення мережі А

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Наступним етапом проводиться розрахунок мережі. Даний розрахунок схожий із розрахунком котрий наведено в пункті 1.3.3.1, тільки враховуються втрати холостого ходу та опір трансформаторів, зарядна потужність та опір ліній. Проводиться розрахунок замкнутої мережі.

Результати розрахунку потужності в кінці та початку трансформаторах із урахуванням втрат холостого ходу, а також опору обмоток трансформаторів зведено до табл. 1.11.

Таблиця 1.11 – Результати розрахунку потужності на трансформаторах

Ділянка	\vec{S}_i^{noc}, MVA	$\Delta\vec{S}_i, MVA$	\vec{S}_i^{kin}, MVA
1-1'	37,201+19,345i	0,119+3,079i	37+15,762i
2-2'	43,233+18,537i	0,151+3,9i	43+14,133i
3-3'	49,126+31,887i	0,164+4,637i	48,862+26,53i
4-4'	72,4+41,971i	0,236+6,091i	72+34,871i
5-5'	0,588+0,344i	0,061+0,116i	0,527+0,225i
6-6'	0,627+0,475i	0,076+0,145i	0,551+0,327i

Результати розрахунку потужності в кінці та початку ліній із урахуванням втрати потужності в лініях зведено до табл. 1.12.

Таблиця 1.12 – Результати розрахунку потужності на лініях

Ділянка	\vec{S}_i^{noc}, MVA	$\Delta\vec{S}_i, MVA$	\vec{S}_i^{kin}, MVA	I розр, A	I доп, A
Л1	112,242+46,17i	1,204+5,269i	111,04+43,57i	318,5	750
Л2	67,806+27,705i	0,18+0,648i	67,625+27,91i	192,2	605
Л3	30,424+9,407i	0,032+0,115i	30,39+10,078i	83,6	605
Л4	18,449+3,114i	0,05+0,18i	18,39+6,272i	49,1	605
Л5	91,96+42,925i	1,111+4,862i	90,849+41,57i	266,3	750
Л6	0,755+0,555i	0,02+0,013i	0,735+0,542i	54,1	210

Л7	0,108+0,067i	0,0002+0,007i	0,107+0,067i	7,3	210
Л8	0,746+0,547i	0,011+0,0004i	0,735+0,542i	53,4	210

Загальна потужність на початку схеми становить:

$$\vec{S}_A = \vec{S}_{L1} + \vec{S}_{L5} = 112,2 + 46,2j + 91,9 + 42,9j = 204 + 89,1j \text{ (MVA)}.$$

Результати розрахунку напруги у вузлах мережі зведено до табл. 1.13.

Таблиця 1.13 - Результати розрахунку напруги у вузлах мережі

№ вузла	$U_{i.ном}, \text{кВ}$	$U_{i.роз}, \text{кВ}$	ступінь РПН
A	230	230	
1	220	223,4	
2	220	224,6	
3	220	222,9	
4	220	223,6	
5	10	9,747	
6	10	9,823	
1'	10	10,1	-6
2'	10	9,99	-7
3'	10	10,0	-6
4'	10	9,9	-7
5'	0,4	0,39	
6'	0,4	0,393	

В додатку А зображено повну схему заміщення мережі А із позначеними на ній вихідних та розрахованих даних.

1.4 Розрахунок електричної мережі схеми Б

1.4.1 Визначення довжин лінії для схеми Б

Для визначення довжин ліній спочатку знайдемо довжини відрізків ліній на плані. Результат вимірів зведено до табл. 1.14.

Таблиця 1.14 – Довжини ліній схеми Б

Параметри	Лінії							
	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8
Ділянка	Б2	21	23	34	Б4	53	56	63
Довжина на плані l (мм)	33,4	10,2	10	51,9	43,9	31,9	14,8	17,2

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі проводиться за формулою (1.3)

$$L_{Б2} = l_{Б2} \cdot k_L \cdot k_M = 33,4 \cdot 1,25 \cdot 1 = 41,7 \text{ (км)}$$

Результат розрахунків довжин ліній із урахуванням провисання проводів та масштабу розраховано за формулами (1.3) та (1.4) зведено до табл. 1.15.

Таблиця 1.15 – Довжина лінії схеми Б з урахуванням коефіцієнту та масштабу

Параметри	Лінії							
	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8
Ділянка	Б2	21	23	34	Б4	53	56	63
l (мм)	33,4	10,2	10	51,9	43,9	31,9	14,8	17,2
k_M	1	1	1	1	1	0,1	0,1	0,1
L (км)	41,7	12,7	12,5	64,8	54,9	3,9	1,8	2,2

1.4.2 Розрахунок струмів та напруги та вибір проводів

1.4.2.1 Орієнтовні потоки потужності схеми Б

Для розрахунку струмів та напруг на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності [4].

Для початку проведемо розрахунок потужностей для схеми зображеної на рис. 1.9.

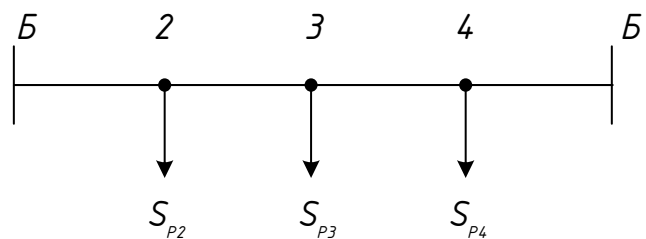


Рисунок 1.9 – Умовна схема кільцевої мережі Б

Далі проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими без урахування втрат потужності в лініях та трансформаторів [4].

Знайдемо потужності на підстанціях 1-4

$$S_{p1} = S_1 = 37 + j15,76 \text{ (MVA)}$$

$$S_{p2} = S_2 + S_1 = 43 + j14,13 + 37 + j15,76 = 80 + j29,89 \text{ (MVA)}$$

$$S_{p3} = S_3 + S_5 + S_6 = 49,08 + j26,46 \text{ (MVA)}$$

$$S_{p4} = S_4 = 72 + j34,87 \text{ (MVA)}$$

Знайдемо потужності на лініях Б – 2 (L_1) та 4 – Б (L_5):

$$S_{L1} = \frac{S_{p2}(L_3 + L_4 + L_5) + S_{p3}(L_4 + L_5) + S_{p4}(L_5)}{L_1 + L_3 + L_4 + L_5} = 84 + j39 \text{ (MVA)}$$

$$S_{L5} = \frac{S_{p4}(L_4 + L_3 + L_1) + S_{p3}(L_3 + L_1) + S_{p2}(L_1)}{L_1 + L_3 + L_4 + L_5} = 117 + j51,9 \text{ (MVA)}$$

Далі знайдемо потужності на інших ділянках ліній 2 – 1 (L_2), 2 – 3 (L_3), 3 – 4 (L_4):

									Арк.
									31
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$S_{L2} = S_{P1} = 37 + j15,76 \text{ (MVA)}$$

$$S_{L3} = S_{L1} - S_{P2} = 37,3 + j22,04 \text{ (MVA)}$$

$$S_{L4} = S_{L5} - S_{P4} = 83,8 + j39,3 \text{ (MVA)}$$

Як видно точка розподілу потоку знаходиться у точці 3 як показано на рис. 1.10.

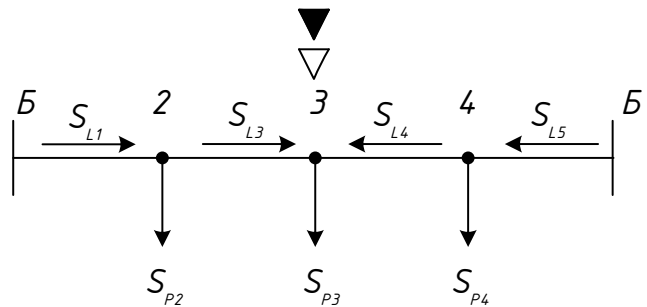


Рисунок 1.10 – Схема поточкорозподілу кільцевої схеми Б

Розрахунок потужності на лініях 3 – 6 (L6), 5 – 6 (L7), 6 – 3 (L8) приведено в пункті 1.3.3.1.

1.4.2.2 Розрахунок напруги та струмів в лініях схеми Б

Проведемо розрахунок напруги та струму, а також вибір проводів лінії схеми Б за формулами (1.5) – (1.7):

$$U_{L1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_1} + \frac{2500}{P_{L1}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{41,8} + \frac{2500}{117}}} = 173,3 \text{ (кВ)}$$

$$I_{L1} = \frac{S_{L1}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{|117,3 + j51,9|}{\sqrt{3} \cdot 110} = 673 \text{ (A)}$$

$$I_{L1} = \frac{S_{L1}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{|117,3 + j51,9|}{\sqrt{3} \cdot 220} = 336,7 \text{ (A)}$$

Обираємо напругу лінії L1, а також кільця схеми А – 220 кВ. Наступним

										Арк.
										32
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

етапом розраховуємо економічний переріз проводу за формулою (1.7):

$$F_{e,L1} = \frac{I_{L1}}{j_e} = \frac{336,7}{1,1} = 306,1 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Обираємо провід найближчого найбільшого перерізу АС-300/39. Допустимий струм проводу становить 750 (А) [4,5]. Результати розрахунків інших ліній зведено до табл. 1.16 – 1.17.

Таблиця 1.16 – Потоки потужності та струмів в лініях схеми А

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, кА		
			при U=10 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
Л1	117,306+51,939i	173,3	-	673,35	336,675
Л2	37+15,762i	96,7	-	211,087	105,543
Л3	37,306+22,043i	96,7	-	227,435	113,718
Л4	11,772+4,416i	67,4	-	65,989	32,994
Л5	83,772+39,287i	160,24	-	485,638	242,819
Л6	0,66+0,327i	15,9	42,549	-	-
Л7	0,109+0,0003i	6,5	6,309	-	-
Л8	0,418+0,224i	12,7	27,369		

У табл. 1.17 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 1.17 – Вибір проводів мережі схеми А

Лінія	Струм, кА	Обрана напруга, кВ	Переріз, мм ²		Допустимий струм, А
			Fe	марка проводу	
Л1	336,7	220	288,8	АС-300/39	750
Л2	105,5	220	181,7	АС-240/32	605
Л3	113,7	220	86,2	АС-240/32	605
Л4	32,9	220	47,2	АС-240/32	605
Л5	242,8	220	237,9	АС-300/39	750
Л6	42,5	10	38,7	АС-50/6,5	210
Л7	6,3	10	5,7	АС-35/6,5	210
Л8	27,4	10	24,9	АС-35/6,5	210

1.4.2.3 Розрахунок повного опору ліній схеми Б

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності за формулами (1.8) – (1.11).

$$R_{Л1} = r_0 \cdot l_1 = 0,098 \cdot 41,8 = 4,094 \text{ (Ом)}$$

$$X_{Л1} = x_0 \cdot l_1 = 0,429 \cdot 41,8 = 17,9 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{Л1} = R_{Л1} + jX_{Л1} = 4,094 + j17,9 \text{ (Ом)}$$

$$Q_{Л1} = b_0 \cdot l_1 \cdot U_{ном}^2 = 2,7 \cdot 41,8 \cdot 220^2 = 5,338 \text{ (МВАр)}$$

Результати розрахунків інших ліній зведено до табл. 1.18.

Таблиця 1.18 – Параметри ліній схеми А

Ділянка	Параметри					
	$l_i, \text{ км}$	Марка проводу	Параметри проводу		$Q_L, \text{ МВАр}$	$Z_L, \text{ Ом}$
			$z_0, \text{ Ом/км}$	$b_0 \cdot 10^{-6}, \text{ См/км}$		
Л1	41,8	АС-300/39	0,098+0,429j	2,7	5,338	Л1

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Л2	13,5	АС-240/32	$0,121+0,435i$	2,6	1,694	Л2
Л3	12,5	АС-240/32	$0,121+0,435i$	2,6	1,573	Л3
Л4	53,1	АС-240/32	$0,121+0,435i$	2,6	6,677	Л4
Л5	54,9	АС-300/39	$0,098+0,429i$	2,7	7,022	Л5
Л6	3,9	АС-50/6,5	$0,595+0,388i$	-	-	Л6
Л7	1,8	АС-35/6,5	$0,6+0,26i$	-	-	Л7
Л8	2,2	АС-35/6,5	$0,6+0,26i$	-	-	Л8

1.4.3 Вибір трансформаторів схеми Б

Параметри трансформаторів на підстанціях схеми Б не відрізняються від параметрів схеми А, тому параметри трансформаторів для схеми Б приведено в табл. 1.8 – 1.10.

1.4.4 Розрахунок потужності та падіння напруги в схемі Б

На рис. 1.11 показана кінцева схема для якої необхідно провести розрахунок переток потужності із урахуванням втрат потужності в лініях та трансформаторах. Для розрахунку необхідно побудувати схему заміщення мережі. На рис. 1.12 зображено схему заміщення схеми Б рис. 1.11 та рис. 1.2.

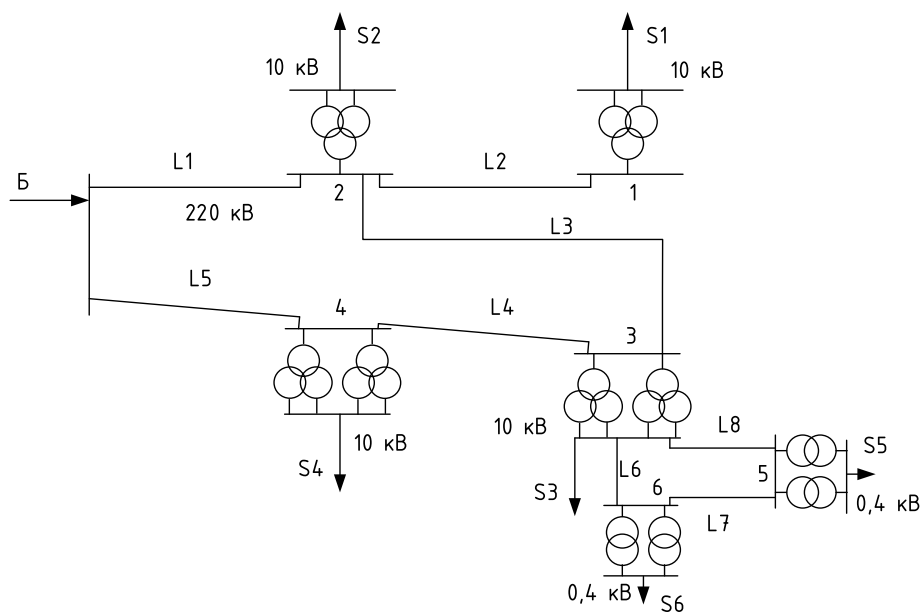


Рисунок 1.11 – Вихідна умовна схема мережі живлення схеми Б

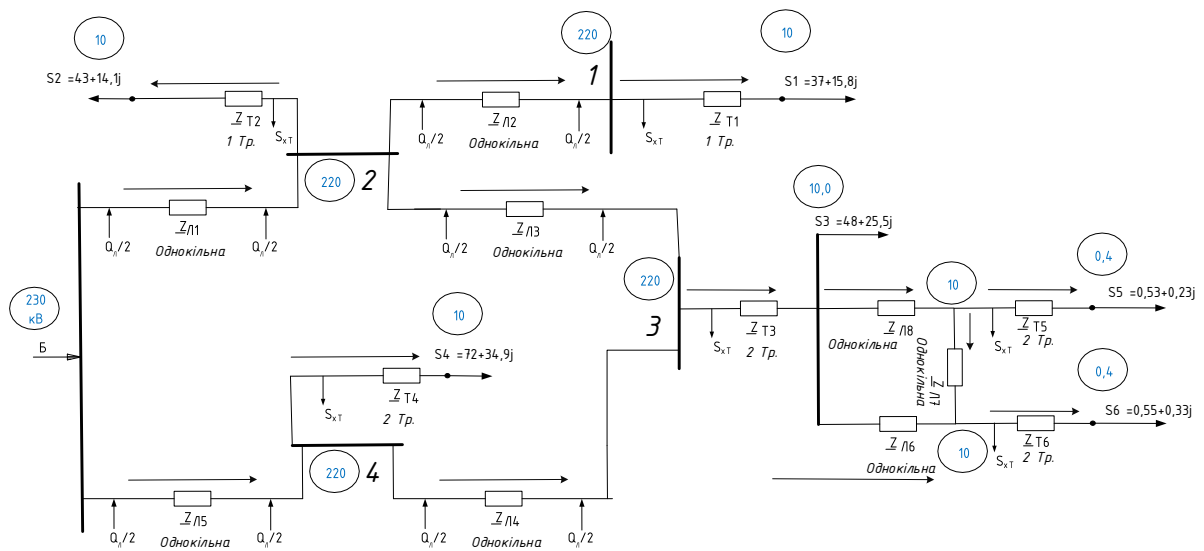


Рисунок 1.12 – Схема заміщення мережі Б

Наступним етапом проводиться розрахунок мережі. Результати розрахунку потужності в кінці та початку трансформаторах із урахуванням втрат холостого ходу, а також опору обмоток трансформаторів зведено до табл. 1.11.

Результати розрахунку потужності в кінці та початку ліній із урахуванням втрати потужності в лініях зведено до табл. 1.19.

Таблиця 1.19 – Результати розрахунку потужності на лініях

Ділянка	$\vec{S}_i^{поч}, MVA$	$\Delta \vec{S}_i, MVA$	$\vec{S}_i^{кін}, MVA$	I розр, А	I доп, А
Л1	118,758+49,698i	1,349+5,904i	117,409+46,463i	337,849	750
Л2	37,256+17,939i	0,055+0,198i	37,201+18,543i	108,516	605
Л3	36,92+12,656i	0,048+0,173i	36,872+13,27i	102,425	605
Л4	10,361-1,738i	0,018+0,065i	10,343+2,276i	27,571	605
Л5	83,888+37,368i	1,127+4,051i	82,761+36,775i	241,003	605
Л6	0,755+0,555i	0,02+0,013i	0,735+0,542i	54,096	210
Л7	0,108+0,067i	0,001+0,007i	0,107+0,067i	7,322	210
Л8	0,746+0,547i	0,001+0,0004i	0,735+0,542i	53,382	210

Загальна потужність на початку схеми становить:

$$\vec{S}_B = \vec{S}_{L1} + \vec{S}_{L5} = 202 + 87j \text{ (MVA)}.$$

Результати розрахунку напруги у вузлах мережі зведено до табл. 1.20.

Таблиця 1.20 - Результати розрахунку напруги у вузлах мережі

№ вузола	$U_{i,ном}, кВ$	$U_{i,роз}, кВ$	ступінь РПН
А	230	230	
1	220	223,4	
2	220	224,6	
3	220	222,9	
4	220	223,6	
5	10	9,747	
6	10	9,823	
1'	10	10,1	-6
2'	10	9,99	-7
3'	10	10,0	-6
4'	10	9,9	-7
5'	0,4	0,39	
6'	0,4	0,393	

В додатку Б зображено повну схему заміщення мережі Б із позначеними на ній вихідних та розрахованих даних.

1.5 Техніко-економічне порівняння двох схем електричної мережі

Завданням техніко-економічного порівняння є вибір найкращого з двох що розглядаються. Критерієм цього є мінімум приведених витрат [1,4,7].

Основними величинами, які необхідно використовувати при визначенні витрат електроенергії, є час найбільших навантажень, час найбільших витрат та

втрати електричної енергії в лініях та трансформаторах. Час найбільших втрат визначаємо за формулою (1.20) [7]:

$$\tau_0 = (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \quad (1.20)$$

Втрати в лініях (1.21):

$$\Delta W_{Л} = \left(\frac{S_{нб}}{U_n} \right)^2 R_{Л} \tau \quad (1.21)$$

Втрати в трансформаторах (1.22):

$$\Delta W_T = 3I_{СК}^2 R_T T + R_X T \quad (1.22)$$

Результати розрахунку втрат електроенергії для схеми А та Б приведена в табл. 1.21 – 1.22.

Таблиця 1.21 – Результати розрахунку втрат електроенергії в схемі А

Ділянка підстанції	Параметри		
	$T_{нб}, год$	$\tau, год$	$\Delta W, MВт \cdot год$
1	2	3	4
Л1	4711	3102	3734
Л2	4827	3224	580,7
Л3	4871	3272	104,8
Л4	4871	3272	163,9
Л5	5548	4036	4483
Л6	4651	3040	60,18
Л7	5240	3678	0,65
Л8	5240	3678	39,5
Т1	4790	3185	911,6
Т2	4530	2916	895,3
1	2	3	4

T3	4870	3270	636,5
T4	5720	4243	975,9
T5	5240	3678	225,2
T6	4550	2937	180,2
Сумарні втрати			12990

Загальна енергія, яка передається складає:

$$W = P_{L1}^{noch} \cdot T_{но\ L1} + P_{L5}^{noch} \cdot T_{но\ L5} = 1789000 \text{ (} MBm \cdot год \text{)}$$

Відсоток втрат електроенергії відносно загальної енергії:

$$\Delta W = (\Delta W / W) \cdot 100\% = 0,726 (\%)$$

Таблиця 1.22 – Результати розрахунку втрат електроенергії в схемі Б

Ділянка підстанції	Параметри		
	$T_{но}, год$	$\tau, год$	$\Delta W, MBm \cdot год$
1	2	3	4
Л1	4669	3059	4125
Л2	4831	3228	177
Л3	4871	3272	157
Л4	4871	3272	59
Л5	5614	4115	4637
Л6	4651	3040	60
Л7	5240	3678	0,653
Л8	5240	3678	39
T1	4790	3185	912
T2	4530	2916	895
1	2	3	4
T3	4870	3270	636

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

T4	5720	4243	976
T5	5240	3678	225
T6	4550	2937	180
Сумарні втрати			13080

Загальна енергія, яка передається складає:

$$W = P_{L1}^{noch} \cdot T_{нб L1} + P_{L5}^{noch} \cdot T_{нб L5} = 1775000 \text{ (MВт} \cdot \text{год)}$$

Відсоток втрат електроенергії відносно загальної енергії:

$$\Delta W = (\Delta W / W) \cdot 100\% = 0,737 (\%)$$

Як висновок з попередніх розрахунків та техніко-економічними показниками двох варіантів мережі, для подальшого проектування обираємо варіант схеми А. Усі подальші розрахунки будемо проводити тільки за цією схемою.

1.6 Аварійний режим роботи електричної схеми А

При аварійному режимі роботи перерва в електропостачанні споживачів І категорії може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Перерва в електропостачанні споживачів ІІ категорії при може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади [1,2].

У аварійному режимі у відповідності з правилами [3] дозволяється відхилення від номінальної напруги $\pm 10\%$. Результати розрахунку потужностей під час аварійного режиму показано у табл. 1.23 – 1.25.

					БР 3.6.14.1.506 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

Таблиця 1.23 – Результати розрахунків потужностей в лініях під час аварійного режиму

Ділянка	\vec{S}_i^{noch}, MVA	$\Delta\vec{S}_i, MVA$	$\vec{S}_i^{кин}, MVA$	I розр, А	I доп, А
Л1	0	0	0	0	750
Л2	43,31+17,1i	0,073+0,264i	43,23+17,7i	122,1	605
Л3	80,7+35,75i	0,242+0,871i	80,5+35,6i	231,75	605
Л4	132,6+70,9i	2,786+10,016i	129+64,3i	394,84	605
Л5	211,0+132,2i	6,012+26,318i	200+109,4i	653,66	750
Л6	0,755+0,555i	0,02+0,013i	0,735+0,542i	54,096	210
Л7	0,108+0,067i	$1,775 \cdot 10^{-4} + 7,694i \cdot 10^{-5}$	0,107+0,067i	7,322	210
Л8	0,746+0,547i	$0,011 + 4,663i \cdot 10^{-3}$	0,735+0,542i	53,382	210

Таблиця 1.24 – Результати розрахунків потужностей в трансформаторах під час аварійного режиму

Ділянка	\vec{S}_i^{noch}, MVA	$\Delta\vec{S}_i, MVA$	$\vec{S}_i^{кин}, MVA$
1	2	3	4
1-1'	37,201+19,345i	0,119+3,079i	37+15,762i
2-2'	43,233+18,537i	0,151+3,9i	43+14,133i
3-3'	49,126+31,887i	0,164+4,637i	48,862+26,53i

1	2	3	4
4-4'	72,4+41,971i	0,236+6,091i	72+34,871i
5-5'	0,588+0,344i	0,061+0,116i	0,527+0,225i
6-6'	0,627+0,475i	0,076+0,145i	0,551+0,327i

Таблиця 1.25 – Результати розрахунків напруг у вузлах під час аварійного режиму

вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	ступінь РПН
A	230	230	
1	220	200,37	
2	220	200,37	
3	220	201,92	
4	220	212,94	
5	10	9,78	
6	10	9,85	
1'	10	9,97	4
2'	10	9,97	4
3'	10	10,04	4
4'	10	9,98	-2
5'	0,38	0,391	
6'	0,38	0,394	

Трансформатори з РПН, встановлені на підстанціях 1-4, дозволяють для кожного характерного режиму вибрати найбільш прийнятне регульовальне відгалуження. Трансформатори на підстанціях 5 і 6, які, як правило, не мають пристроїв РПН, але вони знаходяться на невеликій відстані, що зменшує

втрати напруги в лінії, і практично не потребує регулювання.

Схема заміщення для аварійного режиму роботи мережі показана в додатку В.

1.7 Режим мінімального навантаження електричної мережі схеми А

При мінімальному режимі, у відповідності із завданням, потужність споживачів знаходиться за виразом (1.23) [1]:

$$P_{\min} = P_{\max} \cdot K_{\min} \quad (1.23)$$

де P_{\max} – потужність максимального режиму;

K_{\min} – частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{\min} по відношенню до максимального P_{\max} .

Результати розрахунку потужностей під час мінімального режиму показано у табл. 1.26 – 1.28.

Таблиця 1.26 - Результати розрахунків потужностей під час мінімального режиму

Ділянка	\vec{S}_i^{noc}, MVA	$\Delta \vec{S}_i, MVA$	\vec{S}_i^{kin}, MVA	I розр, А	I доп, А
1	2	3	4	5	6
Л1	58,0+18,324i	0,314+1,375i	57,68+19,618i	159,628	750
Л2	35,2+13,379i	0,048+0,173i	35,16+14,03i	98,834	605
Л3	15,802+5,367i	8,965*10 ⁻³ +0,032i	15,793+6,121i	43,795	605
Л4	9,57-1,984i	0,012+0,044i	9,557+1,311i	25,648	750
Л5	47,51+12,93i	0,274+1,201i	47,238+15,293i	129,258	605

Л6	0,368+0,246i	$4,53 \cdot 10^{-3} + 2,95i \cdot 10^{-3}$	0,363+0,243i	25,543	210
Л7	0,056+0,03i	$4,455 \cdot 10^{-5} + 1,9i \cdot 10^{-5}$	0,056+0,03i	3,665	210
Л8	0,366+0,244i	$2,464 \cdot 10^{-3} + 1,06i \cdot 10^{-3}$	0,363+0,243i	25,38	210

Таблиця 1.27 – Результати розрахунків потужностей в трансформаторах при мінімальному режимі

Ділянка	\vec{S}_i^{noc} , МВА	$\Delta \vec{S}_i$, МВА	\vec{S}_i^{kin} , МВА
1-1'	19.354+9.533i	0.032+0.833i	19.24+8.196i
2-2'	22.483+8.908i	0.041+1.055i	22.36+7.349i
3-3'	25.528+15.718i	0.044+1.25i	25.384+13.748i
4-4'	37.668+20.788i	0.064+1.647i	37.44+18.133i
5-5'	0.291+0.152i	0.016+0.031i	0.274+0.117i
6-6'	0.307+0.213i	0.021+0.039i	0.287+0.17i

Таблиця 1.28 – Результати розрахунків потужностей в трансформаторах при мінімальному режимі

Вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	Ступінь РПН
А	230	230	
1	220	223.402	
2	220	224.608	
3	220	222.908	

4	220	223.69	
5	10	9.747	
6	10	9.823	
1'	10	10.043	-6
2'	10	9.99	-6
3'	10	10.021	-6
4'	10	9.949	-6
5'	0,38	0,39	
6'	0,38	0,393	

Схема заміщення для мінімального режиму роботи мережі приведена в додатку Г.

1.8 Висновок до розділу

У даному розділі було спроектовано комбіновану мережу, що має кільцеві та радіальні ділянки (рис. 1.1). Розраховано та обрано напругу номіналом 220 кВ. Обрані марки проводів мережі та силові трансформатори виходячи з класу напруги, потужності споживачів та їх категорій. Відрегульовано напругу на підстанціях, що мають РПН. Загальні втрати в мережі склали близько 1%. Знайдено потоки потужності в мережі при наступних випадках: максимальний, мінімальний і аварійний режим роботи. Значення напруги у вузлових точках електричної системи мають допустимі відхилення в усіх трьох режимах роботи, що відповідає правилам, та нормативним документам проектування. Ці відхилення визначаються конфігурацією мережі, навантаженням та іншими чинниками, від яких залежить падіння напруги. Тому компенсація реактивної потужності за допомогою компенсуючих пристроїв не потрібна.

										Арк.
										45
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.506 ПЗ					

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ

2.1 Перевірка потужності силових трансформаторів

Перевіряємо трансформатор ТРДН-40000/220 підстанції №3 відповідно до вихідних даних наведених в табл. 2.1 та 2.2.

Таблиця 2.1 – Вихідні дані для перевірки трансформатора

$S_{НОМ.НАВ}$, МВА	$\cos \varphi$	XL1, Ом	XL2, Ом	Скз. С, МВА	t, °C
48,8	0,88	30,1	48,5	5100	+20

Таблиця 2.2 – Денний графік навантаження у відсотках підстанції

№ Годин	Навантаження в % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
S, %	45	45	60	90	90	70	70	95	95	130	150	100

$$S_{НОМ} = 48,8 (МВА)$$

Знаходимо S_{mp}

$$S_{mp} = \frac{S_{НОМ}}{1,4} = \frac{48,8}{1,4} = 34,9 (МВА)$$

Обираємо відповідно до номіналу потужність трансформатора

$$S_{НОМ} = 40 (МВА)$$

Знаходимо навантаження в кожній годині за формулою (2.1):

$$S_n = \frac{S_{НОМ} \cdot \%}{100} \quad (2.1)$$

					<i>БР 3.6.14.1506 ЕТ-81 ПЗ</i>						
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата				Лит.	Аркуш	Листів	
Розроб.	Холод								46	90	
Перевір.	Василега				Аналіз режимів роботи електричних мереж та вибір електрообладнання			<i>СумДУ ЕТ-81</i>			
Реценз.											
Н. Контр.											
Затверд.	Лебединський										

Результати заносимо до табл. 2.3

Таблиця 2.3 – Денний графік навантаження у МВт підстанції

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
S, МВА	22,0	22,0	29,3	44,0	44,0	34,2	34,2	46,4	46,4	63,5	73,3	48,9

Побудуємо графік навантаження, який зображено на рис. 2.1.

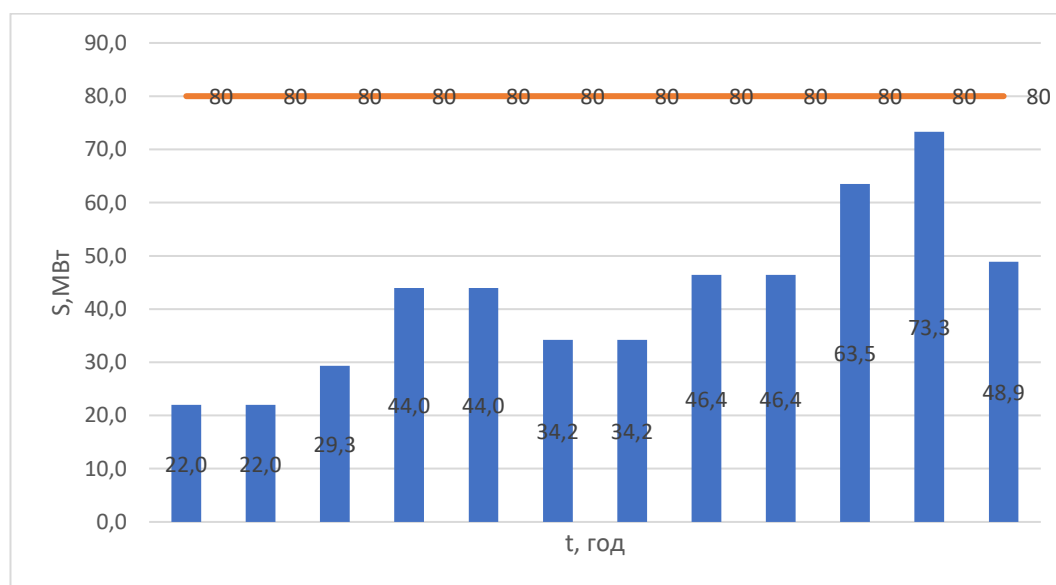


Рисунок 2.1 - Графік навантаження нормального режиму роботи

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо в двоступінчастий. Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається за наступною формулою (2.2):

$$K_1 = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (2.2)$$

де S_1, S_2, \dots, S_n – власне навантаження першого, другого, n-го ступеня графіка навантаження, розміщеного нижче лінії номінальної потужності трансформатора;

t_1, t_2, \dots, t_n - тривалість ступеня.

$$K_1 = 0,561$$

Аналогічно визначаємо другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беруться ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора за формулою (2.3):

$$K_2' = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (2.3)$$

де S_1, S_2, \dots, S_n – навантаження, розміщене вище лінії номінальної напруги.

$$K_2' = 0$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_{МАХ} = \frac{S_{МАХ}}{S_{НОМ}} = \frac{73,3}{80} = 0,916$$

де $S_{МАХ}$ – максимальне навантаження трансформатора за графіком навантаження.

Попереднє значення K_2' необхідно порівняти із значенням $K_{МАХ}$,

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{МАХ} = 0,9 \cdot 0,916 = 0,825$$

$$K_2' = 0,825$$

З урахуванням еквівалентної температури (20 С) і часу перевантаження $t = 4$ годин для нормального режиму заповнимо табл. 2.4 [13].

Таблиця 2.4 – Коефіцієнт перенавантаження для нормального режиму

	0,5	0,6
0,5	2	2

$$K_{12ГОСТ} = 2 - \frac{2-2}{100} \cdot 44,6 = 2$$

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури (+20 С) і часу перевантаження $t = 2$ годин для аварійного режиму табл. 2.5 та на рис. 2.2.

При аварійній роботі працюватиме один трансформатор

					<i>БР 3.6.141.506 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
S, МВА	22,0	22,0	29,3	44,0	44,0	34,2	34,2	46,4	46,4	63,5	73,3	48,9

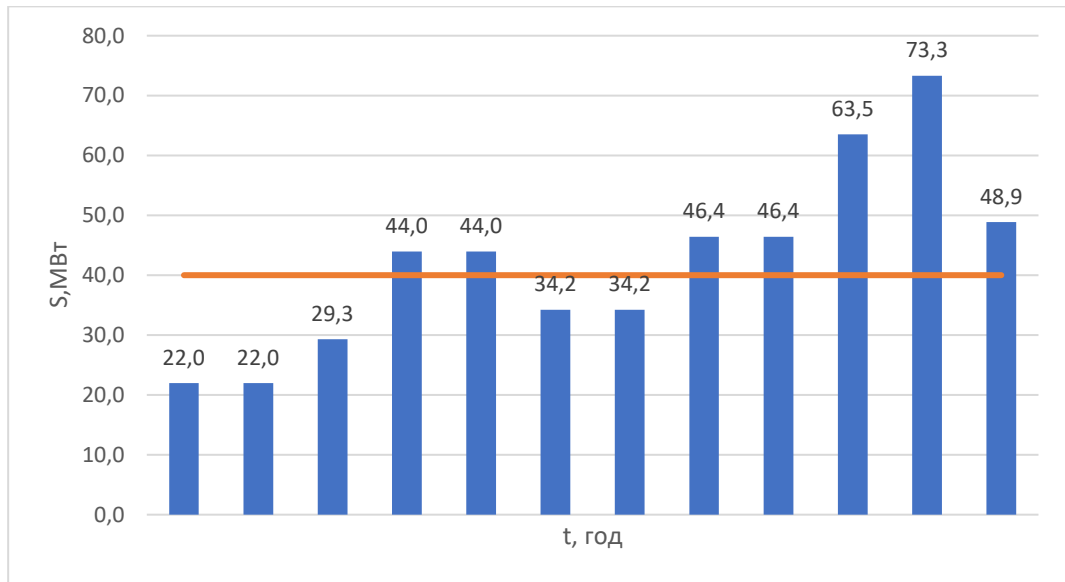


Рисунок 2.2 – Графік навантаження аварійного режиму роботи

$$K_1 = \frac{1}{40} \cdot \sqrt{\frac{22^2 \cdot 2 + 22^2 \cdot 2 + 29,3^2 \cdot 2 + 34,2^2 \cdot 4}{10}} = 0,722$$

$$K_2' = \frac{1}{40} \cdot \sqrt{\frac{44^2 \cdot 4 + 46,4^2 \cdot 4 + 63,5^2 \cdot 2 + 63,0^2 \cdot 2 + 48,9^2 \cdot 2}{14}} = 1,287$$

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = 1,4$$

Попереднє значення K_2' необхідно порівняти із значенням K_{MAX} ,

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,4 = 1,26$$

$$K_2' = 1,287$$

Якщо $K_2' \leq 0,9 \cdot K_{MAX}$, остаточно беремо $K_2' = 1,287$.

	0,7	0,8
14	1,3	1,3

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

$$K_{12ГОСТ} = 1,3$$

Для трансформаторів із системою охолодження Д. Порівнюємо значення K_2 за [13] і реальне. Значення K_2 за [13] ($K_2 = 1,3$) більше, ніж реальне ($K_2 = 1,287$), тому даний трансформатор задовольняє умові.

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 220 кВ і 10 кВ. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями: схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 2.3.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованих одиницях. Потужність короткого замикання на шинах 220 кВ центра живлення складає $S_c = 5100 \text{ МВА}$.

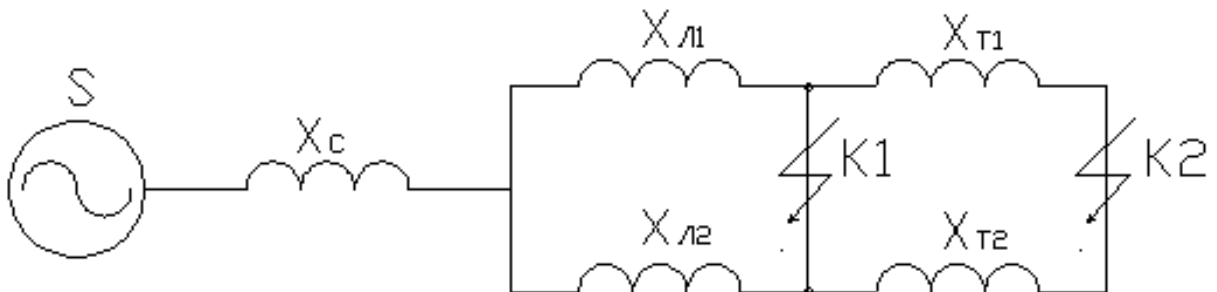


Рисунок 2.3 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

$$X_c = \frac{U_L^2}{S_c} = \frac{220^2}{5100} = 9,49 \quad (\text{Ом}).$$

Загальний опір працюючих ліній

$$X_L = \frac{X_{L1} \cdot X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} = \frac{30 \cdot 48,5}{30 + 48,5} = 18,56 \quad \text{Ом}.$$

Розрахуємо опір трансформатора:

Потужність трансформатора $S_T = 40 \quad (\text{МВА});$

									Арк.
									50
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$\text{Опір трансформатора } X_{T1} = \frac{U_K \% \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10.5 \cdot 220^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 127 \quad (\text{Ом});$$

Опір трансформаторів.

$$I_{K2}^B = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л} + X_T)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (9,49 + 18,56 + 63,5)} = 1,38 \quad (\text{кА})$$

Періодична складова СКЗ у точці K_1

$$I_{K1} = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л})} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (9,49 + 18,56)} = 4,53 \quad (\text{кА})$$

та сама у точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{110}{10} = 1,38 \cdot \frac{220}{10} = 30,51 \quad (\text{кА});$$

Ударний струм:

$$\text{у точці } K_1, \quad I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 4,53 = 10,3 \quad (\text{кА});$$

$$\text{у точці } K_2, \quad I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 30,5 = 69,5 \quad (\text{кА}).$$

Припустимо, що амплітуда ЕДС і періодична складова ТКЗ незмінні за часом, тому через час, який дорівнює часу відключення.

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{Kn} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}},$$

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової для K_1 ; $T_a=0,02$ с., $t=0,06$ с., для K_2 – $T_a=0,05$ с., $t=0,1$ с.

$$\text{для } K_1 \quad i_a = \sqrt{2} \cdot 4,53 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,581 \quad (\text{кА});$$

$$\text{для } K_2 \quad i_a = \sqrt{2} \cdot 69,5 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 5,84 \quad (\text{кА}).$$

Інтеграл Джоуля

$$\text{для } K_1 \quad B_{K1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 4,53^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 1,74 \quad (\text{кА}^2 \text{с})$$

$$\text{для } K_2 \quad B_{K2} = I_{K2}^2 (t + T_a) = 69,5^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 139 \quad (\text{кА}^2 \text{с})$$

В табл. 2.6 наведено результат всіх розрахунків

										Арк.
										51
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Таблиця 2.6 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_K , $кА^2с$
Шини 220 кВ (K_1)	4,527	10,307	4,527	0,581	1,742
Шини 10 кВ (K_2)	30,512	69,472	30,512	5,840	139,648

2.3 Вибір силового комутаційного обладнання

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1469 \text{ А.}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{\max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3233,1 \text{ А.}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{\max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{0,7 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1616,5 \text{ А.}$$

Струм у колі лінії, що відходить

$$I_{10}^{отх} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 323,31 \text{ А.}$$

2.3.1 Вибір вимикача на боці високої напруги

Вибір вимикачів наведений у табл. 2.7. Каталожні параметри вимикача узяті з [3]. В табл. 2.7 наведено розрахункові параметри та параметри обраного вимикача.

									Арк.
									52
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.506 ПЗ				

Таблиця 2.7 – Вибір вимикача на боці 220 кВ

Умова Вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	146,96	1250 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,52	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	10,30	125 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	4,52	50 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	0,58	9,2 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,74	7500 $кА^2с$

Обираємо вимикач типу ЯЕ – 220Л – 11(21)У4.

2.3.2 Вибір вимикача у колі трансформатора 10 кВ

В табл. 2.8 наведено розрахункові параметри та параметри обраного вимикача у колі трансформатора.

Таблиця 2.8 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10	15
$I_{расч} \leq I_{ном}$	3233,1	4000
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	30,51	45
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	69,4	120
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	30,51	45
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	5,83	20,25
$B_K \leq I_T^2 t_r$	139,64	8100

Обираємо вимикач типу МГГ – 10 – 4000 – 45УЗ.

					БР 3.6.14.1.506 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

2.3.3 Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

В табл. 2.9 наведено розрахункові параметри та параметри обраного вимикача секційного на боці 10 кВ.

Таблиця 2.9 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	1616,5	2500
$I_{расч} \leq I_{ном}$	30,51	31,5
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	69,47	80
$I_{y\delta} \leq I_{СКВ}$	30,51	31,5
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	5,84	12,6
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	139,6482	2976,75
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1616,58	2500

Обираємо вимикач типу ВВЕ-10-31,5/2500ТЗ

2.3.4 Вибір вимикача на лінію, що відходить

В табл. 2.10 наведено розрахункові параметри та параметри обраного вимикача на лінії, що відходить, 10 кВ.

Таблиця 2.10 – Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10	10
$I_{расч} \leq I_{ном}$	323,31	630
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	30,51	31,5
$i_y \leq I_{прСКВ}$	69,47	80
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	30,51	31,5

$I_{ат} \leq I_{а ном}$	5,83	25,2
$B_K \leq I_T^2 t_r$	139,64	2976,75

Обираємо вимикач типу ВВЭ-10-31,5/630УЗ.

2.3.5 Вибір роз'єднувача 220 кВ

У табл. 2.11 наведений вибір роз'єднувачів на боці 220 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють.

Таблиця 2.11 – Вибір роз'єднувача 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	200	200
$I_{расч} \leq I_{ном}$	146,96	630
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	10,30	100
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,74	4800

Обираємо до установки на боці 220 кВ роз'єднувачі типу РНД-1-220/630Т1.

2.4 Вибір ошиновки розподільних пристроїв (РП)

В РУ 220 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталевалюмінієвими проводами марки АС.

1) Вибираються ці шини за економічною щільністю струму.

$$q_{\min} = \frac{I_{триє}}{j_e}$$

де j_e - економічна щільність струму

$$[j_e] = \frac{A}{A/\text{мм}^2}; j_e = 1,1 - \text{для неізолюваних алюмінієвих проводів (при}$$

$T_{нб} = 4880 \text{ ч}$ - час використання найбільшого навантаження)

									Арк.
									55
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.506 ПЗ				

$$q_{\min} = \frac{146,9}{1,1} = 133 \text{ мм}^2$$

Можемо обрати провід АС 240/32, найближчий до розрахованого

2) Вибраний переріз перевіряється за допустимим струмом

$$I_{\max} = 146,9 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$$

3) Вибраний переріз гнучких шин перевіряється на термічну стійкість при КЗ.

$$q_{\min} \leq q_{\text{розрах}}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{0,910}}{91 \cdot 10^{-3}} = 14,5 \text{ мм}^2,$$

де $C = 91 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кАс}^{-1/2}}{\text{мм}^2}$.

Умова виконується $14,5 \leq 240$.

4) Перевірку вибраних шин на електродинамічну стійкість при КЗ для гнучких шин не проводимо, так як повинна виконуватися умова: $I_{\text{кз}} > 20 \text{ кА}$, а за нашими розрахунками $I_{\text{кз}} = 3,28 \text{ кА}$ - отже умова не виконується.

5) Виконуємо перевірку за умовами коронування. Переріз проводів для напруг 220 кВ за умовами корони повинен бути не менше 120 мм^2 , тому провід АС 240/32 задовольняє умові.

6) В РУ 10 кВ застосовують жорсткі шини, які перевіряються по нагріву, щоб температура провідника не перевищувала припустимого значення необхідно, щоб виконувалася нерівність:

$$I_{\text{раб.нб}} \leq I_{\text{доп}}$$

$$I_{\text{раб.нб}} = 3233 \text{ кА}$$

					БР 3.6.14.1.506 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

По $I_{\text{раб.нб}}$ вибираємо алюмінієві шини прямокутного перерізу 120×10 з двома смугами на фазу, для цих шин $I_{\text{доп ном}} = 3500 \text{ А}$ обрали із табл. А2.

$I_{\text{раб.нб}}$ - тах струм в після аварійному та нормальному режимах.

$I_{\text{доп}}$ - тах допустимий струм шин вибраного перерізу.

k_n - поправочний коефіцієнт на струм при розрахованій температурі середовища (умовна температура середовища 25°C , нормована температура жил 70°C і температурі середовища 20°C).

2) Жорсткі шини повинні перевірятися на термічну стійкість при КЗ.

$$q \geq q_{\text{min}}$$

q_{min} - мінімальний переріз за термічною стійкістю.

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{238,11}}{91 \cdot 10^{-3}} = 169,57 \text{ мм}^2$$

3) Вибрані шини, у загальному випадку, необхідно перевірити також на електродинамічну стійкість. Жорсткі шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шини менше 30 і більше 200 Гц. частота власних коливань для мідних шин визначається за формулою

Частота власних коливань шинної конструкції

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}},$$

де l - довжина прольоту між ізоляторами $l = 1,5 \text{ м}$;

γ - момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, см^4 ;

q - поперечний переріз шини, см^2 .

$$\gamma = \frac{bh^3}{12} = \frac{1 \cdot 10^3}{12} = 0,83 \text{ см}^4$$

b - товщина шини, см;

					БР 3.6.14.1.506 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

h – ширина шини, см.

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{83,33}{10 \cdot 1}} = 222,21 \text{ Гц}$$

4) Перевірка шини на міцність

f_c - сила взаємодії між смугами

$$f_c = 0,25 \cdot 10^{-7} \cdot k_\phi \cdot \frac{i_{y0}^2}{b};$$

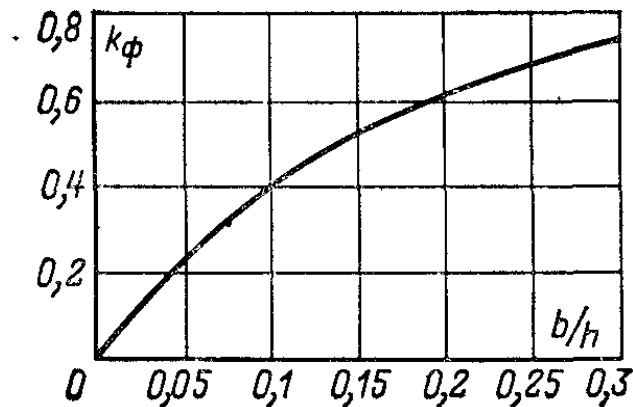


Рисунок 2.4 - Криві для визначення коефіцієнта k_ϕ для двосмугових шин при $a_n = 2b$

k_ϕ - коефіцієнт форми шин (рис. 2.4), що враховує вплив поперечних розмірів провідника на сили взаємодії.

$$k_\phi = 0,3 \left(\frac{b}{h} = \frac{1}{12} \right)$$

$$f_c = 0,25 \cdot 10^{-7} \cdot 0,4 \cdot \frac{45070^2}{1} = 18,79 \left(\frac{\text{Н}}{\text{м}} \right)$$

Механічна напруга між смугами

$$\sigma_c = \frac{f_c l_n^2}{12 \cdot W_c} = \frac{18,79 \cdot 3,59^2}{12 \cdot 48} = 0,42 \text{ (МПа)}$$

$$l_n = 0,216 \cdot \sqrt{\frac{a_c}{i_{y0}}} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_c}{k_\phi}} = 0,216 \cdot \sqrt{\frac{0,02}{45070}} \cdot \sqrt[4]{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 144}{0,37}} = 3,59 \text{ (м)}$$

$$a_c = 2b = 2 \cdot 1 = 0,02 \text{ (м)}$$

									Арк.
									58
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$W_c = \frac{bh^2}{3} = \frac{1 \cdot 12^2}{3} = 48 (\text{см}^3)$$

W_c - момент опору між смугами.

Механічна напруга між фазами

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\phi}^2 \cdot l^2}{W_\phi \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(45,07 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,5^2}{24 \cdot 0,5} = 6,59 \text{ МПа}$$

$$W_\phi = \frac{bh^4}{6} = \frac{1 \cdot 12^4}{6} = 24 (\text{см}^3)$$

$\sigma_{розр} = \sigma_c + \sigma_\phi \leq \sigma_{дон}$ - умова механічної міцності шини з чотирма смугами.

$\sigma_{расч}$ - розрахунковий механічний напрямок у матеріалі шин, МПа,

$\sigma_{дон} = 82$ МПа - допустима механічна напруга в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву.

$$\sigma_{розр} = (6,59 + 0,42) \cdot 10^6 \leq 82 \cdot 10^6$$

Умова механічної міцності шини з чотирма смугами виконується.

2.5 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для ввімкнення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. У даній роботі релейний захист детально не розробляється, тому перевірку трансформаторів за вторинним навантаженням виконуємо з урахуванням ввімкнення тільки вимірювальних приладів.

У ланцюзі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шинах 220 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазних напруг, на секційному вимикачі 10 кВ - амперметр, на лініях, що відходять, 10

					БР 3.6.14.1.506 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.12.

Таблиця 2.12 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	У	З
Амперметр	Э-335	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д350	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	Д345	1,5	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	СА3	1	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку НН			6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секц. Вимикач на НН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра на боці ВН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі відхідної лінії			0,5	0,5	0,5

Вибір трансформаторів струму наведений у табл. 2.13-2.15.

Таблиця 2.13 - Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	146 А	300 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	10,3 кА	25
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,74 кА ² ·с	288,12кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	146,96	4800 Ом

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ220Б-III, користуючись довідником [2].

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}.$$

Тоді опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_{\text{к}},$$

де: $Z_{\text{ном}}$ - номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{\text{прил}}$ - опір приладів, Ом;

$Z_{\text{к}}$ - опір контактів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 1,2 - 0,02 - 0,1 = 1,08 \text{ Ом}.$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж $2,5 \text{ мм}^2$ для мідних жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l = 100 \text{ м}$

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F},$$

де: ρ - питомий опір міді, $0,0175, \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$,

F - перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}.$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0,02 + 0,1 + 0,7 = 0,82 \text{ Ом},$$

що менше ніж $1,2 \text{ Ом}$, припустимих при роботі трансформатора в класі точності $0,5$.

					БР 3.6.14.1.506 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

Таблиця 2.14 – Вибір трансформатора струму у колі силового трансформатора на боці нижчої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	3233,16 А	4000 А
$i_y \leq i_{дин}$	69,5 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	5,84 кА ² ·с	3675 кА ² ·с

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}.$$

Тоді опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{пр} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_K,$$

де: $Z_{ном}$ - номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{прил}$ - опір приладів, Ом;

Z_K - опір контактів, Ом.

$$Z_{пр} = 0,8 - 0,02 - 0,1 = 0,68 \text{ Ом}.$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм^2 для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l = 40 \text{ м}$

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{F},$$

де: ρ - питомий опір алюмінію, $0,0283, \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$,

F - перетин жил, мм^2 ,

					БР 3.6.14.1.506 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

$$Z_{np} = \frac{0,0283 \cdot 40}{4} = 0,283 \text{ Ом}.$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{прил} + Z_K + Z_{np} = 0,02 + 0,1 + 0,283 = 0,403 \text{ Ом},$$

що менше ніж 0,8 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

Вибираємо трансформатор ТШВ-15. Цей трансформатор струму відповідає умовам вибору.

Таблиця 2.15 – Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	323,31 А	400 А
$i_y \leq i_{дин}$	69,5 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	5,83 кА ² ·с	2976,75 кА ² ·с

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}.$$

Тоді опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{np} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_K,$$

де: $Z_{ном}$ - номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{прил}$ - опір приладів, Ом;

Z_K - опір контактів, Ом.

$$Z_{np} = 0,8 - 0,02 - 0,1 = 0,68 \text{ Ом}.$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм² для алюмінієвих жил.

										Арк.
										63
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.506 ПЗ					

Перетин жил при довжині кабеля $l = 40 \text{ м}$ $Z_{np} = \rho \frac{l}{F}$,

де: ρ - питомий опір алюмінію, $0,0283, \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$,

F - перетин жил, мм^2 , $Z_{np} = \frac{0,0283 \cdot 40}{4} = 0,283 \text{ Ом}$.

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{npил} + Z_K + Z_{np} = 0,02 + 0,1 + 0,283 = 0,403 \text{ Ом},$$

що менше ніж 0,8 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5. Вибираємо трансформатор ТОЛ-10.

На боці високої напруги (220 кВ) обираємо трансформатори НКФ-220-58У1 табл. 4.16, на боці 10 кВ – НОМ-10-66У2 4.17, використовуючи дані із таблиць наведених у довідниках

Таблиця 2.16 – Трансформатори напруги

Тип	Номинальна напруга обмоток			Номинальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
НКФ-220-58У1	150/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	2000

Таблиця 2.17 – Трансформатори напруги

Тип	Номинальна напруга обмоток			Номинальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
НОМ-10-66	10	100	-	-	75	150	300	630

2.6 Вибір трансформаторів власних потреб

Споживачами власних потреб є оперативні ланцюги, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення, електроопалення і т.ін. Розрахунок потужності приймачів власних потреб наведений у табл. 2.18.

Таблиця 2.18 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

Види споживачів	Встановлена потужність		cos φ	tg φ	Навантаження	
	одиниці, кВт*к-сть	Всього, кВт			P, кВт	Q, кВАр
Охолод. ТРДН-40000/220	3	2	0,88	0,54	6	3,24
Підігрів вимикачів на напрузі 110 кВ	3,6*3	10,8	1	0	10,8	0
Підігрів приводів роз'єднувачів, відділювачів, короткозамикачів	10*0,6	6	1	0	6	0
Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	1	5	1	0	5	0
Освітлення РП	1	3	1	0	3	0
Всього					30,8	3,23

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність вибирається з умови

$$S_{ТСН} \geq S_{СН},$$

де $S_{ТСН}$ - потужність трансформатора власних потреб, кВА

$$S_{роз} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{30,8^2 + 3,23^2} = 24,77$$

тому беремо потужність трансформатора власних потреб такою, що дорівнює 25 кВА.

					БР 3.6.14.1.506 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

Приймаємо два трансформатора ТМ-25/10. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на $24,77 / 25 = 0,991$, що допустимо[14].

2.7 Компонування РП – 220 кВ і конструктивна частина

Схеми для напруг 35 кВ і вище повинні складатися з урахуванням таких вимог: ремонт вимикачів 110 кВ і вище виконується без відключення приєднань: повітряні лінії відключаються від РП не більше ніж двома вимикачами, трансформатори блоків відключаються не більше ніж трьома вимикачами.

При відключеннях вимикачів у нормальному режимі РП не повинне відключати більше одного блока, у ремонтному - не більше двох блоків.

Для РП-35-220 кВ при числі приєднань 12-16 одну з двох систем секціонують, при числі приєднань більш ніж 16 -секціонують обидві системи шин.

Електрична схема з'єднань – місток, як показано на рис.2.5.

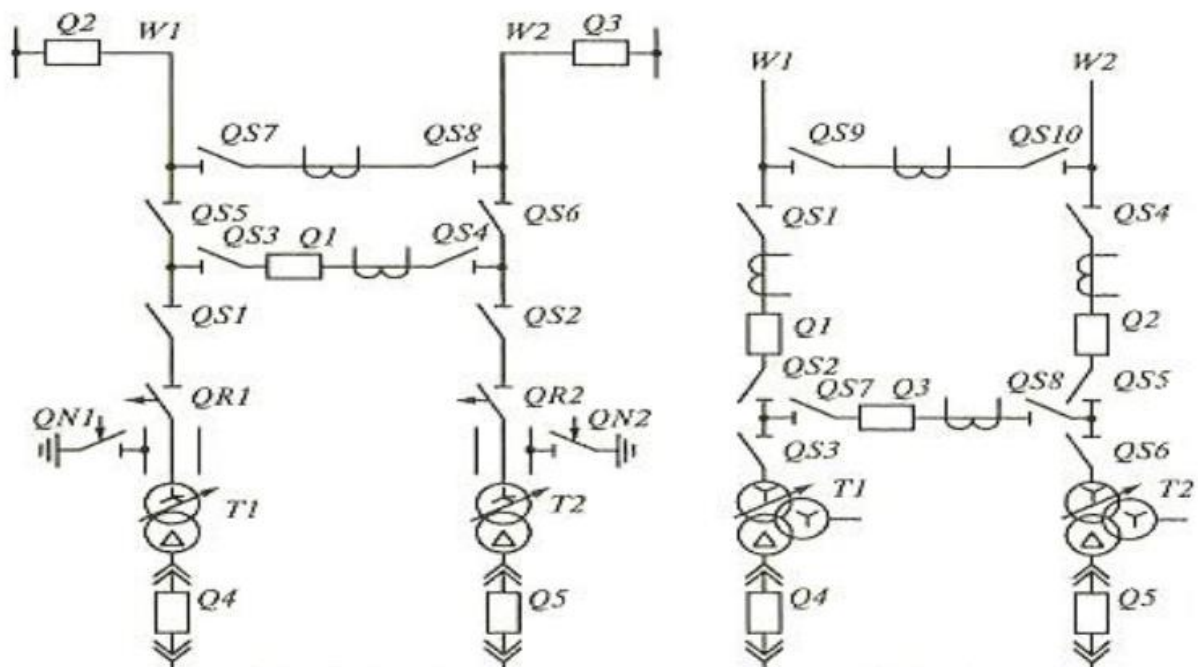


Рисунок 2.5 – Схема приєднання місток

									Арк.
									66
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

2.8 Компонування РП – 6 – 10 кВ і конструкційна частина

РУ 6-10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРУН або КРУ, встановлюваних у закритих приміщеннях. РУ 6 і 10 кВ закритого типу (у будинках, у тому числі з УТБ або полегшених конструкцій та ін. можуть застосовуватися:

- а) у районах, де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери або наявність сніжних заметів) неможливе застосування КРУН;
- б) при кількості шаф більше ніж 25;
- в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

У ЗРУ 6 і 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРУ заводського виготовлення. Для їхнього ремонту і збереження викатного візка у ЗРУ варто передбачати спеціальне місце. Якщо ж необхідно вивести у ремонт одну із ліній, що живлять споживачів, то потрібно замкнути секційний вимикач, і живлення всіх споживачів відбудеться через один трансформатор. У разі виникнення КЗ у лінії що відходить спрацює вимикач тільки в цій лінії.

На рис. 2.6 зображено секційну систему шин внутрішнього РП підстанції.

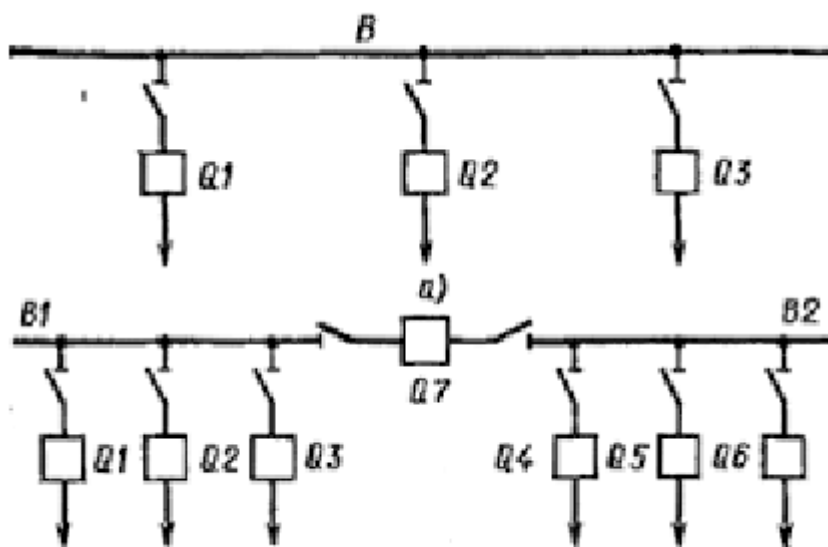


Рисунок 2.6 – Схема приєднання секційної схеми шин

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

3 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

Вихідні дані до розрахунку трансформатора ТРДН-40000/220 наведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Вихідні дані до розрахунку

Тип реле	Група з'єднання обмоток	Потужність тр-ра	ВН	НН	U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
ДЗТ-11	Y/Δ	40МВА	230	11	12	170	50	0,9

Складемо схему релейного захисту та схему заміщення рис. 3.1.

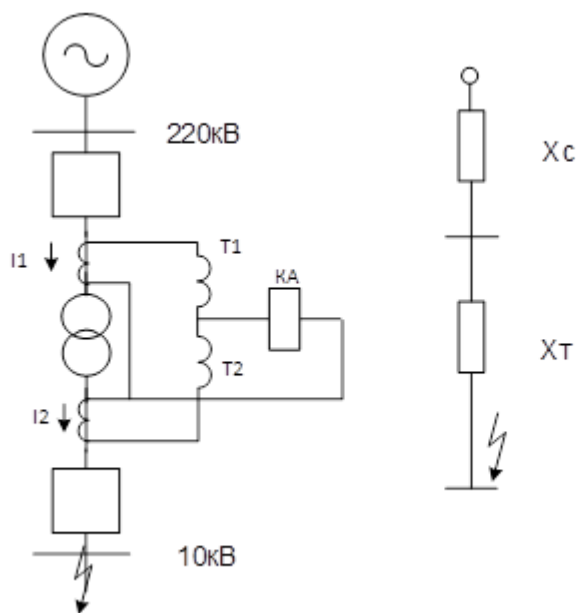


Рисунок 3.1 – Схема РЗА та схема заміщення

Визначимо реактивний опір трансформатора

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_H} = \frac{12 \cdot 230^2}{100 \cdot 40} = 158,7 \text{ Ом}$$

					<i>БР 3.6.14.1506 ЕТ-81 ПЗ</i>		
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата			
Розроб.	Холод				Лит.	Аркуш	Листів
Перевір.	Василега					68	90
Реценз.					<i>СумДУ ЕТ-81</i>		
Н. Контр.							
Затверд.	Лебединський						
					<i>Аналіз режимів роботи електричних мереж та вибір електрообладнання</i>		

При розрахунках струмів КЗ для захисту трансформаторів з РПН необхідно враховувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів 220 кВ приблизно можна прийняти [15]:

$$x_{т.макс} = x_{т.ном} (1 + \Delta U)^2 = 158,7 \cdot (1 + 0,12)^2 = 199 \text{ Ом}$$

$$x_{т.мин} = x_{т.ном} (1 - \Delta U)^2 = 158,7 \cdot (1 - 0,12)^2 = 123 \text{ Ом}$$

Розрахуємо струми КЗ на шинах НН (точка К31)[16]:

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3}(x_{с.макс} + x_{в.мин})} = \frac{230}{\sqrt{3}(12 + 123)} = 0,984 \text{ кА}$$

$$I_{к.мин}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2(x_{с.мин} + x_{в.макс})} = \frac{230}{2(18 + 199)} = 0,529 \text{ кА}$$

Струм спрацьовування захисту визначається за більшим з двох розрахункових умов [17]:

а) відбудова від стрибка струму намагнічування [18]:

$$I_{НОМ} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.НОМ}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,1004 \text{ кА}$$

$$I_{с.з.} = k_{отс.} \cdot I_{НОМ} = 1,3 \cdot 0,1004 = 0,1305 \text{ А}$$

де $k_{отс.}$ – коефіцієнт відбудови,

б) відбудова від струму небалансу

$$I_{с.з.} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I) I_{к.макс(К2)} = 1,3(1,0 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 0,984 = 0,282 \text{ А}$$

Прийmemo $I_{с.з.} = 282 \text{ А}$.

Визначаємо чутливість захисту при КЗ на НН при мінімальному регулюванні

$$k_q = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{529}{282} = 1,255$$

необхідний коефіцієнт чутливості не забезпечується, тому обираємо реле ДЗТ-11.

					БР 3.6.14.1.506 ПЗ	Арк.
						69
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.1 Розрахунок параметрів реле ДЗТ-11

Первинний і вторинний струми трансформатора визначаємо за формулами $I_{ном.п} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном.п}}$, $I_{в.ном.п} = \frac{I_{ном.п}k_{сх.п}}{K_{I.п}}$ і заносимо в табл. 3.2. В якості основної обираємо низьку сторону (11кВ) [19].

Струм спрацьовування реле для основного боку:

$$I_{с.р.п} = \frac{I_{с.з}k_{сх} \left(\frac{U_{ном.расч}}{U_{ном.п}} \right)}{K_{I.п}} = \frac{0,282 \cdot 1 \cdot \frac{230}{11}}{\frac{3000}{5}} = 0,0196A$$

Розрахункова кількість витків робочої обмотки для основної сторони:

$$w_{осн.расч} = \frac{F_{сп}}{I_{с.р.осн}} = \frac{100}{0,019 \cdot 1000} = 5. \text{ Приймаємо 5 витків, що відповідає фактичному току спрацьовування реле: } \frac{100}{5} = 50A.$$

Розрахункова кількість витків робочої обмотки для високої сторони трансформатора: $w_{расчI} = 5 \frac{6,99}{1,15} = 30$ витків. Приймаємо 30 витків.

Уточнений струм спрацьовування захисту з урахуванням похибки вирівнювання:

$$I_{с.з} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_1) I_{к.макс(K2)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,0045) 11,06 = 3,75A$$

Уточнений струм спрацьовування реле:

$$I_{с.р.п} = \frac{I_{с.з}k_{сх} \left(\frac{U_{ном.расч}}{U_{ном.п}} \right)}{K_{I.п}} = \frac{3,75 \cdot 1 \cdot \frac{230}{11}}{\frac{150}{5}} = 0,254 A$$

									Арк.
									70
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Таблиця 3.2 – Визначення струмів трансформатора

Значення параметрів	I- ВН, 230кВ	II- НН, 11кВ
$I_{ном.н}, A$	$I_{НОМ} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} =$ $= \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 230} = 100,4 A$	$I_{НОМ} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} =$ $= \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 11} = 209,9 A$
K_{In}	150/5	300/5
Схема з'єднання ТС	Трикутник	Зірка
$I_{в.ном.н}, A$	$I_{в.ном.н} = \frac{I_{ном.н} k_{сх.н}}{K_{I.н}} =$ $= \frac{100,4 \cdot \sqrt{3}}{150 / 5} = 1,158 A$	$I_{в.ном.н} = \frac{I_{ном.н} k_{сх.н}}{K_{I.н}} =$ $= \frac{209,9}{300 / 5} = 6,99 A$

Розрахунковий струм небалансу захисту при КЗ на стороні НН, де передбачено гальмування, з урахуванням похибки вирівнювання:

$$I_{с.з} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_2) I_{к.макс(К2)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,061) 363 = 153 A$$

$$\text{де } \Delta w_2 = \frac{w_{Iрасч} - w_I}{w_{Iрасч}} = \frac{1,04 - 2}{1,04} = 0,923$$

Кількість витків гальмівний обмотки:

$$w_{торм.н} = \frac{k_3 I_{нб.расч}}{I_{к.мах}} \frac{w_{раб.н}}{tg \alpha} = \frac{1,5 \cdot 153 \cdot 2}{363 \cdot 0,75} = 10,1$$

Таким чином до установки на реле приймаємо такі витки:

$$w_1 = 5, w_2 = 30, w_{торм} = 10 \text{ витків.}$$

Чутливість захисту визначаємо наближено за первинними струмів при розрахунковому КЗ на стороні НН для випадків мінімального і нормального регулювання трансформатора [15]:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{960}{205} = 4,67 > 2 \text{ і } k_{ч} = \frac{241}{48} = 5,03 > 2, \text{ чутливість забезпечується.}$$

									Арк.
									71
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.506 ПЗ				

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Розрахунок зони захисту блискавковідводів ВРП-220 кВ

Розрахувати висоту і зону захисту блискавковідводів ВРП-220 кВ, встановлених на двох порталах, рис 4.1 (поз. 1 і 2), і двох блискавковідводів, що стоять окремо, зазначених на рис. 4.1 (поз. 3 і 4), вважаючи, що блискавковідводи розташовані симетрично по відношенню до вузької сторони ВРП. Надійність зони захисту від уражень блискавки $P_s = 0,999$. Параметри розміщення блискавковідводів по площині ВРП наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 - Вихідні дані для розрахунку

А, м	В, м	L ₁ , м	L ₂ , м	L ₃ , м	L ₄ , м	L ₅ , м	h _x , м
54	36	28	24	34	9	17	9

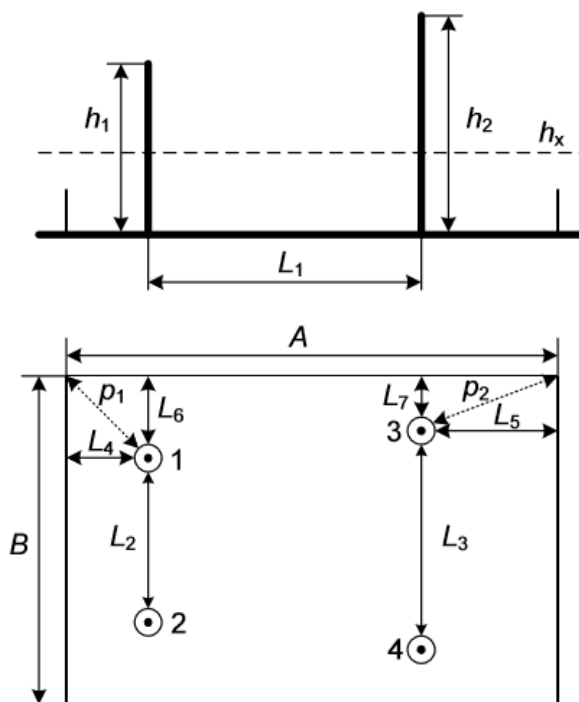


Рисунок 4.1 – Схема розміщення стрижневих блискавковідводів ВРП-220 кВ

<i>БР 3.6.14.1.506 ЕТ-81 ПЗ</i>				
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата
Розроб.	Холод			
Перевір.	Василега			
Реценз.				
Н. Контр.				
Затверд.	Лебединський			
Аналіз режимів роботи електричних мереж та вибір електрообладнання				
			Лит.	Аркуш
			72	90
<i>СумДУ ЕТ-81</i>				

Захист будівель і споруд, що мають металеві несучі конструкції або металеву покрівлю, забезпечується шляхом заземлення металевих частин. Цегляні, бетонні та залізобетонні споруди, металеві опори, що підтримують провали на підстанції, захищають блискавковідводами, які встановлюють на зазначених спорудах, або окремо встановленими стрижневими блискавковідводами [20].

Зона захисту блискавковідводів повинна охоплювати всю територію підстанції. Тросові блискавковідводи (троси) на основній території підстанції застосовувати не рекомендується через небезпеку у випадку обриву троса закортити збірні шини і вивести з ладу всю підстанцію [20].

В усіх випадках система захисту від прямих ударів блискавки вибирається так, щоб максимально використовувалися природні блискавковідводи (наприклад, установлені на порталах підстанції), а якщо забезпечувана ними захищеність недостатня, то встановлюють додатково стрижневі блискавковідводи [20].

1. Визначаємо параметри L_6 і L_7

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{36 - 26}{2} = 6 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{36 - 34}{2} = 1 \text{ м}$$

2. Визначаємо параметри p_1 та p_2

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{6^2 + 9^2} = 10,8 \text{ м}$$

$$p_2 = \sqrt{L_7^2 + L_5^2} = \sqrt{1,0^2 + 17^2} = 17,03 \text{ м}$$

3. Визначаємо висоту блискавковідводів виходячи за умови, що $r_{x1} = p_1$

$r_{x3} = p_2$ при висоті h_x

$$h_1 = \frac{0,7 \cdot p_1 + 0,6h_x}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 10,8 + 0,6 \cdot 9}{0,42} = 30,86 \text{ м}$$

										Арк.
										73
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$h_3 = \frac{0,7 \cdot p_2 + 0,6h_x}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 17,03 + 0,6 \cdot 9}{0,42} = 41,24 \text{ м}$$

4. Розраховуємо зони захисту блискавковідводів 1 та 2:

$$L_{12} = L_2 = 24 \text{ м}$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 \cdot h_1 = 0,7 \cdot 30,86 = 21,66 \text{ м}$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 \cdot h_1 = 0,6 \cdot 30,86 = 18,52 \text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = \frac{18,52 \cdot (21,66 - 9)}{21,66} = 10,8 \text{ м}$$

$$L_{c12} = 2,25 \cdot 30,86 = 69,43 \text{ м}$$

$$L_{\max 12} = 4,25 \cdot 30,86 = 131,2 \text{ м}$$

$$h_{c12} = h_{01} = 21,6 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = \frac{18,52(21,6 - 9)}{21,6} = 10,8 \text{ м}$$

5. Розраховуємо зони захисту блискавковідводів 3 та 4:

$$L_{34} = L_3 = 34,0 \text{ м}$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 \cdot h_3 = 0,7 \cdot 41,24 = 28,87 \text{ м}$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 \cdot h_3 = 0,6 \cdot 41,24 = 24,74 \text{ м}$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = \frac{24,74 \cdot (28,87 - 9)}{28,87} = 17,03 \text{ м}$$

$$L_{c34} = 2,25 \cdot 41,24 = 92,79 \text{ м}$$

$$L_{\max 34} = 4,25 \cdot 41,24 = 175,27 \text{ м}$$

$$h_{c34} = h_{03} = 28,5 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = \frac{24,74 \cdot (28,87 - 9)}{28,87} = 17,03 \text{ м}$$

6. Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3:

$$L_{13} = \sqrt{L_1^2 + \left(\frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = 28,44 \text{ м}$$

на висоті $h_1 = 30,86 \text{ м}$

						Арк.
						74
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

БР 3.6.14.1.506 ПЗ

$$L_{c13} = 2,25 \cdot 30,86 = 69,43 \text{ м}$$

$$L_{\max 13} = 4,25 \cdot 30,86 = 131,2 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 21,62 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13} \text{)}$$

на висоті $h_3 = 41,24 \text{ м}$

$$L_{c31} = 2,25 \cdot h_3 = 92,79 \text{ м}$$

$$L_{\max 31} = 4,25 \cdot h_3 = 175,27 \text{ м}$$

$$h_{c31} = h_{03} = 28,87 \text{ м}$$

$$h_{c\min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{21,6 + 28,87}{2} = 25,23 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{18,52 + 24,74}{2} = 21,63 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c\min 13} - h_x)}{h_{c\min 13}} = \frac{21,63 \cdot (25,23 - 9)}{25,23} = 13,9 \text{ м}$$

7. Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3:

$$L_{14} = \sqrt{L_1^2 + \left(L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = \sqrt{28^2 + \left(24 + \frac{34 - 24}{2}\right)^2} = 40,31 \text{ м}$$

на висоті $h_1 = 30,86 \text{ м}$

$$L_{c14} = 2,25h_1 = 2,25 \cdot 30,86 = 69,43 \text{ м}$$

$$L_{\max 14} = 4,25h_1 = 4,25 \cdot 30,86 = 131,2 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 21,6 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13} \text{)}$$

на висоті $h_3 = 41,24 \text{ м}$

$$L_{c41} = 2,25 \cdot h_4 = 92,73 \text{ м}$$

$$L_{\max 41} = 4,25h_4 = 175,27 \text{ м}$$

$$h_{c41} = h_{04} = 28,87 \text{ м}$$

$$h_{c\min 14} = \frac{h_{c14} + h_{c41}}{2} = \frac{21,6 + 28,87}{2} = 25,23 \text{ м}$$

$$r_{c014} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{18,52 + 24,74}{2} = 21,63 \text{ м}$$

$$r_{cx14} = \frac{r_{c014}(h_{c\min 14} - h_x)}{h_{c\min 14}} = \frac{21,63 \cdot (25,23 - 9)}{25,23} = 13,9 \text{ м}$$

					БР 3.6.14.1.506 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

На рис. 4.2 показано геометричні розміри блискавковідводу 1 та 2.

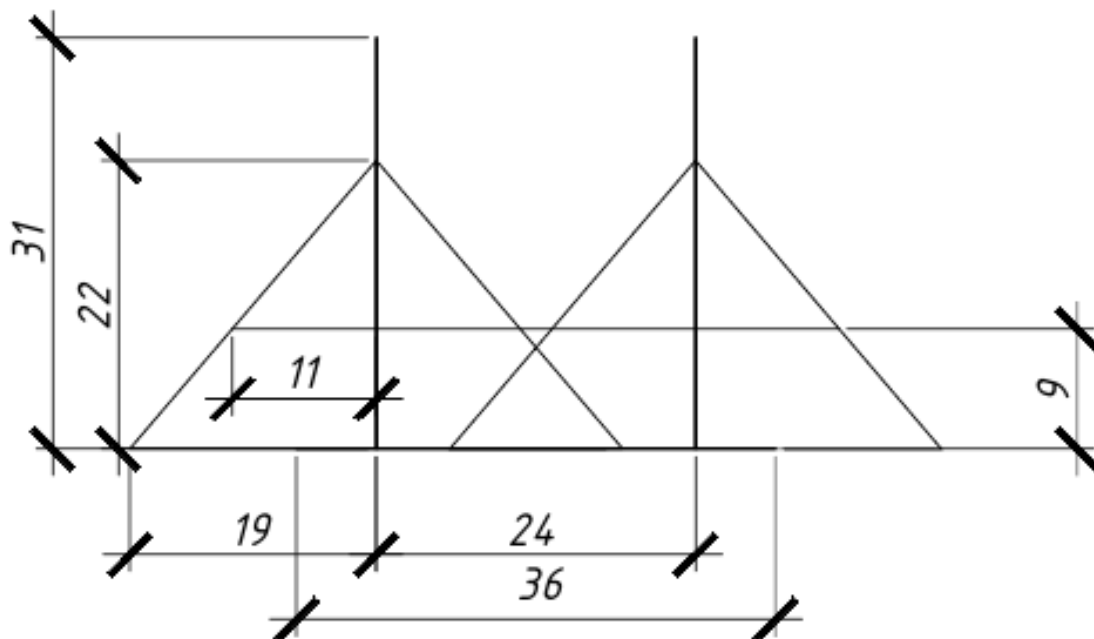


Рисунок 4.2 – Блискавковідводи 1 та 2

На рис. 4.2 показано геометричні розміри блискавковідводу 1 та 3.

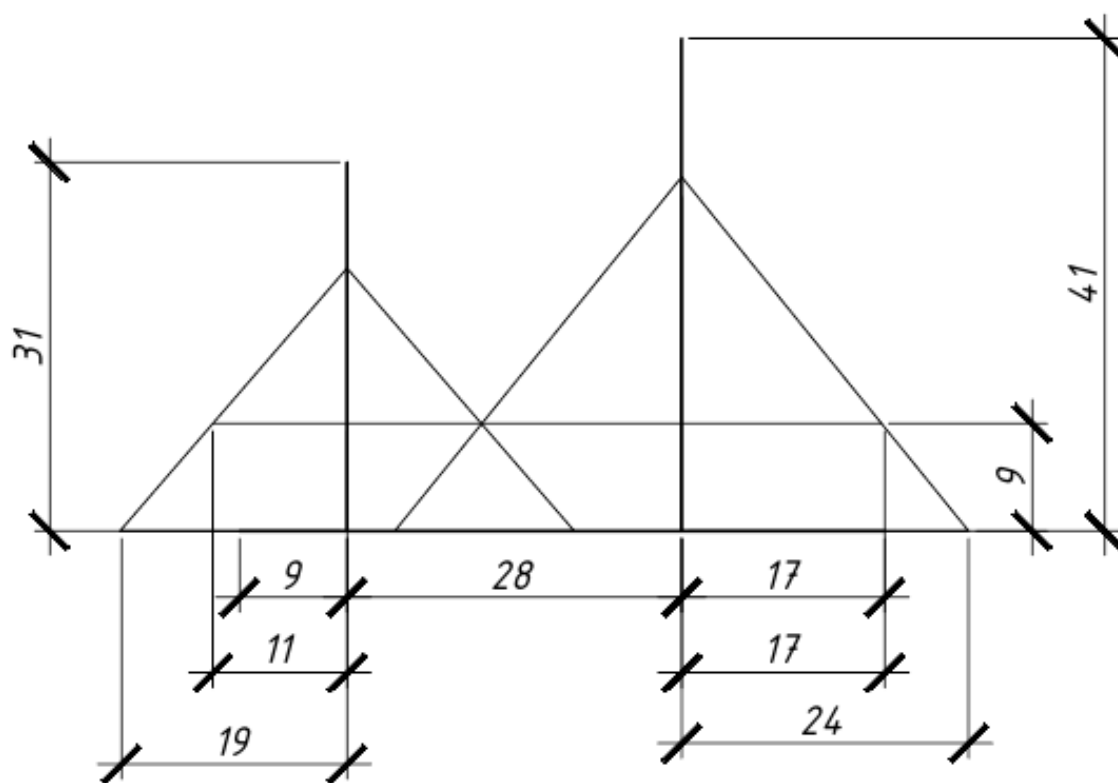


Рисунок 4.3 – Блискавковідводи 1 та 3

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

В результаті розрахунку отримали наступну зону захисту рис.4.4:

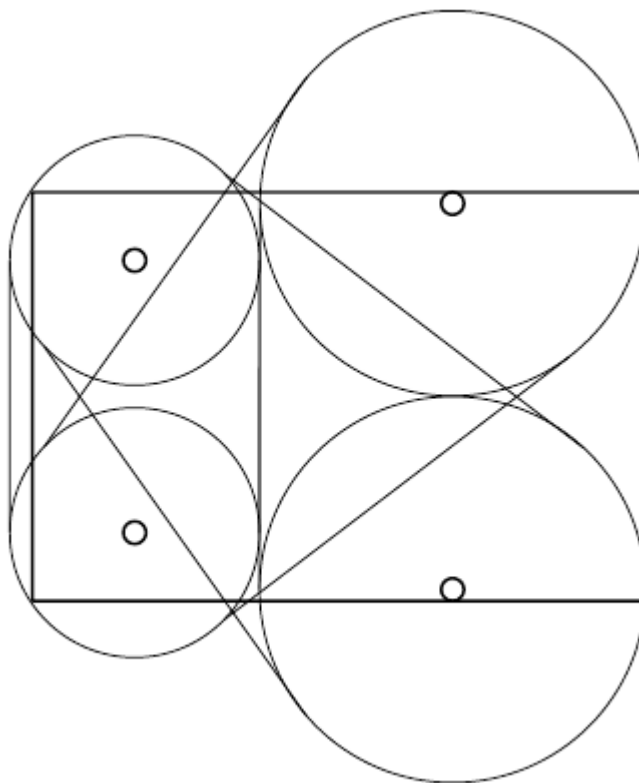


Рисунок 4.4 – Зона захисту підстанції на висоті h_x

4.2 Розрахунок опору заземлювального контуру ВРП

Розрахувати опір заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами. Зобразити схему заземлювального контуру ВРП. Вихідні дані наведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Вихідні дані до завдання

а, м	в, м	$\rho_{\text{вим}}, \text{Ом} \cdot \text{м}$	$n_{\text{тр}}, \text{шт}$	$l_{\text{пр}}, \text{м}$	Тип тросу
180	250	84	2	280	С-50

Заземлювальний контур виконуємо у вигляді сітки горизонтальних смуг

із вертикальними електродами, розташованих у вузлах сітки по її периметру.

Крок сітки беремо 10 м, довжину вертикальних електродів 10 м [20].

Розрахункове значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах

$$\rho_{розр} = K \rho_{вим} = 1,4 \cdot 84 = 117,6 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

K – сезонний коефіцієнт. Для середньої вологості ґрунту при проведенні вимірів припускаємо, що $K=1,4$.

Опір заземлення системи трос-опора:

$$R_{тр-оп} = \sqrt{R_{тр} R_{оп}}$$

$R_{тр}$ – опір троса між опорами;

$R_{оп}$ – опір заземлення опори.

Опір троса знаходимо за виразом [5]:

$$R_{тр} = \frac{0,0024 l_{тр}}{n_{тр}} = \frac{0,0024 \cdot 280}{2} = 3,36 \text{ Ом}$$

Опір заземлення опори

При $100 < \rho_{розр} \leq 500$: $R_{оп} \leq 15$

$$R_{тр-оп} = \sqrt{R_{тр} R_{оп}} = \sqrt{3,36 \cdot 15} = 7,1 \text{ Ом}$$

Отриманий опір вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП:

$$R_{пр} = R_{тр-оп} = 7,1 \text{ Ом}$$

Допустимий опір штучного заземлення за наявності природних заземлювачів:

$$R_3 = \frac{R_{дон} R_{пр}}{R_{пр} - R_{дон}} = \frac{0,5 \cdot 7,1}{7,1 - 0,5} = 0,538 \text{ Ом}$$

$R_{дон}$ – допустимий опір заземлення в мережах із заземленою нейтраллю

$$R_{дон} = 0,5 \text{ Ом}$$

Знаходимо опір заземлювального контуру ВРП, що складається із сітки вертикальних електродів об'єднаних горизонтальними смугами:

					БР 3.6.141.506 ПЗ	Арк.
						78
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_{з.р} = \rho_{розр} \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + nl} \right)$$

L – сумарна довжина всіх горизонтальних електродів.

l – довжина вертикальних електродів $l = 10$ м

n – кількість вертикальних електродів

$$\sqrt{S} = \sqrt{180 \cdot 250} = 212 \text{ мм}^2$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{a \cdot b} = \sqrt{220 \cdot 280} = 248$$

A – коефіцієнт, що залежить від $\frac{10}{212} = 0,047$. Приймаю $A=0,4$.

Визначимо кількість вертикальних електродів:

$$n = 18 \cdot 2 + 23 \cdot 2 = 82$$

Сумарна довжина всіх горизонтальних електродів

$$L = a \cdot 19 + b \cdot 23 = 180 \cdot 19 + 220 \cdot 23 = 9170 \text{ м}$$

$$R_{з.р} = 123,2 \left(\frac{0,4}{248} + \frac{1}{9170 + 82 \cdot 10} \right) = 0,245 \text{ Ом}$$

На рис. 4.5 зображено схему заземлювального контуру відкритого розподільного пристрою (ВРП).

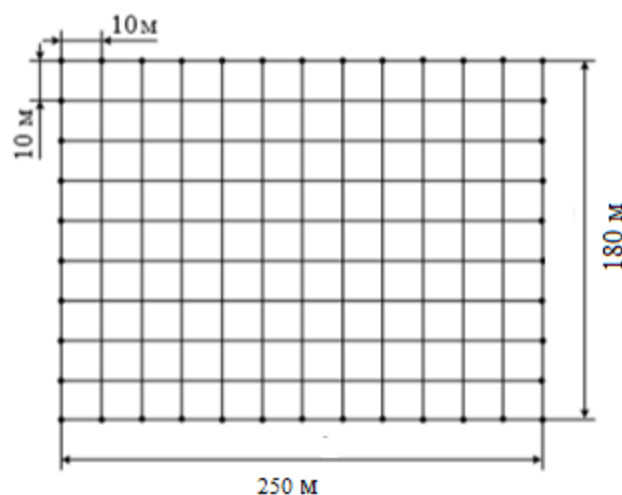


Рисунок 4.5 – Схема заземлювального контуру

Так як розрахункове значення $R_{з.р}$ менше, ніж допустима величина

									Арк.
									79
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

стаціонарного опору контуру заземлення $R_{з.р.} < R_з$, то обрані параметри заземлювача відповідають допустимим нормам.

4.3 Висновок до розділу

В даному розділі проведено розрахунок захисного пристрою від прямого ураження блискавки в електричні пристрої та заземлювальний контур підстанції №3. В першому завданні було розраховано висоту і зону захисту блискавковідводів ВРП-220 кВ, які встановлені на двох порталах і двох блискавковідводах, що стоять окремо. Проведено розрахунок горизонтального перетину зони захисту блискавковідводів на висоті h_x та вертикальний перетин зони захисту блискавковідводів. Усі розрахунки нанесено на рис.4.2 – 4.4, що наглядно показує ефективність зони захисту на робочій висоті h_x .

Мета другого завдання – розрахувати опір заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами. Схема розташування сітки заземлення показана на рис.4.5. Заземлювальний контур виконано у вигляді сітки горизонтальних смуг із вертикальними електродами, розташованих у вузлах сітки по її периметру. Крок сітки взято 10 м.

Оскільки, розрахункове значення $R_{з.р.}$ отримана менше, ніж допустима величина стаціонарного опору контуру заземлення, тобто $R_{з.р.} < R_з$, можна чітко сказати, що обрані параметри заземлювача відповідають допустимим нормам [3].

					<i>БР 3.6.141.506 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		80

ВИСНОВОК

У бакалаврській роботі було спроектовано комбіновану мережу, що має кільцеві та радіальні ділянки (рис. 1.1). Розраховано та обрано напругу номіналом 220 кВ. Обрані марки проводів мережі та силові трансформатори виходячи з класу напруги, потужності споживачів та їх категорій. Побудовано принципову схему мережі на якій показано всі марки проводів і трансформаторів. Відрегульовано напругу на підстанціях, що мають РПН. Загальні втрати в мережі склали близько 1%. В даній роботі були знайдено потоки потужностей в мережі при наступних випадках: максимальний, мінімальний і аварійний режим роботи. Значення напруги у вузлових точках електричної системи мають допустимі відхилення в усіх трьох режимах роботи, що відповідає правилам, та нормативним документам проектування. Ці відхилення визначаються конфігурацією мережі, навантаженням та іншими чинниками, від яких залежить падіння напруги. Тому компенсація реактивної потужності за допомогою компенсуючих пристроїв для регулювання напруги не потрібна.

Крім того, окремо перевірений трансформатор на третій підстанції в режимі максимального навантаження. Для даної підстанції обрано вимикача на високій стороні, низькій стороні, секційний вимикач на низькій стороні, трансформатори струму на високій та низькій стороні, трансформатори напруги на високій та низькій стороні. Обраний трансформатор власних потреб, котрий встановлюється на низькій стороні. Розраховано необхідну кількість обмоток реле ДЗТ-11.

Захист підстанції від ударів блискавки виконано за допомогою подвійних блискавковідводів, що встановлені на двох порталлах. Було визначено оптимальну висоту блискавковідводів та розраховано зону їх покриття. Заземлюючий пристрій підстанції зроблено спільним для робочого, захисного та грозозахисного заземлень.

Доцільно зробити висновок, що всі поставлені завдання вирішені повною мірою і робота задовольняє вимогам описаним в [21].

					<i>БР 3.6.14.1.506 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему «Розроблення проекту районної електричної мережі» з курсу «Електричні системи і мережі» / укладачі: І. Л. Лебединський, М. В. Петровський, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми : Сумський державний університет, 2015. – 37 с.
2. Василега, П.О. Електропостачання [Текст]: підручник / П.О. Василега. - Суми: СумДУ, 2019. - 521 с.
3. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. – Київ: Міненерговугілля України, 2017. – 617 с.
4. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. Учебник для вузов. - М.: Энергоатомиздат. 1989. 592 р.
5. Довідникова книга з електроенергетики: навчальний посібник / П.В. Волох, М.П. Цоколенко, Л.В. Ревенко, В.А. Грінчаненко та ін. - К.: Аграрна освіта, 2014. -506 с.
6. Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матєєнко, О. Р. Пастух. – Київ. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2017. – 456 с. – Бібліогр. : с. 450-452.
7. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2018. – 214 с.
8. Проектування систем електропостачання залізниць: Навч. посібник / М. М. Бабаєв, В. С. Блиндюк, О. Д. Супрун та ін.; за ред. М. М. Бабаєва. – Харків: УкрДУЗТ, 2019. – 291 с.
10. Трансформатори силові масляні типу ТМ [Electronic resource] // Трансформатор сервис. URL: <http://transf.com.ua/ua/russkij-produktsiya/russkij->

										Арк.
										82
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

БР 3.6.141.506 ПЗ

transformatory-silovye-maslyanye/transformatori-silovi-maslyani-tipu-tm/
(accessed: 28.11.2021).

11. Трансформаторы силовые типа ТМ, описание, характеристики, купить, продажа, заказать (Киев, Украина) [Electronic resource]. URL: //cabex.com.ua/ru/produkcija/transformatori/transformatori_silovie_tipa_tm.html (accessed: 28.11.2021).

12. С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. Справочный материалы для курсового и дипломного проектирования (часть 1): Учебное электронное текстовое издание/Подготовлено кафедрой «Физическая и коллоидная химия». – Екатеринбург, 2005. – 52 с.

13. ГОСТ 14209-85: “Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки.”

14. Козлов В. Д. Електрична частина станцій та підстанцій аеропортів : підручник / В. Д. Козлов, В. П. Захарченко, О. М. Тачиніна; за заг. ред. В. Д. Козлова.– К. : НАУ, 2018. – 312 с.

15. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2013. – 533 с.

16. ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних сис-темах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС 60909-0:2001, ІДТ).

17. ДСТУ ІЕС 60909-4:2008. Струми короткого замикання у трифазних сис-темах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання (ІЕС TR 60909-4:2000, ІДТ).

18. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с. ISBN.

					БР 3.6.14.1.506 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

19. Козярський Д.П. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник. Ч. 2 / укл.: Д.П. Козярський, Е.В. Майструк, І.П. Козярський. Чернівці: Чернівецький нац. ун., 2019. 133 с.

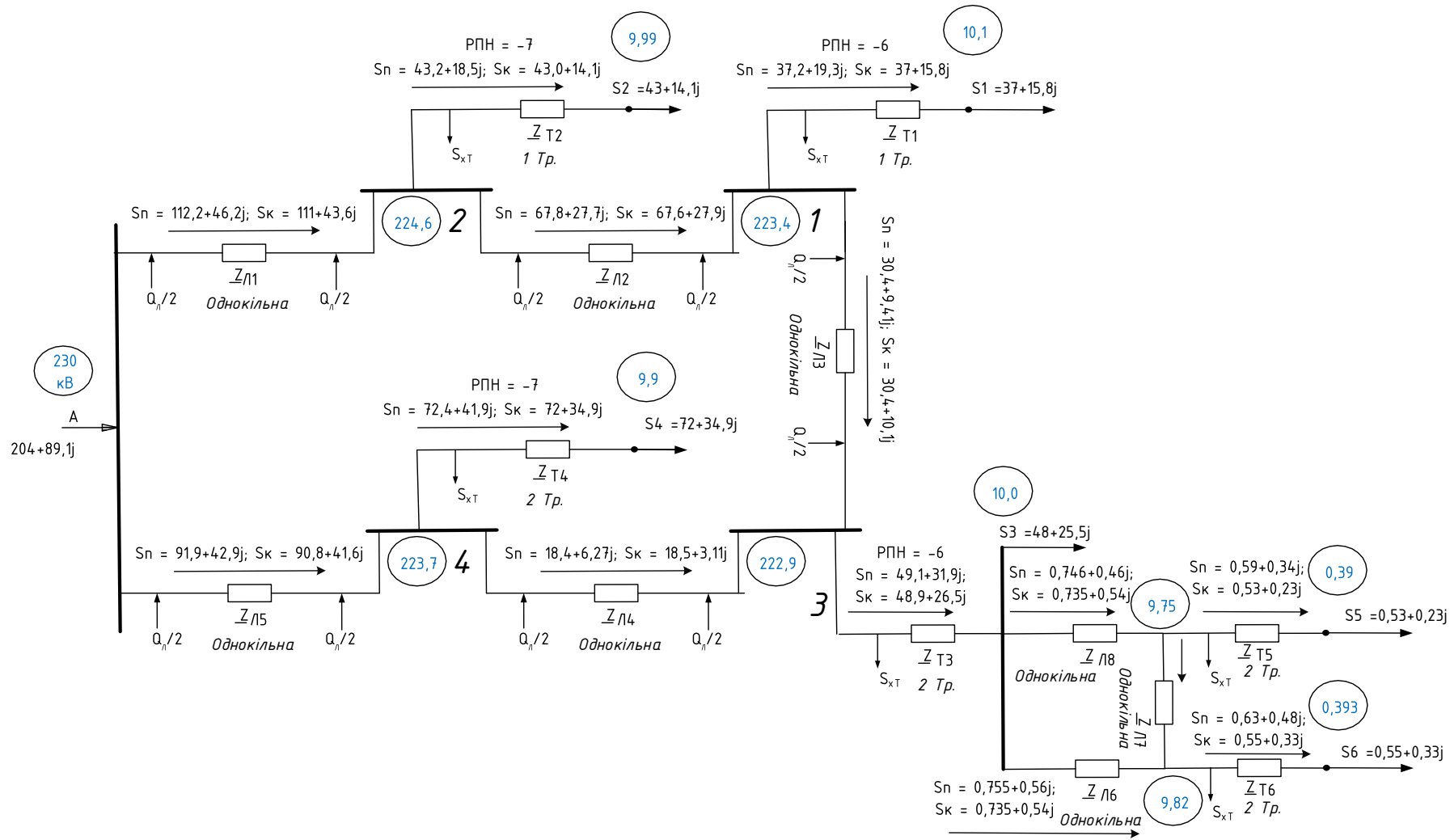
20. Техніка високих напруг: конспект лекцій для студ. спец. 6.141 “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка” усіх форм навчання / М.В. Петровський. - Суми: СумДУ, 2019. - 169 с.

21. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для студентів спеціальності 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/Освітня програма «Електротехнічні системи електроспоживання»/ укладачі: І.Л. Лебединський, І.І. Борзенков –Суми: СумДУ, 2019. – 40 с.

					<i>БР 3.6.141.506 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		84

ДОДАТКИ

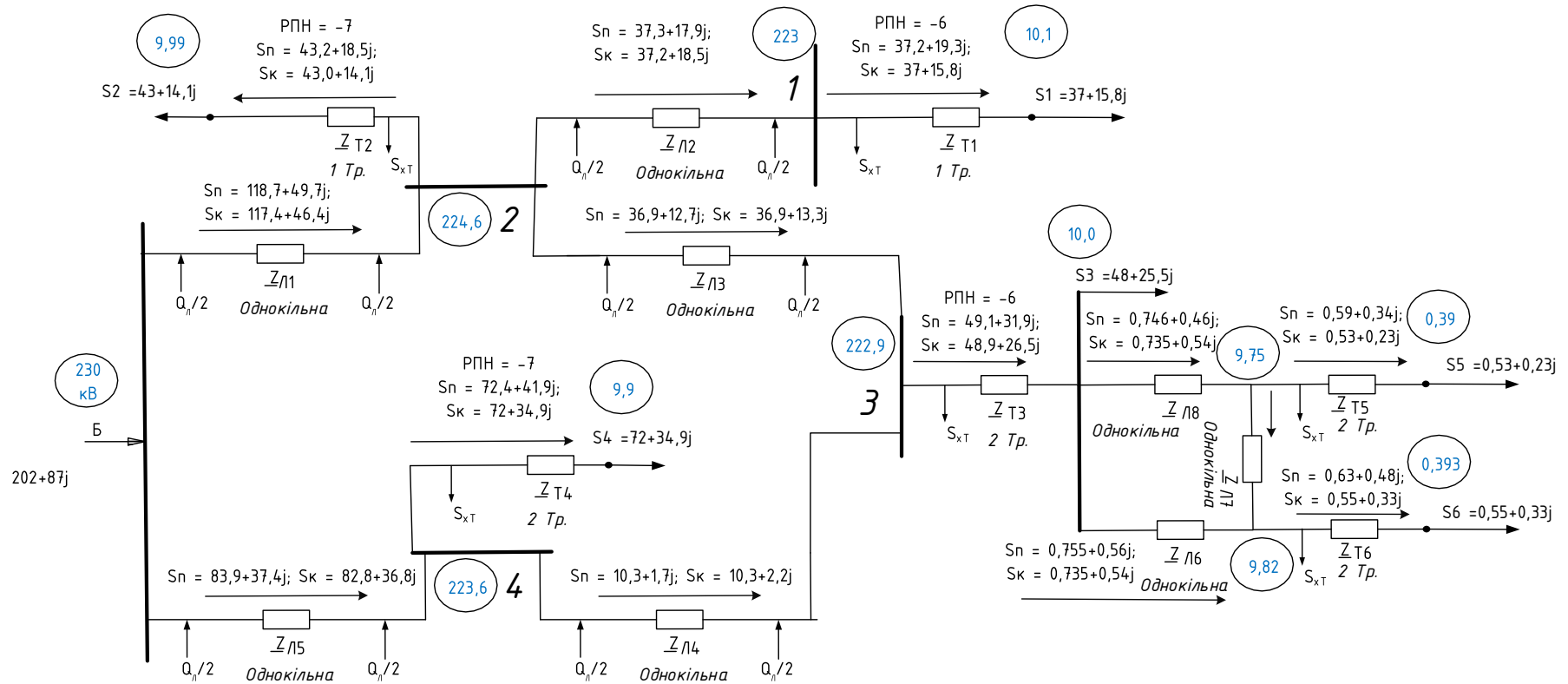
					БР 3.6.141.506 ПЗ	Арк.
						85
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



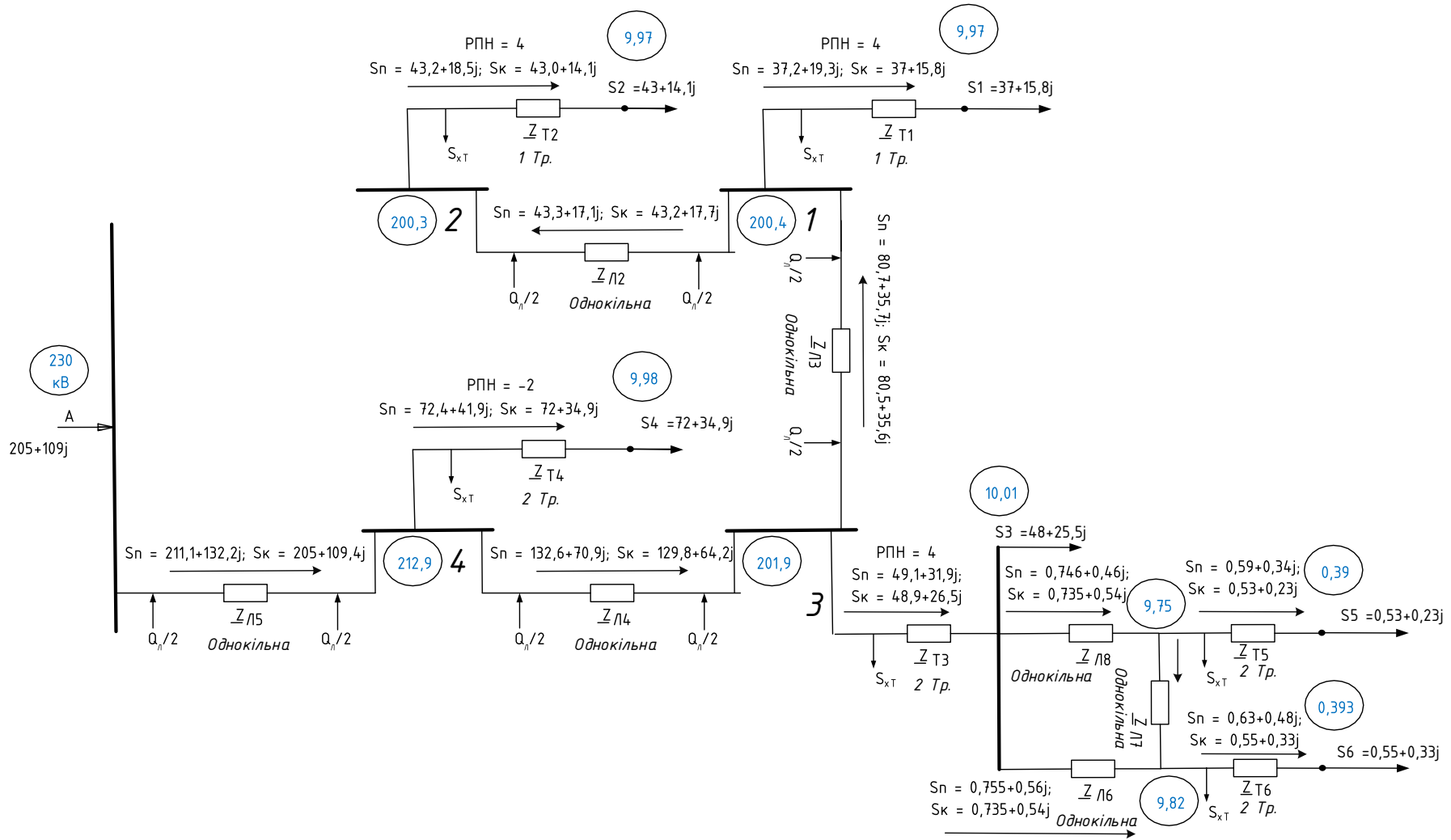
Перевірено	
Зам. №	
Підпис і дата	
№ ар.	

						БР 3.6.14.1506		
						КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА		
						«Аналіз режимів роботи електричних мереж та вибір електрообладнання»		
Зм.	Кільк.	Арк.	№ док	Підпис	Дата	ДОДАТОК А		Стая
Розробив	Холод					Схема заміщення мережі А		Аркуш
Перевірив	Василега					РП		86
Т. Контр.								90
Резенз.						Схема заміщення розподільчої мережі А		СумДУ
Н. Контроль								
Затвердив	Лебедюцький							

Положення		
Зам. №		
Підпис і дата		
№ ор.		

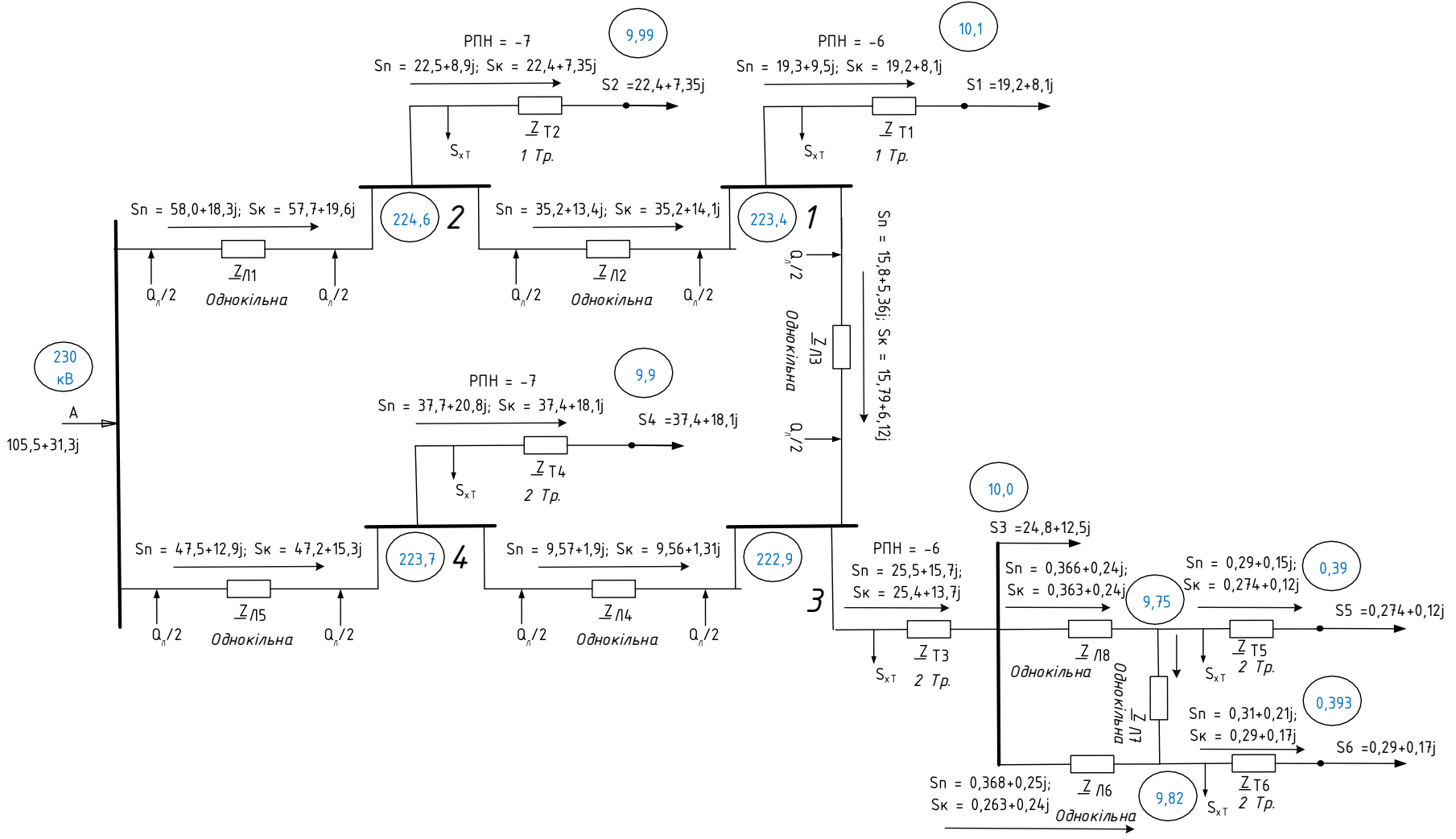


						БР 3.6.14.1506		
						КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА		
						«Аналіз режимів роботи електричних мереж та вибір електрообладнання»		
Зм.	Кільк.	Арк.	№ док	Підпис	Дата			
Розробив	Холод					ДОДАТОК Б		
Перевірів	Василега					Схема заміщення мережі Б		
Т. Контр.						Стаття	Аркуш	Аркушів
Резенз.						РП	87	90
Н. Контроль						Схема заміщення розподільчої мережі Б		
Затвердив	Лебединський					СумДУ		



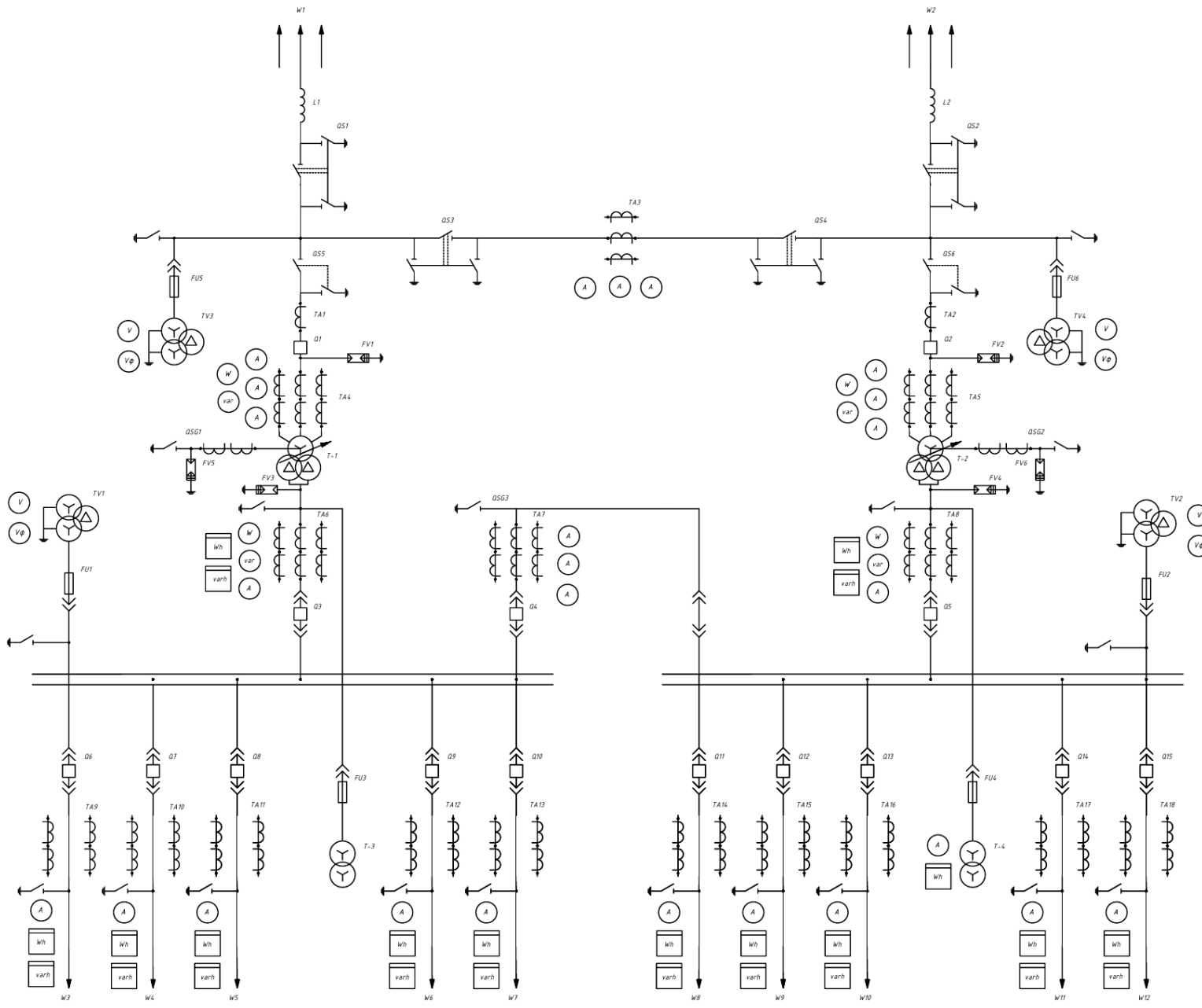
Положення	
Зам. №	
Підпис і дата	
№ ор.	

БР 3.6.14.1506					
КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА					
«Аналіз режимів роботи електричних мереж та вибір електрообладнання»					
Зм.	Кільк.	Арк.	№ док	Підпис	Дата
Розробив	Холод				
Перевірив	Василега				
Т. Контр.					
Резенз.					
Н. Контроль					
Затвердив	Лебединський				
ДОДАТОК В Аварійний режим схеми А				Дата	Аркуш
Аварійний режим розподільчої мережі А				РП	88
				Аркушів	
				90	
				СумДУ	



Погоджено		
Закл. №, №		
Підпис і дата		
№, № ор.		

БР 3.6.14.1506						
КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА						
«Аналіз режимів роботи електричних мереж та вибір електрообладнання»						
Зм.	Кільк.	Арк.	№ док	Підпис	Дата	
Розробив	Холод					
Перевірив	Василега					
Т. Контр.						
Реценз.						
Н. Контроль						
Затвердив	Лебединський					
ДОДАТОК Г Режим мінімального навантаження схеми А				Старбя	Аркуш	Аркушів
Режим мінімального навантаження схеми А				РП	89	90
				СумДУ		



Поз	Позначення	Найменування	К-ть	Прим
1	T1 - T2	Трансформатор силовий ТРДН - 40000/220	2	
2	Q1 - Q2	Вимикач ЯЕ-220Л-11(21)У4	2	
3	Q3, Q5	Вимикач МГГ-10-4000-45У3	2	
4	Q4	Вимикач ВВЕ-10-31,5/2500Т3	1	
5	Q6 - Q11	Вимикач ВЕ-10-31,5/630У3	6	
6	QSG1 - QSG6	Роз'єднувач зовн. РНД-220/630 Т1	6	
7	TA1 - TA5	Трансформатор струму ФЭМ220Б-III	5	
8	TV3 - TV4	Трансформатор напруги НКФ-220-58У1	2	
9	FV1 - FV6	Розрядник вентиляний	6	
10	QSG1 - QSG3	Заземлювач однополюсний	3	
11	TA6 - TA8	Трансформатор струму ТШЛ-10	3	
12	TA9 - TA18	Трансформатор струму ТОЛ-10	10	
13	TV1 - TV2	Трансформатор напруги НОМ-10-66У2	2	
14	T3 - T4	Трансформатор власних потреба ТМ-25/10	2	

Попередньо
Лист № 10/01
Лист № 10/01
Лист № 10/01

						БР 3.6.141.506		
						КВАЛІФІКАЦІОННА РОБОТА БАКАЛАВРА		
						Аналіз режимів роботи електричної мережі та вибір електрообладнання		
Зм.	Кільк.	Акт.	Місок.	Полно.	Дата	Стаття	Архив	Архив
Розробка	Холод					ДОДАТОК Д		
Перевірка	Василега					Схема замощення третьої підстанції	90	90
Т. Контроль								
Реценз.								
Т. Контроль								
Н. контроль	Лебединський					Схема замощення третьої підстанції		СудіУ. ЕТ-41