

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Сумський державний університет

Факультет електроніки та інформаційних технологій

Кафедра електроенергетики

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ І.Л. Лебединський

"__" _____ 2024 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня бакалавра

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання» на тему: Розрахунок параметрів, режимів та обладнання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них

Здобувача групи ЕТ-01 Курганського Владислава Валентиновича
(шифр групи) (прізвище, ім'я, по батькові)

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

(підпис)

Владислав Курганський
(Ім'я та ПРІЗВИЩЕ здобувача)

Керівник к.т.н., доцент Петро Василега
(посада, науковий ступінь, вчене звання, Ім'я та ПРІЗВИЩЕ)

(підпис)

Суми – 2024

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

Курганський Владислав Валентинович

1. Тема роботи :« Розрахунок параметрів, режимів та обладнання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них»

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

2. Термін здачі студентом закінченої роботи 10.06.2024 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

Висновки

Список використаної літератури

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

1. Схема електрична принципова мережі в нормальному та аварійному режимі роботи

2. Схема електрична принципова мережі а в мінімальному режимі роботи

3. Схема електрична однолінійна мережі 110-10 кВ

4. Зони захисту блискавковідводів ВРП-110 кВ

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Проведення розрахунку електричної мережі	До 15.03.2024	
2	Проведення розрахунку електричної частини підстанції	До 01.04.2024	
3	Розрахунок релейного захисту	До 05.05.2024	
4	Охорона праці	До 30.05.2024	
5	Оформлення графічного матеріалу	До 05.06.2024	
6	Оформлення пояснювальної записки	До 05.06.2024	
7	Здача роботи на перевірку	До 06.06.2024	

Студент _____

(підпис)

Керівник роботи _____

(підпис)

РЕФЕРАТ

с.82, рис. 13, табл. 48, кресл. 4.

Бібліографічний опис: Курганський В. В. Розрахунок параметрів, режимів та обладнання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра: спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / наук. кер. П. О. Васи́лега. Суми: Сумський державний університет, 2024. - 82 с.

Ключові слова: конфігурація електричної мережі, параметри споживачів, категорія надійності, потужність споживачів, силовий трансформатор, вимикач, роз'єднувач, трансформатор струму, трансформатор напруги, трифазне коротке замикання, диференційний струмовий захист трансформатора, втрати потужності в мережі;

power grid configuration, consumer parameters, reliability category, consumer power, power transformer, circuit breaker, disconnecter, current transformer, voltage transformer, three-phase short circuit, differential current protection of a transformer, power losses in the grid.

Короткий огляд – Данною роботою передбачено розрахунок роботи районних мереж в різних режимах. Забезпечено електропостачання споживачів, розташованих в різних місцях, від потужного джерела електроенергії. Чотири споживачі характеризуються досить великою потужністю та два споживачі відносно невеликою потужністю і розташовані недалеко від одного.

Проведено розрахунок електричної частини підстанції. Обрано високовольтне обладнання такі як вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму та напруги. Дані прилади обиралися відповідно номінального струму, напруги, струму короткого замикання та ударного струму короткого замикання. Проведено розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Розраховано зону захисту стрижневого блискавкозахисту підстанції та розраховано оптимальну зону заземлюючого пристрою.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ВН – вища напруга

ЗРП – закритий РП

КЗ – коротке замикання

КП – компенсуючий пристрій

ЛЕП – лінія електропередачі

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

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 проекту	9
1.2 Розробка конфігурації електричної мережі	10
1.3 Розрахунок електричної мережі схеми	12
1.3.1 Визначення довжин ліній	12
1.3.2 Розрахунок потужності без урахування втрат	14
1.3.3 Розрахунок напруги та струму в електричних мережах	15
1.3.3.1 Орієнтовний вибір компенсуючих пристроїв	18
1.3.3.2 Розрахунок активного та реактивного опору лінії	19
1.3.3.3 Розрахунок повного опору ліній схеми	20
1.3.4 Вибір трансформаторів	21
1.3.5 Розрахунок перетоків потужності та падіння напруги	24
1.4 Режим аварійної роботи електричної мережі	28
1.5 Режим мінімального навантаження електричної мережі	30
2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ	32
2.1 Розрахунок струмів короткого замикання	36
2.2 Вибір комутаційної апаратури для розподільчих пристроїв	39
2.2.1 Вибір вимикача на боці високої напруги 110 кВ	39
2.2.2 Вибір вимикача у колі трансформатора на боці 10 кВ	40
2.2.3 Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ	40
2.2.4 Вибір вимикача на лінію, що відходить 10 кВ	41

					<i>БР 3.6.141.107 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	<i>Розрахунок параметрів, режимів та об- ладнання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них</i>	<i>Лит.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Листів</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Курганський</i>					5	82
<i>Перевір.</i>		<i>Василега</i>				<i>СумДУ ЕТ-01</i>		
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>						

2.2.5	Вибір роз'єднувача напругою 110 кВ.....	41
2.3	Вибір трансформатора власних потреб	42
2.4	Вибір електровимірювальних приладів.....	43
2.4.1	Вибір трансформаторів струму (ТС).....	43
2.4.1.1	Вибір ТС на стороні 110 кВ.....	44
2.4.1.2	Вибір ТС на стороні 10 кВ в колі силового трансформатора.....	45
2.4.1.3	Вибір секційного ТС на стороні 10 кВ	47
2.4.1.4	Вибір вимикача на лінії, що відходить 10 кВ	48
2.4.2	Вибір трансформаторів напруги.....	50
2.4.2.1	Трансформатор напруги на боці ВН.....	50
2.4.2.2	Трансформатор напруги на боці НН.....	51
2.5	Вибір струмопровідні збірні шин.....	52
2.6	Вибір принципової схеми первинних з'єднань підстанції	55
3	РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА ТРДН – 40000/110.....	56
3.1	Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту	57
3.2	Вибір уставок реле ДЗТ	59
3.3	Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі.....	62
4	ОХОРОНА ПРАЦІ.....	64
4.1	Розрахунок зони захисту блискавковідводів ВРП-110 кВ.....	64
4.2	Розрахунок опору контуру заземлення ВРП-110 кВ.....	70
	ВИСНОВОК.....	73
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	74

					<i>БР 3.6.141.107 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

ДОДАТКИ.....	78
ДОДАТОК А – Схема електрична принципова мережі в нормальному та аварійному режимі роботи	79
ДОДАТОК Б – Схема електрична принципова мережі а в мінімальному режимі роботи.....	80
ДОДАТОК В – Схема електрична однолінійна мережі 110-10 кВ	81
ДОДАТОК Г – Зони захисту блискавковідводів ВРП-110 кВ	82

					<i>БР 3.6.14.1.107 ПЗ</i>	Арк.
						7
<i>Змін.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

ВСТУП

Електроенергія є найбільш універсальним видом енергії. Її широке її використання в усіх галузях життя людини в побуті, промисловості, транспорті пояснюється відносною простотою її виробництва, розподілу та перетворення в інші види енергії - світлову, теплову, механічну та ін. Величезні потоки енергії доставляються від електричних станцій до споживачів по електричних мережах, об'єднаних у потужні енергетичні системи.

Надійність робота електричних систем та мереж суттєво залежить від розуміння принципу роботи складних процесів у лініях надвисоких, високих та інших напруг на етапі проектування. В процесі проектування необхідно: вибирати найбільш економні та надійні схеми і конфігурації, раціональні напруги, оптимальні перерізи проводів, кількість і потужність трансформаторів, потужність і місця розташування компенсуючих пристроїв та ін. Необхідно знати методи розрахунків нормальних і аварійних режимів роботи: потужності (або струми) на окремих ділянках мережі та напруги у вузлах системи для різних режимів; втрати потужності. Треба знати основні напрямки розвитку методів управління режимами, можливості регулювання напруги, розуміти значення релейного захисту, автоматики контролю та управління.

Даною бакалаврською роботою передбачено розрахунок роботи електричної мережі в різних режимах. Необхідно забезпечити електропостачання споживачів, розташованих в різних місцях, від потужного джерела електроенергії. Чотири споживачі характеризуються досить великою потужністю, що забезпечує необхідність вибору для них районної підстанції або головної знижувальної 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.

					<i>БР 3.6.141.107 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Курганський</i>			<i>Розрахунок параметрів, режимів та об'єднання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них</i>	<i>Лит.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Василега</i>					<i>8</i>	<i>82</i>
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ ЕТ-01</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>						

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Вихідні дані проекту

Завданням передбачено забезпечити електропостачання споживачів, розташованих в 6 пунктах, від потужного джерела електроенергії [1]. 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. Дані споживачів передбачається здійснити від підстанцій відповідних великих споживачів і забезпечити напругою 380 В [2].

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.
	К	У	Р	В	Л	А
Х, мм	36	31	28	-26	17	-9
У, мм	25	34	31	0	27	12
Р _{max} , МВт*	37	55	48	58	527	558
cos f	0,92	0,83	0,88	0,95	0,92	0,95
Тнб, годин	4790	5880	4870	5980	5240	4020
Категорія	III	II	II	II	II	III

					<i>БР 3.6.141.107 ПЗ</i>		
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>			
<i>Розроб.</i>		<i>Курганський</i>			<i>Лит.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Василега</i>				9	82
<i>Реценз.</i>					<i>СумДУ ЕТ-01</i>		
<i>Н. Контр.</i>							
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>					
					<i>Розрахунок параметрів, режимів та об'єднання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них</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	В
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 конфігурації електричної мережі

Перед початком розробки конфігурацій мереж знайдемо повну потужність кожного споживача. Розрахунок повної потужності споживачів проводиться за формулою (1.1) [3]:

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

де P_{max} – максимальна активна потужність споживача.

Повну мінімальну потужність споживачів доцільно розраховувати за формулою (1.2) [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} .

Під час розробки конфігурацій електричних мереж необхідно враховувати наступне [4]:

- 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 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 [4,6,7].

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

					<i>БР 3.6.141.107 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

Таблиця 1.3 – Активні та реактивні навантаження споживачів

Параметр	№ споживача					
	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й
P_{\max}, MVA	37,00	55,00	48,00	58,00	0,53	0,56
$Q_{\max}, MVar$	15,76	36,96	25,91	19,06	0,22	0,18
P_{\min}, MVA	19,24	28,60	24,96	30,16	0,27	0,29
$Q_{\min}, MVar$	8,20	19,22	13,47	9,91	0,12	0,10

За даними табл. 1.1 – 1.3 побудовано найоптимальнішу електричну мережу рис. 1.1.

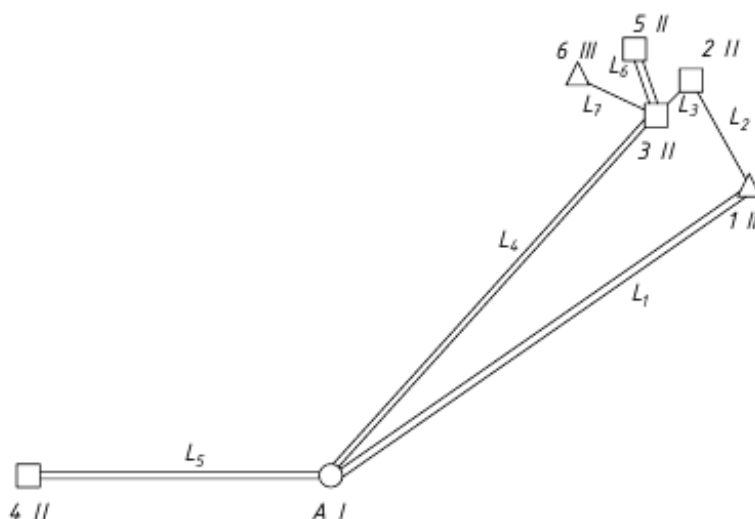


Рисунок 1.1 – Конфігурація схеми

1.3 Розрахунок електричної мережі схеми

1.3.1 Визначення довжин ліній

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

(1.3)

$$L = l \cdot k_M$$

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

k_M – коефіцієнт масштабу (за вихідними даними).

Для визначення довжин ліній спочатку знайдемо довжини відрізків ліній на плані. Результат вимірів зведено до табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Довжини ліній

Ділянка	Лінії						
	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7
L (км)	43,8	10,3	4,2	41,8	26	31,9	15

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

$$L_{L1} = l_{L1} \cdot k_M = 43,8 \cdot 1 = 43,8 \text{ (км)}$$

Результат розрахунків довжин ліній із урахуванням провисання проводів та масштабу розраховано за формулою (1.3), результат зведено до табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Довжина лінії схеми А з урахуванням масштабу

Ділянка	Лінії						
	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7
L (км)	43,8	10,3	4,2	41,8	26	31,9	15
k_M	1	1	1	1	1	0,1	0,1
L (км) (з урахуванням k_M)	43,8	10,3	4,2	41,8	26	3,2	1,5

1.3.2 Розрахунок потужності без урахування втрат

Для розрахунку струмів та напруги на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності [6].

Для початку проведемо розрахунок потужності для схеми зображеної на рис. 1.2.

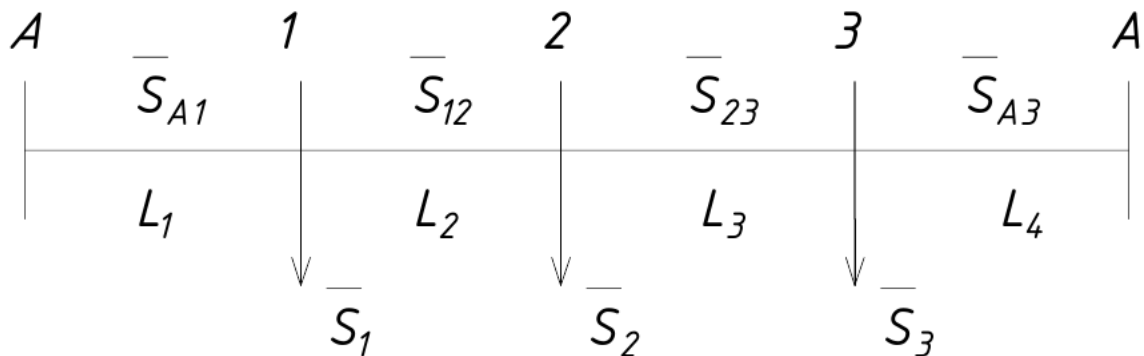


Рисунок 1.2 – Умовна схема кільцевої мережі

Далі проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими та без урахування втрат потужності в лініях та трансформаторів [8].

Розрахунок проведемо без втрат потужності.

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A1} &= \\ &= \frac{(\underline{S}_3 + \underline{S}_5 + \underline{S}_6) \cdot (l_4) + \underline{S}_2 \cdot (l_3 + l_4) + \underline{S}_1 \cdot (l_2 + l_3 + l_4)}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4} = \\ &= 66,6 + j36,9 \text{ MVA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A3} &= \\ &= \frac{(\underline{S}_3 + \underline{S}_5 + \underline{S}_6) \cdot (l_1 + l_2 + l_3) + \underline{S}_2 \cdot (l_1 + l_2) + \underline{S}_1 \cdot (l_1)}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4} = \\ &= 74,5 + j42,2 \text{ MVA} \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{L3} = \underline{S}_{L4} - \underline{S}_3 = 25,4 + j15,9 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{L5} = \underline{S}_4 = 58 + j19,1 \text{ MVA}$$

					БР 3.6.14.1.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

$$\underline{S}_{L2} = \underline{S}_{L1} - \underline{S}_1 = 29,6 + j21,1 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{L6} = 0,527 + j0,225 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{L7} = 0,558 + j0,183 \text{ MVA}$$

Баланс потужності:

$$\underline{S}_{нав} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 + \underline{S}_5 + \underline{S}_6 = 141,08 + j79,1 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{нав2} = \underline{S}_{A1} + \underline{S}_{A3} = 141,08 + j79,1 \text{ MVA}$$

1.3.3 Розрахунок напруги та струму в електричних мережах

Виходячи із довжин і потужності ліній які йдуть по них визначаємо напругу ліній по емпіричній формулі Ілларіонова (1.4) [2]:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (1.4)$$

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 (1.5) [2]:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (1.5)$$

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 (1.6) [2,8]:

					БР 3.6.141.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

$$F_e = \frac{I_m}{j_e} \quad (1.6)$$

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

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

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

У даному проекті для побудови ліній електропередачі (ЛЕП) використовуємо алюмінієві неізолювані проводи. Значення економічної густини струму проводів для таких провідників наведена у табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Економічна густина струму алюмінієвих неізолюваних проводів

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

Проведемо розрахунок напруги та струму, а також вибір проводів лінії схеми за формулами (1.4) – (1.6):

$$U_{L1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_1} + \frac{2500}{P_{L1}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{66,6} + \frac{2500}{36,8}}} = 142,9 \text{ (кВ)}$$

$$I_{L1} = \frac{S_{L1}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{|66,58 + j36,88|}{\sqrt{3} \cdot 110} = 399,5 \text{ (А)}$$

$$I_{L1} = \frac{S_{L1}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{|66,58 + j36,88|}{\sqrt{3} \cdot 220} = 199,7 \text{ (А)}.$$

					БР 3.6.14.1.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

Обираємо напругу лінії $L1$, а також кільця схеми – 110 кВ. Наступним етапом розраховуємо економічний переріз проводу за формулою (1.6):

$$F_{e, L1} = \frac{I_{L1}}{j_e} = \frac{399,5}{1,1} = 363,2 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Обираємо два проводу перетину 2хАС-240. Допустимий струм складатиме 1210 (А) [5]. Результати розрахунків інших ліній зведено до табл. 1.7 – 1.9.

Таблиця 1.7 – Потоки потужності та струмів в лініях

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, кА		
			при U=10 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
Л1	66,58+36,88i	142,9	-	399,5	199,7
Л2	29,58+21,08i	86,7	-	190,6	95,3
Л3	25,42+15,92i	67,8	-	157,4	78,7
Л4	74,5+42,23i	148,2	-	449,5	224,7
Л5	58+19,1i	126,7	-	320,5	160,3
Л6	0,527+0,225i	14,3	33,1		-
Л7	0,558+0,183i	14,4	33,9		-

У табл. 1.8 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 1.8 – Вибір проводів мережі

Лінія	Струм, кА	Обрана на- пруга, кВ	Переріз, мм ²		Допустимий струм, А
			Fe	марка проводу	
Л1	399,5	110	363,2	2хАС-240	1210
Л2	190,6	110	173,3	АС-240	605
Л3	157,4	110	143,1	АС-150	450
Л4	449,5	110	408,6	2хАС-240	1210
Л5	320,5	110	291,4	2хАС-95	660
Л6	33,1	10	30,1	2хАС-35	350
Л7	33,9	10	30,8	АС-35	175

1.3.3.1 Орієнтовний вибір компенсуючих пристроїв

Компенсуючі пристрої (статичні конденсатори і синхронні компенсатори) повинні забезпечити зниження споживаної з електричної мережі реактивної потужності. При цьому пропонується виходити з рівності коефіцієнтів реактивної потужності на шинах вторинної напруги підстанцій без урахування споживання її лініями і трансформаторами.

При виборі типу та кількості компенсуючих пристроїв потрібно врахувати можливу кількість і тип трансформаторів на підстанціях. Так, якщо на підстанції необхідна установка двох трансформаторів, то потужність компенсуючих пристроїв Q_k повинна бути розділена на кожен із них і на кожен обмотку нижчої напруги. При цьому перевагу необхідно віддавати комплектним конденсаторним установкам і лише за великої потужності – синхронним компенсаторам. Хід і результати вибору компенсуючих пристроїв показано табл. 4.5.

					БР 3.6.141.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

Таблиця 1.9 – Результати вибору реактивних установок

Номер підстанції	P_m , МВт	$\text{tg}\varphi$	$\text{tg}\varphi_6$	Q_k , МВАр	Кількість і тип компенсуючих пристроїв
1	37	0,426	0,21	8	2xУКЛ(П)56-10,5-3150 УЗ
2	55	0,672	0,21	25,4	2xКС-10
3	48	0,54	0,21	15,8	4xУКЛ(П)56-10,5-3150 УЗ
4	58	0,329	0,21	6,9	2xУКЛ(П)56-10,5-3150 УЗ

1.3.3.2 Розрахунок активного та реактивного опору лінії

Активний та реактивний опір лінії розраховується за наступними виразами (1.7) та (1.8) [2]:

$$R_{Л} = r_0 \cdot l_i \quad (1.8)$$

$$X_{Л} = x_0 \cdot l_i \quad (1.9)$$

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

l_i – довжина лінії, км.

Повний опір лінії розраховується за формулою (1.9) [9]:

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

Зарядна потужність лінії визначається за формулою (1.10) [2]:

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

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

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

Для ліній 10 кВ зарядна потужність має незначне значення, тому нею нехтують [2].

1.3.3.3 Розрахунок повного опору ліній схеми

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності за формулами (1.7) – (1.10).

$$R_{Л1} = r_0 \cdot l_1 = 0,12 \cdot 43,8 = 2,63 \text{ (Ом)}$$

$$X_{Л1} = x_0 \cdot l_1 = 0,405 \cdot 43,8 = 8,87 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{Л1} = R_{Л1} + jX_{Л1} = 2,63 + j8,87 \text{ (Ом)}$$

$$Q_{Л1} = b_0 \cdot l_1 \cdot U_{\text{ном}}^2 = 2,81 \cdot 43,8 \cdot 110^2 = 0,35 \text{ (МВАр)}$$

Результати розрахунків інших ліній зведено до табл. 1.9.

Таблиця 1.10 – Параметри ліній схеми

Ділянка	Параметри					
	$l_i, \text{ км}$	Марка проводу	Параметри проводу		$Q_{Л}, \text{ МВАр}$	$Z_{Л}, \text{ Ом}$
			$z_0, \text{ Ом/км}$	$b_0 \cdot 10^{-6}, \text{ См/км}$		
Л1	43,8	2хАС-240	0,12+0,405i	2,81	2,98	2,63+8,87i
Л2	10,3	АС-240	0,12+0,405i	2,81	0,35	1,24+4,17i
Л3	4,2	АС-150	0,198+0,42i	2,7	0,14	0,83+1,76i
Л4	41,8	2хАС-240	0,12+0,405i	2,81	2,84	2,51+8,46i
Л5	26	2хАС-95	0,306+0,434i	2,61	1,64	3,98+5,64i
Л6	3,2	2хАС-35	0,79+0,386i	-	-	1,26+0,62i
Л7	1,5	АС-35	0,79+0,386i	-	-	1,19+0,58i

1.3.4 Вибір трансформаторів

При виборі трансформатора потрібно враховувати, що на однострансформаторній підстанції потужність трансформатора повинна бути не менше максимальної потужності споживачів, що постачається від нього і задовольняти вираз (1.11) [2]:

$$S_{T_{\text{ном}}} \geq S_{\text{розр}} = S_{i_{\text{max}}} \quad (1.11)$$

де $S_{T_{\text{ном}}}$ – номінальна потужність обраного трансформатора (МВА або кВА);

$S_{\text{розр}}$ – потужність однострансформаторної підстанції (МВА або кВА);

$S_{i_{\text{max}}}$ – 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 (1.12) [2]:

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i_{\text{max}}}}{1,4} \quad (1.12)$$

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 (1.13) [2]:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{T_{\text{ном}}}} \quad (1.13)$$

					<i>БР 3.6.14.1.107 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

При проектуванні та виборі кількості трансформаторів необхідно враховувати наступне [10]:

- 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 (1.14), (1.15):

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{ВН}^2}{S_{НОМ}^2} \quad (1.14)$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (1.15)$$

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, %.

Для вибору трансформаторів скористаємося формулами (1.11) – (1.13):

					<i>БР 3.6.14.1.107 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

$$S_{P1} = 37 + j9,5 = 38,2 \text{ (MBA)}$$

Для підстанції №1, обираємо трансформатор типу ТРДН-63000/110 [5].

$$S_{T.НОМ} = 63 \text{ (MBA)};$$

$$K_3 = \frac{38,2}{63} = 0,606 \text{ (MBA)}.$$

Результати вибору трансформаторів інших підстанцій зведено до табл. 1.11.

Таблиця 1.11 – Вибір трансформаторів для схеми

№ ПС	Параметри						
	$S_{i_{max}}$, MBA	Категорія споживача	Кількість тр.	$S_{розр}$ (1 тр), MBA	$S_{T_{НОМ}}$ (1 тр), MBA	K_3	Марка тр-а
1	38,2	III	1	38,2	63	0,606	ТРДН-63000/110
2	57,60	II	2	41,1	40	0,72	ТРДН-40000/110
3	51	II	2	36,4	40	0,638	ТРДН-40000/110
4	59,4	II	2	42,4	63	0,471	ТРДН-40000/110
5	0,6	II	2	0,4	0,4	0,75	ТМ-400/10
6	0,6	III	1	0,6	0,8	0,75	ТМ-1000/10

Запас потужності дозволить в майбутньому розширити мережу та підключити нових споживачів [11].

Далі розраховуємо опір та потужність холостого ходу трансформаторів. Для економії часу скористаємося довідковими даними [12]. Параметри обраних трансформаторів зведено до табл. 1.11 – 1.12.

Таблиця 1.12 – Параметри обраних трансформаторів споживачів 1 - 4

Тип трансформатора	$S_{ном},$ МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_k,$ %	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x,$ %
			ВН	НН				
ТРДН-25000/110	25,00	$\pm 9*1,78\%$	115,00	10,50	10,50	120,00	27,00	0,70
ТРДН-40000/110	40,00	$\pm 9*1,78\%$	115,00	10,50	10,50	172,00	36,00	0,65
ТРДЦН-63000/110	63,00	$\pm 9*1,78\%$	115,00	10,50	10,50	260,00	59,00	0,60

Таблиця 1.13 – Параметри обраних трансформаторів 5 та 6

Тип трансформатора	Sном, кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані		
		Uном, кВ		Uк,%	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x,$ %	Rт, Ом	Xт, Ом	$\Delta Q_x,$ кВАр
		ВН	НН							
ТМ-400/10	0,40	–	10,00	0,40	4,50	5,50	0,92	10,60	12,00	3,7+10,6i
ТМ-630/10	0,63	–	10,00	0,40	5,50	8,20	1,50	8,50	18,90	2,12+8,5i

1.3.5 Розрахунок перетоків потужності та падіння напруги

Розрахунок втрат потужності в лініях виконується з кінця. При цьому необхідно враховувати втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у табл. 1.11 – 1.12). На підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора[2].

Розрахунок втрат потужності в лінії проводиться за формулою (1.16):

										Арк.
										24
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.107 ПЗ					

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} \cdot Z \quad (1.16)$$

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 [7].

Розрахунок напруги проводиться за формулою (1.17) [2]:

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i} \right)^2 + \left(\frac{P \cdot R - Q \cdot X}{U_i} \right)^2} \quad (1.17)$$

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 (1.18):

$$d = 100\% - \frac{U_n}{U_{вузл}} \cdot 100\% \quad (1.18)$$

Проведемо розрахунок поточкорозподілу, який схожий із розрахунком котрий наведено в пункті 1.3.3.1, тільки враховуються втрати холостого ходу

					БР 3.6.14.1.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

та опір трансформаторів, зарядна потужність та опір ліній. Результати розрахунку потужності в кінці та початку трансформаторах із урахуванням втрат холостого ходу, а також опору обмоток трансформаторів зведено до табл. 1.13.

Таблиця 1.14 – Результати розрахунку потужності на трансформаторах

Ділянка	\vec{S}_i^{noch} , МВА	$\Delta\vec{S}_i$, МВА	\vec{S}_i^{kin} , МВА
1-1'	37+9,5i	0,1+2,65i	37,16+12,56i
2-2'	55+17i	0,19+4,75i	55,26+22,27i
3-3'	49,09+13,71i	0,15+3,72i	49,31+17,95i
4-4'	58+12,8i	0,13+3,21i	58,25+16,83i
5-5'	0,527+0,225i	0,01+0,02i	0,537+0,265i
6-6'	0,558+0,183i	0,01+0,03i	0,568+0,233i

Результати розрахунку потужності в кінці та початку ліній із урахуванням втрати потужності в лініях зведено до табл. 1.14.

Таблиця 1.15 – Результати розрахунку потужності на лініях

Ділянка	\vec{S}_i^{noch} , МВА	$\Delta\vec{S}_i$, МВА	\vec{S}_i^{kin} , МВА	I розр, А	I доп, А
Л1	65,44+22,3i	1,04+3,5i	66,48+24,31i	371,5	1210
Л2	28,28+11,06i	0,09+0,32i	28,37+11,21i	160,1	605
Л3	26,98+10,97i	0,06+0,12i	27,04+11,02i	153,3	450
Л4	76,29+27,57i	1,36+4,6i	77,65+30,75i	438,4	1210
Л5	58,25+16,01i	1,2+1,7i	59,45+16,89i	324,4	660
Л6	0,54+0,27i	0,005+0,002i	0,55+0,27i	35,4	350
Л7	0,57+0,23i	0,004+0,002i	0,57+0,23i	35,5	175

Загальна потужність на початку схеми становить:

$$\vec{S}_A = \vec{S}_{L1} + \vec{S}_{L4} + \vec{S}_{L5} = 203,6 + 71,9i \text{ (MVA)}.$$

Результати розрахунку напруги у вузлах мережі зведено до табл. 1.15.

Таблиця 1.16 - Результати розрахунку напруги у вузлах мережі

№ вузла	$U_{i.ном}, \text{кВ}$	$U_{i.роз}, \text{кВ}$	ступінь РПН
A	121	121	-
1	110	116,5	-
2	110	117,3	-
3	110	117,9	-
4	110	118,4	-
5	110	114,1	
6	110	114	
1'	110	115,2	
2'	110	116,7	
3'	10	10,05	-2
4'	10	10,04	-2
5'	10	9,96	-3
6'	10	10,09	-3

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

1.4 Режим аварійної роботи електричної мережі

При аварійному режимі роботи перерва в електропостачанні споживачів I категорії може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Перерва в електропостачанні споживачів II категорії при може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади [4,6]. У аварійному режимі у відповідності з правилами [7] дозволяється відхилення від номінальної напруги $\pm 10\%$.

В даній схемі, розглянемо випадок аварійного відключення найбільш завантаженої лінії – Л4. Оскільки, струм в лінії протікати не буде, то значення початкової, кінцевої потужності становитимуть нулю. Результати розрахунку потужності під час аварійного режиму показано у табл. 1.16 – 1.18.

Таблиця 1.17 – Результати розрахунків потужності в лініях під час аварійного режиму

Ділянка	\vec{S}_i^{noc} , МВА	$\Delta \vec{S}_i$, МВА	\vec{S}_i^{kin} , МВА	I розр, А	I доп, А
Л1	141,73+51,29i	4,94+16,65i	146,67+66,45i	845,1	1210
Л2	104,57+40,05i	1,28+4,32i	105,85+44,2i	602,1	605
Л3	49,31+17,88i	0,19+0,4i	49,5+18,21i	276,8	450
Л4	0	0	0	0	1210
Л5	58,25+16,01i	1,2+1,7i	59,45+16,89i	324,4	660
Л6	0,54+0,27i	0,005+0,002i	0,55+0,27i	35,4	350
Л7	0,57+0,23i	0,004+0,002i	0,57+0,23i	35,5	175

Таблиця 1.18 – Результати розрахунків напруги у вузлах

№ вузла	$U_{i.ном}, кВ$	$U_{i.роз}, кВ$	ступінь РПН
А	121	121	-
1	110	114,5	-
2	110	112	-
3	110	111,4	-
4	110	118,4	-
1'	110	112	
2'	110	108,5	
3'	110	108,6	
4'	110	116,7	
1''	10	9,86	-2
2''	10	9,38	-3
3''	10	9,39	-3
4''	10	10,09	-3
5	10	9,3	-
6	10	9,3	-
5'	0,38	0,363	-
6'	0,38	0,361	-

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 Б.

					<i>БР 3.6.141.107 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

1.5 Режим мінімального навантаження електричної мережі

При мінімальному режимі, у відповідності із завданням, потужність споживачів знаходиться за виразом (1.19) [4]:

$$P_{\min} = P_{\max} \cdot K_{\min} \quad (1.19)$$

де P_{\max} – потужність максимального режиму;

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

Результати розрахунку потужності під час мінімального режиму показано у табл. 1.19 – 1.21. Схема заміщення для мінімального режиму роботи мережі приведена в додатку В.

Таблиця 1.19 – Результати розрахунків потужності в лініях

Ділянка	\vec{S}_i^{noch}, MVA	$\Delta\vec{S}_i, MVA$	\vec{S}_i^{kin}, MVA	I розр, А	I доп, А
Л1	33,96+1,51i	0,25+0,85i	34,21+0,87i	179,6	1210
Л2	14,63-0,16i	0,02+0,07i	14,65-0,27i	76,9	605
Л3	14,09+0,81i	0,01+0,03i	14,1+0,77i	74,1	450
Л4	39,72+2,02i	0,33+1,11i	40,05+1,71i	210,4	1210
Л5	30,31+4,44i	0,31+0,44i	30,62+4,06i	162,1	660
Л6	0,27+0,12i	0,001+0,001i	0,27+0,12i	17,1	350
Л7	0,29+0,13i	0,001+0,001i	0,29+0,13i	18,3	175

Таблиця 1.20 – Результати розрахунків потужності в трансформаторах при мінімальному режимі

Ділянка	\vec{S}_i^{noc}, MVA	$\Delta\vec{S}_i, MVA$	\vec{S}_i^{kin}, MVA
1-1'	19,24+1,9i	0,03+0,68i	19,33+2,99i
2-2'	28,6-0,8i	0,05+1,17i	28,72+0,89i
3-3'	25,52+1,1i	0,04+0,94i	25,63+2,56i
4-4'	30,16+3,6i	0,03+0,84i	30,31+5,26i
5-5'	0,27404+0,1i	0	0,27404+0,12i
6-6'	0,29016+0,1i	0,01i	0,29016+0,13i

Таблиця 1.21 – Результати розрахунку напруги у вузлах

№ вузла	$U_{i.ном}, kV$	$U_{i.роз}, kV$	ступінь РПН
A	121	121	-
1	110	120,2	-
2	110	120,6	-
3	110	120,9	-
4	110	119,8	-
1'	110	119,6	
2'	110	120,4	
3'	110	120,4	
4'	110	119,2	
1"	10	10,53	-2
2"	10	10,41	-3
3"	10	10,41	-3
4"	10	10,3	-3
5	10	10,37	-
6	10	10,37	-
5'	0,38	0,411	-
6'	0,38	0,409	-

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ

В додатку А показано таку принципову електричну схему мережі, підстанцію якої будемо проектувати. В табл. 2.1 приведено вихідні дані трансформаторної підстанції.

Таблиця 2.1 – Трансформатори на підстанціях

№ ПС	$S_{\text{спож}}$, МВА	Кат. спож.	№ тр- рів, шт.	$S_{\text{розр}}$ (1-го тр), МВА	$S_{\text{ном}}$ (1-го тр), МВА	Кз	Марка тр-ра
3	51	II	2	36,4	40	0,638	ТРДН-40000/110

В табл. 1.2 приведено технічні параметри та тип використаного проводу в електричній схемі.

Виходячи з умови даного розділу необхідно виконати наступні завдання:

- 1) Обрати трансформаторну підстанцію з двома трансформаторами;
- 2) Взяти величину $S_{\text{кз.с}}$ та температури з методичних вказівок та занести дані величини до табл. 2.2.

					<i>БР 3.6.14.1.107 ПЗ</i>		
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>			
<i>Розроб.</i>		<i>Курганський</i>			<i>Лит.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Василега</i>				32	82
<i>Реценз.</i>					<i>СумДУ ЕТ-01</i>		
<i>Н. Контр.</i>							
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>					

*Розрахунок параметрів, режимів та об-
ладнання електричних мереж та заходів
по енергозбереженню в них*

- 3) Порахувати значення X_{L1} та X_{L2} згідно до схеми та занести значення до табл. 2.2.
- 4) Обрати графік споживання електричної енергії та занести значення до табл. 2.4.

Відповідно до першого пункту списку вище обираємо підстанцію №3. Потужність навантаження складатиме $P = 55 \text{ MВт}$, а попередньо обраний трансформатор ТРДН-40000/110.

Таблиця 2.2 – Вихідні дані до проектування

$P_n, \text{ MВт}$	$\cos \varphi$	$X_{L1}, \text{ Ом}$	$X_{L2}, \text{ Ом}$	$S_{кз}, \text{ МВА}$	$t, \text{ }^\circ\text{C}$
55	0,88	8,82	15,53	2500	-20

Таблиця 2.3 – Графік споживання електричної енергії

Параметр	Навантаження в % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$S_n, \%$	60	30	60	80	90	70	80	105	95	110	140	108

Знаходимо номінальну потужність трансформатора

$$S_{ном} = \frac{P_{НОМ}}{\cos \varphi} = \frac{55}{0,88} = 57,59 \text{ (МВА)}$$

Знаходимо $S_{тр}$

$$S_{тр} = \frac{S_{ном}}{1,4} = \frac{57,59}{1,4} = 41,1 \text{ (МВА)}$$

Перевіряємо номінальну потужність трансформатора

$$S_{ном} = 40 \text{ (МВА)}$$

Знаходимо навантаження в кожній годині за формулою та заносимо дані до табл. 2.4:

$$S_n = \frac{S_{НОМ} \cdot \%}{100}$$

Таблиця 2.4 – Споживання електричної енергії в нормальному режимі роботи

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
S_n, MVA	24,7	12,3	24,7	32,9	37,0	28,8	32,9	43,2	39,1	45,2	57,6	44,4

Проведемо перевірку трансформатора в аварійному режимі, так як в систематичному режимі при роботі двох трансформаторів перенавантаження немає. Побудуємо графік навантаження рис. 2.1.

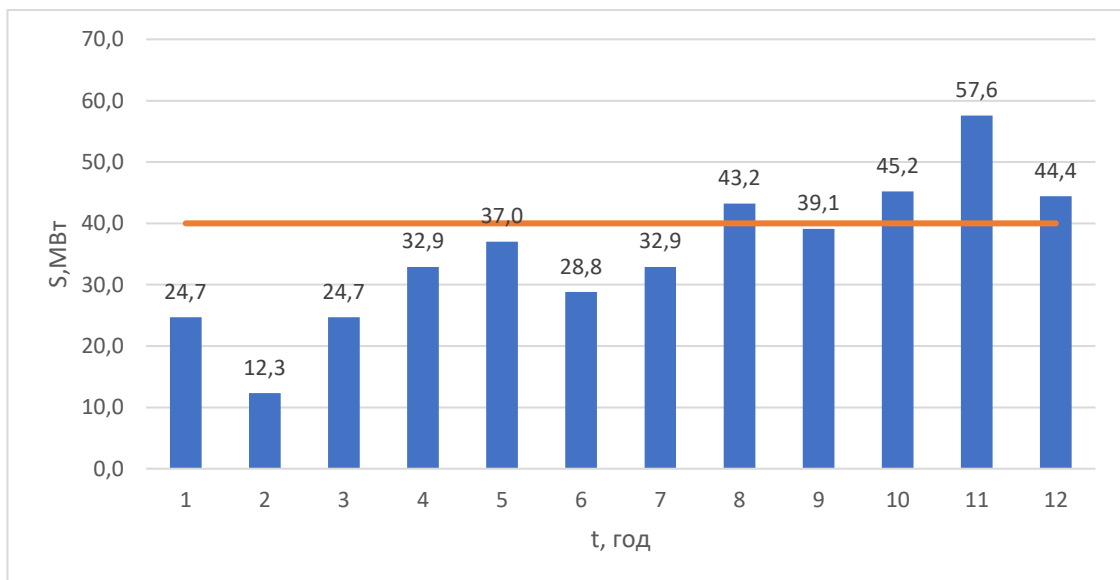


Рисунок 2.1 – Графік споживання електричної енергії в аварійному режимі

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

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

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.

$$K_1 = \frac{1}{25} \sqrt{\frac{12,3^2 \cdot 2 + 24,7^2 \cdot 4 + 28,8^2 \cdot 2 + 32,9^2 \cdot 4 + 37^2 \cdot 2 + 39,1^2 \cdot 2}{8}}$$

$$= 0,753$$

Аналогічно визначаємо другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беруться ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора:

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

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

$$K_2 = \frac{1}{25} \sqrt{\frac{43,2^2 \cdot 2 + 44,4^2 \cdot 2 + 45,2^2 \cdot 2 + 57,6^2 \cdot 2}{8}} = 1,199$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за виразом:

$$K_{max} = \frac{S_{max}}{S_{НОМ}} = \frac{57,6}{40} = 1,44$$

де S_{MAX} – максимальне навантаження трансформатора за графіком навантаження.

					БР 3.6.141.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

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

$$K_2' = 0,9K_{max} = 0,9 \cdot 1,44 = 1,29$$

Так як, $K_2' \geq K_2$ остаточно беремо $K_2 = 1,29$.

За державним стандартом з урахуванням еквівалентної температури -20 С) і часу перевантаження $t = 8$ годин, та заносимо дані до табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Дані державного стандарту

	0,7	0,753	0,8
8	1,7	0,7	1,7

$$K_{12ГОСТ} = 1,7$$

Як видно, $K_{12ГОСТ} = 1,7$ більше за реальне $K_2 = 1,29$, отже даний режим роботи допустимий для даного трансформатора. Як видно, даний трансформатор задовольняє умові навантаження споживачів.

2.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 110 кВ і 10 кВ [13]. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями: схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис 2.2.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованих одиницях [14]. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає $S_c = 2500$ МВА.

					БР 3.6.14.1.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

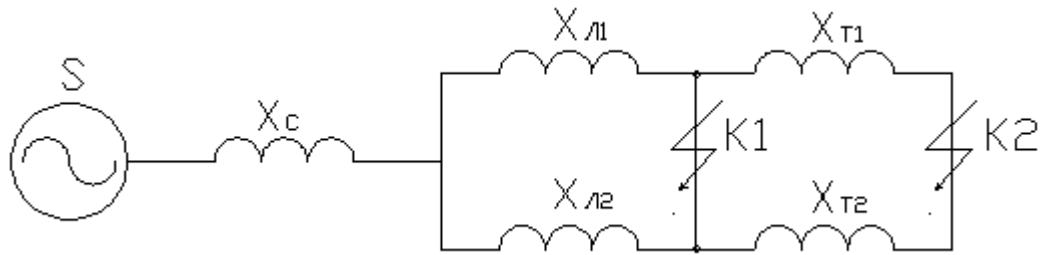


Рисунок 2.2 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_c = \frac{U_{\text{Л}}^2}{S_c} = \frac{110^2}{2500} = 4,84 \quad (\text{Ом}).$$

Загальний опір працюючих ліній

$$X_{\text{Л}} = \frac{X_{\text{Л1}} \cdot X_{\text{Л2}}}{X_{\text{Л1}} + X_{\text{Л2}}} = \frac{8,82 \cdot 15,5}{8,82 + 15,5} = 5,62 \quad \text{Ом}.$$

Розрахуємо опір трансформатора:

Потужність трансформатора

$$S_T = 40 \quad (\text{МВА});$$

Опір трансформатора

$$X_{T1} = \frac{U_K \% \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 110^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 15,88 \quad (\text{Ом});$$

Періодична складова СКЗ у точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{\text{Л}})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,84 + 5,62)} = 6,07 \quad (\text{кА});$$

та сама у точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{\text{Л}} + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,84 + 5,63 + 15,88)} = 2,41 \quad (\text{кА}).$$

Реальний СКЗ у точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{110}{10} = 2,41 \cdot \frac{110}{10} = 26,5 \quad (\text{кА}).$$

Ударний струм:

									Арк.
									37
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$\text{у точці } K_1, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 6,07 = 13,8 \text{ (кА)};$$

$$\text{у точці } K_2, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 26,5 = 60,4 \text{ (кА)}.$$

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.

$$\text{для } K_1 i_a = \sqrt{2} \cdot 6,07 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,779 \text{ (кА)};$$

$$\text{для } K_2 i_a = \sqrt{2} \cdot 26,5 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 5,07 \text{ (кА)}.$$

Інтеграл Джоуля

$$\text{для } K_1 B_{K1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 6,07^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 0,779 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

$$\text{для } K_2 B_{K2} = I_{K2}^2 (t + T_a) = 26,5^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 105,4 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

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 , $\text{кА}^2\text{с}$
Шини 110 кВ	6,07	13,82	6,07	0,779	3,13
Шини 10 кВ	26,51	60,4	26,51	5,07	105,4

2.2 Вибір комутаційної апаратури для розподільчих пристроїв

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294 \text{ А.}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

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

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{\max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{0,7 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1617 \text{ А.}$$

Струм у колі лінії, що відходить

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

2.2.1 Вибір вимикача на боці високої напруги 110 кВ

Вибір вимикачів наведений у табл. 2.7. Каталожні параметри вимикача узяті з [15,16].

Таблиця 2.7 – Вибір вимикача на боці 110 кВ

Умова Вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{роз} \leq I_{ном}$	294 А	2500 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	6,07 кА	31,5 кА
$I_{yd} \leq I_{СКВ}$	13,82 кА	81 кА
$I_{нт} \leq I_{ОмкНом}$	6,07 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	0,779 кА	7,245 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	3,13 кА ² с	7500 кА ² с

Обираємо вимикач типу ВРС-110-31,5/2500-УЗ

					БР 3.6.14.1.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

2.2.2 Вибір вимикача у колі трансформатора на боці 10 кВ

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{роз} \leq I_{ном}$	3233 А	4000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	26,51 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	60,4 кА	102 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	26,51 кА	40 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	5,07 кА	18 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	105,4 кА ² с	8100 кА ² с

Обираємо вимикач типу ВРС-10-40/102-4000

2.2.3 Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Таблиця 2.9 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{роз} \leq I_{ном}$	1617 А	1250 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	26,51 кА	40 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	60,4 кА	102 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	26,51 кА	40 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	5,07 кА	16 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	105,4 кА ² с	2976,75 кА ² с

Обираємо вимикач типу ВРС-10-40/102-2000

					БР 3.6.14.1.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

2.2.4 Вибір вимикача на лінію, 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 кВ	10 кВ
$I_{роз} \leq I_{ном}$	323 А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	26,51 кА	40 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	60,4 кА	102 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	26,51 кА	40 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	5,07 кА	32 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	105,4 кА ² с	2976,75 кА ² с

Обираємо вимикач типу ВРС-10-40/102-630.

2.2.5 Вибір роз'єднувача напругою 110 кВ

У табл. 2.11 наведений вибір роз'єднувачів на боці 110 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють [17].

Таблиця 2.11 – Вибір роз'єднувача 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{роз} \leq I_{ном}$	294 А	630 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	13,82 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	3,13 кА ² с	4800 кА ² с

Обираємо до установки на боці 110 кВ роз'єднувачі типу РНД-1-110/630

Т1.

					БР 3.6.14.1.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

2.3 Вибір трансформатора власних потреб

В якості трансформаторів власних потреб використовуються трифазні силові масляні трансформатори з дуттям ТД, ТДН, ТРДН. Такі присторої призначені для перетворення електричної енергії в мережах енергосистем, а також для живлення різних споживачів в мережах змінного струму частотою 50 Гц, в т. ч. для власних потреб електростанцій.

У трансформаторах передбачена можливість регулювання напруги. Від регулювання – РПН (регулювання під навантаженням), тобто перемикання трансформатора на інший щабель регулювання здійснюється в робочому стані. Трансформатори комплектуються:

- системою охолодження з повітряним дуттям;
- мастило вказівника, для контролю рівня масла в баку;
- мастило вказівника, для контролю рівня масла в відсіку РПН;
- датчиком температури трансформатора (для трансформаторів, потужністю 1000 кВА та більше);
- датчиком температури пристрою РПН;
- газове реле трансформатора, для візуального контролю виділення газу, а також для відбору проби масла (для трансформаторів, потужністю 1600 кВА та більше);
- газовим реле для пристрою РПН;
- пристроєм, для переключення в поздовжньому і поперечному напрямку (для трансформаторів, потужністю 1000 кВА та більше).

Споживачами власних потреб є оперативні ланцюги, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення, електроопалення і т.ін. Розрахунок потужності приймачів власних потреб наведений у табл. 2.12.

Таблиця 2.12 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

					<i>БР 3.6.14.1.107 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

Види споживачів	Встановлена потужність		Всього	cos φ	tg φ	Навантаження	
	одиниці, кВт*к-сть	Кількість				P, кВт	Q, кВАр
Охолодження ТРДН-40000/110	3	2	6	0,88	0,54	6	3,24
Підігрів вимикачів напругою 110 кВ	1,8	3	5,4	1	0	5,4	0
Підігрів приводів роз'єднувачів, відділювачів, короткозамикачів	0,6	15	9	1	0	9	0
Освітлення ВРП 110 кВ	5	1	5			5	
Освітлення ЗРП	7	1	7			7	
Опалення, вентиляція закритого РП	7	1	7	1	0	7	0
Всього						39,4	3,24

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб потужністю:

$$S_{роз} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{39,4^2 + 3,24^2} = 31,63 \text{ кВА}$$

Обираємо два трансформатори власних потреб ТМ- 25/10 згідно довідники за посиланням [8], потужністю по 25 кВА. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на $31,63/25 = 1,26$, що допустимо.

2.4 Вибір електровимірювальних приладів

2.4.1 Вибір трансформаторів струму (ТС)

Вимірювальні ТС відносяться до класу спеціальних трансформаторів і призначені для:

- розширення межі вимірювання приладів (амперметрів, ватметрів);
- живлення струмових обмоток лічильників електричної енергії;

Основними складовими частинами ТС є первинна обмотка, вторинна

					БР 3.6.141.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

обмотка та магнітопровід (осереддя).

2.4.1.1 Вибір ТС на стороні 110 кВ

У ланцюзі силового трансформатора з боку високої напруги встановлено амперметр ватметр та варметр. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.13.

Таблиця 2.13 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Е-335	1	0,5	Амперметр	Э-335
Ватметр	Д350	1,5	0,5	Ватметр	Д350
Варметр	Д345	1,5	0,5	Варметр	Д345
Сумарне навантаження			1,5	Сумарне навантаження	

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.14.

Таблиця 2.14 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H, \text{кВ}$	110	110
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	294	300
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{кА}$	13,82	25
$B_K \leq I_T^2 t_r, \text{кА}^2 \text{с}$	3,13	288

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ 110-У1 з коефіцієнтом трансформації 300/5 [18].

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I^2} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом}$$

Опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

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

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

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

Z_K – опір приладів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 1,2 - 0,06 - 0,1 = 1,04 \text{ Ом}$$

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 $l = 85 \text{ м}$

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F},$$

де: ρ – питомий опір міді, $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом}\cdot\text{мм}}{\text{м}}$; F – перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{\text{пр}} = 0,0175 \frac{85}{2,5} = 0,595 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_K + Z_{\text{пр}} = 0,06 + 0,1 + 0,595 = 0,755 \text{ Ом},$$

що менше ніж $1,04 \text{ Ом}$, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

2.4.1.2 Вибір ТС на стороні 10 кВ в колі силового трансформатора

У ланцюзі силового трансформатора з боку низької напруги встановлено амперметр ватметр, варметр, лічильник активної та реактивної енергії. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.15.

					БР 3.6.14.1.107 ПЗ	Арк.
						45
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.15 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Е-335	1	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			6,5	0	6

Обираємо трансформатор струму ТШВ10 з коефіцієнтом трансформації 3000/5 [19].

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}$$

Опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{\text{пр}} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 2,5 мм² для мідних жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l = 50$ м

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

де: ρ – питомий опір міді, $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$; F – перетин жил, мм²,

$$Z_{\text{пр}} = 0,0175 \frac{50}{2,5} = 0,35 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0,26 + 0,1 + 0,35 = 0,71 \text{ Ом},$$

					БР 3.6.14.1.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

що менше ніж 0,84 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5. Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.16.

Таблиця 2.16 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$, кВ	10	10
$I_{расч} \leq I_{ном}$, А	3233	4000
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$, кА	60,4	81
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА ² с	105,4	288

2.4.1.3 Вибір секційного ТС на стороні 10 кВ

У ланцюзі силового трансформатора з боку низької напруги встановлено амперметр. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.17.

Таблиця 2.17 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Е-335	1	0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження			0,5	0,5	0,5

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.18.

Таблиця 2.18 – Трансформатор струму секційної комірки

					БР 3.6.14.1.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H, \text{кВ}$	10	10
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	1617	2000
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{кА}$	60,4	81
$B_K \leq I_T^2 t_r, \text{кА}^2\text{с}$	105,4	288

Обираємо трансформатор струму ТШЛ 10-УЗ 2000/5.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

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

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

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

де: ρ – питомий опір міді, $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$; F – перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{\text{пр}} = 0,0175 \frac{40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{\text{прил}} + Z_K + Z_{\text{пр}} = 0,28 + 0,1 + 0,28 = 0,4 \text{ Ом},$$

що менше ніж 1,08 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

2.4.1.4 Вибір вимикача на лінії, що відходить 10 кВ

У ланцюзі силового трансформатора з боку низької напруги встановлено амперметр. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.19.

					БР 3.6.14.1.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

Таблиця 2.19 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Е-335	1	0,5	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			5,5	0,5	5,5

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом}$$

Опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{\text{пр}} = 1,2 - 0,22 - 0,1 = 0,88 \text{ Ом}$$

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 $l = 40 \text{ м}$

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

де: ρ – питомий опір міді, $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$; F – перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{\text{пр}} = 0,0175 \frac{40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{пр}} = 0,28 + 0,1 + 0,22 = 0,6 \text{ Ом},$$

що менше ніж $0,88 \text{ Ом}$, припустимих при роботі трансформатора в класі точності $0,5$.

Розрахункові параметри трансформатора струму приведені у табл. 2.20.

					БР 3.6.14.1.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

Таблиця 2.20 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H, \text{кВ}$	10	10
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	323	400
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{кА}$	60,4	100
$B_K \leq I_T^2 t_r, \text{кА}^2\text{с}$	105,4	288

Обираємо трансформатор струму ТЛМ 10-УЗ 400/5.

2.4.2 Вибір трансформаторів напруги

2.4.2.1 Трансформатор напруги на боці ВН

Для вибору трансформатора напруги необхідно визначити потужність його вторинної обмотки. Визначимо вимірювальні прилади, що підключені до трансформатора напруги з боку ВН і занесемо їх до табл. 2.21.

Таблиця 2.21 – Вимірювальні трансформатори напруги з боку високої напруги

Прилад	Встановлення	Потужність	К-ть. обм.	cos s	К-ть	Потужність	
						P	Q
Ваттметр	ПЛ - 110 кВ	1,5	2	1	2	6	0
Варметр		2	2	1	2	8	0
Фіксатор імпульсної дії		3	1	1	2	6	0

Розраховуємо вторинну потужність трансформатора напруги:

$$S_{\text{нав}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{20^2 + 0^2} = 20 \text{ ВА}$$

Обираємо вимірювальний трансформатор напруги типу НКФ-110-58 з параметри наведеними в табл. 2.25 [20].

					БР 3.6.14.1.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

2.4.2.2 Трансформатор напруги на боці НН

Визначимо вимірювальні прилади, що підключені до трансформатора напруги з боку НН і занесемо їх до табл. 2.22.

Таблиця 2.22 – Вимірювальні трансформатори напруги з боку високої напруги

Прилад	Місце встановлення	Тип	Потужність	К-ть. обм.	cos	sin	К-ть приладів	Потужність	
								P	Q
Вольтметр	Збірні шини	Э - 335	2	1	1	0	2	4	0
Вольтметр (регистр.)		Н - 394	10	1	1	0	2	20	0
Лічильник активної енергії	Лінії 10 кВ	І - 674	3	2	0,38	0,925	12	72	175
Лічильник реактивної енергії		І673	3	2	0,38	0,925	12	72	175
Всього								168	350

Розраховуємо вторинну потужність трансформатора напруги:

$$S_{наб} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{168^2 + 350^2} = 388 \text{ ВА}$$

Обираємо вимірювальний трансформатор напруги типу НТМІ-10-66 з параметри наведеними в табл. 2.23 [21].

Так як потужність трансформатора не достатня, щоб працювати в класі точності 0,5. Можна встановити на кожну секцію шин по два вимірювальні трансформатор напруги, що з'єднані в неповний трикутник.

Таблиця 2.23 – Технічні дані трансформаторів 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-110-58	150/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	2000
НТМІ-10-66	10	100	100:3		120	200	600	960

2.5 Вибір струмопровідні збірні шин

В якості струмопроводів і кабелів на боці низької (середньої) напруги підстанції В РУ 110 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталелегалюмінієвими проводами марки АС

1) Вибираються ці шини за економічною щільністю струму.

$$q_{min} = \frac{I_{трив}}{j_e},$$

де j_e - економічна щільність струму $[j_e] = \frac{A}{A/mm^2}$;

$j_e = 1,0$ – для неізолюваних мідних проводів

$$q_{min} = \frac{294}{1,1} = 267,3 \text{ мм}^2$$

Обираємо провід АС – 150, найближчий до розрахованого.

2) Вибраний переріз перевіряється за допустимим струмом

$$I_{max} = 294 \text{ А}$$

$$I_{доп} = 450 \text{ А}$$

3) Перевірка на термічну стійкість при КЗ.

$$q_{min} \leq q_{розр}$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{3,13}}{91 \cdot 10^{-3}} = 19,4 \text{ мм}^2$$

					БР 3.6.14.1.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

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

Умова виконується $19,4 \text{ мм}^2 \leq 240 \text{ мм}^2$.

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 $I_{\text{кз}} = 6,07 \text{ кА}$ – отже умова не виконується.

5) Переріз проводів для напруги 110 кВ за умовами корони повинен бути не менше 70 мм^2 , тому провід АС–185/29 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:

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

$$I_{\text{роб.нб}} = 3233 \text{ А}$$

По $I_{\text{раб.нб}}$ вибираємо алюмінієві шини коробчастого перерізу $1 \times 100 \times 45 \times 6 \text{ мм}$, переріз (1010 мм^2), для цих шин $I_{\text{доп}} = 3500 \text{ А}$.

$I_{\text{роб.нб}}$ – максимальне значення струму в після аварійному та нормальному режимах.

$I_{\text{доп}}$ – максимальне значення допустимого струму шин.

$k_{\text{п}}$ – поправочний коефіцієнт на струм при розрахованій температурі середовища (умовна температура середовища 25°C , нормована температура 70°C і температурі середовища 20°C).

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot k_{\text{п}} = 3500 \cdot 1,05 = 3675 \text{ А}$$

$$3233 \leq 3675$$

Нерівність виконується.

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

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

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{105}}{91 \cdot 10^{-3}} = 112,8 \text{ мм}^2$$

$$1 \times 10,1 \leq 112,8$$

									Арк.
									53
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.107 ПЗ				

Нерівність виконується.

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 [12].

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J_{y_0-y_0}}{q}},$$

де l - довжина прольоту між ізоляторами $l = 1$ м;

$J_{y_0-y_0}$ - момент інерції шини коробчастого перерізу щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, см^4 ;

q - поперечний переріз шини, см^2 .

$$f_0 = \frac{173,2}{1^2} \sqrt{\frac{18,5}{10,1}} = 234,4 \text{ Гц}$$

Оскільки $f_0 > 200$ Гц, то резонанс виключений.

4) Перевірка шини на міцність

Напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз визначається за формулою, МПа:

$$\sigma_p = K_p \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \cdot 10^{-2},$$

де K_p - коефіцієнт, який враховує розташування шин ;

i_y - ударний струм к.з., кА;

a - відстань між фазами, м;

W - момент опору шини відносно осі, перпендикулярної до дії зусилля, см^3 .

					БР 3.6.14.1.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \frac{60,4^2 \cdot 1^2}{625 \cdot 0,8} \cdot 10^{-2} = 0,13 \text{ МПа}$$

Сила взаємодії між швелерами, Н/м:

$$f_{\Pi} = 0,05 \frac{i_y^2}{h},$$

де h – висота шин, м.

$$f_{\Pi} = 0,05 \frac{60,4^2}{0,1} = 1824 \text{ Н/м}$$

Напруга в матеріалі шин від дії сили f_{Π} , МПа:

$$\sigma_{\Pi} = \frac{f_{\Pi} \cdot l^2}{12 \cdot W_{\Pi}}$$

де $W_{\Pi} = W_{y-y}$

$$\sigma_{\Pi} = \frac{1824 \cdot 1^2}{12 \cdot 625} = 0,24 \text{ МПа}$$

Шини механічно міцні, якщо

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\phi} + \sigma_{\Pi} \leq \sigma_{\text{доп}}$$

$$0,37 \text{ МПа} \leq 82,3 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності виконується, отже шини обрано правильно

2.6 Вибір принципової схеми первинних з'єднань підстанції

Схеми для напруги 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.

					БР 3.6.141.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

3 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА ТРДН –40000/110

Складемо схему релейного захисту та схему заміщення рис. 3.1. Технічні параметри приведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Технічні параметри трансформатора

Тип	S _{ном} , МВ·А	U _{ном} , кВ		U _к , %
		ВН	НН	
ТРДН-40000/110	40	115	10,5	10,5

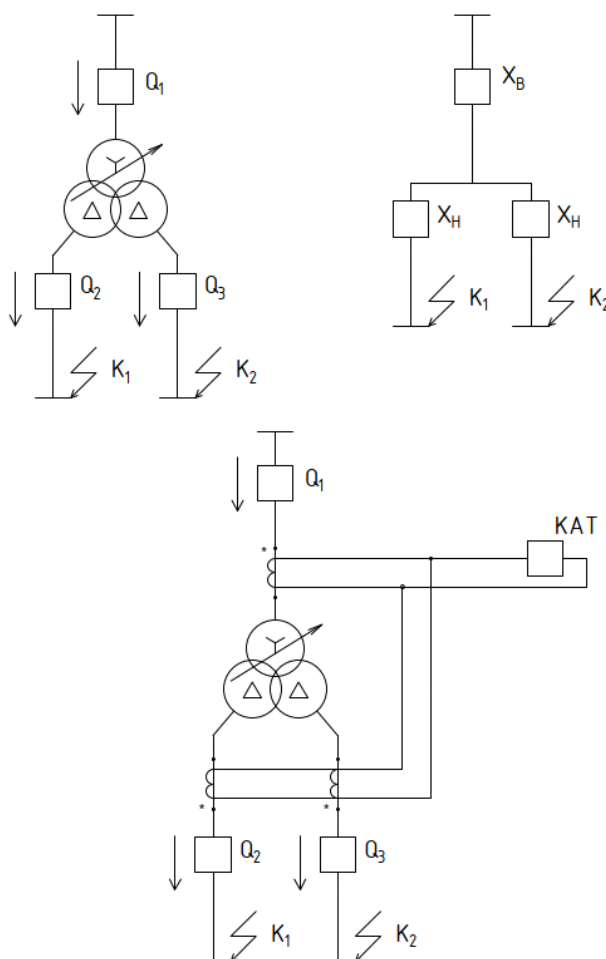


Рисунок 3.1 – Схема РЗА та схема заміщення

<i>БР 3.6.14.1.107 ПЗ</i>				
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата
Розроб.		Курганський		
Перевір.		Василега		
Реценз.				
Н. Контр.				
Затверд.		Лебединський		
Розрахунок параметрів, режимів та об'єднання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них				
		Лит.	Аркуш	Листів
		56	82	
<i>СумДУ ЕТ-01</i>				

Для складання схеми заміщення (рис. 3.1) обчислюються опори трансформатора:

$$X_T^{BH} \approx \frac{U_{KB\%} \cdot U_{B_{cp,ном}}^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 40} = 34,7 \text{ Ом}$$

$$X_B^{BH} = 0,125 \cdot X_T^{BH} = 0,125 \cdot 34,7 = 4,3 \text{ Ом}$$

$$X_{H1}^{BH} = X_{H2}^{BH} = 1,75 \cdot X_T^{BH} = 1,75 \cdot 34,7 = 60,7 \text{ Ом}$$

При розрахунках струмів КЗ для захистів трансформаторів з РПН слід врахувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів 110 кВ наближено можна прийняти:

$$x_{T,макс} = x_{T,ном} (1 + \Delta U)^2 \quad x_{T,мін} = x_{T,ном} (1 - \Delta U)^2$$

$$x_{B,макс} = 4,3 \cdot (1 + 0,12)^2 = 5,4 \quad x_{B,мін} = 4,3 \cdot (1 - 0,12)^2 = 3,3$$

$$x_{H,макс} = 60,7 \cdot (1 + 0,12)^2 = 76,1 \quad x_{H,мін} = 60,7 \cdot (1 - 0,12)^2 = 47$$

Струм КЗ на шинах НН (точка К1 та К2, рис. 2.1)

$$I_{K2,макс}^3 = \frac{U_{CP,НОМ}}{\sqrt{3}(x_{C,макс} + x_{B,мін} + x_{H,мін})} = \frac{115}{\sqrt{3}(10 + 3,3 + 47)} = 1,101 \text{ кА}$$

$$I_{K2,мін}^2 = \frac{U_{CP,НОМ}}{2(x_{C,мін} + x_{B,макс} + x_{H,макс})} = \frac{115}{2(22 + 5,4 + 76,1)} = 0,556 \text{ кА}$$

3.1 Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту

Попередній розрахунок диференційного захисту та вибір типу реле.

1. Струм спрацьовування захисту визначається за більшим з двох розрахункових умов [22]:

а) відбудова від кидка струму намагнічування

$$I_{НОМ} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{CP,НОМ}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ А}$$

$$I_{C.3.} = k_{від.} \cdot I_{НОМ} = 1,3 \cdot 201 = 261 \text{ А}$$

б) відбудова від струму небалансу:

									Арк.
									57
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.107 ПЗ				

$$I_{C.3.} = k_3(k_{одн}\varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{K1.макс} =$$

$$= 1,3 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 1101 = 386 A$$

Приймаємо $I_{C.3.} = 386 A$

2. Попередня перевірка чутливості проводиться при первинних струмах при двофазному КЗ на стороні НН (точка К2, рис. 2.1):

$$K_{ч} = \frac{I_{K2.мін}^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{556}{386} = 1,44 < 2 - \text{незадовільняє}$$

3. Оскільки захист з реле типу РНТ не забезпечує чутливості, а розрахунковою є відбудова від струму небалансу, то слід застосувати реле типу ДЗТ-11, для якого струм спрацьовування захисту вибирається за умовами:

а) відбудова по (1.1) від кидка струму що намагнічується

$$I_{C.3.} = k_{від.} \cdot I_{НОМ} = 1,5 \cdot 201 = 302 A$$

б) відбудова по (1.2) від струму небалансу при КЗ на СН:

$$I_{C.3.} = k_3(k_{одн}\varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{K1.макс} =$$

$$= 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 1101 = 446 A$$

в) відбудова по (1.2) від струму небалансу при КЗ на НН

$$I_{C.3.} = k_3(k_{одн}\varepsilon + \Delta U_I) \cdot I_{K2.макс} =$$

$$= 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 1101 = 363 A$$

Приймаємо реле ДЗТ-11 з уставкою гальмівної обмотки з боку СН. Тоді відбудова по підп.3 б) буде забезпечена за рахунок гальмування, а струм спрацьовування захисту приймається за більшим з умов 3 а) і 3 в): $I_{с.з} = 363 A$.

4. Визначається чутливість захисту при КЗ на стороні НН при мінімальному регулюванні:

$$k_{ч} = \frac{I_{K2.мін}^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{556}{363} = 1,532$$

Це значення $k_{ч}$ дещо менше нормованого, однак, уже при номінальному коефіцієнті трансформації трансформатора струм КЗ складе:

$$I_{K2.мін}^2 = \frac{U_{CP.НОМ}}{2(x_{C.мін} + x_{B.макс} + x_{H.макс})} = \frac{115}{2(22 + 4,3 + 60,7)} = 661 A$$

									Арк.
									58
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.107 ПЗ				

і необхідний коефіцієнт чутливості забезпечується

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К2.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{661}{363} = 1,82$$

Тому захист з реле ДЗТ-11 може бути застосований.

3.2 Вибір уставок реле ДЗТ

1. Визначаються первинний і вторинний струми сторін трансформатора Дані розрахунку наведені в табл. 3.2. З табл. 3.2 випливає, що в якості основної слід взяти сторону ВН (115 кВ), що має більший вторинний номінальний струм [23].

Таблиця 3.2 – Розрахунок струмів трансформатора

Значення параметрів	I-ВН-115 кВ	III-НН-10,5 кВ
$I_{\text{ном}}, A$	$\frac{40}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201$	$\frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2199$
K_{In}	400/5	3000/5
Схема з'єднання ТТ	Трикутник	Зірка
$k_{\text{сх}}$	1,73	1
$I_{\text{В.ном}}, A$	$\frac{201 \cdot 1,73}{400/5} = 4,35$	$\frac{2199 \cdot 1}{3000/5} = 3,67$

2. Струм спрацьовування реле для основної сторони визначається за виразом:

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{с.з.}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{номп}}}}{K_{\text{In}}} = \frac{363 \cdot 1 \cdot \frac{115}{115}}{300/5} = 4,54 A$$

3. Розрахункове число витків робочої обмотки для основної сторони визначається

					БР 3.6.14.1.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

$$w_{осн.розр} = \frac{F_{ср}}{I_{с.р.осн}} = \frac{100}{4,54} = 22,03 \text{ витків}$$

Приймається $w_{осн.роб} = 22$, що відповідає фактичному струму спрацьовування реле $I_{ср.осн} = \frac{100}{22} = 4,55 \text{ A}$.

4. Розрахункові числа витків для інших сторін трансформатора визначаються за виразом: для сторони 10,5 кВ $w_{розр.I} = w_{осн} \frac{I_{в.ном.осн}}{I_{в.ном.I}} = 22 \frac{4,35}{3,67} = 26,08$.

Приймається $w_I = 26$ витків.

5. Уточнений струм спрацьовування захисту з урахуванням похибки вирівнювання знаходиться за виразами:

$$w_I = \frac{w_{Iрозрах} - w_I}{w_{Iрозрах}} = \frac{|26,08 - 26|}{26,08} = 0,003$$

$$I_{с.з.} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_I) \cdot I_{К2.макс} = \\ = 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,003) \cdot 1101 = 368 \text{ A}$$

6. Визначається уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле.

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{номI}}}{k_{I(I)}} = \frac{368 \cdot 1 \cdot \frac{115 \cdot 10^3}{115 \cdot 10^3}}{400 / 5} = 4,55 \text{ A}$$

Оскільки уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле (4,6 А) менше фактичного (4,55 А), то вибір робочих витків закінчений.

7. Розрахунковий струм небалансу захисту при КЗ на стороні НН, де передбачено гальмування, з урахуванням похибки вирівнювання знаходиться за виразами:

$$I_{нб.расч} = k_3 (k_{пер} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II} + \Delta w_I) I_{кс.макс}^{(3)} = \\ = 1,5 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,129 + 0,05 + 0,003) \cdot 1101 = 450,8 \text{ A}$$

8. Число витків гальмівної обмотки знаходиться за виразом

$$w_{гальм} = \frac{k_3 \cdot I_{нб.расч} \cdot w_{роб}}{I_{кс.макс}^{(3)} \cdot tg \alpha} = \frac{1,5 \cdot 450,8 \cdot 224 \cdot 22}{1101 \cdot 0,75} = 18,02 = 18$$

									Арк.
									60
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.107 ПЗ				

Таким чином, до установки на реле приймаються наступні витки:

$$w_I = 26 \quad w_{II} = 22 \quad w_{зальм} = 18$$

9. Чутливість захисту визначається наближено по первинним струмам при розрахунковому КЗ на стороні НН для випадків мінімального і нормального регулювання трансформатора:

$$k_{ч} = \frac{556}{27} = 9,75 \quad k_{ч} = \frac{661}{57} = 11,6$$

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{номIII}}}{k_{I(III)}} = \frac{4,55 \cdot 1 \cdot \frac{115 \cdot 10^3}{115 \cdot 10^3}}{400 / 5} = 57 \text{ A}$$

Оскільки коефіцієнт чутливості захисту при нормальному регулюванні напруги досить високий і при мінімальному регулюванні досить високий, то захист з реле ДЗТ-11 рекомендується до установки. На рис. 3.2 зображено схему уставок реле ДЗТ-11 [24].

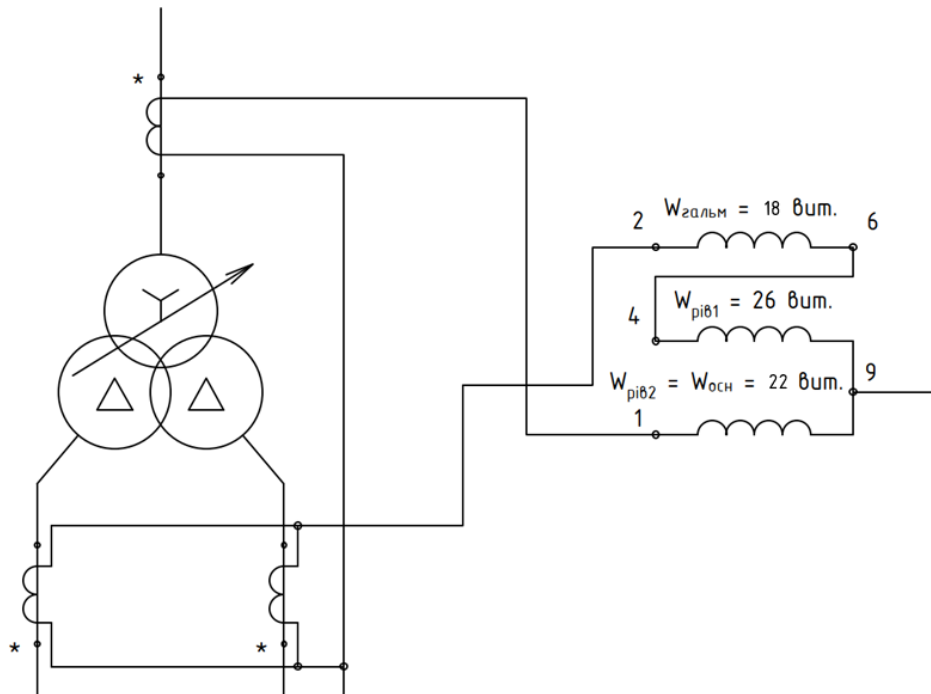


Рисунок 3.2 – Схема уставок реле ДЗТ-11

3.3 Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі

Для триобмоткових трансформаторів з одностороннім живленням в якості резервного захисту рекомендується установка на стороні живлення МТЗ з пуском або без пуску по напрузі.

1. Спочатку визначається струм спрацьовування МТЗ без пуску по напрузі:

$$I_{сз} = \frac{k_3}{k_{нов}} I_{ном} = \frac{1,2}{0,8} 1,0 \cdot 201 = 754 \text{ A}$$

2. Чутливість захисту перевіримо по (1.57) при КЗ на шинах СН і НН в мінімальних розрахункових режимах (см. п.2.1)

$$k_ч = \frac{556}{754} = 0,737$$

Оскільки чутливість МТЗ без пуску по напрузі виявляється недостатньою, застосуємо блокування по напрузі зі сторін СН і НН трансформатора. У цьому випадку струм спрацьовування захисту дорівнює

$$I_{сз} = \frac{k_3}{k_{нов}} I_{ном} = \frac{1,2}{0,8} 1,0 \cdot 201 = 302 \text{ A}$$

а чутливість захисту в тих же розрахункових точках складе:

$$k_ч = \frac{556}{302} = 1,84$$

3. Напряга спрацьовування органу блокування при симетричних КЗ визначимо наближено за виразом:

$$U_{сз} \leq \frac{U_{с.мін}}{k_г} = \frac{0,7 \cdot 115}{1,2} = 67,1 \text{ кВ}.$$

4. Напряга спрацьовування органу блокування при несиметричних КЗ визначається по:

$$U_{2с.з.} = 0,06 U_{ном} = 0,06 \cdot 115 = 6,9 \text{ кВ}$$

5. Чутливість блокуючих органів перевіряється при КЗ на прийомних

					БР 3.6.14.1.107 ПЗ	Арк.
						62
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

сторонах трансформатора, куди і підключені блокуючі реле, тобто.

$$U_{к.зах}^{(3)} = 0, \text{ а } U_{к.зах} = \frac{U_{\phi}}{2} = \frac{115}{2 \times \sqrt{3}} = 33,2 \text{ кВ.}$$

Тоді

$$k_{uU} = \frac{U_{с.з.}}{U_{к.макс}} = \frac{128}{0} > 1,5 \quad k_{uU} = \frac{U_{2к.зах}}{U_{2с.з.}} = \frac{33,2}{6,9} = 4,81 > 1,5$$

Оскільки при КЗ на прийомних сторонах трансформатора $k_{uU} > 1,5$, то диференціальні захисти шин на цих сторонах можна не встановлювати.

6. Струм спрацьовування захисту від симетричного перевантаження, що діє на сигнал, визначається з умови налагодження від номінального струму трансформатора на стороні, де встановлений захист, за виразом:

$$I_{сз} = \frac{k_з}{k_{пов}} I_{т.ном} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 201 = 263,8 \text{ А}$$

					БР 3.6.141.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Розрахунок зони захисту блискавковідводів ВРП-110 кВ

Розрахувати висоту і зону захисту блискавковідводів ВРП-110 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 $P_3 = 0,999$. Параметри розміщення блискавковідводів по площині ВРП наведені в табл. 4.1

Таблиця 4.1 – Вихідні до розрахунку

А, м	В, м	L ₁ , м	L ₂ , м	L ₃ , м	L ₄ , м	L ₅ , м	h _x , м
54	52	36	34	50	6	12	6

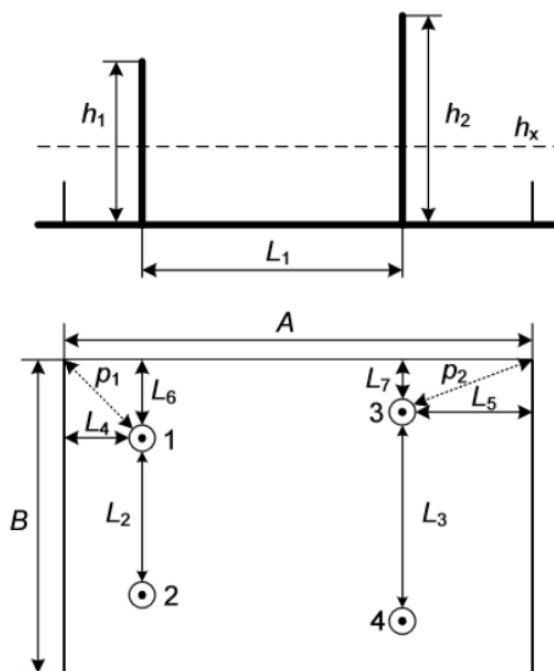


Рисунок 4.1 – Схема розміщення стрижневих блискавковідводів.

БР 3.6.141.107 ПЗ				
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата
Розроб.		Курганський		
Перевір.		Василега		
Реценз.				
Н. Контр.				
Затверд.		Лебединський		
Розрахунок параметрів, режимів та об'єднання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них				
		Лит.	Аркуш	Листів
			64	82
СумДУ ЕТ-01				

Захист будівель і споруд, що мають металеві несучі конструкції або металеву покрівлю, забезпечується шляхом заземлення металевих частин.

Цегляні, залізобетонні та бетонні споруди, металеві опори, що тримають про-води на підстанції, захищають блискавковідводами, які встановлюють на зазначених спорудах, або на окремо встановлених стрижневих блискавковідах [25].

Кожний блискавковідвід складається з блискавкоприймача, заземлювача і струмопровідних спусків, що з'єднують блискавкоприймач та заземлювач. За типом розрізняють стрижневі і тросові блискавковідводи. Захист блискавковідводу обумовлюється зоною захисту, точніше простором біля блискавковідводу, ймовірність влучення в яке не перевищує визначеного досить малого значення. Вибір типу і висоти блискавковідводу проводиться виходячи з значень необхідної ймовірності прориву блискавки $P_{пр}$. В усіх випадках система захисту від прямих ударів блискавки вибирається так, потрібно щоб максимально використовувалися природні блискавковідводи (установлені на платформах підстанції), а якщо забезпечувана ними захищеність недостатня, то встановлюється додатково стрижневі блискавковідводи [26].

1. Визначимо параметри L_6 і L_7 ,

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{52 - 34}{2} = 9 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{52 - 30}{2} = 1 \text{ м}$$

2. Визначимо параметри p_1 і p_2 ,

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{8^2 + 6^2} = 10,82 \text{ м}$$

$$p_2 = \sqrt{L_7^2 + L_5^2} = \sqrt{1^2 + 12^2} = 12,04 \text{ м}$$

3. Визначаємо висоту блискавковідводів виходячи за умови, що

$$r_{x1} = p_1 \quad r_{x3} = p_2 \text{ при висоті } h_x$$

$$h_1 = \frac{0,7 * p_1 + 0,6 * h_x}{0,42} = \frac{0,7 * 10,82 + 0,6 * 6}{0,42} = 26,6 \text{ м}$$

										Арк.
										65
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$h_3 = \frac{0,7 * p_2 + 0,6 * h_x}{0,42} = \frac{0,7 * 12,04 + 0,6 * 6}{0,42} = 28,64 \text{ м}$$

4. Розраховуємо зони захисту блискавковідводів 1 та 2:

$$L_{12} = L_2 = 34 \text{ м}$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 * h_1 = 0,7 * 26,6 = 18,62 \text{ м}$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 * h_1 = 0,6 * 26,6 = 15,96 \text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = \frac{15,96 * (18,62 - 6)}{18,62} = 10,82 \text{ м}$$

$$L_{c12} = 2,25 * 26,6 = 59,85 \text{ м}$$

$$L_{max12} = 4,25 * 26,6 = 113,05 \text{ м}$$

$$h_{c12} = h_{01} = 18,62 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12})$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = \frac{15,96 * (18,62 - 6)}{18,62} = 10,82 \text{ м.}$$

Результат розрахунку блискавковідводів 1 та 2 показано на рис. 4.2.

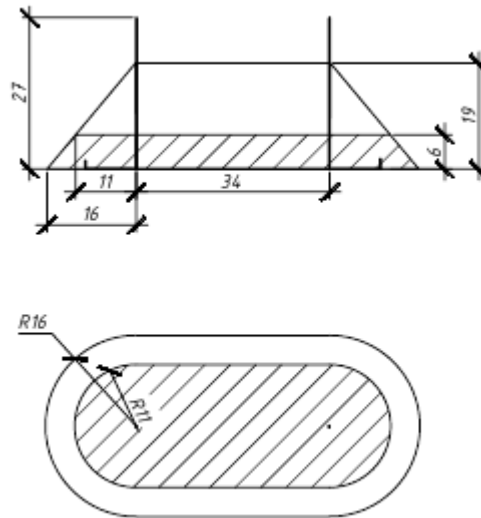


Рисунок 4.2 – Блискавковідводи 1 та 2

5. Розраховуємо зони захисту блискавковідводів 3 та 4:

$$L_{34} = L_3 = 50 \text{ м}$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 * h_3 = 0,7 * 28,64 = 20,05 \text{ м}$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 * h_3 = 0,6 * 28,64 = 18,18 \text{ м}$$

					БР 3.6.141.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = \frac{17,18 * (20,05 - 6)}{20,05} = 12,04 \text{ м}$$

$$L_{c34} = 2,25 * 28,64 = 64,44 \text{ м}$$

$$L_{max12} = 4,25 * 28,64 = 121,72 \text{ м}$$

$$h_{c34} = h_{03} = 20,05 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12})$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = \frac{17,18 * (20,05 - 6)}{20,05} = 12,04 \text{ м}$$

Результат розрахунку блискавковідводів 3 та 4 показано на рис. 4.3.

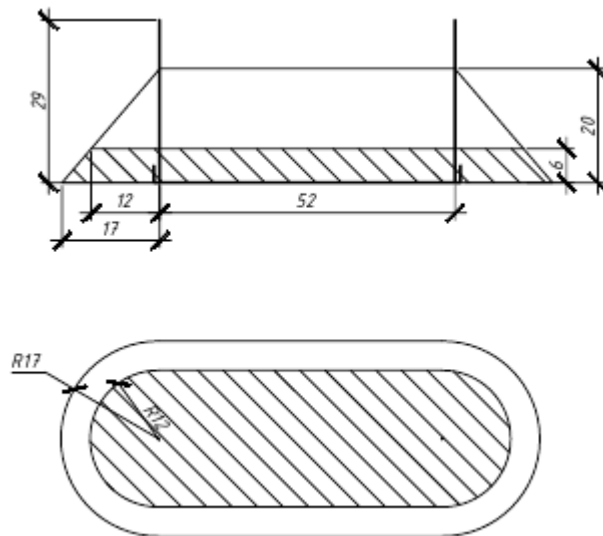


Рисунок 4.3 – Блискавковідводи 3 та 4

б. Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3:

$$L_{13} = \sqrt{L_1^2 + \left(\frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = 36,88 \text{ м}$$

на висоті $h_1 = 26,6 \text{ м}$

$$L_{c13} = 2,25 * 26,6 = 59,85 \text{ м}$$

$$L_{max13} = 4,25 * 26,6 = 113,05 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 18,62 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13})$$

на висоті $h_3 = 28,64 \text{ м}$

$$L_{c31} = 2,25 * h_3 = 64,44 \text{ м}$$

										Арк.
										67
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$L_{max31} = 4,25 * h_3 = 121,72 \text{ м}$$

$$h_{c31} = h_{03} = 20,05 \text{ м}$$

$$h_{cmin13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{18,62 + 20,05}{2} = 19,34 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{15,96 + 17,18}{2} = 16,57 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{cmin13} - h_x)}{h_{cmin13}} = \frac{16,57 * (19,34 - 6)}{19,34} = 11,43 \text{ м}$$

Результат розрахунку блискавковідводів 1 та 3 показано на рис. 4.3.

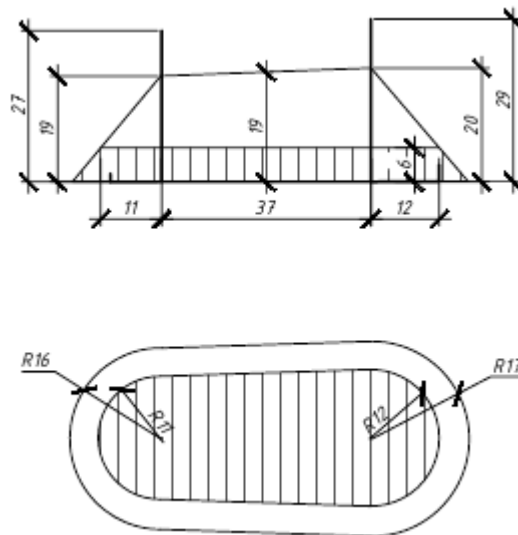


Рисунок 4.4 – Блискавковідводи 1 та 3

7. Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 4:

$$L_{14} = \sqrt{L_1^2 + \left(L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = \sqrt{36^2 + \left(34 + \frac{34 - 50}{2}\right)^2} = 55,32 \text{ м}$$

на висоті $h_1 = 26,6 \text{ м}$

$$L_{c14} = 2,25 * h_1 = 2,25 * 26,6 = 59,85 \text{ м}$$

$$L_{max14} = 4,25 * h_1 = 4,25 * 26,6 = 113,05 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{c14} = h_{01} = 18,62 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13})$$

					БР 3.6.14.1.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

на висоті $h_3 = h_4 = 28,64$ м

$$L_{41} = 2,25 * h_4 = 64,44\text{м}$$

$$L_{max41} = 4,25 * h_4 = 121,72\text{ м}$$

$$h_{c41} = h_{04} = 8,82\text{ м}$$

$$h_{cmin14} = \frac{h_{c14} + h_{c41}}{2} = \frac{18,62 + 20,05}{2} = 19,34\text{ м}$$

$$r_{c014} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{15,96 + 17,18}{2} = 16,57\text{ м}$$

$$r_{cx14} = \frac{r_{c014}(h_{cmin14} - h_x)}{h_{cmin14}} = \frac{16,57 * (19,34 - 6)}{19,34} = 11,43\text{ м}$$

Результат розрахунку блискавковідводів 1 та 4 показано на рис. 4.5.

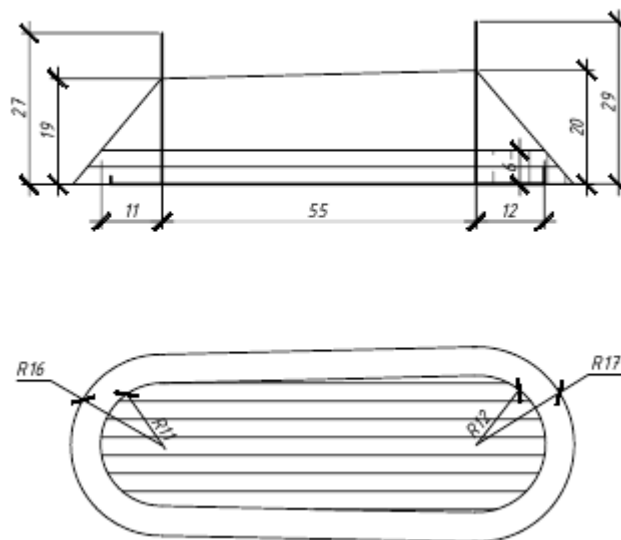


Рисунок 4.5 – Блискавковідводи 1 та 4

В результаті розрахунку отримали наступну зону захисту рис 4.6:

					БР 3.6.14.1.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

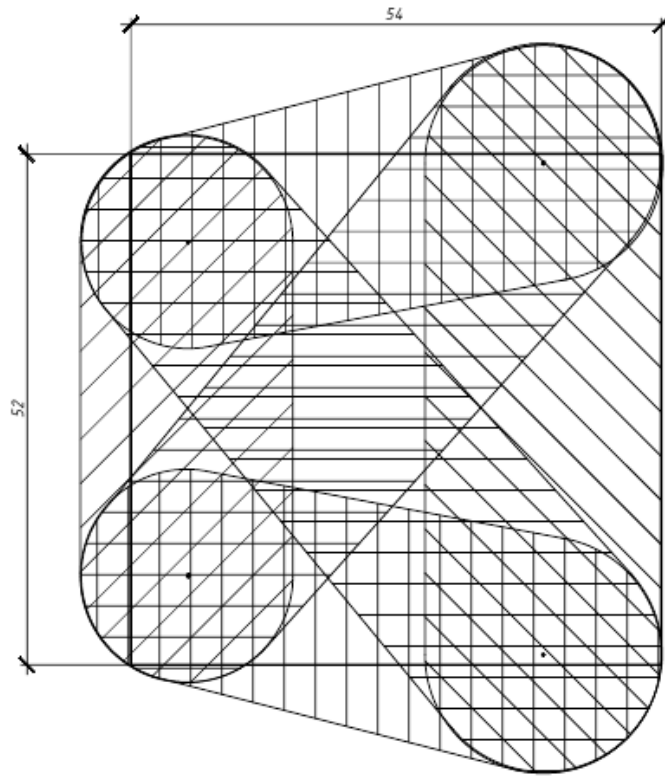


Рисунок 4.6 – Зона захисту підстанції на висоті h_x

4.2 Розрахунок опору контуру заземлення ВРП-110 кВ

Розраховувати опір заземлюваного 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 розрахунку

а, м	б, м	$\rho_{\text{вим}}$, Ом * м	$n_{\text{тр}}$, ШТ	$l_{\text{пр}}$, м	Тип тросу
54	52	85	1	190	С - 70

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 [27].

Розрахункове значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах:

$$\rho_{\text{роз}} = K\rho_{\text{вим}} = 1,4 * 85 = 119 \text{ Ом} * \text{м}$$

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

Опір заземлення системи трос-опора

$$R_{\text{тр-оп}} = \sqrt{R_{\text{тр}}R_{\text{оп}}}$$

де, $R_{\text{тр}}$ – опір троса між опорами; $R_{\text{оп}}$ – опір заземлення опори.

$$\text{Опір троса: } R_{\text{тр}} = \frac{0,0024 * l_{\text{тр}}}{n_{\text{тр}}} = \frac{0,0024 * 190}{1} = 0,456 \text{ Ом}$$

Опір заземлення опори при $\rho \leq 100$: $R_{\text{оп}} = 10$

$$R_{\text{тр-оп}} = \sqrt{R_{\text{тр}}R_{\text{оп}}} = \sqrt{0,456 * 10} = 2,14 \text{ Ом}$$

Отриманий опір вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП становить: $R_{\text{пр}} = R_{\text{тр-оп}} = 2,14 \text{ Ом}$

Допустимий опір штучного заземлення за наявності природних заземлювачів:

$$R_3 = \frac{R_{\text{доп}}R_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}} - R_{\text{доп}}} = \frac{0,5 * 2,14}{2,14 - 0,5} = 0,652$$

де, $R_{\text{доп}}$ – допустимий опір заземлення в мережах із заземленою нейтраллю

$$R_{\text{доп}} = 0,5$$

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

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

де, L – сумарна довжина всіх горизонтальних електродів.

l – довжина вертикальних електродів $l = 10 \text{ м}$

					БР 3.6.14.1.107 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

n – кількість вертикальних електродів

$$\sqrt{S} = \sqrt{54 * 52} = 53 \text{ м}^2$$

A – коефіцієнт, що залежить від $\frac{l}{\sqrt{S}} = \frac{10}{53} = 0,167$. Приймаю A = 0,167.

Визначимо кількість вертикальних електродів:

$$n = 5,4 * 2 + 5,2 * 2 = 21,2$$

Сумарна довжина всіх горизонтальних електродів

$$L = a * 6 + b * 6 = 54 * 6 + 52 * 6 = 462 \text{ м}$$

$$R_{з.р} = 118 \left(\frac{0,167}{53} + \frac{1}{462 + 21,2 * 13} \right) = 0,622 \text{ Ом}$$

Так як розрахункове значення $R_{з.р}$ менше, ніж допустима величина стаціонарного опору контурного заземлення $R_{з.р} < R_з$ (рис 4.5), то обрані параметри заземлювача відповідають допустимим нормам. Схема заземлюваного контуру показано на рис. 4.7.

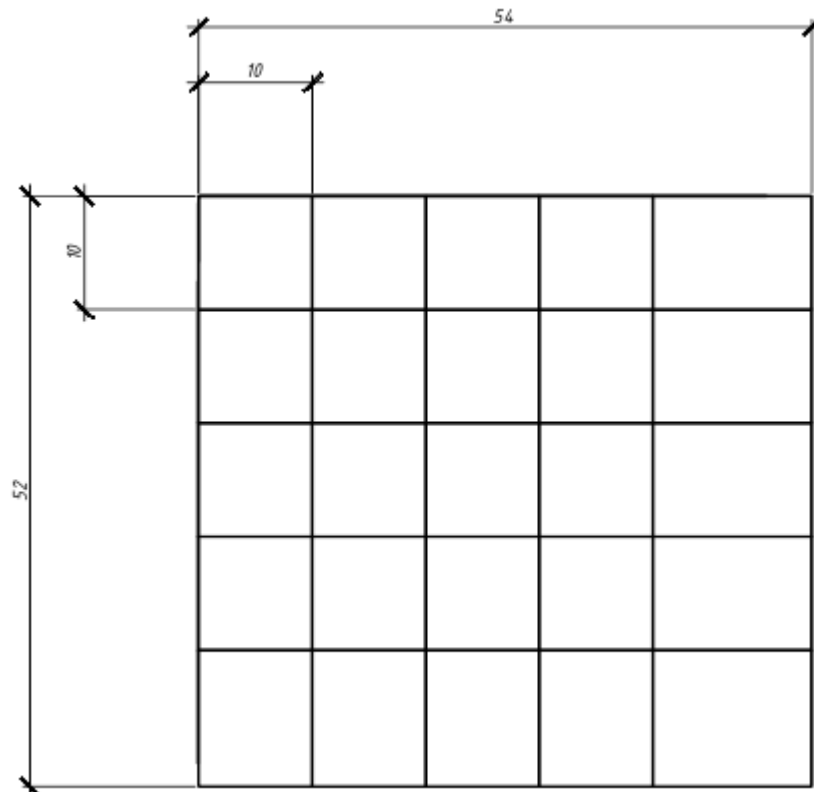


Рисунок 4.7 – Схема заземлювального контуру

ВИСНОВОК

У даній бакалаврській роботі спроектовано комбіновану мережу, що має кільцеві та радіальні ділянки, мережа складається із споживачів I, II, III категорій. Розраховано та обрано напругу номіналом 110 кВ. Обрано проводи мережі та силові трансформатори виходячи з класу напруги, потужності споживачів та їх категорій. Розраховано перетоки потужності та визначено втрати напруги в схемі та врегульовано напругу на підстанціях шляхом підбору необхідного ступеня РПН в трансформаторі. Загальні втрати в мережі склали близько 5 %. Розраховано аварійний та мінімальний режими роботи схеми, результат якого показав відхилення номінальних параметрів електроенергії, але не перевищує граничні значення. Схеми заміщення всіх розрахованих режимів мережі подано у додатках А та Б.

Для розрахунку підстанції обрано 3 споживач – споживач II категорії. Побудовано добовий графік навантаження та проведено перевірку силових трансформаторів за потужністю та визначено струми короткого замикання. Обрано високовольтні електричні апарати, гнучкі та жорсткі шини. Обрано вимірювальні трансформатори струму та напруги виходячи з підключених до них приладів. Схема підстанції подана в додатку В.

В розділі релейного захисту проведено розрахунок реле ДЗТ-11 для захисту силових трансформаторів, що забезпечує підвищену швидкодію, підключення якого проведено через трансформатори струму.

Проведено розрахунок захисту підстанції від ударів блискавки за використанням подвійних блискавковідводів, що встановлено на двох порталах. Визначено оптимальну висоту блискавковідводів та розраховано зону їх покриття. Проведено розрахунок заземлюючого пристрою підстанції, як показано, опір заземлюючого пристрою не перевищує допустимий розрахунковий опір.

					БР 3.6.141.107 ПЗ	Арк.
						73
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. 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.
2. Лебединський І.Л., Романовський В.І., Загородня Т.М. Електричні системи та мережі : конспект лекцій. Суми: СумДУ, 2018. 214 р.
3. Проектування системи електропостачання. Методичні вказівки до виконання організаційно-економічних розрахунків. /Укл. М.М. Полтавець. – Кіровоград: КНТУ, 2014, 32с.
4. 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.
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. Василега П.О. Електропостачання [Текст]. Суми: СумДУ, 2019. 521 р.
7. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. – Київ: Міненерговугілля України, 2017. – 617 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.

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

БР 3.6.141.107 ПЗ

9. Лебединський І.Л. et al. Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему «Розроблення проекту районної електричної мережі» з курсу «Електричні системи і мережі». Суми: СумДУ, 2015. 37 р.

11. Кирик В.В. Електричні мережі та системи. Режими роботи розімкнених мереж [Текст]: Навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання та студентів іноземців напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології.» Київ: НТУУ «КПІ», 2014. 130 р.

12. Орлович А.Ю. et al. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання. М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. Кропивницький: Лисенко В.Ф, 2019. 272 р.

13. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму. ДСТУ ІЕС 60909-0:2007, 2007.

14. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання. ДСТУ ІЕС 60909-4:2008, 2008.

15. ВРС110 [Електронний ресурс]. URL: http://www.rzva.ua/ru/produkcija/komutaciini-aparati_1472639412/vakuumni-vimikachi-110-kv_1472638806/vrs110_1472638787.htm (Дата доступу: 22.05.2024).

16. ВРС-10 / Вакуумні вимикачі 10 кВ / Комутаційні апарати / Продукція [Електронний ресурс]. URL: http://www.rzva.ua/ua/produkcija/komutaciini-aparati_1472639412/vakuumni-vimikachi-10-kv_1472639305/vrs-10_1472639277.htm (Дата доступу: 24.05.2024).

17. Роз'єднувач РДЗ-110/1000 УХЛ 1: продаж, ціна у Запоріжжі. Роз'єднувачі від «УкрЕлектро» - 4792800 [Електронний ресурс]. URL: <https://ukrelektro.com.ua/ua/p4792800-razedinitel-rdz-1101000.html> (Дата доступу: 22.05.2024).

					<i>БР 3.6.14.1.107 ПЗ</i>	Арк.
						75
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

18. Трансформатор струму ТФЗМ 110 вимірювальний, продаж трансформаторів ТФЗМ 110 кл. т. 0,5 S, ціна ТФЗМ 110 кл. т. 0,5 S у Харкові, маслonaповнені трансформатори вимірювальні купити від ЭлМисто оптом [Електронний ресурс]. URL: <https://elmisto.com.ua/ua/p868329240-transformator-toka-tfzm.html> (Дата доступу: 22.05.2024).

19. Трансформатор струму ТОЛУ-10: продаж, ціна в Україні. трансформатори струму від “УкрЕлектро” Опис. Характеристики. Виробництво. [Електронний ресурс]. URL: <https://ukrelektro.com.ua/ua/p463893974-transformator-toka-tolu.html> (Дата доступу: 24.05.2024).

20. Трансформатор напруги НКФ-110 однофазний вимірювальний масляний, продаж трансформаторів напруги НКФ 110 опт, ціна трансформаторів напруги НКФ 110 в Харкові, трансформатори вимірювальні НКФ-110 від “ЕлМисто, підприємство” - 712-03-91 [Електронний ресурс]. URL: <https://elmisto.com.ua/ua/p865041729-transformator-napryazheniya-nkf.html> (Дата доступу: 22.05.2024).

21. Трансформатор напруги НТМИ-6, НТМИ-10, паспорт, держ. повірка, гарантія. виробництво Україна.: продаж, ціна у Запоріжжі. Трансформатори напруги від “УкрЕлектро” - 4477837 [Електронний ресурс]. URL: <https://ukrelektro.com.ua/ua/p4477837-transformator-napryazheniya-ntmi.html> (Дата доступу: 24.05.2024).

22. Панченко С.В., Акімов О.І., Бабаєв М.М. Електробезпека: Підручник. Харків: УкрДУЗТ, 2018. 295 р.

23. Яндульський О.С., Дмитренко О.О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем [Електронне видання]: навч. посіб. / О.С. Яндульський, О.О. Дмитренко; під загальною редакцією д.т.н. О.С. Яндульського. – К.: НТУУ «КПІ», 2016. – 102 с.

					<i>БР 3.6.14.1.107 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

24. 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.

25. Василюк С.В., Василюк К.С. Техніка високих напруг. Навчальний посібник. Рівне: НУВГП, 2018. 187 р.

26. Акімов О.І., Сушко Д.Л. Техніка високих напруг. Ізоляція та перенапруги в пристроях електропостачання і електричної тяги залізничного транспорту: Навч. посібник. Харків: УкрДАЗТ, 2009. 217 р.

27. Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж. М.:Енергія 2003. 224 с.

					<i>БР 3.6.141.107 ПЗ</i>	Арк.
						77
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ДОДАТКИ

					БР 3.6.141.107 ПЗ	Арк.
						78
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

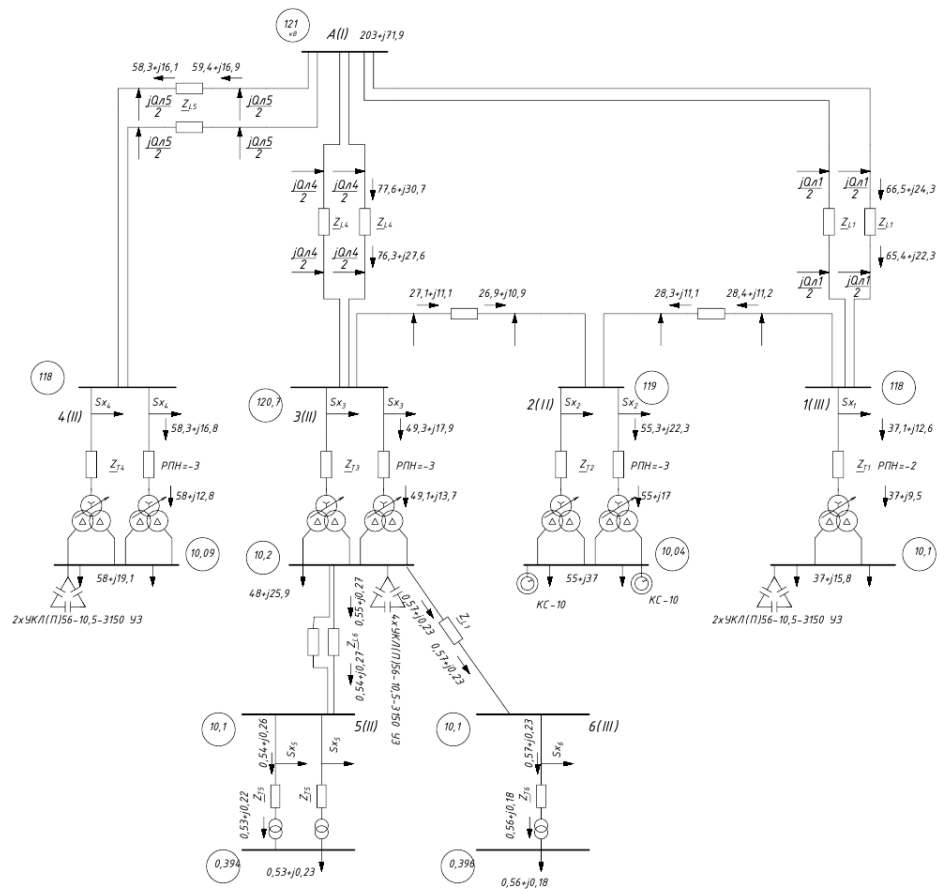


Схема заміщення мережі А в нормальному режимі роботи

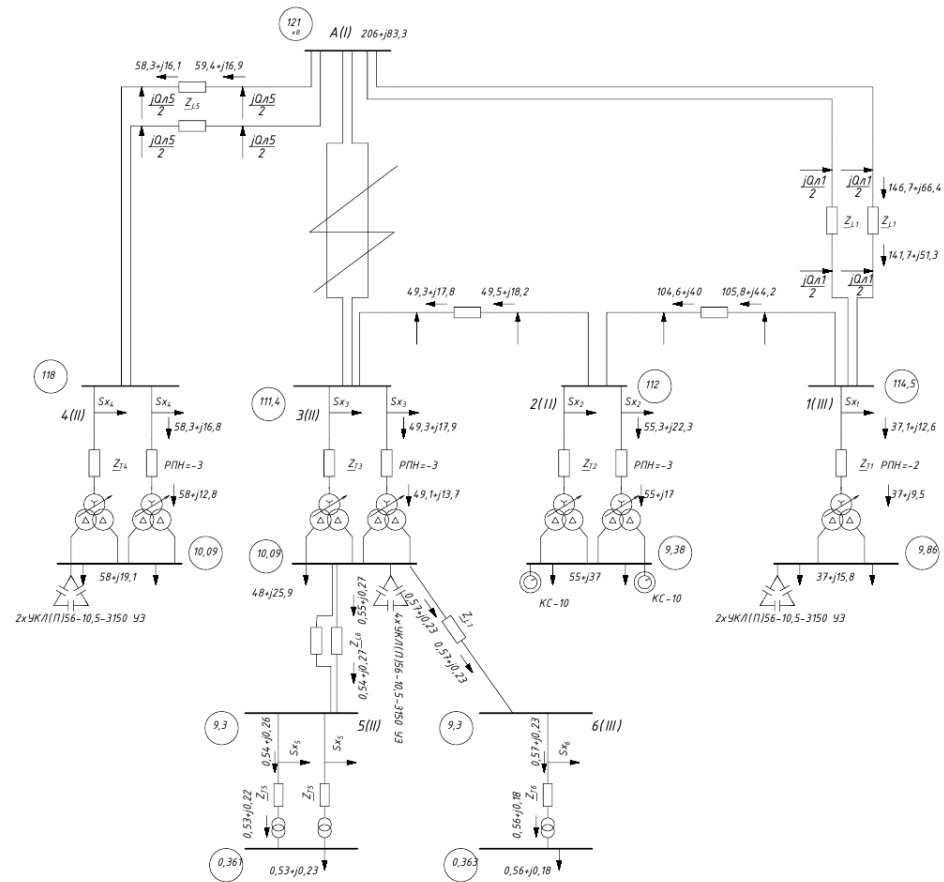


Схема заміщення мережі А в аварійному режимі роботи

Лист № 02	Листів у ділянці	Листів у роз'язі	Листів у ділянці	Листів у роз'язі

БР 3.6.141.107 Е1				
Розробка проекту районної електричної мережі				
Зм.	Кільк.	Арк.	№ док.	Дата
Розробка	Харченко			
Перев.	Василюк			
Норм. контр.	Мельничук			
Затверд.	Левченко			
Схема електрична принципова мережі в нормальному та аварійному режимі роботи				СумДУ, ЕТ-01

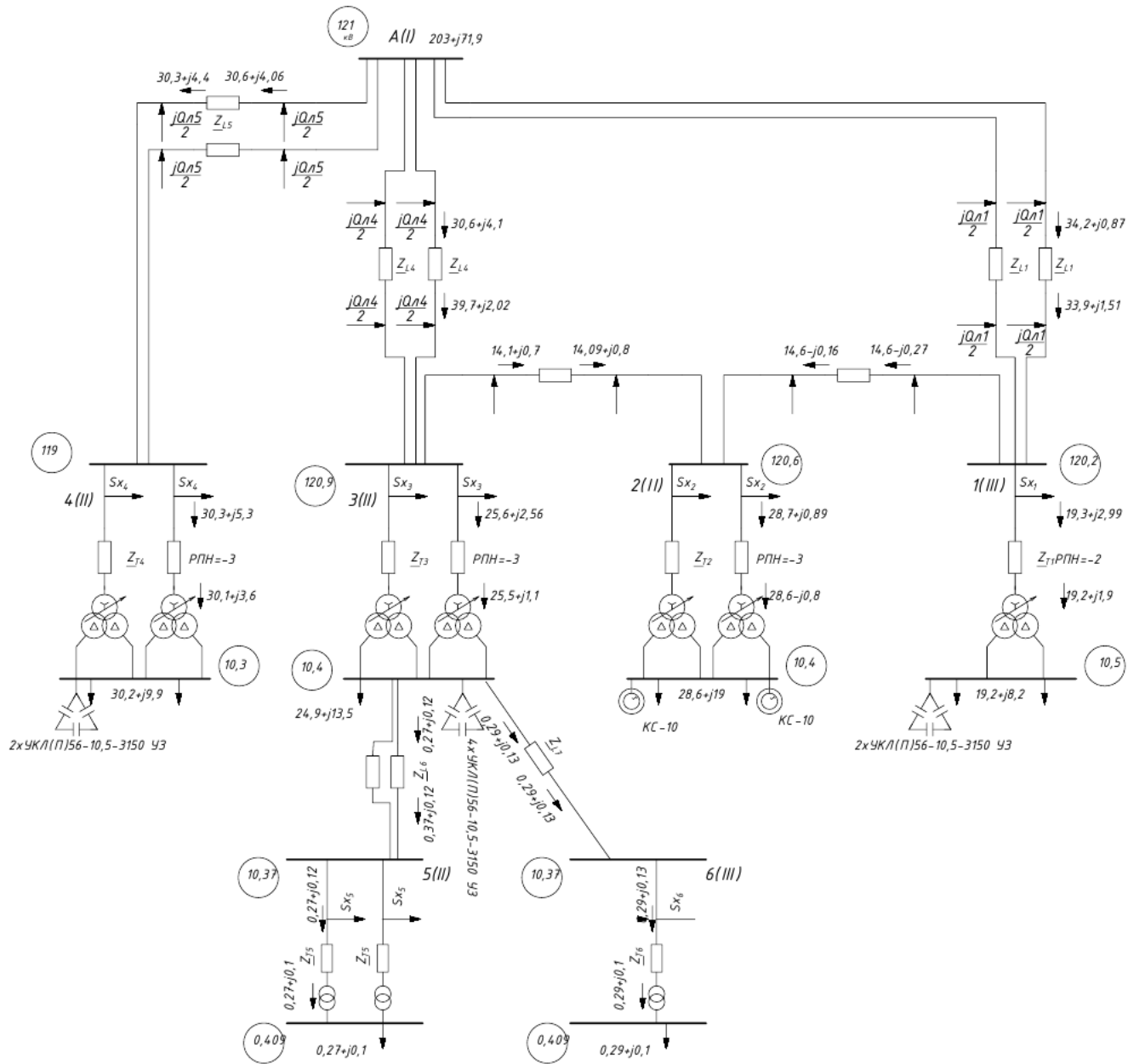
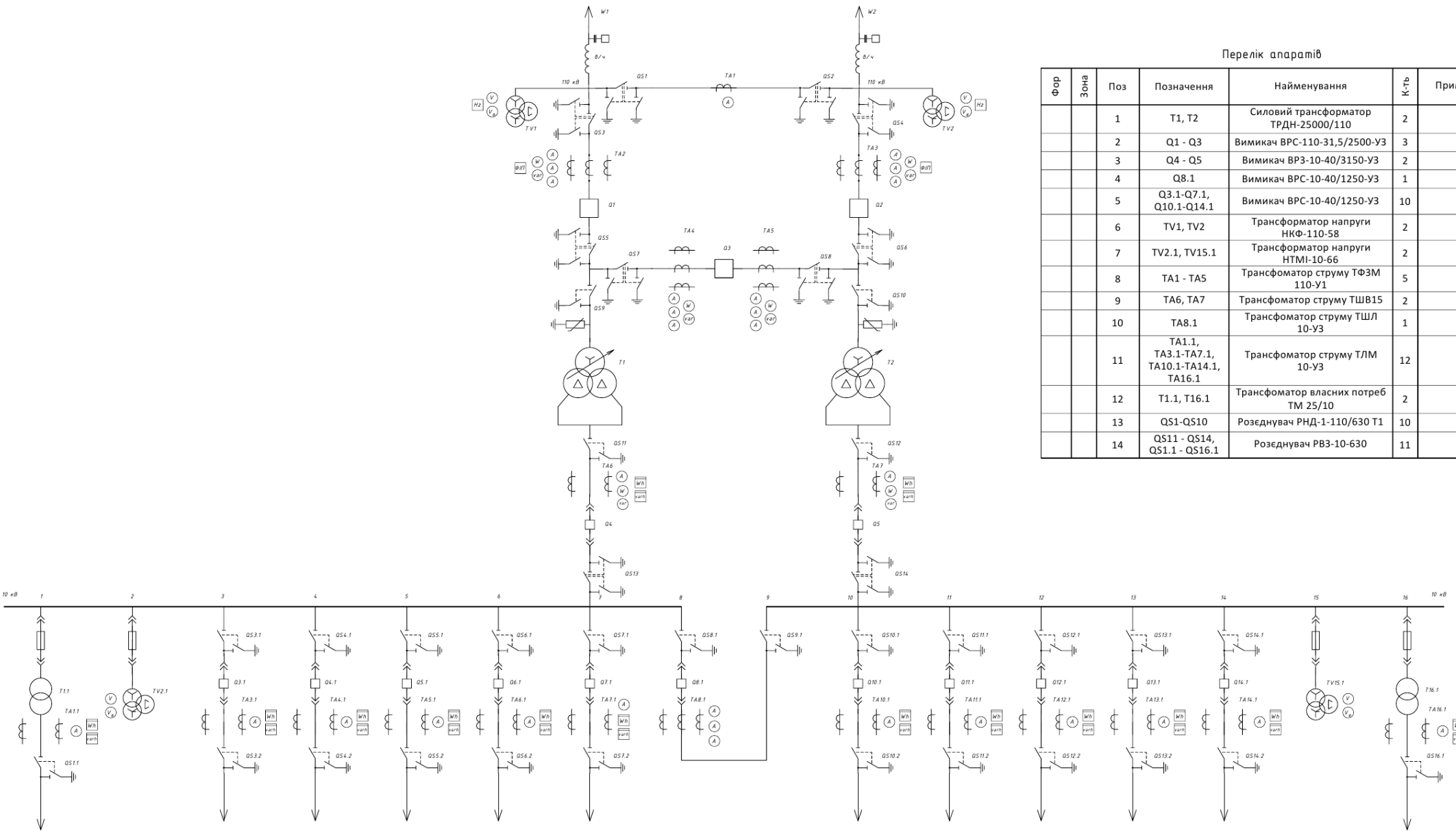


Схема заміщення мережі А в мініальному режимі роботи

					БР 3.6.141.107 Е2		
					Розробка проекту районної електричної мережі		
Зн.	Кільк.	Арх.	Н. в.к.	Підпис	Дата		
Розробив	Курганський					Схема електрична принципова	
Перев.	Василюга					Спадів	Архив
Норм. контр.	Никифоров					Схема електрична принципова мережі А в мініальному режимі роботи	
Затверд.	Лебедівський					СумДУ, ЕТ-01	

Посвідчено	
Зан. інв. N	
Ген. ст.м.	
Підпис. і дата	
Ім'я, N ор.	

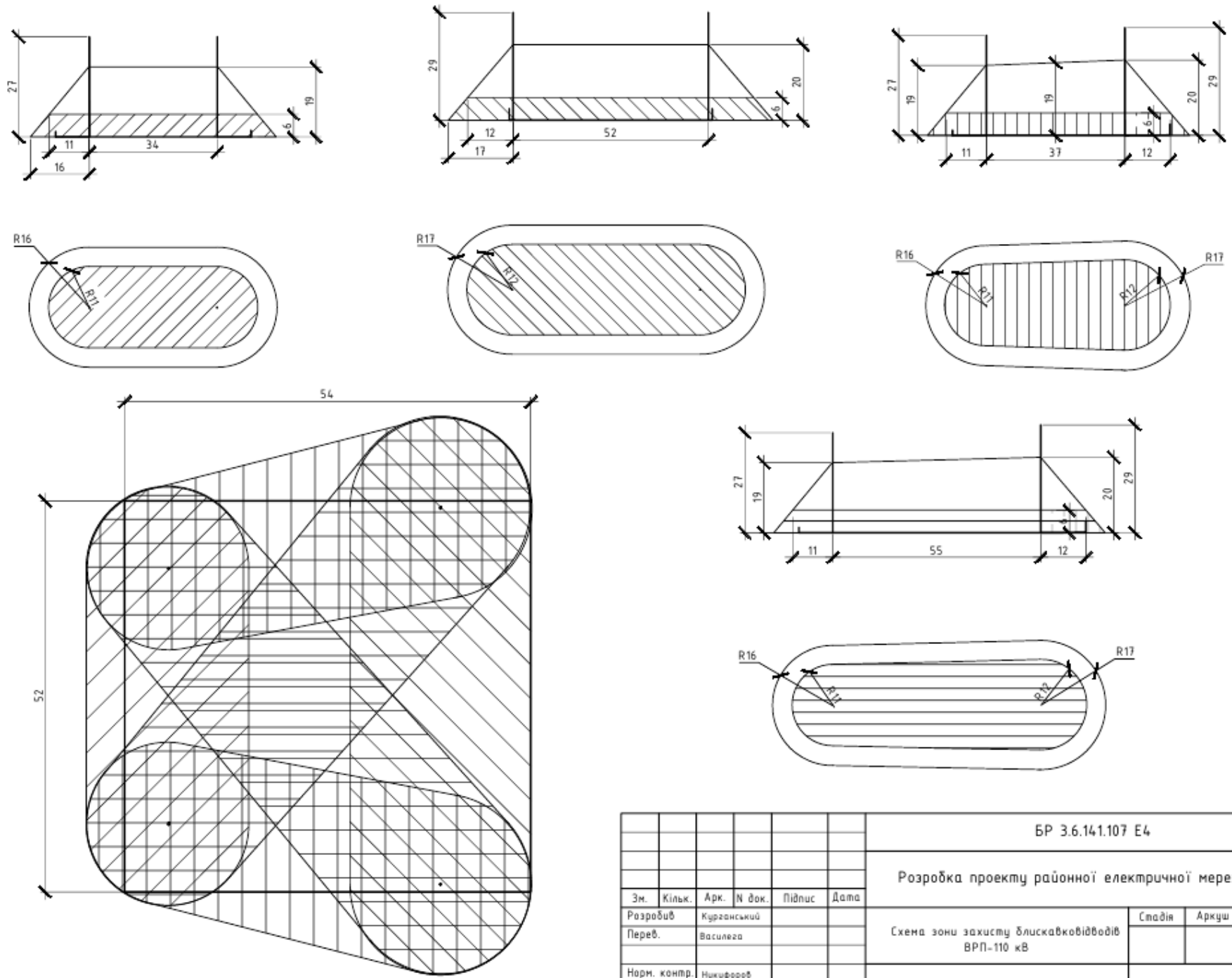


Перелік апаратів

ФОР	Зона	Поз	Позначення	Найменування	К-ть	Прим
		1	T1, T2	Силовий трансформатор ТРДН-25000/110	2	
		2	Q1 - Q3	Вимикач ВРС-110-31,5/2500-УЗ	3	
		3	Q4 - Q5	Вимикач ВРС-10-40/3150-УЗ	2	
		4	Q8.1	Вимикач ВРС-10-40/1250-УЗ	1	
		5	Q3.1-Q7.1, Q10.1-Q14.1	Вимикач ВРС-10-40/1250-УЗ	10	
		6	TV1, TV2	Трансформатор напруги НКФ-110-58	2	
		7	TV2.1, TV15.1	Трансформатор напруги НТМІ-10-66	2	
		8	TA1 - TA5	Трансформатор струму ТФЗМ 110-У1	5	
		9	TA6, TA7	Трансформатор струму ТШВ15	2	
		10	TA8.1	Трансформатор струму ТШЛ 10-У3	1	
		11	TA1.1, TA3.1-TA7.1, TA10.1-TA14.1, TA16.1	Трансформатор струму ТЛМ 10-У3	12	
		12	T1.1, T16.1	Трансформатор власних потреб ТМ 25/10	2	
		13	QS1-QS10	Роз'єднувач РНД-1-110/630 Т1	10	
		14	QS11 - QS14, QS1.1 - QS16.1	Роз'єднувач РВ3-10-630	11	

Підписи:
 Інв. № оп.
 Підпис. і дата
 Зам. №, к.
 Стор. №, к.

БР 3.6.14.1107 ЕЗ					
Розробка проекту районної електричної мережі					
Зм.	Кільк.	Арк.	N док.	Підпис.	Дата.
Розроб.					
Перев.					
Вар. контр.					
Замов.					
Мережі електропостачання 110-10 кВ				Сторін	Аркуш
Схема електрична трищобова збалансована мережі 110-10 кВ				СумДУ, ЕТ-01	



Ім'я, пр. №	Підпис і дата	Зам. ім'я, №	Погоджено
			Гол. спец.

БР 3.6.141.107 Е4					
Розробка проекту районної електричної мережі					
Зм.	Кільк.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата
Розробив		Курганський			
Перев.		Василега			
Норм. контр.		Никифоров			
Запверд.		Леbedинський			
Схема зони захисту блискавковідводів ВРП-110 кВ				Стадія	Аркуш
Зони захисту блискавковідводів ВРП-110 кВ					Аркуші
				СумДУ, ЕТ-01	