

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ Ігор ЛЕБЕДИНСЬКИЙ

" ____ " _____ 2023 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на здобуття освітнього ступеня бакалавр

зі спеціальності 6.141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
програми 6.141.00.02 Електротехнічні системи електроспоживання

на тему: «Аналіз режимів роботи електричної мережі 110 кВ та вибір
електрообладнання підстанції»

Здобувача групи ЕТ-91 _____ К. В. ТИМОФЄЄВ

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

(підпис)

Кирило ТИМОФЄЄВ

(Ім'я та ПРИЗВИЩЕ здобувача)

Керівник канд. фіз.-мат. наук, доцент Михайло ПЕТРОВСЬКИЙ _____

Анотація

с. 84 рис. 14, табл. 49

Бібліографічний опис: Тимофєєв К. В. Аналіз режимів роботи електричної мережі 110 кВ та вибір електрообладнання підстанції [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавр; спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / К. В. Тимофєєв; керівник М.В. Петровський. – Суми: СумДУ, 2023. – 84 с.

Ключові слова силовий трансформатор, втрати потужності в мережі, схема заміщення, поточкорозподіл, трансформатор струму, трансформатор напруги, трифазне коротке замикання, диференційний струмовий захист трансформатора, стрижневий блискавкозахист підстанції, заземлення підстанції
power transformer, power losses in the network, substitution scheme, flow distribution, current transformer, voltage transformer, three-phase short circuit, differential current protection of the transformer, rod lightning protection of the substation, grounding of the substation

Короткий огляд.

В даній роботі розраховано та обрано найбільш енергоефективну конфігурацію електричної мережі та перевірено її надійності під час нормальної та аварійної роботи. Проведено розрахунок електричної частини підстанції, розраховано номінальні параметри мережі й обрано обладнання, що відповідає цим параметрам. На підстанції встановлено силові вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму та напруги, трансформатор власних потреб та збірні шини. Розраховано необхідну кількість витків обмоток реле ДЗТ-11.

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

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
						3
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перелік скорочень, умовних позначень, термінів

ВРП – ввідно-розподільний пристрій.

ЗРП – закритий розподільний пункт.

к. з. – коротке замикання.

КРП – компенсація реактивної потужності.

ЛЕП – лінія електропередавання.

ПЛ – повітряна лінія електропередавання із застосуванням неізолюваних проводів.

ПС – понижувальна підстанція

ПУЕ – правила улаштування електроустановок.

РП – розподільний пункт.

РПН – регулювання під навантаженням

РУ – розподільний пристрій.

ТП – трансформаторна підстанція.

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		4

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	8
1.1 Постановка завдання.....	8
1.2 Розробка конфігурації електричної мережі.....	9
1.3 Розрахунок електричної мережі	12
1.3.1 Визначення довжин ліній.....	12
1.3.2 Розрахунок струмів та напруги на ділянках без урахування втрат та вибір проводів	13
1.3.3 Орієнтовний вибір компенсуючих пристроїв	16
1.3.4 Вибір трансформаторів для схеми	17
1.3.5 Розрахунок потужності та падіння напруги.....	20
1.3.6 Розрахунок втрати електроенергії.....	24
1.4 Післяаварійний режим роботи електричної мережі	25
1.5 Режим мінімального навантаження електричної мережі.....	28
2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ.....	31
2.1 Вибір потужності силових трансформаторів	31
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання.....	35
2.3 Вибір комутаційної апаратури для розподільчих пристроїв	38
2.4 Вибір трансформатора власних потреб	41
2.5 Вибір електровимірювальних приладів	42
2.5.1 Вибір трансформаторів струму.....	42
2.5.1.1 Вибір ТС на стороні 110 кВ.....	43
2.5.1.2 Вибір ТС на стороні 10 кВ в колі силового трансформатора.....	44
2.5.1.3 Вибір секційного ТС на стороні 10 кВ	46
2.5.1.4 Вибір вимикача на лінії, що відходить 10 кВ	47

					<i>БР 3.6.14.1.352 ПЗ</i>			
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата	<i>Аналіз режимів роботи електричної мережі 110 кВ та вибір електрообладнання підстанції</i>	Лист.	Аркуш	Листів
Розроб.		<i>Тимофеев К.В.</i>					5	84
Перевір.		<i>Петровський М.В.</i>				<i>СумДУ, ЕТ-91</i>		
Реценз.								
Н. Контр.		<i>Никифоров М.А.</i>						
Затверд.		<i>Лебединський І.Л.</i>						

2.5.2	Вибір трансформаторів напруги.....	49
2.5.2.1	Трансформатор напруги на боці ВН.....	49
2.5.2.2	Трансформатор напруги на боці НН.....	50
2.6	Вибір струмопровідних шин.....	51
2.7	Вибір принципової схеми первинних з'єднань підстанції.....	55
2.7.1	Компонування розподільних пристроїв.....	55
3	РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА.....	56
3.1	Вихідні дані до розрахунку захисту.....	56
3.2	Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту.....	58
3.3	Вибір уставок реле ДЗТ.....	60
3.4	Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі.....	62
4	РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ТА ЗАЗЕМЛЕННЯ ПІДСТАНЦІЇ.....	65
4.1	Розрахунок зони захисту блискавковідводів території підстанції.....	65
4.2	Перевірка заземлюючих пристроїв підстанції.....	73
	ВИСНОВКИ.....	76
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	77
	Додаток А.....	80
	Додаток Б.....	81
	Додаток В.....	82
	Додаток Г.....	83
	Додаток Д.....	84

ВСТУП

В даній роботі необхідно провести розробку електричної мережі, яка повинна забезпечувати споживачів електричною. При проектуванні електричної мережі необхідно обрати елементи енергосистеми, у відповідності з діючими правилами та нормативними документами: кількість і марка проводів ЛЕП, трансформатори на підстанціях.

Подальший розрахунок зводиться до розрахунку мережі та визначенні втрат електроенергії. Для забезпечення безперебійного електропостачання споживачів проводиться перевірка мережі в після аварійному режимі, коли умовно обриваємо найбільш завантажену лінії в колі.

Після розробки мережі проводиться проектування підстанції. Розраховуються її основні параметри на основі яких обираються електричні апарати: високовольтні вимикачі та роз'єднувачі. Для безперебійної роботи підстанції проводиться розрахунок гнучких та жорстких шин на напругу 110 кВ та 10 кВ відповідно.

Для захисту трансформаторів застосовується повздовжній диференційний захист з реле типів РНТ і ДЗТ. Так як реле типу РНТ застарілі, захист провадитиметься за допомогою реле типу ДЗТ, що забезпечує підвищену відстройку від періодичних струмів небалансу та мають магнітне гальмування.

Захист підстанції від ударів блискавки виконати за допомогою блискавковідводів, що встановлені на двох порталах. Надійність захисту підстанції від ударів блискавки повинна становити приблизно 0,999. Виконати розробку ескізів перерізів зони захисту блискавковідводів. Заземлення підстанції виконати у вигляді сітки, що має виконувати три призначення одночасно: робоче, захисне та грозозахисне. Розрахунок заземлювача зводиться до визначення його опору.

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
						7
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Постановка завдання

Необхідно забезпечити електропостачання споживачів, розташованих в 6 пунктах, від потужного джерела електроенергії. Чотири споживачі характеризуються досить великою потужністю, що забезпечує необхідність вибору для них районної підстанції або головної 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. Ними можуть бути невеликі промислові, сільськогосподарські і житлові райони та населені пункти. Електропостачання цих споживачів передбачається здійснити від підстанцій відповідних великих споживачів і забезпечити напругою 380 В [1]. Електропостачання цих споживачів передбачається здійснити від підстанцій відповідних крупних споживачів і забезпечити напругою 380 В [2].

Зміст проекту включає такі питання:

1. Розроблення конфігурації електричної мережі та вибір кращої.
2. Орієнтовний вибір компенсуючих пристроїв.
3. Вибір основних параметрів мережі: номінальної напруги, трансформаторів, проводів і кабелів.
4. Складання схем електричних з'єднань підстанцій.
5. Техніко-економічний розрахунок електричної мережі.
6. Електричний розрахунок характерних режимів електричної мережі.
7. Вибір відгалужень трансформаторів та інших засобів забезпечення якості напруги.

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

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
						8
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.1 – Вихідні дані

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
X, мм	34	45	26	-30	16	15
Y, мм	23	39	15	14	25	12
P_{max} , МВт*	15	26	37	32	658	731
$\cos f$	0,95	0,82	0,78	0,87	0,95	0,84
Тнб, годин	3160	3520	4950	2550	4890	6170
Категорія	II	I	III	II	III	II

В табл. 1.2 приведені додаткові вихідні дані. За допомогою цих даних, необхідно побудувати конфігурацію основної електричної мережі для споживачів 1-4 у відповідно до масштабу. Для споживачів 5 та 6 масштаб інший. Тим більше, дані споживачі прив'язані до 1 споживача. В даній таблиці приведено частку всіх навантажень в номінальному режимі для мінімального режиму по відношенню до споживання максимального режиму. Дане значення необхідне для розрахунку та моделювання мінімального режиму роботи.

Таблиця 1.2 – Додаткова початкова інформація про споживачів

Характеристика споживачів	Пара-ри
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

За конфігурацією мережі поділяють на розімкнені і замкнені. Розімкнені мережі живляться від одного джерела живлення і передають електроенергію до споживачів лише в одному напрямку. У замкнених мережах електропри-

					<i>БР 3.6.14.1.352 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

мачі одержують щонайменше з двох боків. Розрізняють прості замкнені мережі і складнозамкнені мережі. Прості замкнені мережі мають один замкнений контур, складнозамкнені – декілька. До простих замкнених мереж відносять кільцеву мережу та мережу з двостороннім живленням.

Для початку розраховуємо повну максимальну потужність споживачів 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 розраховуємо за формулою (1.2):

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

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

Характеристики споживачів із розрахованою повною потужністю зане- семо до табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Дані про споживачів із розрахованою повною потужністю споживачів

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
P_{max} , МВА	15,00	26,00	37,00	32,00	0,66	0,73
Q_{max} , МВА	4,93	18,15	29,68	18,14	0,22	0,47
P_{min} , МВА	7,80	13,52	19,24	16,64	0,34	0,38
Q_{min} , МВА	2,56	9,44	15,44	9,43	0,11	0,25

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.

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

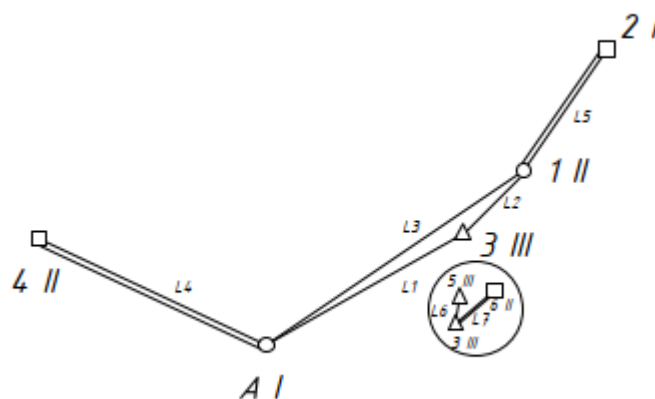


Рисунок 1.1 – Схема А

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

При розробці конфігурацій електричних мереж необхідно враховувати наступне:

- 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 замкнених мережах;
- необхідно прагнути до передачі електроенергії споживачам найкоротшим шляхом.

1.3 Розрахунок електричної мережі

1.3.1 Визначення довжин ліній

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

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

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

k_L – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою $k_L \approx 1,25$.

Для дволанцюгових ліній враховується коефіцієнт $k_{\text{цеп}} \approx 1,45$, для ВЛ 110 кВ на двохланцюгових залізобетонних опорах [4], [5] (1.4).

$$L' = L \cdot k_{\text{цеп}}, \quad (1.4)$$

Двохланцюгові лінії менш надійні, тому краще проектувати одноланцюгові лінії [6]. Довжини ліній із урахуванням масштабу показані у табл. 1.4.

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі (1.5):

$$L = l \cdot k_M, \quad (1.5)$$

					<i>БР 3.6.14.1.352 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

де l – довжина ділянки мережі виміряна на плані, мм;

k_L – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою,

k_M – коефіцієнт масштабу (за вихідними даними).

Розрахунки заносяться до табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Довжина лінії з урахуванням масштабу

Ділянка	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8
l (км)	30,00	11,30	41,00	33,10	19,40	29,70	19,20	30,00
k_M	1	1	1	1	1	0,1	0,1	1
L (км) (з урахуванням k_M)	30,00	11,30	41,00	33,10	19,40	2,97	1,92	30,00

1.3.2 Розрахунок струмів та напруги на ділянках без урахування втрат та вибір проводів

Для розрахунку струмів та напруги на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності, рис. 1.2.

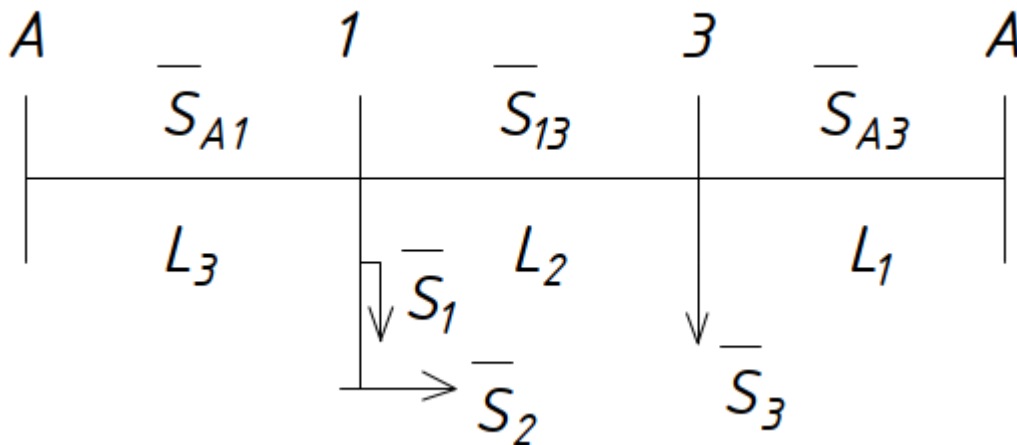


Рисунок 1.2 – Схема заміщення розрахункової схеми А

Проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими.

Розрахунок проведемо без втрат потужності.

$$\underline{S}_{L3} = \frac{(\underline{S}_1 + \underline{S}_2) \cdot (l_2 + l_3) + \underline{S}_3 \cdot (l_3)}{l_1 + l_2 + l_3} = 45,2 + j29,8 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{L1} = \frac{(\underline{S}_1 + \underline{S}_2) \cdot (l_1) + \underline{S}_3 \cdot (l_1 + l_2)}{l_1 + l_2 + l_3} = 34,2 + j23,6 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{L2} = \underline{S}_{L3} - \underline{S}_3 = 6,79 - j0,57 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{L4} = \underline{S}_4 = 32 + j18,1 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{36} = \underline{S}_6 = 0,73 + j0,47 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{25} = \underline{S}_5 = 0,66 + j0,22 \text{ MVA}$$

Виходячи із довжин ліній і потужності яка йде по них визначаємо напругу по емпіричній формулі Ілларіонова (1.6):

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (1.6)$$

де U – напруга відповідної лінії, кВ;

L – довжина відповідної лінії, км;

P – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Також визначаємо струм в лініях за формулою (1.7):

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (1.7)$$

де I – струм у відповідній лінії, А;

Згідно методу економічної густини струму, економічний переріз розраховуємо за формулою (1.8):

$$F_e = \frac{I_M}{j_e}, \quad (1.8)$$

де F_e – економічний переріз проводу, мм²;

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

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

j_e – економічна густина струму, А/мм².

У даному проекті для побудови ліній електропередачі (ЛЕП) використовуємо алюмінієві неізольовані проводи. Значення економічної густини струму для таких провідників наведена у табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Економічна густина струму, А/мм²

Проводи	Т _{нб} , год/рік		
	1000— 3000	3001— 5000	> 5000
Алюмінієві неізольовані проводи	1,3	1,1	1,0

У табл. 1.6 наведено результати розрахунку орієнтовних потоків потужності в лініях, струмів при напрузі 110 та 220 кВ.

Таблиця 1.6 – Потоки потужності та струми в лініях

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, кА		
			при U=10 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
Л1	34,2+23,7i	106	-	218,0	109,0
Л2	6,79-0,576i	49,2	-	35,8	17,9
Л3	45,2+29,8i	122	-	284,0	142,0
Л4	32+18,1i	104	-	193,0	96,5
Л5	26+18,1i	90,6	-	166,0	83,1
Л6	0,658+0,216i	15,9	40,0		-
Л7	0,731+0,472i	16,5	50,2		-

Обираємо напругу в колі $U_{ном}=110$ кВ. У табл. 1.7 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 1.7 – Вибір проводів мережі

Лінія	$I_{ном}, A$	$U_{ном}, кВ$	Дані проводу		$I_{доп}, A$
			$F_e, мм^2$	Марка проводу	
Л1	218,0	110	198,182	АС-240	2*605
Л2	35,8	110	32,545	АС-95	390
Л3	284,0	110	258,182	АС-240	605
Л4	193,0	110	175,455	2*АС-95	2*330
Л5	166,0	110	150,909	2*АС-70	2*265
Л6	40,0	10	36,364	АС-35	175
Л7	50,2	10	45,636	АС-35	175

1.3.3 Орієнтовний вибір компенсуючих пристроїв

Це в цілому складне завдання, яке при виконанні курсового проекту вирішується дещо спрощено.

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 враховувати 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. 1.8.

					<i>БР 3.6.14.1.352 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

Таблиця 1.8 – Результати вибору реактивних установок

Номер підстан- ції	Рм, МВт	tgφ	tgφб	Qк, Мвар	Кількість і тип компенсуючих при- строїв
1	26,00	0,70	0,21	12,69	4*УКЛ(П)56-10,5-3150 УЗ
3	37,00	0,80	0,21	21,91	6*УКЛ(П)56-10,5-3150 УЗ
4	32,00	0,57	0,21	11,42	4*УКЛ(П)56-10,5-3150 УЗ

1.3.4 Вибір трансформаторів для схеми

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів. При цьому на одно трансформаторній підстанції потужність трансформатора повинна бути не менше максимальної потужності споживачів, що постачається від нього (1.9):

$$S_{T_{\text{НОМ}}} \geq S_{\text{розр}} = S_{i_{\text{max}}}, \quad (1.9)$$

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

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

$S_{i_{\text{max}}}$ – максимальна потужність і-го споживача. МВА (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 умовою (1.10) [7]:

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i_{\text{max}}}}{1,4} \quad (1.10)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується за формулою (1.11):

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{T_{\text{НОМ}}}} \quad (1.11)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора дозволяє визначити можливість збільшення потужності споживачів та розширення мережі. На електростанціях і підстанціях встановлюють трифазові й однофазові, двообмоткові й триобмоткові силові трансформатори й автотрансформатори, силові однофазові та трифазові трансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги.

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

Вибір кількості трансформаторів (автотрансформаторів) на підстанції залежить від вимог до надійності електропостачання споживачів, які живляться від неї і є в загальному випадку техніко-економічним завданням. Існуючою практикою проектування районних і системоутворювальних електричних мереж передбачається установлення на підстанціях, як правило, не менше ніж двох трансформаторів. На підстанціях із вищою напругою 110 кВ і вище, як правило, встановлюються автотрансформатори, які мають низку переваг порівняно з трансформаторами.

Для споживачів I категорії необхідно встановити по два трансформатори на підстанцію [8]. 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.

Результати вибору трансформаторів показано у табл. 1.9.

Таблиця 1.9 – Вибір трансформаторів

№ ПС	$S, \text{ МВА}$	Категорія споживача	$N_{тр}$	Срозр (1-го тр), МВА	Сном (1-го тр), МВА	$K_з$	Марка тр-ра
1	15,8	I	2	11,3	16	0,479	ТДН – 16000/110
2	31,7	II	2	22,6	25	0,63	ТРДН – 25000/110
3	49	III	2	35	40	0,613	ТРДЦН – 63000/110
4	36,8	II	2	26	40	0,46	ТРДЦН – 40000/110
5	0,693	III	1	0,693	1	0,693	ТМ-1000/10
6	0,87	II	2	0,62	0,63	0,69	ТМ-630/10

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

Для подальшого розрахунку мережі необхідно розрахувати опір та потужність холостого ходу трансформаторів.

Опір трансформаторів розраховується за формулою (1.12), (1.13) [9]:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2}{S_{НОМ}^2}, \quad (1.12)$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}, \quad (1.13)$$

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

ΔP_K – втрати короткого замикання, кВт;

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

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

U_K – напруга короткого замикання, %.

Параметри обраних [9], [10] трансформаторів показано в табл. 1.10 та 1.11.

Таблиця 1.10 – Параметри обраних трансформаторів

Тип трансформатора	$S_{НОМ}$, МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					
			$U_{НОМ}$ обмоток, кВ		U_K , %	ΔP_K , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
			ВН	НН				
ТДН – 16000/110	16	±9*1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7
ТРДН – 25000/110	25	±9*1,78%	115	10,5/10,5	10,5	120	27	0,7
ТРДН – 40000/110	40	±9*1,78%	115	10,5/10,5	10,5	172	36	0,65
ТРДЦН – 63000/110	63	±9*1,78%	115	10,5/10,5	10,5	260	59	0,6

Таблиця 1.11 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та 6

Тип трансформатора	S _{ном} , кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані			
		U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр	пТ
		ВН	НН								
ТМ-630/10	630	10	0,4	5,5	18	2,23	2,1	1,22	5,35	26	25
ТМ-1000/10	1000	10	0,4	5,5	7,6	1,42	2	2,12	8,5	18,9	25

1.3.5 Розрахунок потужності та падіння напруги

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності [1].

Активний та реактивний опір лінії, Ом (1.14), (1.15):

$$R_{л} = r_0 \cdot l_i, \quad (1.14)$$

$$X_{л} = x_0 \cdot l_i, \quad (1.15)$$

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

l_i – довжина лінії, км.

Повний опір лінії визначається за формулою (1.16) [4]:

$$Z_{л} = R_{л} + j \cdot X_{л} \quad (1.16)$$

Зарядна потужність лінії визначається за формулою (1.17):

$$Q_{л} = b_0 \cdot l_i \cdot U_{ном}^2, \quad (1.17)$$

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

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

Для ліній 10 кВ зарядна потужність має незначне значення, тому нею нехтують. Результати розрахунків показано в табл.1.12.

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

Таблиця 1.12 – Параметри ліній за схемою А

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	Параметри проводу		Q _л , МВАр	Z _л , Ом
			Z ₀ , Ом/км	b ₀ ·10 ⁻⁶ , См/км		
Л1	30	АС-240	0,121+j0,405	2,81	1,02	3,63+j12,1
Л2	11,3	АС-95	0,306+j0,434	2,61	0,357	3,46+j4,9
Л3	41	АС-240	0,121+j0,405	2,81	1,39	4,96+j16,6
Л4	33,1	2*АС-95	0,306+j0,434	2,61	2,09	5,06+j7,18
Л5	19,4	2*АС-70	0,428+j0,444	2,55	1,2	4,15+j4,31
Л6	2,97	АС-35	0,6+j0,26	-	-	1,78+j0,772
Л7	1,92	АС-35	0,6+j0,26	-	-	0,576+j0,25

Розрахунок втрат потужності в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у таблицях 3.6 та 3.7 даного документу), при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

Розрахунок втрат потужності в лінії проводимо за формулою (1.18):

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z, \quad (1.18)$$

де P – активна потужність на ділянці, МВА;

Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;

Z – опір ділянки, Ом.

Розрахунок падіння напруги виконуємо із джерела живлення, при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної, у відповідності з правилами [2].

Розрахунок напруги проводимо за формулою (1.19):

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
						21
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i}\right)^2 + \left(\frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U_i}\right)^2}, \quad (1.19)$$

- 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 (1.20):

$$d = 100\% - \frac{U_n}{U_{\text{вузл}}} \cdot 100\% \quad (1.20)$$

Розрахуємо замкнуту колову мережу, зображену на рис. 1.2. Розрахунок починаємо з знаходження точки поточкорозподілу. Результати розрахунку потужності в кінці ліній, початку, та втрати потужності в лініях показано у табл. 1.13, 1.14.

Таблиця 1.13 – Результати розрахунку потужності на лініях

Ділянка	$S^{\text{поч}}, \text{MVA}$	$\Delta S, \text{MVA}$	$S^{\text{кін}}, \text{MVA}$	$I_{\text{роз}}, \text{A}$	$I_{\text{дон}}, \text{A}$
Л1	45,8+j16,7	0,679+j2,26	45,1+j15,0	239,0	2*605
Л2	6,33+j0,873	0,0117+j0,0166	6,32+j1,04	31,6	390
Л3	35,7+j11,7	0,551+j1,84	35,1+j10,5	186,0	605
Л4	32,6+j5,99	0,449+j0,637	32,1+j6,39	160,0	2*330
Л5	26,4+j6,45	0,25+j0,259	26,1+j6,79	133,0	2*265
Л6	0,781+j0,42	0,0135+j0,00587	0,767+j0,415	52,0	175
Л7	0,879+j0,746	0,00755+j0,00328	0,872+j0,743	66,9	175

Таблиця 1.14 – Результати розрахунку потужності на трансформаторах

Ділянка	S^{noc} , МВА	ΔS , МВА	S^{kin} , МВА
1-1'	15,1+j5,97	0,0413+j0,817	15,0+j4,93
2-2'	26,1+j7,39	0,0679+j1,49	26,0+j5,55
3-3'	38,8+j14,6	0,0867+j2,15	38,7+j12,0
4-4'	32,1+j7,44	0,0558+j1,38	32,0+j5,54
5-5'	0,767+j0,415	0,109+j0,196	0,658+j0,216
6-6'	0,872+j0,743	0,14+j0,267	0,731+j0,472

Загальна потужність системи складе:

$$S_A = 114 + j34,4 \text{ МВА}$$

Проведемо розрахунок величини напруги в проектованій мережі. Результати розрахунку напруги у вузлах мережі показано у табл. 1.15.

Таблиця 1.15 – Результати розрахунку напруги у вузлах мережі

Вузол	$U_{ном}$, кВ	$U_{роз}$, кВ	Ступінь РПН
A	121	121	
1	110	118	
2	110	117	
3	110	118	
4	110	119	
1'	10	9,85	
2'	10	9,95	
3'	10	10,3	-9
4'	10	10	-6

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_{роз}, кВ$	Ступінь РПН
5	10	10	-7
6	10	10	-8
5'	0,38	0,39	
6'	0,38	0,39	

В додатку Б показано схему заміщення та поточкорозподілу потужності та актуальні значення напруги в мережі.

1.3.6 Розрахунок втрати електроенергії

Основними величинами, які необхідно використовувати при визначенні втрат електроенергії, є час найбільших навантажень, час найбільших втрат та втрати електричної енергії в лініях та трансформаторах.

Час найбільших втрат визначаємо за формулою (1.21):

$$\tau_0 = (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \quad (1.21)$$

Втрати в лініях (1.22):

$$\Delta W_{л} = \left(\frac{S_{нб}}{U_H} \right)^2 R_{л} \tau \quad (1.22)$$

Втрати в трансформаторах (1.23):

$$\Delta W_m = 3I_{ск}^2 R_m T + R_x T \quad (1.23)$$

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

Таблиця 1.16 – Результати розрахунку втрат електроенергії

Ділянка мережі	$T_{нб}, год$	$\tau, год$	$\Delta W, MВт \cdot год$
Л1	4315	2703	1834,9
Л2	4315	2703	31,7
Л3	3675	2116	1166,5
Л4	2550	1258	564,5
Л5	4976	3384	845,5
Л6	4890	3291	44,6
Л7	6170	4809	36,3
Т1	3160	1695	236,4
Т2	3520	1984	371,1
Т3	4950	3356	606,2
Т4	2550	1258	385,5
Т5	4890	3291	361,8
Т6	6170	4809	675,6
Сумарні втрати			7160

Загальна енергія, яка передається:

$$W = 9,99 \cdot 10^6 MВт \cdot год$$

Відсоток втрат електроенергії відносно загальної енергії:

$$\Delta W = (\Delta W / W) \cdot 100\% = 0,716 \%$$

1.4 Післяаварійний режим роботи електричної мережі

В післяаварійному режимі роботи перерва в електропостачанні споживачів I категорії може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Перерва в електропостачанні споживачів II категорії при

					<i>БР 3.6.14.1.352 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

В даній роботі розглядається відключення найбільш завантаженої лінії Л-1 рис. 1.3.

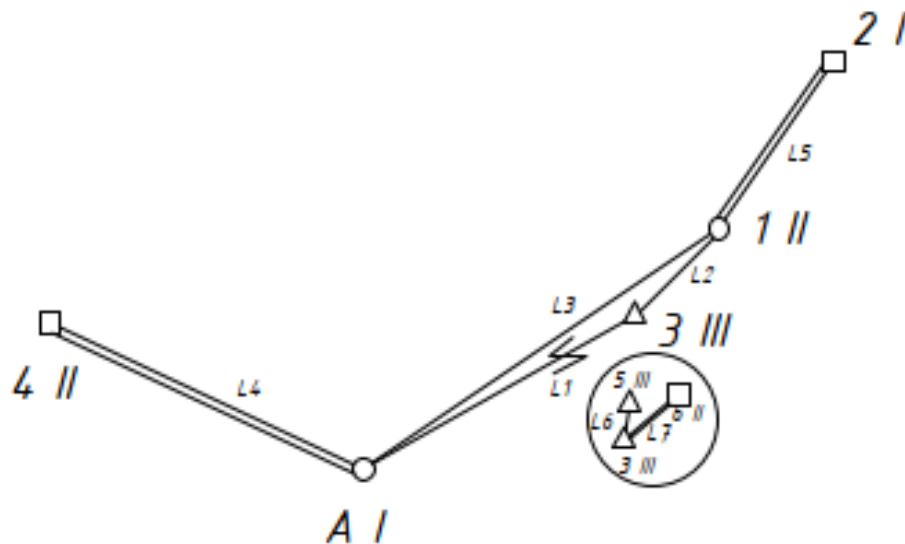


Рисунок 1.3 – Конфігурація мережі в післяаварійному режимі роботи схеми

У після аварійному режимі дозволяється відхилення від номінальної напруги $\pm 10\%$. Результати розрахунку потужності під час аварійного режиму показано у табл. 1.17, 1.18.

Таблиця 1.17 – Результати розрахунків потужності в лініях післяаварійному режиму

Ділянка	$S^{поч}, MVA$	$\Delta S, MVA$	$S^{кін}, MVA$	$I_{роз}, A$	$I_{дон}, A$
Л1	0	0	0	0	2*605
Л2	39,3+j15	0,491+j0,695	38,8+j14,4	211,0	390
Л3	67,4+j27,5	1,95+j6,52	65,4+j21,7	366,0	605
Л4	32,6+j5,99	0,449+j0,637	32,1+j6,39	160,0	2*330
Л5	26,4+j6,45	0,25+j0,259	26,1+j6,79	140,0	2*265

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Провдвоження табл. 1.17

Ділянка	S^{noch}, MVA	$\Delta S, MVA$	S^{kin}, MVA	$I_{роз}, A$	$I_{дон}, A$
Л6	0,781+j0,42	0,014+j0,006	0,767+j0,415	52,8	175
Л7	0,879+j0,746	0,008+j0,003	0,872+j0,743	68,0	175

Таблиця 1.18 – Результати розрахунків потужності в трансформаторах в післяаварійному режиму

Ділянка	S^{noch}, MVA	$\Delta S, MVA$	S^{kin}, MVA
1-1'	15,1+j5,97	0,0413+j0,817	15,0+j4,93
2-2'	26,1+j7,39	0,0679+j1,49	26,0+j5,55
3-3'	38,8+j14,6	0,0867+j2,15	38,7+j12,0
4-4'	32,1+j7,44	0,0558+j1,38	32,0+j5,54
5-5'	0,767+j0,415	0,109+j0,196	0,658+j0,216
6-6'	0,872+j0,743	0,14+j0,267	0,731+j0,472

Результати розрахунку напруги у вузлах мережі під час аварійного режиму показано у табл. 1.19.

Таблиця 1.19 – Результати розрахунків напруги у вузлах під час аварійного режиму

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_{роз}, кВ$	Ступінь РПН
А	121	121	
1	110	113	
2	110	115	
3	110	112	
4	110	119	
1'	10	9,69	

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_{роз}, кВ$	Ступінь РПН
2'	10	9,79	
3'	10	9,85	-9
4'	10	9,86	-6
5	10	9,5	-7
6	10	10	-8
5'	0,38	0,388	
6'	0,38	0,392	

Схема заміщення роботи мережі в аварійному режимі роботи приведена в додатку В.

1.5 Режим мінімального навантаження електричної мережі

При мінімальному режимі, у відповідності із завданням за табл. 1.2 потужність споживачів дорівнює (1.24):

$$P_{min} = P_{max} \cdot K_{min}, \quad (1.24)$$

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. 1.20, 1.21.

Таблиця 1.20 – Результати розрахунків потужності під час мінімального режиму

Ділянка	S^{noch}, MVA	$\Delta S, MVA$	S^{kin}, MVA	$I_{роз}, A$	$I_{дон}, A$
Л1	25,4-j0,685	0,191+j0,637	25,2-j0,812	122,0	2*605
Л2	3,54+j0,301	0,00365+j0,00516	3,54+j0,474	17,1	390
Л3	19,8-j1,02	0,158+j0,529	19,6-j0,855	95,4	605
Л4	18,1-j3,39	0,138+j0,196	18,0-j2,54	88,5	2*330
Л5	14,7-j2,75	0,0752+j0,0781	14,6-j2,23	71,8	2*265
Л6	0,406+j0,187	0,0035+j0,00152	0,403+j0,185	25,3	175
Л7	0,456+j0,352	0,0019+j0,000824	0,454+j0,352	32,4	175
Л8	25,4-j0,685	0,191+j0,637	25,2-j0,812	122,0	2*605

Таблиця 1.21 – Результати розрахунків потужності в трансформаторах при мінімальному режимі

Ділянка	S^{noch}, MVA	$\Delta S, MVA$	S^{kin}, MVA
1-1'	8,45+j3,24	0,0129+j0,256	8,4+j2,76
2-2'	14,6-j1,63	0,0209+j0,461	14,6-j2,44
3-3'	21,7-j0,603	0,0248+j0,615	21,6-j1,74
4-4'	18,0-j1,5	0,0173+j0,429	17,9-j2,44
5-5'	0,403+j0,185	0,0342+j0,0614	0,368+j0,121
6-6'	0,454+j0,352	0,0439+j0,0837	0,409+j0,264

Результати розрахунку напруги у вузлах мережі під час мінімального режиму показано у табл. 1.22.

Таблиця 1.22 – Результати розрахунку напруги у вузлах при мінімальному режимі

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_{роз}, кВ$	Ступінь РПН
А	121	121	
1	110	120	
2	110	120	
3	110	120	
4	110	120	
1'	10	10.2	
2'	10	10.3	
3'	10	10,5	-9
4'	10	10,3	-6
5	10	10,2	-7
6	10	10,1	-8
5'	0,38	0,408	
6'	0,38	0,41	

В додатку Г приведено схему заміщення електричної мережі роботи в мінімальному режимі.

					<i>БР 3.6.141.352 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ

2.1 Вибір потужності силових трансформаторів

Відповідно курсового проекту з курсу «Електричні системи та мережі», обираємо електричну схему живлення, котра має найменше втрат електроенергії в процесі експлуатування. В додатку Б показано таку принципову електричну схему підстанції, яку будемо проектувати. В табл. 2.1 приведено вихідні дані трансформаторної підстанції.

Таблиця 2.1 – Трансформатори на підстанціях

№ ПС	$S_{\text{спож}}$, МВА	Кат. спож.	N тр-рів, шт.	$S_{\text{розр}}$ (1-го тр), МВА	$S_{\text{ном}}$ (1-го тр), МВА	Кз	Марка тр-ра
3	37	III	2	27	40	0,479	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.
- 3) Порахувати значення $XL1$ та $XL2$ 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 2 підстанцію. По-

									Арк.
									31
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.352 ПЗ				

тужність навантаження складатиме $P = 37\text{МВт}$, а попередньо обраний трансформатор ТРДН – 40000/110.

Таблиця 2.2 – Вихідні дані до проектування

$P_{\text{НОМ.НАВ}}$, МВт	$\cos\varphi$	XL1, Ом	XL2, Ом	Skз.С, МВА	t, °C
37	0,78	j18,9	18,42	17,33	2800

Таблиця 2.3 – Графік споживання електричної енергії

№ Годин	Навантаження в % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
12	40	50	60	90	100	100	80	100	100	125	145	100

Знаходимо номінальну потужність трансформатора

$$S_{\text{ном}} = P_{\text{ном}} + jQ_{\text{ном}} - jQ_{\text{ком}} = 37 + j37 \frac{\sqrt{1-0,78^2}}{0,78} - j18,9 = 38,54 \text{ (МВА)}$$

Знаходимо $S_{\text{тр}}$

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{ном}}}{1,4} = \frac{38,54}{1,4} = 27,5 \text{ (МВА)}$$

Перевіряємо номінальну потужність трансформатора

$$S_{\text{ном}} = 40 \text{ (МВА)}$$

					<i>БР 3.6.14.1.352 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

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, МВА	15,4	19,3	23,1	34,7	38,5	38,5	30,8	38,5	38,5	48,2	55,9	38,5

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

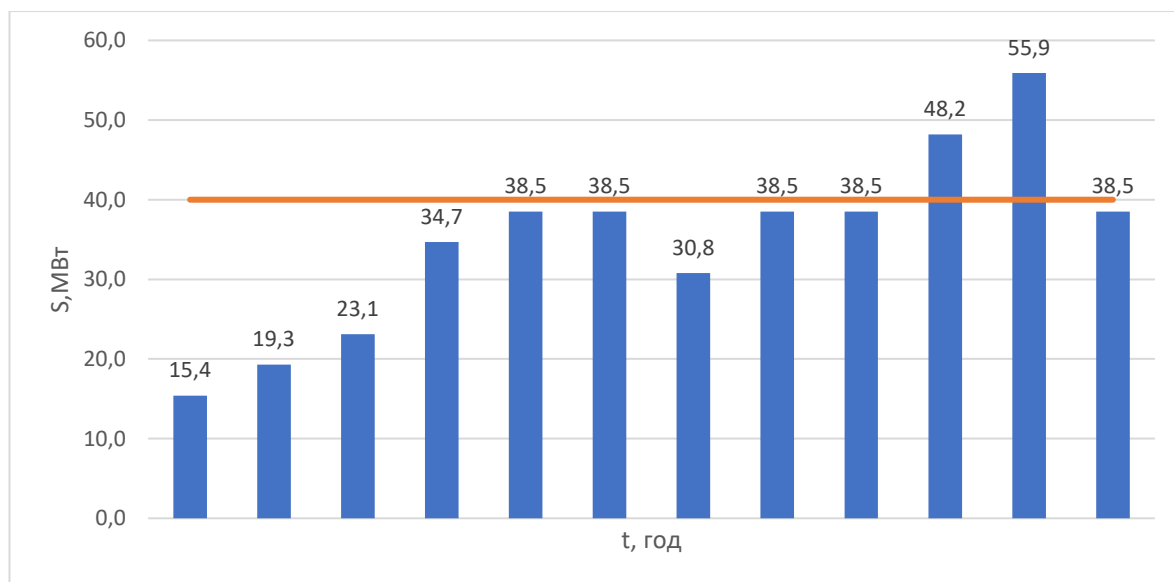


Рисунок 2.1 – Графік споживання електричної енергії в аварійному режимі

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.

$$K_1 = \frac{1}{40} \cdot \sqrt{\frac{16,4^2 \cdot 1 + 20,5^2 \cdot 1 + 24,6^2 \cdot 1 + 39,0^2 \cdot 3 + 28,7^2 \cdot 2}{18}} = 0,778$$

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

$$K_2 = \frac{1}{40} \cdot \sqrt{\frac{43,1^2 \cdot 1 + 49,3^2 \cdot 1 + 61,6^2 \cdot 1}{6}} = 1,29$$

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

$$K_2 = \frac{1}{40} \cdot \sqrt{\frac{42,9^2 \cdot 1 + 53,6^2 \cdot 1}{4}} = 1,214$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за виразом:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{61,6}{40} = 1,39$$

					<i>БР 3.6.14.1.352 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

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

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

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,39 = 1,25$$

Порівнюємо два числа K_2' та $0,9 \cdot K_{MAX}$, та обираємо найбільше. Остаточо беремо $K_2 = 1,39$.

За державним стандартом з урахуванням еквівалентної температури -10 С) і часу перевантаження $t = 4$ годин, та заносимо дані до табл. 2.5.

$$K_{12ГОСТ} = 1,4$$

Як видно, даний трансформатор задовольняє умові навантаження споживачів.

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 110 кВ і 10 кВ [11]. 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 [12]. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає $S_c = 2800 \text{ МВА}$.

					<i>БР 3.6.141.352 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

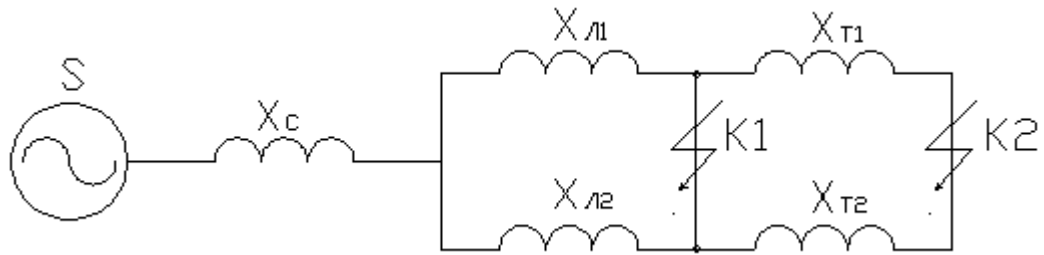


Рисунок 2.2 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_c = \frac{U_L^2}{S_c} = \frac{110^2}{2800} = 4,32 \text{ (Ом)}.$$

Загальний опір працюючих ліній

$$X_L = \frac{X_{Л1} \cdot X_{Л2}}{X_{Л1} + X_{Л2}} = \frac{18,42 \cdot 17,33}{18,42 + 17,33} = 8,92 \text{ Ом}.$$

Розрахуємо опір трансформатора:

Потужність трансформатора

$$S_T = 40 \text{ (MVA)};$$

Опір трансформатора

$$X_{T1} = \frac{U_K \% \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 110^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 31,76 \text{ (Ом)};$$

Періодична складова СКЗ у точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_L)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,32 + 8,92)} = 4,79 \text{ (кА)};$$

та сама у точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_L + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,32 + 31,76 + 8,92)} = 2,18 \text{ (кА)}.$$

Реальний СКЗ у точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{220}{10} = 2,18 \cdot \frac{110}{10} = 23,98 \text{ (кА)}.$$

Ударний струм :

										Арк.
										36
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

у точці K_1 , $I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 4,79 = 10,91$ (кА);

у точці K_2 , $I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 23,98 = 54,6$ (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 [13]:

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

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.

для K_1 $i_a = \sqrt{2} \cdot 4,79 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,613$ (кА);

для K_2 $i_a = \sqrt{2} \cdot 23,98 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 4,59$ (кА).

Інтеграл Джоуля

для K_1 $B_{K1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 4,79^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 1,95$ (кА²с)

для K_2 $B_{K2} = I_{K2}^2 (t + T_a) = 23,98^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 86,3$ (кА²с)

Таблиця 2.5 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_k , кА ² с
Шини 110 кВ(K_1)	4,79	10,91	4,79	0,615	1,95
Шини 10 кВ(K_2)	23,98	54,6	23,98	4,59	86,3

2.3 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

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

Вибір вимикача на боці високої напруги 110 кВ.

Вибір вимикачів наведений у табл. 2.6. Каталожні параметри вимикача узяті з [14].

Таблиця 2.6 – Вибір вимикача на боці 110 кВ

Умова Вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	294 А	2500 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,79 кА	31,5 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	10,91 кА	81 кА
$I_{нт} \leq I_{откНом}$	4,79 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0,615 кА	7,245 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,95 кА ² с	7500 кА ² с

Обираємо вимикач типу ВРС-110-31,5/81-2500

Вибір вимикача у колі трансформатора на боці 10 кВ.

Таблиця 2.7 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	3233 А	4000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	23,98 кА	31,5 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	54,6 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	23,98 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	4,59 кА	12,6 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	86,3 кА2с	2976,75 кА2с

Обираємо вимикач типу ВРС-10-31,5/80-4000

Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ.

Таблиця 2.8 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	1617 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	23,98 кА	31,5 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	54,6 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	23,98 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	4,59 кА	12,6 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	86,3 кА2с	2976,75 кА2с

Обираємо вимикач типу ВРС-10-31,5/80-2000

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

Вибір вимикача на лінію, що відходить 10 кВ.

Таблиця 2.9 – Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	323 А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	23,98 кА	31,5 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	54,6 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	23,98 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	4,59 кА	25,2 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	86,3 кА ² с	2976,75 кА ² с

Обираємо вимикач типу ВРС-10-31,5/80-630.

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 [15].

Таблиця 2.10 – Вибір роз'єднувача 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	294 А	630 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	10,91 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,95 кА ² с	4800 кА ² с

Обираємо до установки на боці 110 кВ роз'єднувачі типу РНД-1-110/630 Т1.

2.4 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 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);
- пристроєм, для перекочування 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. 2.11.

					<i>БР 3.6.14.1.352 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

Таблиця 2.11 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

Види споживачів	Встановлена потужність		Всього	cos φ	tg φ	Навантаження	
	одиниці, кВт*к-сть	Кількість				P, кВт	Q, кВАр
Охолодження ТРДН-40000/110	3,3	2	6,6	0,78	0,80 2	6,6	5,29
Підігрів вимикачів напругою 110 кВ	1,8	3	5,4	1	0	5,4	0
Підігрів приводів роз'єднувачів, відділювачів, короткозамикачів	1,2	15	18	1	0	18	0
Освітлення ВРП 110 кВ	7	1	7			7	
Освітлення ЗРП	9	1	9			9	
Опалення, вентиляція закритого РП	9	1	9	1	0	9	0
Всього						55	5,29

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб потужністю:

$$S_{роз} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{55^2 + 5,29^2} = 44,2 \text{ кВА}$$

Обираємо два трансформатори власних потреб ТМ- 40/10 [16], потужністю по 40 кВА. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на $44,2/40 = 1,105$, що допустимо.

2.5 Вибір електровимірювальних приладів

2.5.1 Вибір трансформаторів струму

Вимірювальні ТС відносяться до класу спеціальних трансформаторів і

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

призначені для:

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

Основними складовими частинами ТС є первинна обмотка, вторинна обмотка та магнітопровід (осереддя).

2.5.1.1 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. 2.12.

Таблиця 2.12 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

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

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.13.

Таблиця 2.13 – 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
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{кА}$	10,91	25
$B_K \leq I_T^2 t_r, \text{кА}^2 \text{с}$	1,95	288

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ 110-У1.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

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

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.

2.5.1.2 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. 2.14.

					<i>БР 3.6.14.1.352 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

Таблиця 2.14 – 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 ТЛШ-Э.

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 $2,5 \text{ мм}^2$ для мідних жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l = 50 \text{ м}$

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

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

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

Загальний опір струмового кола

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
						45
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

що менше ніж 0,84 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.16.

Таблиця 2.15 – 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
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, \text{ А}$	3233	4000
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{ кА}$	54,6	81
$B_K \leq I_T^2 t_r, \text{ кА}^2 \text{ с}$	86,3	288

2.5.1.3 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. 2.16.

Таблиця 2.16 – 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. 2.17.

Таблиця 2.17 – Трансформатор струму секційної комірки

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$, кВ	10	10
$I_{расч} \leq I_{ном}$, А	1617	2000
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$, кА	54,6	81
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА ² с	86,3	288

Обираємо трансформатор струму ТЛШ-Э.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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

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

Перетин жил при довжині кабеля $l = 40$ м

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{F}$$

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

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

Загальний опір струмового кола

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

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

2.5.1.4 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. 2.18.

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
						47
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.18 – 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. 2.19.

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
						48
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.19 – 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	323	400
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$, кА	54,6	100
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА ² с	86,3	288

Обираємо трансформатор струму ТОЛ-Э.

2.5.2 Вибір трансформаторів напруги

2.5.2.1 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. 2.20.

Таблиця 2.20 – Вимірювальні трансформатори напруги з боку високої напруги

Прилад	Встановлення	Потужність	К-ть. обм.	cos	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:

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

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

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

2.5.2.2 Трансформатор напруги на боці НН

Визначимо вимірювальні прилади, що підключені до трансформатора напруги з боку НН і занесемо їх до табл. 2.21.

Таблиця 2.21 – 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	I-674	3	2	0,38	0,925	12	72	175
Лічильник реактивної енергії		I673	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. 2.22.

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 2.22 – Технічні дані трансформаторів напруги

Тип	Номінальна напруга обмоток			Номінальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
НКФ-220-58	150/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	2000
НТМІ-10-66	10	100	100:3		120	200	600	960

2.6 Вибір струмопровідних шин

Струмопроводи і кабелі на боці низької (середньої) напруги підстанції В РУ 110 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталевалюмінієвими 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 (при $T_{нб} = 5220$ год - час використання найбільшого навантаження)

$$q_{min} = \frac{294}{1,1} = 267,27 \text{ мм}^2$$

Обираємо провід АС – 240/32, найближчий до розрахованого.

- 2) Вибраний переріз перевіряється за допустимим струмом

$$I_{max} = 294 \text{ А}$$

$$I_{доп} = 610 \text{ А}$$

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

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

$$q_{min} \leq q_{розр}$$
$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{1,94}}{91 \cdot 10^{-3}} = 15,3 \text{ мм}^2$$

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

Умова виконується $4,79 \text{ мм}^2 \leq 15,3 \text{ мм}^2$.

4) Перевірку вибраних шин на електродинамічну стійкість при КЗ для гнучких шин не проводимо, так як повинна виконуватися умова: $I_{кз} > 20 \text{ кА}$, а за нашими розрахунками $I_{кз} = 4,79 \text{ кА}$ – отже умова не виконується.

5) Виконуємо перевірку за умовами коронування. Переріз проводів для напруги 110 кВ за умовами корони повинен бути не менше 240 мм^2 , тому провід АС–240/32 задовольняє умові.

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

$$I_{\text{раб.нб}} \leq I_{\text{доп}}$$
$$I_{\text{раб.нб}} = 3233 \text{ А}$$

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

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

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

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

k_{Π} - поправочний коефіцієнт на струм при розрахованій температурі середовища (умовна температура середовища 25°C , нормована температура 70°C і температурі середовища 20°C).

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

$$3233 \leq 3675$$

Нерівність виконується.

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

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

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{86,3}}{91 \cdot 10^{-3}} = 102,1 \text{ мм}^2$$

$$2 \times 10,1 \leq 102,1$$

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

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J_{y0-y_0}}{q}}$$

де l - довжина прольоту між ізоляторами $l = 1,7 \text{ м}$;

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

$J_{y_0-y_0}$ - момент інерції шини коробчастого перерізу щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, см⁴;

q - поперечний переріз шини, см².

$$f_0 = \frac{173,2}{1,7^2} \sqrt{\frac{290}{20,2}} = 227,1 \text{ Гц}$$

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 КЗ, кА;

a – відстань між фазами, м;

W – момент опору шини відносно осі, перпендикулярної до дії зусилля, см³.

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \frac{54,6^2 \cdot 1,7^2}{58 \cdot 0,8} \cdot 10^{-2} = 3,22 \text{ МПа}$$

Сила взаємодії між швелерами, Н/м:

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

де h – висота шин, м.

$$f_n = 0,05 \frac{54,6^2}{0,1} = 1491 \text{ Н/м}$$

					БР 3.6.141.352 ПЗ	Арк.
						54
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

де $W_{\Pi} = W_{y-y}$

$$\sigma_{\Pi} = \frac{1491 \cdot 1,7^2}{12 \cdot 58} = 6,19 \text{ МПа}$$

Шини механічно міцні, якщо

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

$$9,41 \text{ МПа} \leq 82,3 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності виконується, отже шини обрано правильно.

2.7 Вибір принципової схеми первинних з'єднань підстанції

2.7.1 Компонування розподільних пристроїв

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.

					<i>БР 3.6.14.1.352 ПЗ</i>	Арк.
						55
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА

Основними пошкодженнями силових трансформаторів є міжфазні короткі замикання і однофазні к.з на корпус в їх обмотках на виводах і вводах струмопроводах, а також виткові замикання в обмотках [17].

Міжфазні к.з найбільш часто виникають в підводячих струмопроводах і на виводах, міжфазні замикання між обмотками дуже рідкі. Найбільш часто виникають міжвиткові замикання і замикання на корпус в обмотках.

При пошкодженні в трансформаторах захисти повинні відключати всі вимикачі якими трансформатор підключений до шин. Всі пошкодження в трансформаторі повинні відключатися як найшвидше для попередження розширення аварії.

Основними захистами для трансформаторів є [18], [19]:

- 1) струмова відсічка;
- 2) диференціальний захист;
- 3.) газовий захист в маслонаповненому трансформаторі.

3.1 Вихідні дані до розрахунку захисту

Завданням даного розділу являється розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту від усіх видів замикань на виводах і в обмотках сторін з заземленою нейтраллю, а також від багатофазних замикань на виводах і в обмотках сторін з ізольованою нейтраллю трансформатора [17]. Опір системи складає $X_{с.макс} = 17,33 \text{ Ом}$; $X_{с.мін} = 18,42 \text{ Ом}$. Вихідні дані трансформатора приведені в табл. 3.1.

					<i>БР 3.6.141.352 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

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

Схема релейного захисту та схема заміщення трансформатора приведені на рис. 3.1.

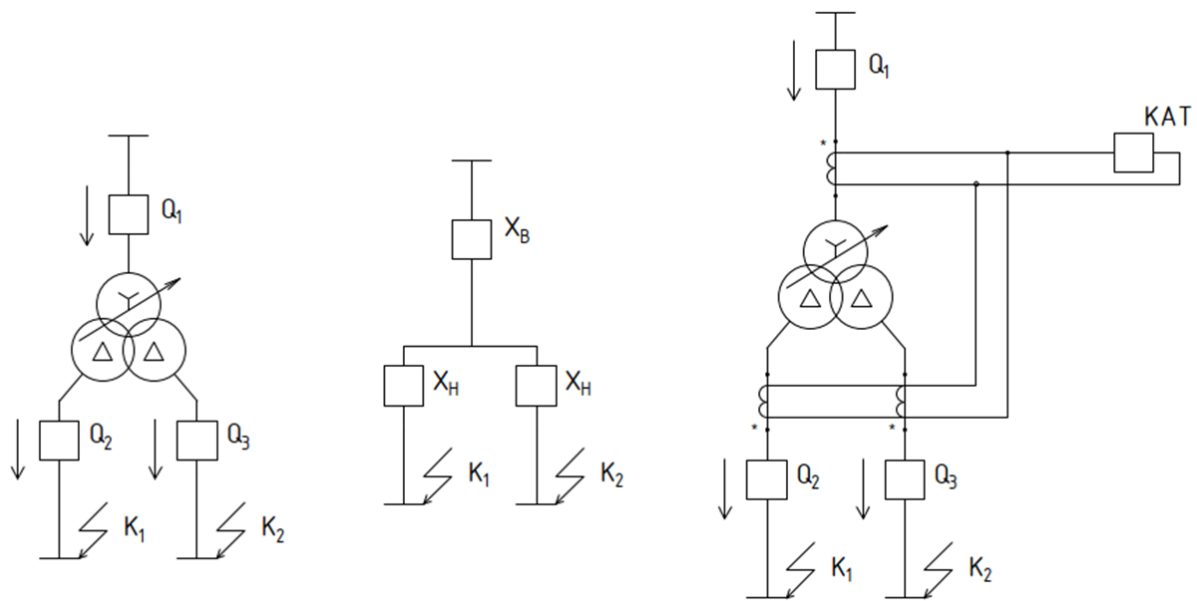


Рисунок 3.1 – Схема РЗА та схема заміщення

Виходячи з рис. 3.1 обчислимо опори трансформатора:

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

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

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

При розрахунках струмів КЗ для захистів трансформаторів з РПН слід врахувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів 220 кВ наближено можна прийняти:

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

$$x_{B.макс} = 4,3 \cdot (1 + 0,12)^2 = 5,4 \quad x_{н.макс} = 60,7 \cdot (1 + 0,12)^2 = 76,1$$

$$x_{B.мін} = 4,3 \cdot (1 - 0,12)^2 = 3,3 \quad x_{н.мін} = 60,7 \cdot (1 - 0,12)^2 = 47$$

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

$$I_{K2.макс}^3 = \frac{U_{CP.НОМ}}{\sqrt{3}(x_{C.макс} + x_{B.мін} + x_{н.мін})} = \frac{115}{\sqrt{3}(17,33 + 3,3 + 47)} = 0,982 \text{ кА}$$

$$I_{K2.мін}^2 = \frac{U_{CP.НОМ}}{2(x_{C.мін} + x_{B.макс} + x_{н.макс})} = \frac{115}{2(18,42 + 5,4 + 76,1)} = 0,575 \text{ кА}$$

3.2 Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту

Попередній розрахунок диференційного захисту та вибір типу реле.

Струм спрацьовування захисту визначається за більшим з двох розрахункових умов:

а) відбудова від кидка струму намагнічування

$$I_{НОМ} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{CP.НОМ}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,201 \text{ кА}$$

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

б) відбудова від струму небалансу:

$$I_{C.з.} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{K1.макс} = \\ = 1,3 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 982 = 345 \text{ А}$$

Приймаємо $I_{C.з.} = 345 \text{ А}$

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

$$K_{ч} = \frac{I_{K2.мін}^{(2)}}{I_{C.з.}} = \frac{575}{345} = 1,667 < 2 - \text{незадовільняє}$$

Оскільки захист з реле типу РНТ не забезпечує чутливості, а розрахунковою є відбудова від струму небалансу, то слід застосувати реле типу ДЗТ-

									Арк.
									58
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.352 ПЗ				

11, для якого струм спрацьовування захисту вибирається за умовами:

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

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

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

$$\begin{aligned} I_{C.3.} &= k_3 (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{K1.\text{макс}} = \\ &= 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 982 = 398 \text{ A} \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned} I_{C.3.} &= k_3 (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_I) \cdot I_{K2.\text{макс}} = \\ &= 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 982 = 324 \text{ A} \end{aligned}$$

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): $I_{C.3} = 324 \text{ A}$.

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K2.\text{мін}}^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{575}{324} = 1,775$$

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

$$I_{K2.\text{мін}}^2 = \frac{U_{\text{CP.НОМ}}}{2(x_{C.\text{мін}} + x_{B.\text{макс}} + x_{H.\text{макс}})} = \frac{115}{2(18,42 + 4,3 + 60,7)} = 689 \text{ A}$$

і необхідний коефіцієнт чутливості забезпечується

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K2.\text{мін}}^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{689}{324} = 2,13$$

Тому захист з реле ДЗТ-11 може бути застосований.

					БР 3.6.141.352 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

3.3 Вибір уставок реле ДЗТ

Визначаються первинний і вторинний струми сторін трансформатора Дані розрахунку наведені в табл. 3.2. В якості основної слід взяти сторону ВН (230 кВ), що має більший вторинний номінальний струм.

Таблиця 3.2 – Розрахунок номінальних струмів

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

Струм спрацьовування реле для основної сторони визначається за виразом:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{с.з.} \cdot k_{cx} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{номп}}}{K_{In}} = \frac{324 \cdot 1 \cdot \frac{115}{115}}{400 / 5} = 4,05 A$$

Розрахункове число витків робочої обмотки для основної сторони визначається

$$w_{осн.розр} = \frac{F_{ср}}{I_{с.р.осн}} = \frac{100}{4,05} = 24,7 \text{ витків}$$

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

Розрахункові числа витків для інших сторін трансформатора визначаються за виразом:

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
						60
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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.

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

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

$$I_{с.з.} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_I) \cdot I_{к2.макс} = \\ = 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,004) \cdot 982 = 328 \text{ A}$$

Визначається уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле.

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{номI}}}{k_{I(I)}} = \frac{328 \cdot 1 \cdot \frac{115 \cdot 10^3}{115 \cdot 10^3}}{400 / 5} = 4,1 \text{ A}$$

Оскільки уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле (4,55 А) менше фактичного (4,1 А), то вибір робочих витків закінчений.

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

$$I_{нб.расч} = k_3 (k_{пер} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II} + \Delta w_I) I_{кс.макс}^{(3)} = \\ = 1,5 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,129 + 0,05 + 0,003) \cdot 982 = 402,1 \text{ A}$$

8. Число витків гальмівної обмотки знаходиться за виразом

$$w_{гальм} = \frac{k_3 \cdot I_{нб.расч} \cdot w_{роб}}{I_{кс.макс}^{(3)} \cdot tg \alpha} = \frac{1,5 \cdot 402,1 \cdot 22}{982 \cdot 0,75} = 18,02 = 18$$

Таким чином, до установки на реле приймаються наступні витки:

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

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

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

$$k_{\text{ч}} = \frac{575}{57} = 10,1 \quad k_{\text{ч}} = \frac{689}{57} = 12,1$$

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

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.

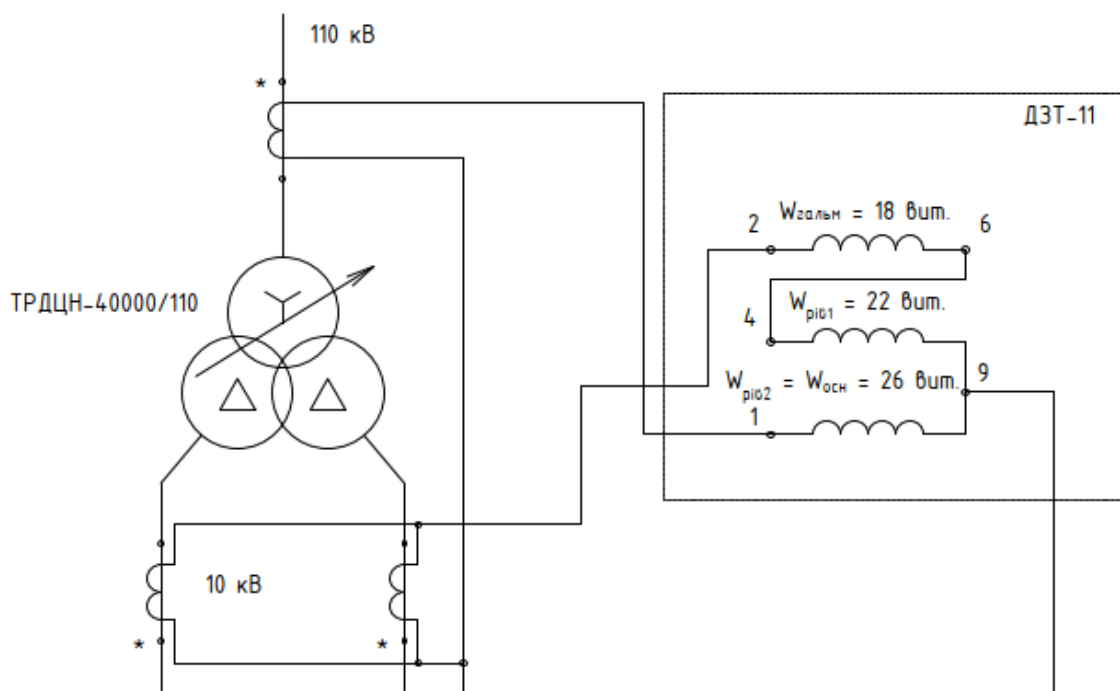


Рисунок 3.2 – Схема уставок реле ДЗТ-11

3.4 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

						Арк.
						62
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.352 ПЗ	

пуском або без пуску по напрузі [20].

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

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

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

$$k_ч = \frac{575}{754} = 0,76$$

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

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

а чутливість захисту в тих же розрахункових точках складе:

$$k_ч = \frac{575}{302} = 1,9$$

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

$$U_{сз} \leq \frac{U_{с.мін}}{k_6} = \frac{0,7 \cdot 115}{1,2} = 67,08 \text{ кВ} .$$

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

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

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

5. Чутливість блокуючих органів перевіряється при КЗ на прийомних сторонах трансформатора, куди і підключені блокуючі реле, тобто.

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

Тоді,

$$k_{чU} = \frac{U_{с.з.}}{U_{к.макс}} = \frac{67}{0} > 1,5$$

$$k_{чU} = \frac{U_{2к.зах}}{U_{2с.з.}} = \frac{33,2}{6,9} = 4,81 > 1,5$$

Оскільки при КЗ на прийомних сторонах трансформатора $k_{чU} > 1,5$, 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:

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

Вибір схем максимального струмового захисту нульової послідовності на сторонах з ефективно заземленою нейтраллю залежить від типу обладнання, яке захищає (трансформатор або автотрансформатор) і схеми підключення об'єкта на стороні вищої напруги (збірні шини, чотирикутник, місток).

Струмові органи третіх ступенів земляних захистів спільно з реле контролю не переключення фаз утворює захист від режиму автотрансформатора. При виведенні з роботи захистів шин СН і ВН вводиться оперативне прискорення за часом першого (або другого) ступенів захисту від замикань на землю. Захист діє послідовно на поділ-систем (секцій) шин, відключення вимикача на стороні установки захисту і відключення всіх вимикачів автотрансформатора.

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
						64
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ТА ЗАЗЕМЛЕННЯ ПІДСТАНЦІЇ

4.1 Розрахунок зони захисту блискавковідводів території підстанції

Зона захисту багаторазового стрижневого блискавковідводу визначається як зона захисту попарно взятих стрижневих блискавковідводів. Блискавкозахист ПС виконуємо за допомогою двох пар стрижневих блискавковідводів [20]. Розрахуємо зону захисту кожної з пар блискавковідводів [21]–[24]. Вихідні дані ПС наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Вихідні дані розташування блискавковідводів

A, м	B, м	$L_1, м$	$L_2, м$	$L_3, м$	$L_4, м$	$L_5, м$	$h_x, м$
50	34	28	22	28	8	14	8

Зони захисту блискавковідводів висотою $h \leq 30$ м були визначені на основі лабораторних досліджень. Надійність їх підтверджена тривалим досвідом експлуатації. Вони увійшли як складова частина до низки нормативних документів, такі як Правила улаштування електроустановок, ДСТУ ІЕС 62305-2:2012 захист від блискавки. Потім встановлені зони захисту були поширені на блискавковідводи висотою до 100 м, при цьому було введено виправлення, що враховує зниження ефективності блискавковідводів висотою більше 30 м унаслідок бічних ударів блискавки, що уражають блискавковідводи в точках нижче його вершини.

Блискавковідвід вважається подвійним, коли відстань між стрижньовими блискавкоприймачами L не перевищує граничної величини L_{max} вершини. В іншому випадку обидва блискавковідводи розглядаються як одиничні [5].

Стандартною зоною захисту одиничного стрижневого блискавковідводу висотою h є круговий конус висотою $h_0 < h$, вершина якого співпадає з вертикальною віссю блискавковідводу. Габарити зони визначаються двома параметрами: висотою конуса h_0 і радіусом конуса на рівні землі r_0 .

Конфігурація вертикальних і горизонтальних перерізів стандартних зон захисту подвійного стрижневого блискавковідводу (висотою h і відстанню L між блискавковідводами) приведена на рис. 4.1.

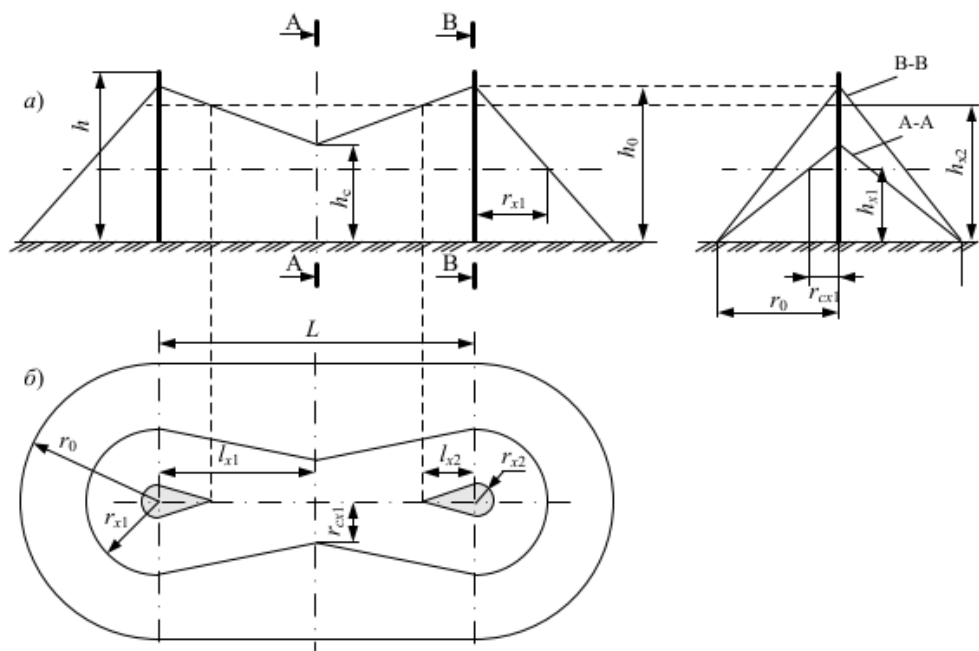


Рисунок 4.1 – Перетин зони захисту подвійного стрижневого блискавковідводу

Розміри внутрішніх областей визначаються параметрами h_0 і h_c , перший з яких задає максимальну висоту зони безпосередньо біля блискавковідводів, а другий – мінімальну висоту зони посередині між блискавковідводами. При відстані між блискавковідводами $L \leq L_c$ межа зони не має провисання $h_c = h_0$.

Проведемо визначення зони захисту блискавковідвід. Спочатку визначимо параметри L_6 і L_7 [25]–[28].

Визначаємо параметри L_6 і L_7

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{34 - 22}{2} = 6 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{34 - 28}{2} = 3 \text{ м}$$

Визначаємо параметри p_1 та p_2

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

$$p_2 = \sqrt{L_7^2 + L_5^2} = \sqrt{3^2 + 14^2} = 14,3 \text{ м}$$

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

$r_{x3} = p_2$ при висоті h_x

$$p_1 = 10 \text{ м}, p_2 = 14,3 \text{ м}$$

$$h_1 = h_2 = \frac{0,7 \cdot p_1 + h_x \cdot 0,6}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 10 + 8 \cdot 0,6}{0,42} = 28,1$$

$$h_3 = h_4 = \frac{0,7 \cdot p_2 + h_x \cdot 0,6}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 14,3 + 8 \cdot 0,6}{0,42} = 35,3$$

Розрахунок зони захисту блискавковідводів 1 та 2

$$L_{12} = L_2 = 22 \text{ м}$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 \cdot h_1 = 19,6 \text{ м}$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 \cdot h_1 = 16,86 \text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = 10 \text{ м}$$

$$L_{c12} = 2,25h_1 = 63,2 \text{ м}$$

$$L_{\max 12} = 4,25h_1 = 119,4 \text{ м}$$

$$h_{c12} = h_{01} = 19,67 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = \frac{16,86(19,67 - 8)}{19,67} = 10 \text{ м}$$

Зона захисту блискавковідводів приведена на рис. 4.2.

										Арк.
										67
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.352 ПЗ					

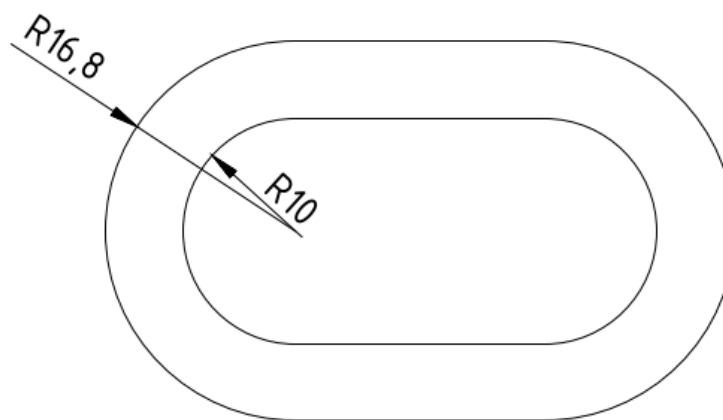
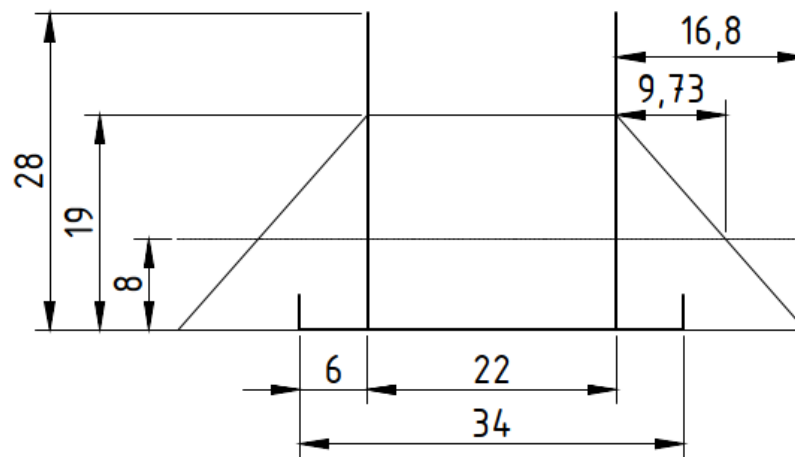


Рисунок 4.2 – Зона захисту блискавковідводів 1 та 2

Розрахунок зони захисту блискавковідводів 3 та 4.

$$L_{34} = L_3 = 28 \text{ м}$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 \cdot h_3 = 24,58 \text{ м}$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 \cdot h_3 = 20,91 \text{ м}$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = 14,1 \text{ м}$$

$$L_{c34} = 2,25h_3 = 77,5 \text{ м}$$

$$L_{\max 34} = 4,25h_3 = 149,4 \text{ м}$$

$$h_{c34} = h_{03} = 24,5 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12})$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = 14,1 \text{ м}$$

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

На рис. 4.3 приведена зона захисту блискавковідводів 3 та 4.

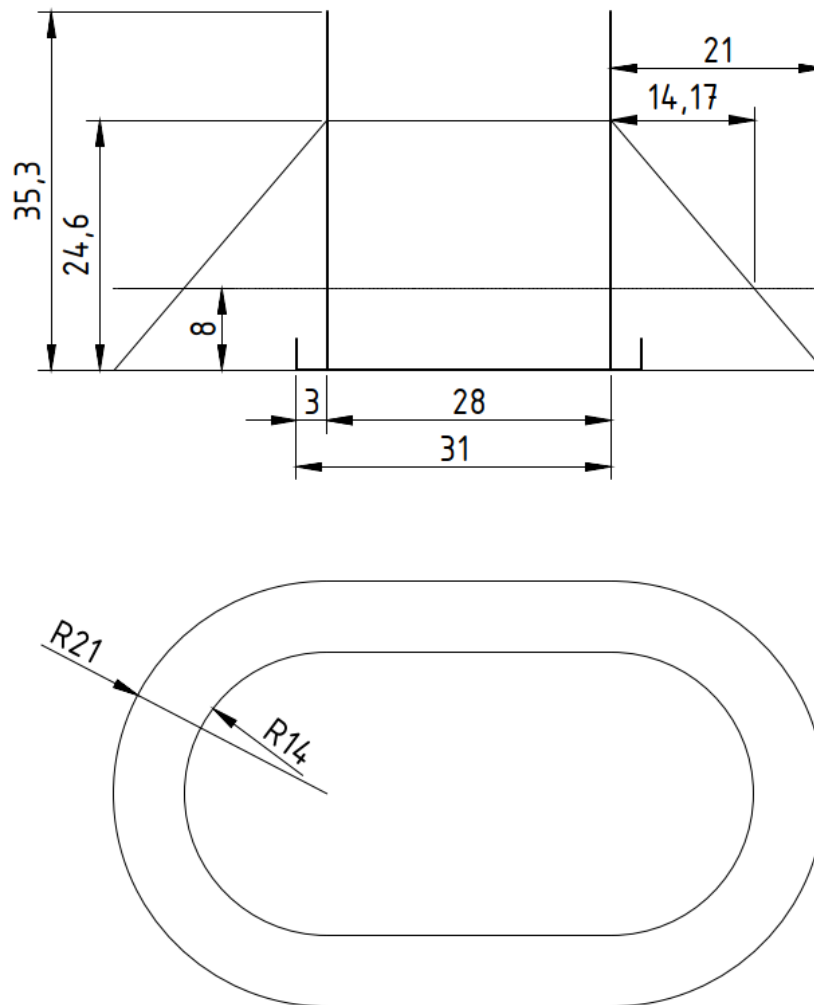


Рисунок 4.3 – Зона захисту блискавковідводів 3 та 4

Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3.

$$L_3 = 28,2 \text{ м}$$

– на висоті $h_1 = 28,1 \text{ м}$

$$L_{c13} = 2,25h_1 = 63,2 \text{ м}$$

$$L_{\max 13} = 4,25h_1 = 119,4 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 28,1 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13})$$

– на висоті $h_3 = 35,3 \text{ м}$

$$L_{c31} = 2,25h_3 = 77,5 \text{ м}$$

$$L_{\max 31} = 4,25h_3 = 149,4 \text{ м}$$

$$h_{c31} = h_{03} = 24,6 \text{ м}$$

$$h_{c\min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{19,67 + 24,58}{2} = 22,1 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{16,86 + 20,9}{2} = 22,1 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c\min 13} - h_x)}{h_{c\min 13}} = \frac{18,89(22,1 - 8)}{22,1} = 12,06 \text{ м}$$

На рис. 4.4 приведена зона захисту блискавковідводів 1 та 3.

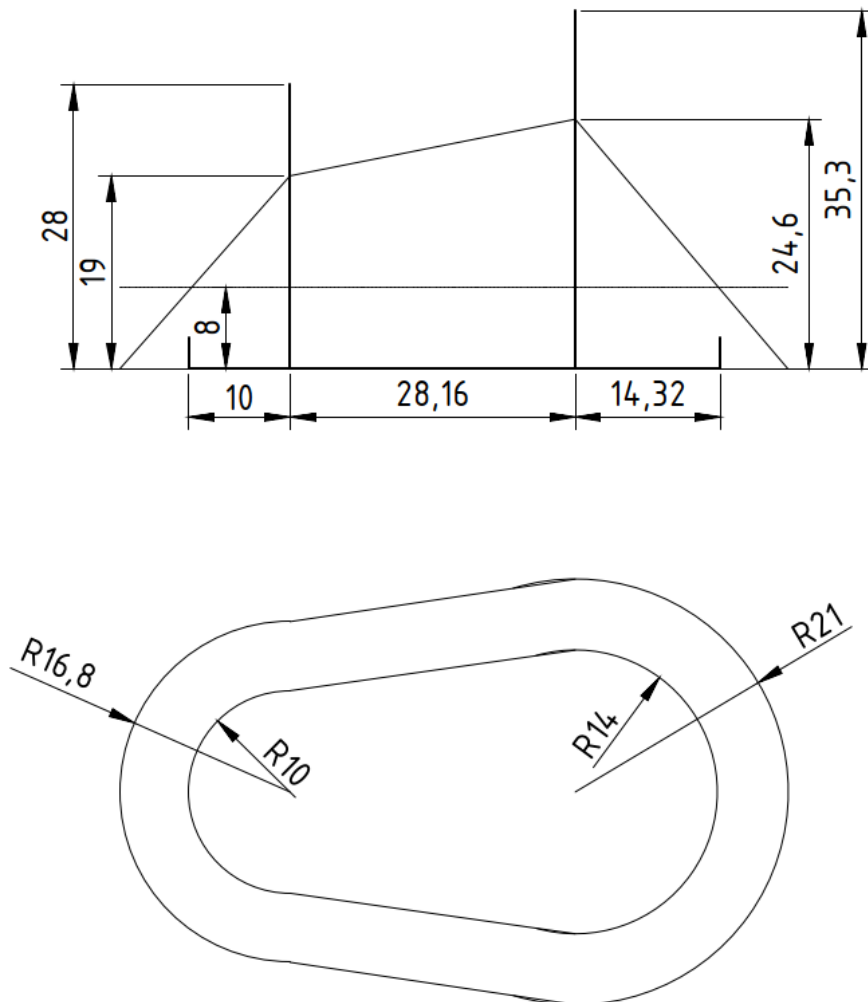


Рисунок 4.4 – Зона захисту блискавковідводів 1 та 3

Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 4, 2 та 3.

									Арк.
									70
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.352 ПЗ				

$$L_{14} = \sqrt{L_1^2 + \left(L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2} \right)^2} = 37,5 \text{ м}$$

– на висоті $h_1 = 28,1 \text{ м}$

$$L_{c14} = 2,25h_1 = 63,2 \text{ м}; \quad L_{\max 14} = 4,25h_1 = 119,4 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 19,67 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13})$$

– на висоті $h_3 = 35,3 \text{ м}$

$$L_{c41} = 2,25h_4 = 77,5 \text{ м}$$

$$L_{\max 41} = 4,25h_4 = 149,4 \text{ м}$$

$$h_{c41} = h_{04} = 35,3 \text{ м}$$

$$h_{c\min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{19,67 + 24,5}{2} = 22,1 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{16,8 + 20,9}{2} = 18,9 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c\min 13} - h_x)}{h_{c\min 13}} = \frac{18,89(22,1 - 8)}{22,1} = 12,06 \text{ м}$$

На рис. 4.5 приведена зона захисту блискавковідводів 1 та 4, 2 та 3.

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

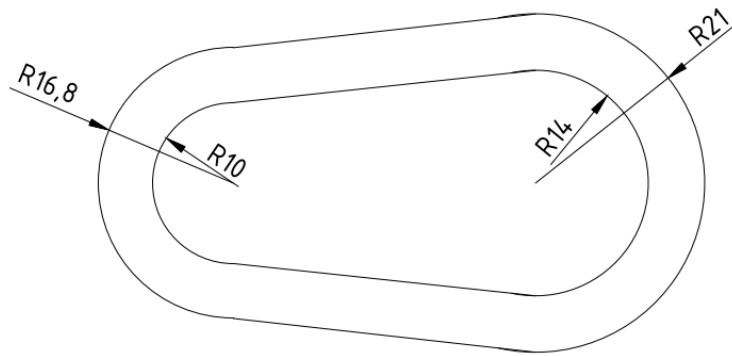
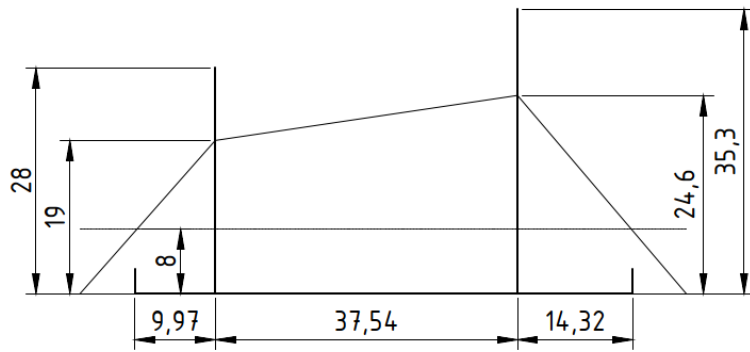


Рисунок 4.5 – Зона захисту блискавковідводів 1 та 4

В результаті розрахунку отримали наступну зону захисту рис.4.6.

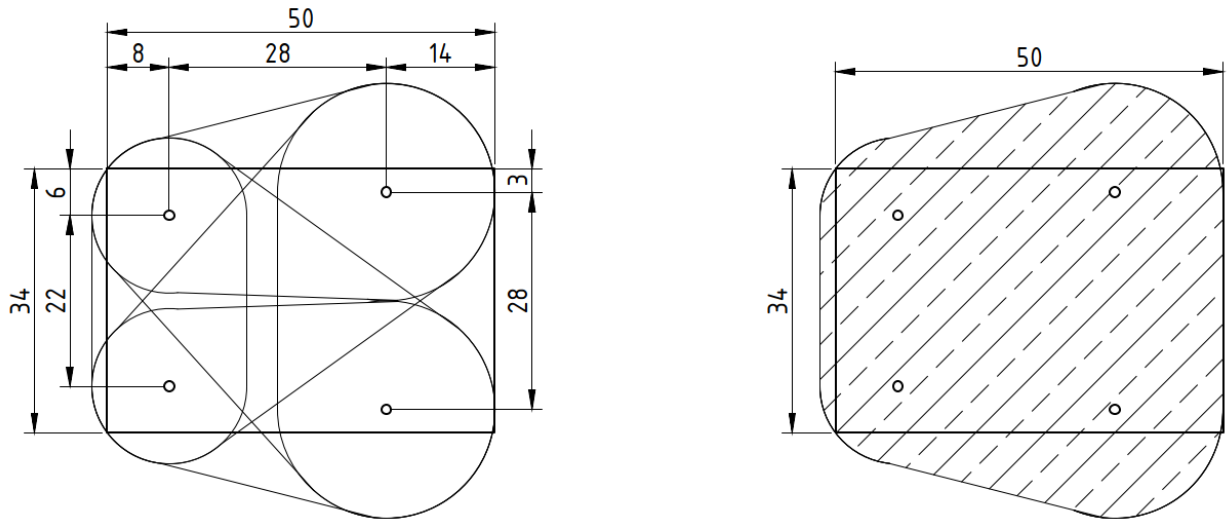


Рисунок 4.6 – Схема зони захисту від ураження блискавки підстанції на висоті $h_x = 8$ м

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 3.6.141.352 ПЗ

Арк.

72

4.2 Перевірка заземлюючих пристроїв підстанції

Необхідно провести розрахунок опору заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами табл. 4.2. Зобразити схему заземлювального контуру ВРП.

Таблиця 4.2 – Вихідні дані до розрахунку

$a, м$	$b, м$	$\rho_{вим}, Ом \cdot м$	$n_{тр}, шт$	$l_{тр}, м$	Тип тросу
50	34	100	1	300	С-50

Заземлювальний контур виконуємо у вигляді сітки горизонтальних смуг із вертикальними електродами, розташованих у вузлах сітки по її периметру. Крок сітки беремо 10 м, довжину вертикальних електродів 10 м.

Розрахункове значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах [5], [6].

$$\rho_{розр} = K \rho_{вим} = 1,4 \cdot 100 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

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

$$\text{Опір заземлення системи трос-опора: } R_{тр-оп} = \sqrt{R_{тр} R_{оп}}$$

Опір троса:

$$R_{тр} = \frac{0,0024 l_{тр}}{n_{тр}} = \frac{0,0024 \cdot 300}{1} = 1,11 \text{ Ом}$$

Опір заземлення опори

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

$$R_{тр-оп} = \sqrt{R_{тр} R_{оп}} = \sqrt{1,11 \cdot 10} = 3,33 \text{ Ом}$$

Отриманий опір вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП:

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
						73
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_{np} = R_{np-on} = 1,11 \text{ Ом}$$

Допустимий опір штучного заземлення за наявності природних заземлювачів:

$$R_z = \frac{R_{дон} R_{np}}{R_{np} - R_{дон}} = \frac{0,5 \cdot 3,33}{3,33 - 0,5} = 0,588 \text{ Ом}$$

$$R_{дон} = 0,5 \text{ Ом}$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{50 \cdot 34} = 41,2 \text{ мм}^2$$

A – коефіцієнт, що залежить від

$$\frac{15}{41,2} = 0,364$$

Приймаємо A=0,204.

Визначимо кількість вертикальних електродів:

$$n = \frac{50}{10} \cdot 2 + \frac{34}{10} \cdot 2 = 16,8$$

Ескіз контуру заземлення підстанції приведено на рис. 4.7.

$$L = a \cdot 19 + b \cdot 23 = 50 \cdot 19 + 34 \cdot 23 = 1732 \text{ м}$$

					БР 3.6.141.352 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		74

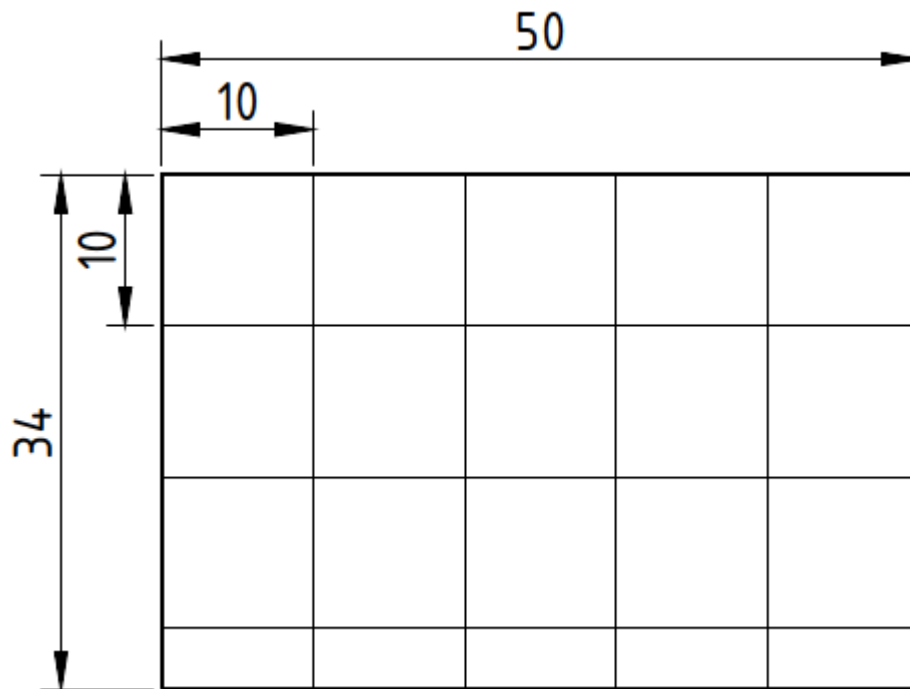


Рисунок 4.7 – Контуру заземлення

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

$$R_{з.р} = 140 \left(\frac{0,207}{41,2} + \frac{1}{1732 + 16,8 \cdot 15} \right) = 0,363 \text{ Ом}$$

Так як розрахункове значення $R_{з.р.}$ менше, ніж допустима величина стаціонарного опору контуру заземлення $R_{з.р.} < R_{з.}$, то обрані параметри заземлювача відповідають допустимим нормам.

					БР 3.6.14.1.352 ПЗ	Арк.
						75
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

У даній бакалаврській роботі проведено проектування силової високовольтної електричної мережі котра складається з 7 ліній та 6 споживачів. Згідно категорії електричних споживачів та нормативних документів розроблено оптимальну електричну мережу, що має кільцеві та радіальні ділянки. Проведено розрахунок номінальної напруги розподілення на високій середній та низькій сторонах мережі, виходячи з потужності споживачів та геометричної відстані до джерела живлення. Як результат, обрано високу основну напругу мережі номіналом 110 кВ та напругу розподілення серед споживачів 10 та 0,4 кВ. Проведено розрахунок та вибір компенсаційних пристроїв на певних підстанціях та силові трансформатори враховуючи клас напруги, потужності споживачів та їх категорій. Побудовано принципову схему мережі на якій показано всі марки проводів і трансформаторів. В даній роботі проведено розрахунок перетоків потужності в мережі в наступних режимах роботи: нормальний, мінімальний та аварійний. Значення напруги у вузлових точках електричної системи мають допустимі відхилення в усіх трьох режимах роботи, що відповідає правилам, та нормативним документам.

Перевірено силовий трансформатор на підстанції згідно добового графіку споживання при аварійному відключення одного силового трансформатора. Для даної підстанції обрано вимикача на високій стороні, низькій стороні, секційний вимикач на низькій стороні, трансформатори струму на високій та низькій стороні, трансформатори напруги на високій та низькій стороні, трансформатор власних потреб. Розраховано струмовий диференційний захист силового трансформатора з використанням реле ДЗТ-11.

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

					<i>БР 3.6.141.352 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

Список використаних джерел

- [1] І. Л. Лебединський і І. І. Борзенков, Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для студентів спеціальності 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Суми: СумДУ, 2019.
- [2] І. Л. Лебединський, М. В. Петровський, В. І. Романовський, і В. В. Волохін, Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему «Розроблення проекту районної електричної мережі» з курсу «Електричні системи і мережі». Суми: СумДУ, 2015.
- [3] І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, і Т. М. Загородня, Теоретичні основи електротехніки : конспект лекцій. Суми: СумДУ, 2016.
- [4] І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, і Т. М. Загородня, Електричні системи та мережі : конспект лекцій. Суми: СумДУ, 2018.
- [5] ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. Київ: Міненергоугілля України, 2017.
- [6] А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матесенко, і О. Р. Пастух, Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж, Київ. КПІ ім. Ігоря Сікорського: «Політехніка», 2017.
- [7] А. Ю. Орлович, П. Г. Плешков, О. А. Козловський, О. В. Співак, А. І. Котиш, і Т. В. Величко, Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання, М-Во освіти і Науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. Кропивницький: Лисенко В.Ф, 2019.
- [8] П. О. Василега, Електропостачання [Текст]. Суми: СумДУ, 2019.
- [9] М. М. Бабаєв, В. С. Блиндюк, і О. Д. Супрун, Проектування систем електропостачання залізниць. Харків: УкрДУЗТ, 2019.
- [10] П. В. Волох, М. П. Цоколенко, і Л. В. Ревенко, Довідникова книга з електроенергетики: навчальний посібник. Київ: Аграрна освіта, 2014.
- [11] Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму. ДСТУ ІЕС 60909-0:2007, 2007.

									Арк.
									77
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.352 ПЗ				

- [12] Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання. ДСТУ ІЕС 60909-4:2008, 2008.
- [13] В. М. Гаряжа і А. О. Карюк, Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка). Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018.
- [14] «ВРС110 / Вакуумні вимикачі 110 кВ / Комутаційні апарати / Продукція». http://www.rzva.ua/ua/produkcija/komutaciini- aparati_1472639412/vakuumni-vimikachi-110-kv_1472638806/vrs110_1472638787.htm (дата звернення 07, Травень 2023).
- [15] «Роз'єднувачі 35 і 110 кВ / Роз'єднувачі 35 і 110 кВ / Роз'єднувачі / Продукція». http://www.rzva.ua/ua/produkcija/rozednuvachi/rozednuvachi-35-i-110-kv_1413890918/rozednuvachi-35-i-110-kv.htm (дата звернення 07, Травень 2023).
- [16] «Трансформатори силові масляні типу ТМ», Трансформатор сервис. <http://transf.com.ua/ua/russkij-produktsiya/russkij-transformatory-silovye-maslyanye/transformatori-silovi-maslyani-tipu-tm/> (дата звернення 02, Травень 2023).
- [17] В. П. Кідиба, Релейний захист електроенергетичних систем. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2013.
- [18] С. В. Василюк і К. С. Василюк, Техніка високих напруг. Навчальний посібник. Рівне: НУВГП, 2018.
- [19] О. І. Акімов і Д. Л. Сушко, Техніка високих напруг. Ізоляція та перенапруги в пристроях електропостачання і електричної тяги залізничного транспорту: Навч. посібник. Харків: УкрДАЗТ, 2009.
- [20] М. В. Петровський, Техніка високих напруг: конспект лекцій для студ. спец. 6.141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» усіх форм навчання. Суми: СумДУ, 2019.

					<i>БР 3.6.14.1.352 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		78

- [21] Захист від блискавки. Частина 1. Загальні принципи. ДСТУ ІЕС 62305-2:2012, 2012.
- [22] Захист від блискавки. Частина 2. Керування ризиками. ДСТУ ІЕС 62305-2:2012, 2012.
- [23] Захист від блискавки. Частина 3. Фізичні руйнування споруд та небезпека для життя людей. ДСТУ ІЕС 62305-3:2012, 2012.
- [24] Захист від блискавки. Частина 4. Електричні та електронні системи, розташовані в будинках і спорудах. ДСТУ EN 62305-4:2012, 2012.
- [25] В. С. Собчук, Н. В. Собчук, і О. Б. Бурикін, Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах : навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2010.
- [26] Dr. F. Dalessandro, A modern perspective on direct strike lightning protection, ERICO Lightning Technologies. Australia, 2011.
- [27] Д. О. Данильченко, Дривецький, і С. Ю. Шевченко, Захист повітряних ліній електропередавання 6-35 кВ від прямих ударів блискавок. Дніпро: Середняк Т. К., 2023.
- [28] С. В. Панченко, О. І. Акімов, і М. М. Бабаєв, Електробезпека: Підручник. Харків: УкрДУЗТ, 2018.

					<i>БР 3.6.141.352 ПЗ</i>	Арк.
						79
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		