

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: «Розрахунок режимів роботи високовольтних електричних мереж та
вибір електрообладнання понижувальної ПС»

Здобувача групи ЕТ-91 _____ Н.С. БОВА

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

(підпис)

Нікіта БОВА

(Ім'я та ПРІЗВИЩЕ здобувача)

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

АНОТАЦІЯ

с. 96 рис. 10, табл. 57

Бібліографічний опис: Бова Н. С. Розрахунок режимів роботи високовольтних електричних мереж та вибір електрообладнання понижувальної ПС [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавр; спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Н. С. Бова; керівник М.В. Петровський. – Суми: СумДУ, 2023. – 96 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.

У даній роботі спроектовано електричну мережу, що має кільцеві та радіальні ділянки. Обрані проводи мережі та силові трансформатори виходячи з класу напруги, потужності споживачів та їх категорій. Побудовано принципову схему мережі на якій показано всі марки проводів і трансформаторів. Знайдено перетоки потужності в мережі при наступних випадках: максимальний, мінімальний і аварійний режим роботи.

Перевірено трансформатор на підстанції в режимі максимального навантаження. Для даної підстанції обрано вимикачі на високій, низькій стороні, секційний вимикач на низькій сторонах, трансформатори струму, напруги, власних потреб. Розраховано необхідну кількість витків обмоток реле ДЗТ-11.

Захист підстанції від ударів блискавки виконано за допомогою подвійних блискавковідводів, що встановлені на двох порталах. Було визначено оптимальну висоту блискавковідводів та розраховано зону їх покриття.

					БР 3.6.141.041 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 3.6.141.041 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	11
1.3.1 Вибір номінальної напруги	11
1.3.2 Розрахунок струмів та вибір проводів мережі А	14
1.3.3 Розрахунок струмів та вибір проводів мережі В	18
1.3.4 Вибір трансформаторів.....	20
1.3.5 Розрахунок перетоків та втрат потужності	23
1.3.5.1 Розрахунки схеми А	23
1.3.5.2 Розрахунки схеми В.....	31
1.3.6 Техніко-економічне порівняння	32
1.4 Післяаварійний режим роботи електричної мережі	35
1.5 Режим мінімального навантаження електричної мережі.....	37
2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ.....	39
2.1 Вибір потужності силових трансформаторів	39
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання.....	43
2.3 Вибір комутаційної апаратури для розподільчих пристроїв	46
2.4 Вибір трансформатора власних потреб	50
2.5 Вибір електровимірювальних приладів	53
2.5.1 Трансформатор струму на стороні 220 кВ	54
2.5.2 Трансформатор струму в колі силового трансформатора на стороні 10 кВ.....	56

					<i>БР 3.6.141.041 ПЗ</i>			
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата	<i>Розрахунок режимів роботи високовольтних електричних мереж та вибір електрообладнання понижувальної ПС</i>	Лит.	Аркуш	Листів
Розроб.		<i>Бова Н. С.</i>					5	96
Перевір.		<i>Петровський М.В.</i>				<i>СумДУ, ЕТ-91</i>		
Реценз.								
Н. Контр.								
Затверд.		<i>Лебединський І.Л.</i>						

2.5.3	Трансформатор струму на лінії що відходить 10 кВ.....	58
2.5.4	Трансформатор струму у колі секційного вимикача 10 кВ	60
2.5.5	Трансформатор напруги 220 кВ	62
2.5.6	Трансформатор напруги 10 кВ	63
2.6	Вибір струмопровідні збірні шин.....	65
2.6.1	Гнучкі шини для 220 кВ	65
2.6.2	Жорсткі шини для 10 кВ.....	69
2.7	Вибір принципової схеми первинних з'єднань підстанції.....	71
2.7.1	Компонування розподільних пристроїв.....	71
3	РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА	72
3.1	Вихідні дані до розрахунку захисту.....	72
3.2	Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту.....	74
3.3	Вибір уставок реле ДЗТ	76
3.4	Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі.....	78
4	РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ТА ЗАЗЕМЛЕННЯ ПІДСТАНЦІЇ.....	81
4.1	Розрахунок зони захисту блискавковідводів території підстанції.....	81
4.2	Перевірка заземлюючих пристроїв підстанції	85
	ВИСНОВКИ.....	88
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	89
	Додаток А.....	91
	Додаток Б	92
	Додаток В.....	93
	Додаток Г	94
	Додаток Д.....	95
	Додаток Е	96

ВСТУП

На даний момент Україна знаходиться в складній економічній ситуації, що сильно відбивається на енергетиці в цілому, у зв'язку з переходом до ринкових відносин. Для економічного використання електричних апаратів, встановлених на підстанціях, необхідно проводити більш точні розрахунки, компонувати споживачів так, щоб навантаження розподілялося рівномірно протягом дня. Необхідний більш точний облік перетворень електроенергії на підстанціях.

Дана робота є кваліфікаційною роботою бакалавра зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітньої програми «Електротехнічні системи електроспоживання».

В процесі виконання даної роботи вирішуються наступні завдання:

- розрахунок електричної мережі, що містить джерело живлення, лінії електропередачі, трансформатори і навантаження (споживачі електричної енергії);
- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шини високої напруги підстанції ПС);
- перевірка навантаження трансформатора згідно добового графіка споживання електричної енергії трансформатора ТРДЦН-63000/220/10/10;
- розрахунок електричної частини підстанції ПС (обрані високовольтні вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму, трансформатори напруги);
- розрахунок релейного захисту трансформатора ТРДЦН-63000/220/10/10;
- розрахунок заземлюючого пристрою підстанції ПС;
- розрахунок грозозахисту ВРП-220 кВ підстанції ПС;

					<i>БР 3.6.141.041 ПЗ</i>	Арк.
						7
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Постановка завдання

Необхідно виконати електропостачання споживачів від потужного джерела електроенергії. Чотири споживачі характеризується великою потужністю, для цієї групи споживачів доставлена електроенергія повинна бути перетворена на напругу 10 кВ. Два споживачі мають відносно невелику потужність і розташовані недалеко від одного з крупних споживачів. Ними можуть бути невеликі промислові, сільськогосподарські і житлові райони [1]. Електропостачання цих споживачів передбачається здійснити від підстанцій відповідних крупних споживачів і забезпечити напругою 380 В [2].

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

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	-7	26	19	-20	16	13
Y, мм	16	21	35	6	25	22
P _{max} , МВт*	49	43	54	23	658	585
cos f	0,95	0,95	0,91	0,88	0,95	0,78
Tнб, годин	4120	4530	5180	5540	4890	4560
Категорія	I	III	I	III	III	III

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	1,5
Масштаб для споживачів 5 і 6 по відношенню до точки прив'язки, км/мм	0,5
Споживач, до якого прив'язані споживач 5 і 6	4
Частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{\min} по відношенню до максимального P_{\max}	0,67

1.2 Розробка конфігурації електричної мережі

Пошук оптимальної конфігурації мережі є складне завдання. Тому, при проектуванні для побудови оптимальної конфігурації мережі застосовують по-варіантний метод. Він полягає в тому, що для заданого розташування споживачів проектується декілька варіантів схем, що задовольняють технічним вимогам (надійності, економічності, гнучкості та ін.), і з них вибирається кращий на основі техніко-економічного порівняння.

Споживачі першої категорії згідно з «Правилами пристрою електроустановок» [3] повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних джерел живлення, і перерва електропостачання допускається лише на час автоматичного включення резервного живлення. Це означає, що живлення таких споживачів повинно здійснюватися не менше ніж за двома окремими лініями. Двоколова лінія для живлення споживачів першої категорії не підходить, оскільки при пошкодженні опор, наявність ожеледиці та з інших причин відбувається перерва живлення.

Споживачі другої категорії також повинні житися двома окремими

					БР 3.6.141.041 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

лініями або двоколовою лінією, однак допускається живлення цих споживачів і по одній повітряній лінії, враховуючи малий час ремонту таких ліній.

Для споживачів третьої категорії допускається перерва електропостачання на час, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, але не більше однієї доби. Тому для живлення споживачів третьої категорії достатньо однієї лінії.

Відповідно до даних варіанта складаємо дві схеми географічної конфігурації проєктованої мережі – схема «А» (рис. 1.1) і схема «В» (рис. 1.2). Дані варіанти живлення споживачів є найбільш економічними, з точки зору витрати проводів ліній електропостачання, кількості трансформаторних підстанцій, і забезпечують надійність електропостачання відповідно заданої категорії споживача.

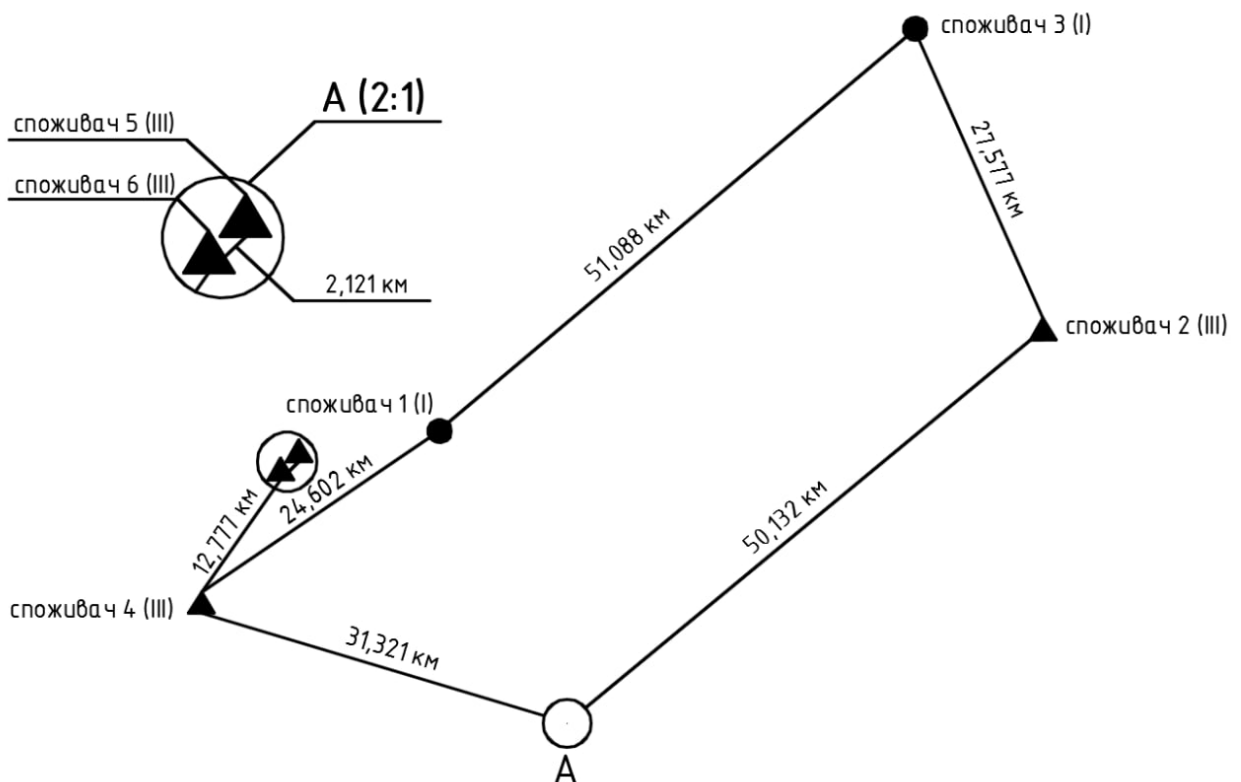


Рисунок 1.1 – Конфігурація схеми А

					БР 3.6.141.041 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

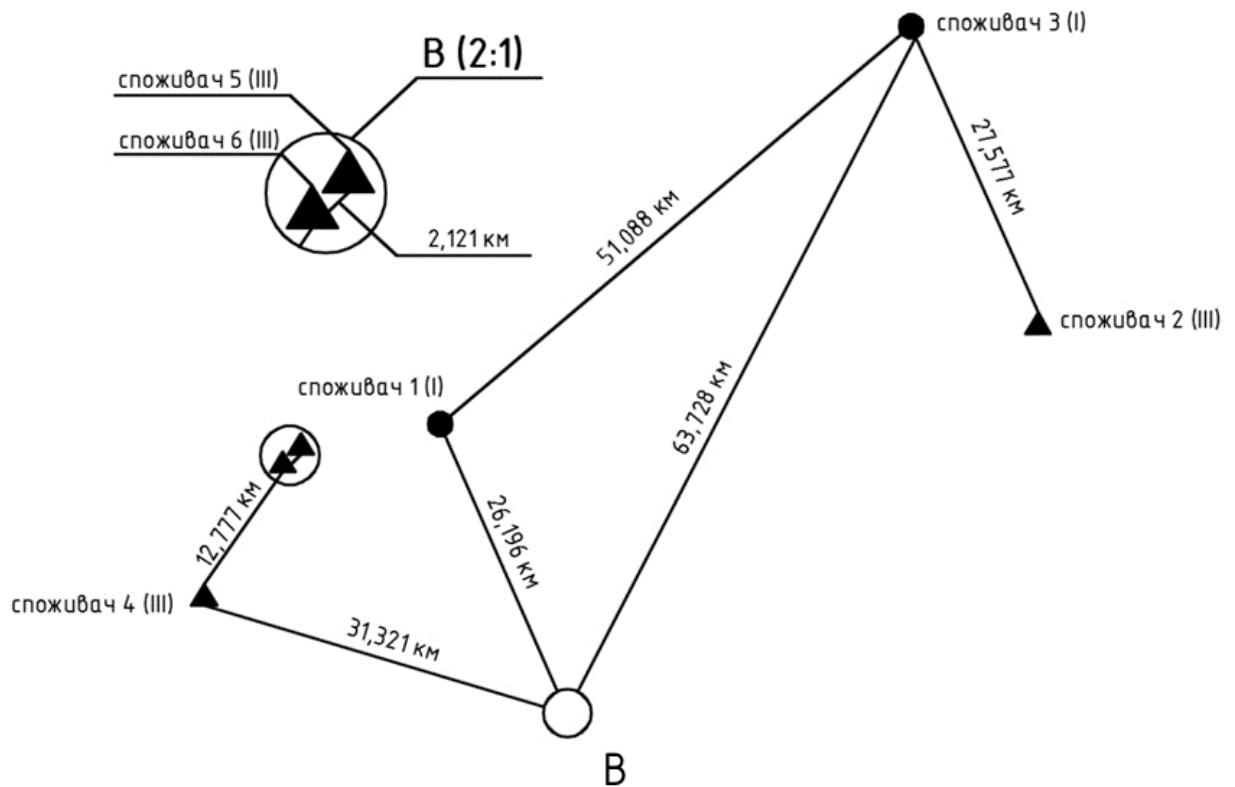


Рисунок 1.2 – Конфігурація схеми В

1.3 Розрахунок електричної мережі

1.3.1 Вибір номінальної напруги

При проектуванні електричної мережі, одночасно з розробкою варіантів схеми конфігурації мережі вирішуються питання вибору номінальної напруги. Вибір номінальної напруги проводиться окремо для кожної лінії, а потім приймається рішення мережі в цілому. Для визначення номінальної напруги скористаємося формулою Стілла:

$$U = 4,34 * \sqrt{l + 16 * P}$$

де l – довжина лінії, км;

P – потужність, що передається, МВт.

					БР 3.6.14.1.041 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

Для розрахунку реактивної потужності використовується формула:

$$Q = P * tg(\arccos(\cos(\varphi)))$$

Відповідно до заданого варіанта запишемо активні потужності споживачів, а також довжини ліній на ділянках відповідно до індексу споживача для схеми «А». Довжини ліній знайдемо користуючись формулою для знаходження довжини вектора:

$$\begin{aligned} & A(a_x, a_y), \quad B(b_x, b_y) \\ \overrightarrow{openAB} &= \sqrt{(b_x - a_x)^2 + (b_y - a_y)^2} \end{aligned}$$

Координати споживачів враховуючи масштаб та прив'язку 5 та 6 споживача до 3:

$$\begin{aligned} \text{Спож. 1} &= (36; 25) * 2 = (72; 50), & \text{Спож. 2} &= (18; 16) * 2 = (36; 32) \\ \text{Спож. 3} &= (28; 31) * 2 = (56; 62), & \text{Спож. 4} &= (-26; 0) * 2 = (-52; 0) \\ \text{Спож. 5} &= (17; 27) = (57,7; 64,7), & \text{Спож. 6} &= (-9; 12) = (55,1; 63,2) \end{aligned}$$

Тоді довжини ліній будуть дорівнювати:

$$\begin{aligned} l_{0-4} &= \sqrt{(-30 - 0)^2 + (9 - 0)^2} = 31,3 \text{ км} \\ l_{0-2} &= \sqrt{(39 - 0)^2 + (31,5 - 0)^2} = 50,132 \text{ км} \\ l_{2-3} &= \sqrt{(28,5 - 39)^2 + (57 - 31,5)^2} = 27,577 \text{ км} \\ l_{3-1} &= \sqrt{(-10,5 - 28,5)^2 + (24 - 57)^2} = 51,088 \text{ км} \\ l_{1-4} &= \sqrt{(-30 + 10,5)^2 + (9 - 24)^2} = 24,602 \text{ км} \\ l_{4-6} &= \sqrt{(6,5 + 30)^2 + (11 - 30)^2} = 12,777 \text{ км} \\ l_{6-5} &= \sqrt{(8 - 11)^2 + (12,5 - 11)^2} = 2,121 \text{ км} \end{aligned}$$

					БР 3.6.141.041 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

Знайдемо номінальні напруги і відповідно реактивні потужності споживачів:

$$U_1 = 4,34 * \sqrt{l_{2-1} + 16 * P_1} = 125,417 \text{ кВ}$$

$$U_2 = 4,34 * \sqrt{l_{0-2} + 16 * P_2} = 117,902 \text{ кВ}$$

$$U_3 = 4,34 * \sqrt{l_{3-1} + 16 * P_3} = 129,589 \text{ кВ}$$

$$U_4 = 4,34 * \sqrt{l_{1-4} + 16 * P_4} = 86,726 \text{ кВ}$$

$$U_5 = 4,34 * \sqrt{l_{4-6} + 16 * P_5} = 15,436 \text{ кВ}$$

$$U_6 = 4,34 * \sqrt{l_{6-5} + 16 * P_6} = 20,42 \text{ кВ}$$

$$Q_1 = P_1 * \tan (\operatorname{acos}(\cos(\varphi_1))) = 16.106$$

$$Q_2 = P_2 * \tan (\operatorname{acos}(\cos(\varphi_2))) = 14.133$$

$$Q_3 = P_3 * \tan (\operatorname{acos}(\cos(\varphi_3))) = 24.603$$

$$Q_4 = P_4 * \tan (\operatorname{acos}(\cos(\varphi_4))) = 12.414$$

$$Q_5 = P_5 * \tan (\operatorname{acos}(\cos(\varphi_5))) = 0.216$$

$$Q_6 = P_6 * \tan (\operatorname{acos}(\cos(\varphi_6))) = 0.469$$

Зі знайдених значень реактивної потужності запишемо повну потужність споживачів в МВА:

$$S_1 = P_1 + Q_1 = 49 + 16,106i \quad S_2 = P_2 + Q_2 = 43 + 14,133i$$

$$S_3 = P_3 + Q_3 = 54 + 24,603i \quad S_4 = P_4 + Q_4 = 23 + 12,414i$$

$$S_5 = P_5 + Q_5 = 0,658 + 0,216i \quad S_6 = P_6 + Q_6 = 0,585 + 0,469i$$

За знайденими вище номінальними напругами споживачів, вибираємо напругу джерела рівною $U_A=220$ кВ. Через те, що 110 кВ замало, адже допустима перенапруга складає 126 кВ. Напруга для споживачів 5-6 буде 35 кВ. З тієї ж самої причини, що 10 кВ не достаньо.

Можна було б використовувати 150 кВ замість 220 кВ, однак даний стандарт напруги вже не використовують.

											Арк.
											13
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.041 ПЗ						

Відповідно до заданого варіанта запишемо довжини ліній на ділянках відповідно до індексу споживача для схеми «В». Тоді довжини ліній будуть дорівнювати:

$$\begin{aligned} l_{0-4} &= \sqrt{(-30 - 0)^2 + (9 - 0)^2} = 31.321 \text{ км} \\ l_{4-6} &= \sqrt{(-30 - 9)^2 + (6.5 - 11)^2} = 12.777 \text{ км} \\ l_{6-5} &= \sqrt{(8 - 11)^2 + (12.5 - 11)^2} = 2.121 \text{ км} \\ l_{0-3} &= \sqrt{(28.5 - 0)^2 + (57 - 0)^2} = 63.728 \text{ км} \\ l_{3-2} &= \sqrt{(39 - 28.5)^2 + (31.5 - 57)^2} = 27.577 \text{ км} \\ l_{3-1} &= \sqrt{(-10.5 - 28.5)^2 + (24 - 57)^2} = 51.088 \text{ км} \\ l_{0-1} &= \sqrt{(0 + 10.5)^2 + (0 - 24)^2} = 26.196 \text{ км} \end{aligned}$$

Знайдемо номінальні напруги і відповідно реактивні потужності споживачів:

$$\begin{aligned} U_1 &= 4,34 * \sqrt{l_{3-1} + 16 * P_1} = 125.417 \\ U_2 &= 4,34 * \sqrt{l_{3-2} + 16 * P_2} = 116.096 \\ U_3 &= 4,34 * \sqrt{l_{0-3} + 16 * P_3} = 132.19 \\ U_4 &= 4,34 * \sqrt{l_{0-4} + 16 * P_4} = 86.726 \\ U_5 &= 4,34 * \sqrt{l_{6-5} + 16 * P_5} = 15.436 \\ U_6 &= 4,34 * \sqrt{l_{4-6} + 16 * P_6} = 20.42 \end{aligned}$$

За знайденими вище номінальними напругами споживачів, вибираємо напругу джерела рівною $U_B=220$ кВ. Напруга для споживачів 5-6 буде 35 кВ.

1.3.2 Розрахунок струмів та вибір проводів мережі А

Для розрахунку струмів та напруги на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності, рис. 1.3.

									Арк.
									14
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.041 ПЗ				

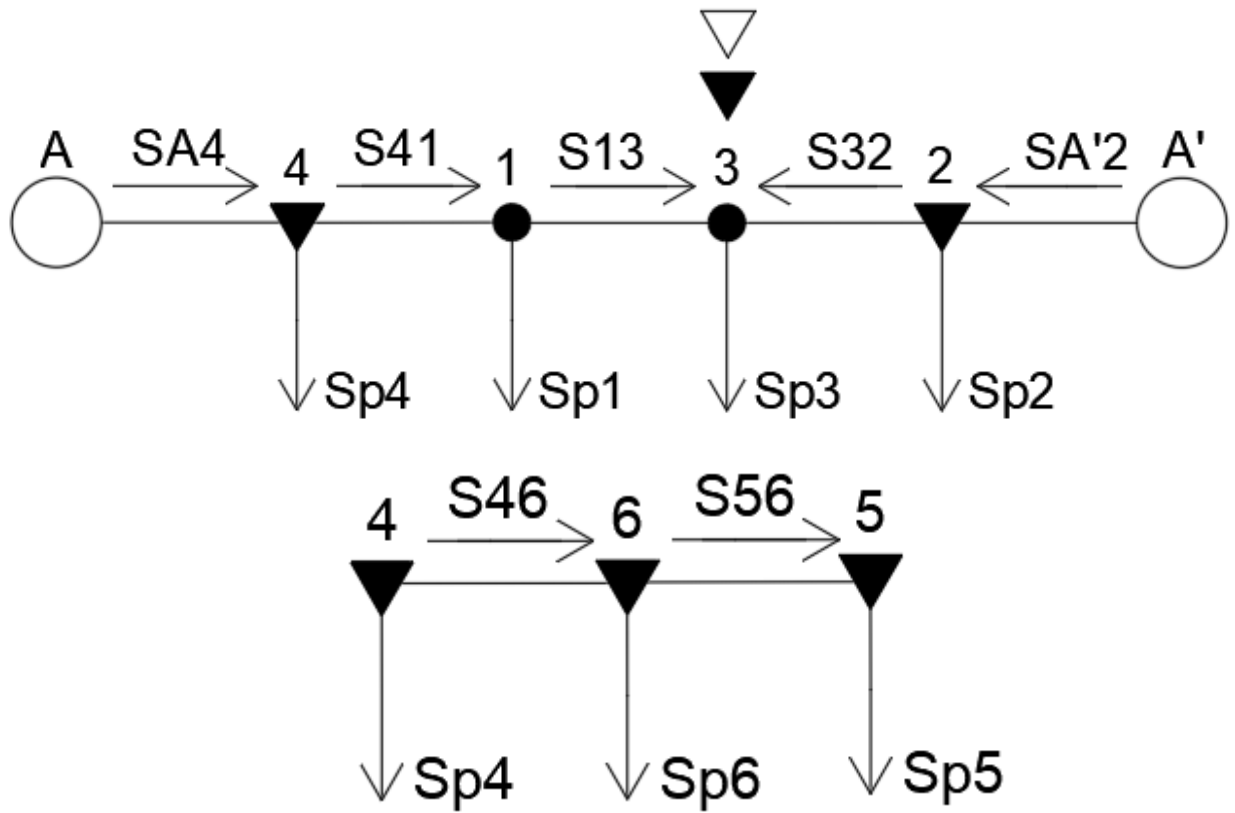


Рисунок 1.3 – Схема заміщення розрахункової схеми А

Проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими.

Розрахунок проведемо без втрат потужності для схеми А:

$$\underline{S}_{P1} = \underline{S}_1 = 49 + j16,1 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{P2} = \underline{S}_2 = 43 + j14,1 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{P3} = \underline{S}_3 = 54 + j24,6 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{P4} = \underline{S}_4 + \underline{S}_5 + \underline{S}_6 = 24,2 + j13,1 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{P5} = \underline{S}_5 = 0,658 + j0,216 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{P6} = \underline{S}_6 = 0,585 + j0,469 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{P4} \cdot (l_{14} + l_{31} + l_{23} + l_{A2}) + \underline{S}_{P1} \cdot (l_{31} + l_{23} + l_{A2}) + \underline{S}_{P3} \cdot (l_{23} + l_{A2}) + \underline{S}_{P2} \cdot (l_{A2})}{l_{A4} + l_{14} + l_{31} + l_{23} + l_{A2}} =$$

$$= 88,6 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{P2} \cdot (l_{A4} + l_{14} + l_{31} + l_{23}) + \underline{S}_{P3} \cdot (l_{A4} + l_{14} + l_{31}) + \underline{S}_{P1} \cdot (l_{A4} + l_{14}) + \underline{S}_{P4} \cdot l_{A4}}{l_{A4} + l_{14} + l_{31} + l_{23} + l_{A2}} =$$

$$= 81,6 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{14} = \underline{S}_{A4} - \underline{S}_{P4} = 64,4 + j23,2 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{A2} - \underline{S}_{P2} = 38,6 + j17,5 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{31} = \underline{S}_{14} - \underline{S}_{P1} = 15,4 + j7,08 \text{ MVA}$$

$$S_{56} = 0,658 + j0,216 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{46} = S_6 + S_{56} = 1,243 + j0,686 \text{ MVA}$$

Виходячи із довжин ліній і потужності яка йде по них визначаємо напругу по емпіричній формулі Ілларіонова (1.1):

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (1.1)$$

де U – напруга відповідної лінії, кВ;

L – довжина відповідної лінії, км;

P – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Також визначаємо струм в лініях за формулою (1.2):

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (1.2)$$

де I – струм у відповідній лінії, А;

Згідно методу економічної густини струму, економічний переріз розраховуємо за формулою (1.3):

$$F_e = \frac{I_M}{j_e}, \quad (1.3)$$

					БР 3.6.14.1.041 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

де F_e – економічний переріз проводу, мм²;

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

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. 1.3.

Таблиця 1.3 – 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. 1.4 наведено результати розрахунку орієнтовних потоків потужності в лініях, струмів при напрузі 110 та 220 кВ.

Таблиця 1.4 – Потоки потужності та струми в лініях схеми А

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, А	
			при U=35 кВ	при U=220 кВ
0-4	88,68+j36,29	150	-	251,47
0-2	81,55+j31,64	156	-	229,58
1-4	64,44+j23,19	130	-	179,73
2-3	38,55+j17,51	109	-	111,13
3-1	15,44+j7,08	76,32	-	44,59
6-5	0,658+j0,216	15,74	11,425	-
4-6	1,243+j0,686	22,08	23,416	-

Обираємо напругу в колі $U_{ном}=220$ кВ. У табл. 1.5 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 1.5 – Вибір проводів мережі схеми А

Лінія	$I_{ном}, A$	$U_{ном}, кВ$	Дані проводу		$I_{дон}, A$
			$F_e, мм^2$	Марка проводу	
0-4	251,47	220	251,47	АС 300/39	710
0-2	229,58	220	208,71	АС 240/32	605
1-4	179,73	220	179,73	АС 240/32	605
2-3	111,13	220	111,13	АС 240/32	605
3-1	44,59	220	44,59	АС 240/32	605
6-5	11,425	35	10,38	АС 70/11	265
4-6	23,416	35	21,28	АС 70/11	265

Через те, що номінальна напруга розподілу складає 220 кВ, мінімальний переріз проводу, для цього класу напруги, АС складає 240/32. Стосовно ділянок 5-6 та 3-5, то тут провід АС 35/11 було взято згідно з розрахунковим значенням $F_e, A/мм^2$ та значенням номінальної напруги 35 кВ.

Взяти напругу 110 кВ замість 220 кВ не виходить, бо для ділянки 0-2 згідно методу економічної густини, переріз має бути 300 А/мм². А для напруги 110 кВ це значення закінчується на 240 А/мм².

1.3.3 Розрахунок струмів та вибір проводів мережі В

Визначення потужності споживачів:

$$\underline{S}_{B1} = \frac{\underline{S}_{P1} \cdot (l_{31} + l_{B2}) + \underline{S}_{P3} \cdot l_{B3}}{l_{B1} + l_{31} + l_{B3}} = 83,7 + j31,6 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B3} = \frac{\underline{S}_{P3} \cdot (l_{31} + l_{B1}) + \underline{S}_{P1} \cdot l_{B1}}{l_{B1} + l_{31} + l_{B3}} = 62,3 + j24,2 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{31} = \underline{S}_{B1} - \underline{S}_{P1} = 34,7 + j14,5 \text{ МВА}$$

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 схеми В

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, А	
			при U=35 кВ	при U=220 кВ
0-1	83,7+30,6i	142,9	-	232,9
0-3	62,2+24,22i	144,3	-	175,3
3-1	34,7+14,5i	110,6	-	98,7
3-2	43+14,1i	114,5	-	118,7
0-4	24,2+13,1i	91,63	-	72,31
4-6	1,24+0,686i	22,08	23,4	-
6-5	0,658+0,216i	15,74	11,42	-

Обираємо напругу в колі $U_{ном}=220$ 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 схеми В

Лінія	$I_{ном}, A$	$U_{ном}, кВ$	Дані проводу		$I_{доп}, A$
			$F_e, мм^2$	Марка проводу	
0-1	232,9	220	217,7	АС 240/32	605
0-3	175,3	220	175,3	АС 240/32	605
3-1	98,7	220	98,8	АС 240/32	605
3-2	118,7	220	118,8	АС 240/32	605
0-4	72,31	220	72,3	АС 240/32	605
4-6	23,4	35	21,28	АС 70/11	265
6-5	11,42	35	10,38	АС 70/11	265

1.3.4 Вибір трансформаторів

Завдання вибору трансформаторів полягає у виборі їх кількості та потужностей. Вибір числа трансформаторів визначається вимогами надійності електропостачання споживачів. Для першої категорії надійності необхідна установка двох трансформаторів. Для другої категорії рекомендовано встановлювати 2 трансформатори, але за наявності централізованого резерву трансформаторів та можливості заміни несправного трансформатора за час не більше доби, можна заживлювати споживача з одного трансформатора. Для третьої категорії споживачів можливе живлення від одного джерела через одну трансформаторну підстанцію.

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів. При цьому на одній трансформаторній підстанції потужність трансформатора S_T повинна бути не менше потужності споживачів S_M , що постачається від нього (1.4):

$$S_{T_{\text{ном}}} \geq S_{\text{розр}} = S_{i_{\text{max}}}, \quad (1.4)$$

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 i -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 (1.5):

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i_{\text{max}}}}{1,4} \quad (1.5)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується за формулою (1.6):

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{T_{\text{ном}}}} \quad (1.6)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора дозволяє визначити

					<i>БР 3.6.14.1.041 ПЗ</i>	Арк.
						20
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

можливість збільшення потужності споживачів та розширення мережі.

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 [4]. 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. 1.8.

Таблиця 1.8 – Вибір трансформаторів

№ ПС	S, MVA	Категорія	$N_{тр}$	Срозр (1-го тр), MVA	Марка тр-ра	K_3
1	51,579	I	2	36,8	ТРДН-40000/220/10	0,65
2	45,263	III	1	49,3	ТРДЦН-63000/220	0,72
3	59,341	I	2	42,3	ТРДЦН-63000/220	0,47
4	26,136	III	1	28,7	ТРДН-40000/220/10	0,65
5	0,693	III	1	0,76	ТМ-1000/35/0,4	0,69
6	0,750	III	1	0,82	ТМ-1000/35/0,4	0,75

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 (1.7), (1.8):

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2}{S_{НОМ}^2}, \quad (1.7)$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}, \quad (1.8)$$

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 [5], [6] трансформаторів показано в табл. 1.9 та 1.10.

Таблиця 1.9 – 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				
ТРДН-40000/220	40	$\pm 9 \cdot 1,78\%$	230	11/11; 6,6/6,6	12	170	50	0,9
ТРДЦН-63000/220	63	$\pm 9 \cdot 1,78\%$	230	11/11; 6,6/6,6	12	300	82	0,8

Таблиця 1.10 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та 6

Тип трансформатора	S _{ном} , кВА	Каталожні дані					
		U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
		ВН	НН				
ТМ-1000/35/0,4	1	35	0,4	6,5	18	3,6	1,4

1.3.5 Розрахунок перетоків та втрат потужності

1.3.5.1 Розрахунки схеми А

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

Активний та реактивний опір лінії, Ом (1.9), (1.10) [7]:

$$R_{л} = r_0 \cdot l_i, \quad (1.9)$$

$$X_{л} = x_0 \cdot l_i, \quad (1.10)$$

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

l_i – довжина лінії, км.

Повний опір лінії визначається за формулою (1.11) [8]:

$$Z_{л} = R_{л} + j \cdot X_{л} \quad (1.11)$$

Зарядна потужність лінії визначається за формулою (1.12):

$$Q_{л} = b_0 \cdot l_i \cdot U_{ном}^2, \quad (1.12)$$

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

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

Для ліній 35 кВ зарядна потужність має незначне значення, тому нею нехтують. Якщо лінія двоколова, то активний и реактивний опір потрібно поділити на 2. Якщо лінія ще має зарядну потужність, то її на 2 ділити не потрібно. Тобто залишають без змін. Для однокової лінії напругою 220 кВ

					БР 3.6.141.041 ПЗ	Арк.
						23
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

все навпаки. Опір залишається без змін, а зарядну потужність потрібно поділити на 2. Результати розрахунків показано в табл.1.11.

Таблиця 1.11 – Параметри ліній за схемою А

Ділянка	Довжина, км	Марка про- воду	r0, Ом/км	x0, Ом/км	Qл, МВАр	Zл, Ом
0-4	31,32	АС 300/39	0,096	0,429	2,001	3,00+j13,43
0-2	50,13	АС 240/32	0,118	0,435	3,154	5,91+j21,80
2-3	27,57				1,735	3,25+j11,99
3-1	51,08				3,214	6,02+j22,22
1-4	24,60				1,548	2,90+j10,70
4-6	12,77				АС 70/11	0,422
6-5	2,12	0,89+j0,916				

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 [9].

Розрахунок втрат потужності в лінії проводимо за формулою (1.13):

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z, \quad (1.13)$$

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 [3].

Розрахунок напруги проводимо за формулою (1.14):

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i}\right)^2 + \left(\frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U_i}\right)^2}, \quad (1.14)$$

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 (1.15):

$$d = 100\% - \frac{U_n}{U_{\text{вузл}}} \cdot 100\% \quad (1.15)$$

Для подальшого розрахунку буде зручно записати активний та реактивний опір для кожного трансформатора, та порахувати сумарні втрати холостого ходу. Втрати холостого ходу приведемо до МВт та МВАр відповідно. Це знадобиться для розрахунку втрат потужностей:

Лінія 3-2, 220 кВ, однокільна, кількість трансформаторів – 2:

$$\underline{S}_{2-3}^{\kappa} = S_{2-3} - jQ_{2-3} = 38,6 + j15,8 \text{ МВА}$$

$$\Delta \underline{S}_{2-3T} = \frac{P_{2-3}^{\kappa 2} + Q_{2-3}^{\kappa 2}}{220^2} \cdot \frac{Z_{6-3}}{2} = 0,05 + j1,288 \text{ МВА}$$

$$\Delta \underline{S}_{2-3Л} = \frac{P_{2-3}^{\kappa 2} + Q_{2-3}^{\kappa 2}}{220^2} \cdot \frac{Z_{2-3}}{2} = 0,083 + j0,307 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{2-3}^{\Pi} = \underline{S}_{2-3}^{\kappa} + \Delta \underline{S}_{2-3T} + \Delta \underline{S}_{2-3Л} + \Delta \underline{S}_{2-3XX} \cdot 2 = 38,8 + j16,6 \text{ МВА}$$

					БР 3.6.141.041 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

Лінія 0-2, 220 кВ, однокільна, кількість трансформаторів – 1 шт:

$$\underline{S}_{2-0}^{\kappa} = S_{2-3}^{\Pi} + S_{P2} - jQ_{2-0} = 81,8 + j27,6 \text{ MVA}$$

$$\Delta \underline{S}_{2-0T} = \frac{P_{2-0}^{\kappa 2} + Q_{2-0}^{\kappa 2}}{220^2} \cdot Z_{6-3} = 0,47 + j12,1 \text{ MVA}$$

$$\Delta \underline{S}_{2-0Л} = \frac{P_{2-0}^{\kappa 2} + Q_{2-0}^{\kappa 2}}{220^2} \cdot \frac{Z_{2-0}}{2} = 0,393 + j1,447 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{2-0}^{\Pi} = \underline{S}_{2-0}^{\kappa} + \Delta \underline{S}_{2-0T} + \Delta \underline{S}_{2-0Л} + \Delta \underline{S}_{2-0XX} \cdot 2 - jQ_{0-2} = 82,8 + j38,57 \text{ MVA}$$

Лінія 0-4, 220 кВ, однокільна, кількість трансформаторів – 1 шт:

$$\underline{S}_{4-0}^{\kappa} = S_{1-4}^{\Pi} + S_{P4} - jQ_{4-0} = 89,4 + j33,8 \text{ MVA}$$

$$\Delta \underline{S}_{4-0T} = \frac{P_{4-0}^{\kappa 2} + Q_{4-0}^{\kappa 2}}{220^2} \cdot Z_{4-3} = 0,753 + j21,3 \text{ MVA}$$

$$\Delta \underline{S}_{4-0Л} = \frac{P_{4-0}^{\kappa 2} + Q_{4-0}^{\kappa 2}}{220^2} \cdot \frac{Z_{4-0}}{2} = 0,404 + j1,806 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{4-0}^{\Pi} = \underline{S}_{4-0}^{\kappa} + \Delta \underline{S}_{4-0T} + \Delta \underline{S}_{4-0Л} + \Delta \underline{S}_{4-0XX} - jQ_{0-4} = 90,6 + j55,4 \text{ MVA}$$

Лінія 4-6, 220 кВ, однокільна, кількість трансформаторів – 1 шт:

$$\underline{S}_{4-6}^{\kappa} = S_{6-5}^{\Pi} + S_{P6} = 1,25 + j0,72 \text{ MVA}$$

$$\Delta \underline{S}_{4-6T} = \frac{P_{4-6}^{\kappa 2} + Q_{4-6}^{\kappa 2}}{220^2} \cdot Z_{1-0} = 0,007 + j0,043 \text{ MVA}$$

$$\Delta \underline{S}_{4-6Л} = \frac{P_{4-6}^{\kappa 2} + Q_{4-6}^{\kappa 2}}{220^2} \cdot \frac{Z_{4-6}}{2} = 0,0045 + j0,0047 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{4-6}^{\Pi} = \underline{S}_{4-6}^{\kappa} + \Delta \underline{S}_{4-6T} + \Delta \underline{S}_{4-6Л} + \Delta \underline{S}_{1-0XX} - jQ_{6-4} = 1,265 + j0,793 \text{ MVA}$$

Залишилось порахувати дійсну напругу у споживачів. Так як ми знаємо напругу розподілу, то потрібно йти від джерела живлення до споживачів. Довготривале відхилення напруги має бути в межах $\pm 5\%$. Для ліній напругою 35 кВ враховується лише повздовжнє падіння напруги, тоді як для ліній 220 кВ ще й поперечне:

Лінія 0-2, 220 кВ:

					БР 3.6.14.1.041 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

$$\Delta U_{02} = \frac{P_{02}^{\Pi} \cdot R_{02} + Q_{02}^{\Pi} \cdot X_{02}}{220} = -2,081$$

$$\delta U_{02} = \frac{P_{02}^{\Pi} \cdot X_{02} - Q_{02}^{\Pi} \cdot R_{02}}{220} = j7,039$$

$$U_{02} = \sqrt{(220 - \Delta U_{02})^2 + \delta U_{02}^2} = 221,9 \text{ кВ}; \Delta = \frac{U_{02} - 220}{220} = 0,895 \%$$

Споживач 0-2:

$$\Delta U_{02} = \frac{10 \cdot (P_{02}^K \cdot R_{02} + Q_{02}^K \cdot X_{02})}{220} = -0,032$$

$$\delta U_{02} = \frac{10(P_{02}^K \cdot X_{02} - Q_{02}^K \cdot R_{02})}{220} = j0,333$$

$$U_{02} = \sqrt{(10 - \Delta U_{02})^2 + \delta U_{02}^2} = 10,027 \text{ кВ}; \Delta = \frac{U_{02} - 10}{10} = -0,267 \%$$

Лінія 3-2, 220 кВ:

$$\Delta U_{32} = \frac{P_{32}^{\Pi} \cdot R_{32} + Q_{32}^{\Pi} \cdot X_{32}}{220} = -0,424$$

$$\delta U_{32} = \frac{P_{32}^{\Pi} \cdot X_{32} - Q_{32}^{\Pi} \cdot R_{32}}{220} = j1,83$$

$$U_{32} = \sqrt{(220 - \Delta U_{32})^2 + \delta U_{32}^2} = 222,4 \text{ кВ}; \Delta = \frac{U_{32} - 220}{220} = 1,085 \%$$

Споживач 3-2:

$$\Delta U_{32} = \frac{10 \cdot (P_{32}^K \cdot R_{32} + Q_{32}^K \cdot X_{32})}{220} = -0,013$$

$$\delta U_{32} = \frac{10(P_{32}^K \cdot X_{32} - Q_{32}^K \cdot R_{32})}{220} = j0,085$$

$$U_{32} = \sqrt{(10 - \Delta U_{32})^2 + \delta U_{32}^2} = 10,0 \text{ кВ}; \Delta = \frac{U_{32} - 10}{10} = -0,12 \%$$

Лінія 0-4, 220 кВ:

$$\Delta U_{04} = \frac{P_{04}^{\Pi} \cdot R_{04} + Q_{04}^{\Pi} \cdot X_{04}}{220} = -2,56$$

					БР 3.6.14.1.041 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

$$\delta U_{04} = \frac{P_{04}^{II} \cdot X_{04} - Q_{40}^{II} \cdot R_{04}}{220} = j4,68$$

$$U_{04} = \sqrt{(220 - \Delta U_{04})^2 + \delta U_{04}} = 225 \text{ кВ}; \Delta = \frac{U_{04} - 220}{220} = 1,139 \%$$

Споживач 0-4:

$$\Delta U_{04} = \frac{10 \cdot (P_{04}^K \cdot R_{04} + Q_{04}^K \cdot X_{04})}{220} = -0,052$$

$$\delta U_{04} = \frac{10(P_{04}^K \cdot X_{04} - Q_{04}^K \cdot R_{04})}{220} = j0,224$$

$$U_{04} = \sqrt{(10 - \Delta U_{04})^2 + \delta U_{04}} = 10,5 \text{ кВ}; \Delta = \frac{U_{04} - 10}{10} = -0,49 \%$$

Лінія 1-4, 220 кВ:

$$\Delta U_{14} = \frac{P_{14}^{II} \cdot R_{14} + Q_{14}^{II} \cdot X_{14}}{220} = -0,474$$

$$\delta U_{14} = \frac{P_{14}^{II} \cdot X_{14} - Q_{41}^{II} \cdot R_{14}}{220} = j2,776$$

$$U_{14} = \sqrt{(220 - \Delta U_{14})^2 + \delta U_{14}} = 222,96 \text{ кВ}; \Delta = \frac{U_{04} - 220}{220} = 1,34 \%$$

Споживач 1-4:

$$\Delta U_{14} = \frac{10 \cdot (P_{14}^K \cdot R_{14} + Q_{14}^K \cdot X_{14})}{220} = -0,0049$$

$$\delta U_{14} = \frac{10(P_{14}^K \cdot X_{14} - Q_{14}^K \cdot R_{14})}{220} = j0,131$$

$$U_{14} = \sqrt{(10 - \Delta U_{14})^2 + \delta U_{14}} = 10,0 \text{ кВ}; \Delta = \frac{U_{14} - 10}{10} = -0,041 \%$$

Лінія 1-3, 220 кВ:

$$\Delta U_{13} = \frac{P_{13}^{II} \cdot R_{13} + Q_{13}^{II} \cdot X_{13}}{220} = -0,097$$

$$\delta U_{13} = \frac{P_{13}^{II} \cdot X_{13} - Q_{31}^{II} \cdot R_{13}}{220} = j1,418$$

					БР 3.6.14.1.041 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

$$U_{13} = \sqrt{(220 - \Delta U_{13})^2 + \delta U_{13}} = 223,1 \text{ кВ}; \Delta = \frac{U_{13} - 220}{220} = 1,389 \%$$

Споживач 1-3:

$$\Delta U_{13} = \frac{10 \cdot (P_{13}^K \cdot R_{13} + Q_{13}^K \cdot X_{13})}{220} = 0,00144$$

$$\delta U_{13} = \frac{10(P_{13}^K \cdot X_{13} - Q_{13}^K \cdot R_{13})}{220} = j0,66$$

$$U_{13} = \sqrt{(10 - \Delta U_{13})^2 + \delta U_{13}} = 9,998 \text{ кВ}; \Delta = \frac{U_{13} - 10}{10} = 0,017 \%$$

Лінія 4-6, 220 кВ:

$$\Delta U_{46} = \frac{P_{46}^{\Pi} \cdot R_{46} + Q_{46}^{\Pi} \cdot X_{46}}{35} = 1,767 \cdot 10^{-3}$$

$$U_{46} = \sqrt{(35 - \Delta U_{46})^2} = 34,9 \text{ кВ}; \Delta = \frac{U_{46} - 35}{35} = -0,005 \%$$

Споживач 4-5:

$$\Delta U_{46} = \frac{0,4 \cdot (P_{46}^K \cdot R_{46} + Q_{46}^K \cdot X_{46})}{35} = 0,0008$$

$$U_{46} = \sqrt{(0,4 - \Delta U_{46})^2} = 0,399 \text{ кВ}; \Delta = \frac{U_{46} - 0,4}{0,4} = 0,224 \%$$

Лінія 6-5, 220 кВ:

$$\Delta U_{65} = \frac{P_{65}^{\Pi} \cdot R_{65} + Q_{65}^{\Pi} \cdot X_{65}}{35} = 0,01$$

$$U_{46} = \sqrt{(35 - \Delta U_{46})^2} = 34,98 \text{ кВ}; \Delta = \frac{U_{46} - 35}{35} = -0,035 \%$$

Споживач 6-5:

$$\Delta U_{65} = \frac{0,4 \cdot (P_{65}^K \cdot R_{65} + Q_{65}^K \cdot X_{65})}{35} = 0,00012$$

$$U_{65} = \sqrt{(0,4 - \Delta U_{65})^2} = 0,4 \text{ кВ}; \Delta = \frac{U_{65} - 0,4}{0,4} = 0,03 \%$$

Результати розрахунку потужності в кінці ліній, початку, та втрати

									Арк.
									29
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.041 ПЗ				

потужності в лініях показано у табл. 1.12, 1.13.

Таблиця 1.12 – Результати розрахунку потужності на лініях

Ділянка	$S^{поч}, MVA$	$\Delta S, MVA$	$S^{кін}, MVA$	$I_{роз}, A$	$I_{дон}, A$
0-4	89,432+38,641i	1,207+21,494i	90,639+55,373i	251,4	710
0-2	81,855+29,36i	0,945+10,944i	82,8+38,569i	229,5	605
2-3	38,558+15,779i	0,297+0,867i	38,855+16,646i	111,1	605
3-1	15,442+3,875i	0,201-1,871i	15,643+2,003i	44,9	605
1-4	64,643+19,775i	0,546+6,219i	65,189+22,78i	179,7	605
4-6	1,25+0,724i	0,015+0,069i	1,265+0,793i	23,4	265
6-5	0,658+0,216i	0,0006+0,038i	0,665+0,255i	11,4	265

Таблиця 1.13 – Результати розрахунку напруги у вузлах мережі

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_{роз}, кВ$	Ступінь РПН
0	220	220	
1	220	223,056	
2	220	221,97	
3	220	223,056	
4	220	222,964	
5	35	34,988	
6	35	34,998	
1`	10	9,998	
2`	10	10,027	
3`	10	9,998	
4`	10	10,004	
5`	0,4	0,399	
6`	0,4	0,4	

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

1.3.5.2 Розрахунки схеми В

В табл. 1.14 приведено результати розрахунків опору ділянок повітряних ліній.

Таблиця 1.14 – Параметри ліній за схемою В

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	Qл, МВАр	Zл, Ом
0-4	31,321	АС 240/32	0,118	0,435	1,971	3,696+13,625i
0-3	63,728	АС 240/32	0,118	0,435	4,01	7,52+27,722i
3-2	27,577				1,735	3,254+11,996i
3-1	51,088				3,214	6,028+22,223i
0-1	26,196				1,648	3,091+11,395i
4-6	12,777	АС 70/11	0,422	0,432	-	5,392+5,52i
6-5	2,121				-	0,895+0,916i

Розрахунок потужності та втрати напруги на ділянках буде аналогічний до семи А. Результати розрахунків втрат потужностей та напруг занесені до табл. 1.15 та 1.16 відповідно. В табл. 1.16 втрати пораховані з урахуванням зарядної потужності. Те саме стосується й потужності кінця. Стосовно напруг, то РПН не потрібний, адже напруга в допустимих межах:

Таблиця 1.15 – Результати розрахунку потужності на лініях

Ділянка	$S^{поч}$, МВА	ΔS , МВА	$S^{кін}$, МВА	$I_{роз}$, А	$I_{дон}$, А
0-4	24,265+11,237i	0,139+0,036i	24,404+11,237i	72,315	605
0-3	62,266+22,487i	0,824+4,711i	63,089+27,198i	175,334	605
3-2	43+12,398i	0,333+2,716i	43,333+15,115i	118,785	605
3-1	34,734+11,3i	0,342-0,589i	35,076+10,711i	98,792	605
0-1	84,076+28,383i	0,862+10,815i	84,939+35,983i	233,977	605
4-6	1,25+0,724i	0,015+0,069i	1,265+0,793i	23,416	265
6-5	0,658+0,216i	0,0006+0,038i	0,665+0,255i	11,425	265

Таблиця 1.16 – Результати розрахунку напруги у вузлах мережі

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_{роз}, кВ$	Ступінь РПН
0	220	220	
1	220	220,636	
2	220	220,173	
3	220	221,159	
4	220	220,406	
5	35	34,988	
6	35	34,998	
1`	10	10,012	
2`	10	10,001	
3`	10	10,027	
4`	10	10,013	
5`	0,4	0,4	
6`	0,4	0,399	

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

1.3.6 Техніко-економічне порівняння

Завданням техніко-економічного порівняння є вибір найкращого варіанту схеми з двох, що розглядаються. Розрахунок зручно проводити методом втрат електроенергії за часом найбільших втрат. Цей метод має великі похибки і частіше використовується при розрахунку втрат на стадії проектування. Саме тому він ідеально підходить, адже суть курсового проекту це проектування та розрахунок електричної мережі з «нуля». Критерієм порівняння є мінімум приведених витрат, що визначаються за формулами:

Час найбільших втрат визначаємо за формулою (1.16):

$$\tau_0 = (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \quad (1.16)$$

Втрати в лініях. При розрахунку втрат за величинами потужності і напруги лінії, останні повинні братися для однієї і тієї ж точки (по потужності і напрузі на початку або кінці лінії). В даному випадку для початку лінії (1.17):

					БР 3.6.141.041 ПЗ	Арк.
						32
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta W_{л} = \left(\frac{S_{нб}}{U_{н}}\right)^2 R_{л} \tau \quad (1.17)$$

Втрати в трансформаторі. Так як всі споживачі мають однакову потужність то і втрати для схеми А та В будуть однаковими. Формули наведені для двообмоткового трансформатора (1.18):

$$\Delta P_{Т} = \frac{1}{k} * \Delta P_{К} * \left(\frac{S}{S_{НОМ}}\right)^2 * \tau_0 + k * \Delta P_{Х} * T \quad (1.18)$$

Загальна енергія, що передається:

$$\Delta W = \Delta P_{НАБ} * \tau = S_{НАБ} * \tau_{НАБ}, \text{ МВА}$$

де $S_{НАБ}$ – найбільша початкова повна потужність в лінії зі всіх потужностей, МВА;

$\tau_{НАБ}$ – час найбільших витрат відповідної найбільшою потужності.

Результати розрахунків схеми А занесемо до табл. 1.17.

Таблиця 1.17 – Результати розрахунків економічних втрат для схеми А

Ділянка мережі	$T_{нб}, год$	$\tau, год$	$\Delta W, \text{ МВт} \cdot \text{год}$
Л23	5180	3611	0,42
Л02	4530	2916	2,92
Л31	5180	3611	0,11
Л14	5540	4027	1,21
Л04	5540	4027	2,76
Л65	4890	3292	0,00
Л46	4560	2947	0,03
Т1	5180	3611	1232
Т2	4530	2916	1170
Т3	5180	3611	1917
Т4	5540	4027	730,3
Т5	5540	4027	59,96
Т6	4890	3292	61,37
Сумарні втрати:			5178,1

Порахуємо сумарну потужність, що передається по лінії. Для цього беремо найбільшу повну початкову потужність, що маємо в мережі та домножаємо на час максимальних витрат відповідного споживача:

$$W = 242\,200 \text{ МВА}$$

Втрати складають:

$$\frac{\Delta W}{W} * 100\% = \frac{5178}{242200} * 100 = 2,852\%$$

Для схеми В час найбільших втрат та втрати в трансформаторі будуть однаковими. Відмінність лише в лініях, їх активних опорах, в потужності, що цими лініями передається та напрузі (табл. 1.18).

Таблиця 1.18 – Результати розрахунків економічних втрат для схеми В

Ділянка мережі	$T_{нб}, год$	$\tau, год$	$\Delta W, МВт \cdot год$
Л04	5540	4027	0,24
Л46	4560	2947	0,03
Л65	4890	3292	0,00
Л03	5180	3611	2,62
Л01	4120	2517	1,36
Л31	5180	3611	0,60
Л32	4530	2916	0,41
Т1	5180	3611	1232
Т2	4530	2916	1170
Т3	5180	3611	1917
Т4	5540	4027	730,27
Т5	5540	4027	59,96
Т6	4890	3292	61,37
Сумарні втрати:			5580,2

Порахуємо сумарну потужність, що передається по лінії. Для цього

беремо найбільшу повну початкову потужність, що маємо в мережі та домножаємо на час максимальних витрат відповідного споживача:

$$W = 288\,200 \text{ МВА}$$

Втрати складають:

$$\frac{\Delta W}{W} * 100\% = \frac{5580,2}{288200} * 100 = 4,5 \%$$

Як висновок з попередніх розрахунків та техніко-економічними показниками двох варіантів мережі, для подальшого проектування обираємо варіант схеми А. Тому, післяаварійний режим та мінімальний режим порахуємо для цієї схеми.

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

У після аварійному режимі дозволяється відхилення від номінальної напруги $\pm 10\%$. В даному режимі відбувається обрив найбільш завантаженої ділянки. У нашому випадку це ділянка 0-4. Результати розрахунку потужності під час аварійного режиму приведено у табл. 1.19.

					БР 3.6.14.1.041 ПЗ	Арк.
						35
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.19 – Результати розрахунків потужності в лініях післяаварійного режиму

Ділянка	S^{noch}, MVA	$\Delta S, MVA$	$S^{кін}, MVA$	$I_{роз}, A$	$I_{дон}, A$
0-2	172,9+82,85i	4,757+55,702i	177,7+138,5i	229,5	605
2-3	128,36+55,3i	1,607+16,55i	129,9+71,87i	111,1	605
3-1	73,39+24,94i	0,969+7,50i	74,36+32,45i	44,5	605
1-4	24,26+11,6i	0,13+0,397i	24,39+12,05i	179,7	605
4-6	1,25+0,724i	0,015+0,069i	1,265+0,793i	23,41	265
6-5	0,658+0,216i	0,0065+0,-38i	0,665+0,255i	11,425	265

Результати розрахунку напруги у вузлах мережі під час аварійного режиму показано у табл. 1.20.

Таблиця 1.20 – Результати розрахунків напруги у вузлах під час аварійного режиму

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_{роз}, кВ$	Ступінь РПН
0	220	220	
1	220	219,7	
2	220	222	
3	220	221	
4	220	218	
5	35	34,9	
6	35	34,9	
1`	10	10,1	
2`	10	10,1	
3`	10	10,05	
4`	10	10,01	
5`	0,4	0,4	
6`	0,4	0,39	

Схема заміщення роботи мережі в аварійному режимі роботи приведена в додатку Г. Не зважаючи на все це, отримані результати падіння або зростання напруги у споживачів в межах норми $\pm 10\%$. Що доводить високу надійність вибраної мережі як у звичайному, так і в післяаварійному режимі.

1.5 Режим мінімального навантаження електричної мережі

У відповідності із завданням потужність споживачів у режимі мінімальних навантажень складає 56 % від потужності режиму максимальних навантажень. Розрахунок виконуємо аналогічно як і для нормального режиму роботи, використовуючи ті ж основні формули.

Спочатку запишемо потужність споживачів в (МВА) враховуючи 56% від їх номінальної потужності (1.19):

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

де P_{max} – потужність максимального режиму;

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

$$S_1 = P_1 + jQ_1 = 32,8 + j10,8 \text{ МВА}$$

$$S_2 = P_2 + jQ_2 = 28,8 + j9,5 \text{ МВА}$$

$$S_3 = P_3 + jQ_3 = 36,2 + j16,5 \text{ МВА}$$

$$S_4 = P_4 + jQ_4 = 15,4 + j8,3 \text{ МВА}$$

$$S_5 = P_5 + jQ_5 = 0,441 + j0,145 \text{ МВА}$$

$$S_6 = P_6 + jQ_6 = 0,392 + j0,314 \text{ МВА}$$

Результати розрахунку потужності під час мінімального режиму показано у табл. 1.21, 1.22.

					БР 3.6.141.041 ПЗ	Арк.
						37
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.21 – Результати розрахунку потужності на лініях

Ділянка	S^{noch} , МВА	ΔS , МВА	$S^{кин}$, МВА	$I_{роз}$, А	$I_{дон}$, А
0-4	60,5+j28,0	0,2+j0,9	59,9+j18,03		710
0-2	55,4+j20,06	0,22+j5,7	25,8+j16,3		605
2-3	26,1+j10,1	0,038+j0,141	25,8+j9,99		605
3-1	10,5-j0,51	0,004+j0,11	10,3+j1,53		605
1-4	43,67+j11,3	0,104+j2,96	43,4+j8,73		605
4-6	0,847+j0,532	0,002+j0,002	0,838+j0,489		265
6-5	0,446+j0,174	0,001+j0,007	0,44+j0,145		265

Таблиця 1.22 – Результати розрахунку напруги у вузлах мережі

Вузол	$U_{ном}$, кВ	$U_{роз}$, кВ	Ступінь РПН
0	220	220	
1	220	222	
2	220	221	
3	220	220,8	
4	220	222	
5	35	34,9	
6	35	34,8	
1`	10	10,0	
2`	10	10,0	
3`	10	9,99	
4`	10	9,99	
5`	0,4	0,399	
6`	0,4	0,40	

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

					БР 3.6.14.1.041 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ

2.1 Вибір потужності силових трансформаторів

Користуючись вихідними даними першого розділу, необхідно виконати проект електричної частини підстанції для живлення споживачів I і II категорій; номінальні напруги: $U_{ВН} = 220$ кВ, $U_{НН} = 10$ кВ, тип підстанції – прохідна, живиться від енергосистеми двома повітряними лініями.

Зміст проекту включає такі питання:

- Вибір та перевірка потужності силових трансформаторів.
- Розрахунок струмів КЗ.
- Вибір засобів обмеження струмів КЗ (якщо в цьому є необхідність) і комутаційної апаратури для розподільчих пристроїв підстанції.
- Вибір трансформаторів і схеми власних потреб підстанції.
- Вибір вимірювальних приладів для основних кіл підстанції і вимірювальних трансформаторів.
- Вибір збірних шин, струмопроводів і кабелів на боці низької (середньої) напруги підстанції.
- Вибір принципової схеми первинних з'єднань підстанції.
- Вибір розподільних пристроїв, основні конструктивні рішення.

Вихідні дані для проекту:

- Номінальне навантаження споживачів, приєднаних на боці низької напруги (НН) підстанції.
- Потужність КЗ системи, МВА.
- Реактивні опори ліній зв'язку із енергосистемою.

Добовий графік навантаження споживачів підстанції (у %).

В табл. 2.1 приведено вихідні дані трансформаторної підстанції. В табл. 2.2 приведено добовий графік споживання електричної енергії.

					<i>БР 3.6.141.041 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

Таблиця 2.1 – Трансформатори на підстанціях

$P_{НОМ.НАВ}$, МВт	$\cos \varphi$	XL1, Ом	XL2, Ом	Skз.С, МВА	t, °C
54	0,91	13,86	16,81	2500	-20

Таблиця 2.2 – Графік споживання електричної енергії

№ Годин	Навантаження в % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
3	60	30	60	80	90	70	80	105	95	110	140	108

Номинальна напруга розподілу 220 кВ. Нас цікавить підстанція третього споживача S_3 . Споживач має повну потужність, що дорівнює $54 + j24,6$ МВА або $P_{НОМ.НАВ} = 54$ МВт. Підстанція, що живить 3 споживача, двотрансформаторна. На ній встановлений трансформатор ТРДЦН-63000/220/10/10. Лінії, що живить споживача одноколові, мають довжину 63,7 та 26,19 + 51,08 км відповідно. Двоколових ліній немає. Лінії виконані проводом АС-240/32. Провід цієї марки має наступні параметри: $r_0 = 0,118$ Ом/км, $x_0 = 0,435$ Ом/км. Для знаходження параметрів X_{L1} , X_{L2} скористаємося наступними формулами:

$$R_{01} = \frac{r_0}{2} * l_{01} = \frac{0,118}{2} * 26,196 = 1,546 \text{ Ом}$$

$$X_{01} = \frac{x_0}{2} * l_{01} = \frac{0,435}{2} * 26,196 = 5,698 \text{ Ом}$$

$$R_{13} = \frac{r_0}{2} * l_{13} = \frac{0,118}{2} * 51,088 = 3,014 \text{ Ом}$$

$$X_{13} = \frac{x_0}{2} * l_{13} = \frac{0,435}{2} * 51,088 = 11,112 \text{ Ом}$$

$$R_{03} = \frac{r_0}{2} * l_{03} = \frac{0,118}{2} * 63,728 = 3,76 \text{ Ом}$$

$$X_{03} = \frac{x_0}{2} * l_{03} = \frac{0,435}{2} * 63,728 = 13,86 \text{ Ом}$$

					БР 3.6.141.041 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

Так як $3 \cdot R < X$, то активну складову можна не враховувати. Тоді параметри X_{L1} , X_{L2} будуть дорівнювати:

$$X_{L1} = X_{03} = 13,86 \text{ Ом}$$

$$X_{L2} = X_{01} + X_{13} = 5,698 + 11,112 = 16,81 \text{ Ом}$$

Для підстанції був обраний трансформатор потужністю 63 МВА типу ТРДЦН-63000/220/10/10. Більш точно вибір можна зробити, якщо враховувати графік навантаження рис. 2.1.

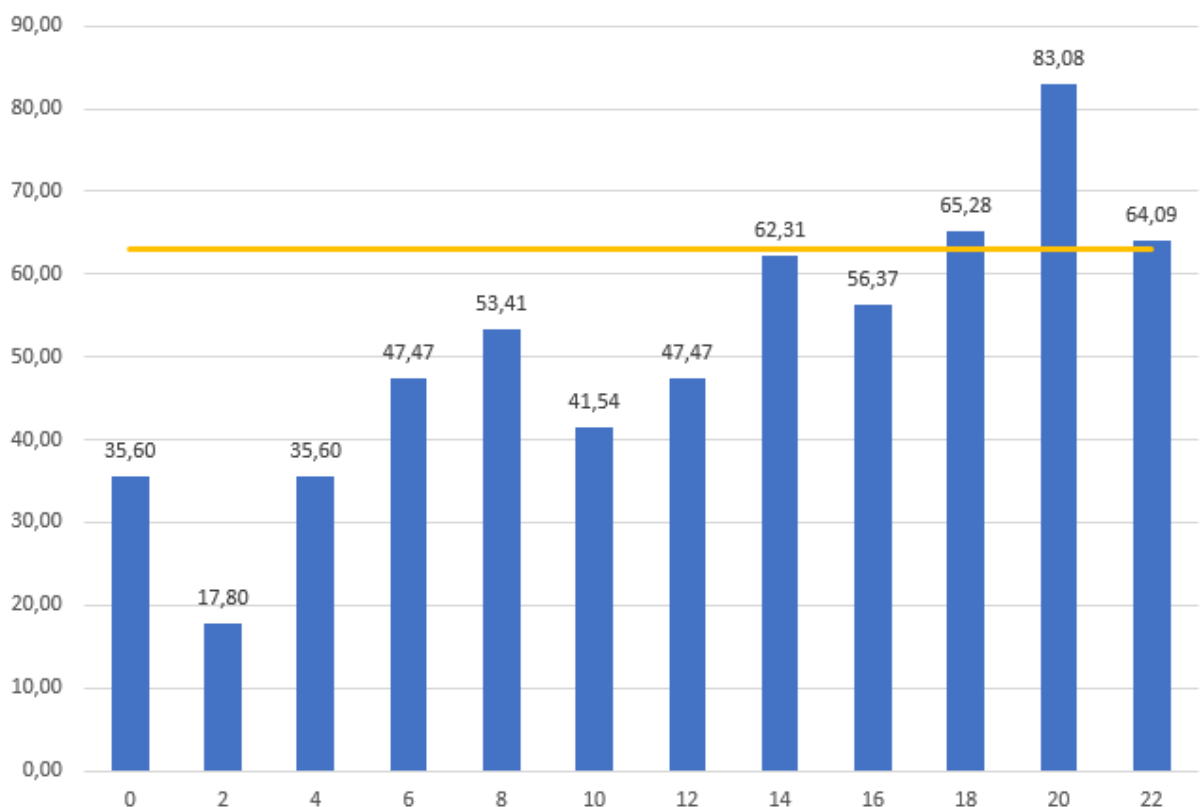


Рисунок 2.1 – Графік навантаження підстанції

$$S_0 = S_{\text{НОМ.НАВ}} \cdot t_0 = 59,34 \cdot 60\% = 35,60 \text{ МВА}$$

$$S_2 = S_{\text{НОМ.НАВ}} \cdot t_2 = 59,34 \cdot 30\% = 17,8 \text{ МВА}$$

$$S_4 = S_{\text{НОМ.НАВ}} \cdot t_4 = 59,34 \cdot 60\% = 35,6 \text{ МВА}$$

$$S_6 = S_{\text{НОМ.НАВ}} \cdot t_6 = 59,34 \cdot 80\% = 47,4 \text{ МВА}$$

$$S_8 = S_{\text{НОМ.НАВ}} \cdot t_8 = 59,34 \cdot 90\% = 53,4 \text{ МВА}$$

$$S_{10} = S_{\text{НОМ.НАВ}} * t_{10} = 59,34 * 70\% = 41,5 \text{ МВА}$$

$$S_{12} = S_{\text{НОМ.НАВ}} * t_{12} = 59,34 * 80\% = 47,4 \text{ МВА}$$

$$S_{14} = S_{\text{НОМ.НАВ}} * t_{14} = 59,34 * 105\% = 62,3 \text{ МВА}$$

$$S_{16} = S_{\text{НОМ.НАВ}} * t_{16} = 59,34 * 95\% = 56,4 \text{ МВА}$$

$$S_{18} = S_{\text{НОМ.НАВ}} * t_{18} = 59,34 * 110\% = 65,28 \text{ МВА}$$

$$S_{20} = S_{\text{НОМ.НАВ}} * t_{20} = 59,34 * 140\% = 83,08 \text{ МВА}$$

$$S_{22} = S_{\text{НОМ.НАВ}} * t_{22} = 59,34 * 108\% = 64,09 \text{ МВА}$$

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

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

$$\frac{1}{63} * \sqrt{\frac{S_0^2 * 2 + S_2^2 * 2 + S_4^2 * 2 + S_{6,12}^2 * 4 + S_8^2 * 2 + S_{10}^2 * 2 + S_{14}^2 * 2 + S_{16}^2 * 2}{2 + 2 + 2 + 4 + 2 + 2 + 2 + 2}}$$

$$= 0,729$$

де S_1, S_2-S_n – відповідно навантаження першої, другої, n-ї ступенів графіка навантаження, розміщених нижче лінії номінальної потужності трансформатора,

$t_1, t_2, \dots t_n$ – тривалість ступені, год.

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

$$K_2 = \frac{1}{63} * \sqrt{\frac{S_{18}^2 * 2 + S_{20}^2 * 2 + S_{22}^2 * 2}{2 + 2 + 2}} = 1,132$$

										Арк.
										42
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.041 ПЗ					

Максимальне перевантаження трансформатора складає:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{83,08}{63} = 1,319$$

$$K_2' = 0,9 * K_{MAX} = 1,187$$

Оскільки $K_2 \leq K_2'$, $1,132 \leq 1,187$, то остаточно беремо $K_2' = 1,187$

Згідно нормативним документом з урахуванням еквівалентної температури (-20°C) і часу перевантаження 6 годин, знаходимо припустиме значення перевантаження, визначене шляхом лінійної інтерполяції для трансформаторів із системою охолодження ДЦ:

$$K_2'' = \frac{(0,729 - 0,7) * (1,39 - 1,39)}{(0,8 - 0,7)} + 1,39 = 1,39$$

Значення K_2 більше, ніж реальне ($1,39 > 1,187$), отже, трансформатор обраний правильно.

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 220 кВ і 10 кВ [10]. 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 [11]. Потужність короткого замикання на шинах 220 кВ центра живлення складає $S_c = 2500 \text{ МВА}$

					<i>БР 3.6.14.1.041 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

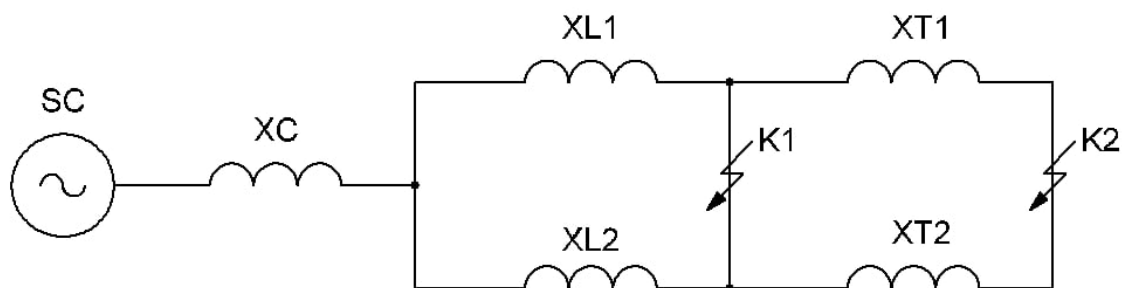


Рисунок 2.2 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Розрахунок струмів КЗ виконується в іменованих одиницях:

Опір лінії:

$$X_L = \frac{X_{L1} * X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} = \frac{13,86 * 16,81}{13,86 + 16,81} = 7,59 \text{ Ом}$$

Опір трансформаторів ТРДЦН-63000/220/10:

$$X_T = \frac{100,7}{2} = 50,35 \text{ Ом}$$

Опір системи:

$$X_C = \frac{U_L^2}{S_C} = \frac{220^2}{2500} = 19,36 \text{ Ом}$$

Періодична складова струму КЗ:

У точці К1:

$$I_{K1} = \frac{U_L}{\sqrt{3} * (X_C + X_L)} = \frac{220}{\sqrt{3} * (19,36 + 7,597)} = 4,712 \text{ кА}$$

У точці К2:

					БР 3.6.14.1.041 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

$$I_{K2} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} * (X_C + X_L + X_T)} * \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = \frac{220}{\sqrt{3} * (19,36 + 7,597 + 50,35)} * \frac{220}{10}$$

$$= 36,147 \text{ кА}$$

Ударний струм.

У точці К1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} * \frac{1,717 + 1,78}{2} * I_{K1} = 1,41 * 1,748 * 4,712 = 11,648 \text{ кА}$$

У точці К2:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} * \frac{1,82 + 1,904}{2} * I_{K2} = 1,41 * 1,862 * 36,147 = 95,184 \text{ кА}$$

Вважаємо, що амплітуда ЕРС та періодична складова струму КЗ незмінні в часі, тому через час, рівний часу відключення:

$$I_{ПТ1} = I_{K1} = 4,712 \text{ кА}$$

$$I_{ПТ2} = I_{K2} = 36,147 \text{ кА}$$

Аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів вимикача складає:

У точці К1:

$$T_{a1} = \frac{0,03 + 0,04}{2} = 0,035 \text{ с}, \quad t_1 = 0,06 \text{ с}$$

$$i_{a1} = \sqrt{2} * I_{ПТ1} * e^{-\left(\frac{t_1}{T_{a1}}\right)} = 1,41 * 4,712 * e^{-\left(\frac{0,06}{0,035}\right)} = 1,2 \text{ кА}$$

У точці К2:

$$T_{a2} = \frac{0,05 + 0,1}{2} = 0,075 \text{ с}, \quad t_2 = 0,1 \text{ с}$$

					БР 3.6.141.041 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

$$i_{a2} = \sqrt{2} * I_{\text{ПТ2}} * e^{-\left(\frac{t_2}{T_{a2}}\right)} = 1,41 * 36,147 * e^{-\left(\frac{0,1}{0,075}\right)} = 13,475 \text{ кА}$$

Інтеграл Джоуля (термічна стійкість):

У точці К1:

$$B_{R1} = I_{K1}^2 * (t_1 * T_{a1}) = 4,712^2 * (0,06 * 0,035) = 2,109 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

У точці К2:

$$B_{R2} = I_{K2}^2 * (t_2 * T_{a2}) = 36,147^2 * (0,1 * 0,075) = 228,652 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

Результати розрахунків представлені в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	КЗ у початковий момент часу, кА	Ударний КЗ i_y , кА	КЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова КЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_K , $\text{кА}^2\text{с}$
Шини 220 кВ (К ₁)	4,712	11,648	4,712	1,2	2,109
Шини 10 кВ (К ₂)	36,147	95,184	36,147	13,475	228,652

2.3 Вибір комутаційної апаратури для розподільчих пристроїв

Високовольтні електричні апарати вибираються за умовою тривалого режиму роботи і перевіряються за умовами коротких замикань. При цьому для апаратів виконується:

- вибір за напругою;
- вибір за нагріванням при тривалих струмах;
- перевірка на електродинамічну стійкість;
- перевірка на термічну стійкість.

В схемі одно трансформаторної підстанції необхідно вибрати:

- вимикачі на високій напрузі;
- ввідні вимикачі на низькій напрузі;
- секційні вимикачі на низькій напрузі;
- вимикачі ліній, що відходять від підстанції;
- роз'єднувачі високої напруги.

За номінальними параметрами (з урахуванням дії струмів КЗ) виберемо високовольтні апарати в розподільчих пристроях. Вихідні дані беремо з попередніх етапів роботи:

тип трансформатора ТРДЦН-63000/220/10/10;

табл. 2.3 – значення струмів короткого замикання.

- Максимальний струм на високій напрузі:

$$I_{max}^{ВН} = \frac{1,4S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 231,465 \text{ А}$$

- Струм у колі ввідних вимикачів на низькій напрузі:

$$I_{max}^{НН} = \frac{1,4S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5092 \text{ А}$$

- Струм у колі секційного вимикача:

$$I_{max}^{СВ} = \frac{0,7S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{0,7 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2546 \text{ А}$$

- Струм у колі лінії, що відходить від підстанції (якщо від підстанції відходить 10 ліній):

$$I_{max}^{ЛВ} = \frac{1,4S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 509,223 \text{ А}$$

Вибір вимикача на боці високої напруги 220 кВ

Вибір вимикачів наведений у табл. 2.4.

					БР 3.6.14.1.041 ПЗ	Арк.
						47
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.4 – Вибір вимикача на боці 220 кВ

Умова Вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	231,465 А	1250 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,712 кА	50 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	11,648 кА	125 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	4,712 кА	40 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	1,2 кА	—
$B_K \leq I_T^2 t_r$	2,109 кА ² с	$50^2 \cdot 3 = 7500 \text{кА}^2\text{с}$

Обираємо вимикач типу ЯЭ-220Л-11(21)У4.

Вибір вимикача у колі трансформатора на боці 10 кВ приведений в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	5092 А	6000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	36,147 кА	50 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	95,184 кА	137 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	36,147 кА	50 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	13,475 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	228,652 кА ² с	$45^2 \cdot 4 = 8100 \text{кА}^2\text{с}$

Обираємо вимикач типу ЗАНЗ-17,5-6300-50У3.

					БР 3.6.141.041 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ, табл. 2.6.

Таблиця 2.6 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	12 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	2546 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	36,147 кА	50 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	95,184 кА	125 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	36,147 кА	50 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	13,475 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	228,652 кА ² с	$45^2 \cdot 4 = 8100$ кА ² с

Обираємо вимикач типу ЗАНЗ-12-3150-50У3.

Вибір вимикача на лінію, що відходить 10 кВ, табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	12 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	509,223 А	1250 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	36,147 кА	50 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	95,184 кА	125 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	36,147 кА	50 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	13,475 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	228,652 кА ² с	$45^2 \cdot 4 = 8100$ кА ² с

Обираємо вимикач типу ЗАНЗ-12-1250-50УЗ.

Вибір роз'єднувача напругою 220 кВ. У табл. 2.8 наведений вибір роз'єднувачів на боці 220 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють.

Таблиця 2.8 – Вибір роз'єднувача 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	231,465 А	630 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	11,648 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	2,109 кА ² с	$40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² с

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

2.4 Вибір трансформатора власних потреб

В якості трансформаторів власних потреба 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:

					БР 3.6.14.1.041 ПЗ	Арк.
						50
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- 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);
- газовим реле для пристрою РПН;
- пристроєм, для переключування 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. 2.9.

Таблиця 2.9 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

Но-мер	Найменування	Кіль-кість	Потужність, кВт	cos(φ)	По-туж-ність, кВт	Поту-ж-ність, кВАр	Коеф. по-питу	Повна потуж-ність
1	Охолодження трансформаторів	2	$29,6 \cdot 2 = 59,2$	0,86	59,2	35,11	0,82	56,44
2	Підігрів високовольтних вимикачів зовнішньої установки	3	$54,8 \cdot 3 = 164,4$	1	164,4	0	1	164,40
3	Підігрів приводів роз'єднувачів зовнішньої установки	6	$0,6 \cdot 6 = 3,6$	1	3,6	0	1	3,6
4	Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	-	7	0,95	7	2,765	0,65	4,89
5	Освітлення ВРП	-	10	0,93	10	3,95	0,65	6,99
Сумарне навантаження								236,30

Для охолодження трансформаторів встановлюють двигуни охолодження, потужність яких задана в кВт. Для цього можна скористатися таблицями. Для ТРДЦН-63000/220/10 це значення 29,6 кВт.

Для потужності, у якої $\cos(\phi)$ менше одиниці, потрібно знайти додатково реактивну потужність. Зручніше це робити знаючи $\text{tg}(\phi)$, тому:

$$\text{tg}(\phi) = \sqrt{\frac{1}{\cos(\phi)^2} - 1} = \sqrt{\frac{1}{0,86^2} - 1} = 0,593$$

Тоді повна потужність для 2 трансформаторів буде дорівнювати:

$$S_{\Pi} = \sqrt{P^2 + (P * \text{tg}(\phi))^2} = \sqrt{59,2^2 + (59,2 * 0,593)^2} = 68,83 \text{ кВА}$$

І якщо врахувати коефіцієнт попиту повна потужність буде дорівнювати:

$$S'_{\Pi} = S_{\Pi} * k_{\Pi} = 68,83 * 0,82 = 56,44 \text{ кВА}$$

На підстанції передбачається установка 2 трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність вибирається з умов:

$$S_{\text{ТСН}} \geq S_{\text{СН}}$$

де $S_{\text{ТСН}}$ – потужність трансформатора власних потреб, кВА,

$S_{\text{СН}}$ – потужність споживачів власних потреб, кВА.

Ремонтне навантаження на підстанції можна брати таким, що дорівнює $S_{\text{ТСР}} 20 - 25$ кВА. Під час ввімкнення цього навантаження на один трансформатор допускається його перевантаження на 20%. Потужність трансформатора для забезпечення живлення навантаження власних потреб з урахуванням

					БР 3.6.141.041 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

ремонтних навантажень:

$$S_{TCH} = \frac{S_{TSP} + S_{CH}}{1,2} = \frac{25 + 236,30}{1,2} = 217,75 \text{ кВА}$$

Найближчий трансформатор ТМ-250/10/0,4. Для встановлення їх потрібно два. Остаточо для живлення споживача власних потреб беремо два трансформатори ТМ-250/10/0,4 [12].

2.5 Вибір електровимірювальних приладів

Для ввімкнення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. У даному проекті релейний захист детально не розробляється, тому перевірку трансформаторів за вторинним навантаженням виконуємо з урахуванням ввімкнення тільки вимірювальних приладів. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл.2.10.

Таблиця 2.10 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Клас	Навантаження по фазах		
		A	B	C
Амперметр	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	1,5	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	1	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	1,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра с боку НН		6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секц. вимикача на НН		0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра на боці ВН		0,5	0,5	0,5

					<i>БР 3.6.14.1.041 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

Сумарне навантаження струму в колі вихідної лінії		0,5	0,5	0,5
---	--	-----	-----	-----

2.5.1 Трансформатор струму на стороні 220 кВ

Максимальний розрахунковий струм в ланцюзі трансформатора дорівнює:

$$I_{MAX} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} * U_{НОМ}} = \frac{1,4 * 63000}{\sqrt{3} * 220} = 231,465 \text{ А}$$

За таблицею П4.5 підбираємо трансформатору струму ТФЗМ-220В-Ш-У1 з номінальним струмом 300 А, з магнітопроводами 0,5/10Р/10Р/10Р, вторинним номінальним струмом 5 А, навантаженням вимірювальної обмотки $S_{2НОМ} = 30 \text{ В*А}$. Кратності немає, отже будуть взяті одразу значення струмів електродинамічної стійкості в кА, та допустимого струму в кА/с. Перевіряємо трансформатор на електродинамічну та термічну стійкість. Електродинамічну порівнюємо з ударним струмом на шинах ВН трансформатора (таблиця 3), термічну – зі струмами розрахованими при виборі вимикачів (таблиця 4-8):

$$i_{ДИН} \geq i_{УД} = 25 \geq 11,648 = 25 \text{ кА} \geq 11,648 \text{ кА}$$

$$i_{ТЕР} \geq B_K = 9,8^2 * 3 \geq 2,109 = 288,12 \text{ кА}^2 * c \geq 2,109 \text{ кА}^2 * c$$

Перевіряємо вимірювальну обмотку трансформатора струму за вторинним навантаженням. Найбільше навантаження однакове на кожній фазі, то беремо для фази А, що дорівнює 0,5 В*А (таблиця 10) тоді загальне навантаження приладів для фази А складає:

$$Z_{ПРИЛ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

Приймаємо для вторинних ланцюгів трансформатора струму багатожильні кабелі з алюмінієвими жилами ($\rho = 0,02983 \text{ (Ом*мм)/м}$), так як встановлена потужність менша за 100 МВА. Опір контактів $Z_K = 0,05 \text{ Ом}$ так як приладів менше ніж 3, тоді опір проводів дорівнює:

$$Z_{ПР} = \frac{S_{2НОМ}}{I_{2НОМ}^2} - Z_{ПРИЛ} - Z_K = \frac{30}{5^2} - 0,02 - 0,05 = 1,13 \text{ Ом}$$

					БР 3.6.14.1.041 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

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

Перетин жил при довжині кабелю $l = 100-150$ м (таблиця 11) для всіх кіл РП 220 кВ, однак для підстанцій значення мають бути на 15-20% менші за наведені в табл. 2.11:

Таблиця 2.11 – Довжина з'єднувальних проводів від ТС до приладів

Найменування	Значення
Всі кола ГРП 6-10 кВ, крім ліній споживачів	40-60
Кола генераторів напруги блочних електростанцій	20-40
Лінії 6-10 кВ до споживачів	4-6
Всі кола РП: 35 кВ	60-75
110 кВ	75-100
220 кВ	100-150
Синхронні компенсатори	25-40

$$Z_{\text{ПР}} = \frac{p * l}{F} = \frac{0,0283 * \left(\frac{100 + 150}{2} - \frac{100 + 150}{2} * 20\% \right)}{4} = 0,708 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{ПРИЛ}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{ПР}} = 0,02 + 0,05 + 0,708 = 0,778 \text{ Ом}$$

що менше ніж 4 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 1. Отже трансформатор ТФЗМ-220В-III-У1 відповідає вибору, дані занесені в табл. 2.12.

					<i>БР 3.6.141.041 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

Таблиця 2.12 – Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{роз} \leq I_{ном}$	231,465 А	300 А
$I_{уд} \leq I_{дин}$	11,648 кА	25 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	2,109 кА ² с	288,12 кА
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,778 Ом	4 Ом

2.5.2 Трансформатор струму в колі силового трансформатора на стороні 10 кВ

Максимальний розрахунковий струм в ланцюзі трансформатора дорівнює:

$$I_{MAX} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} * U_{НОМ}} = \frac{1,4 * 63000}{\sqrt{3} * 10} = 5092,23 \text{ А}$$

За табл. 2.12 підбираємо трансформатору струму ТШВ15 з номінальним струмом 6000 А, з магнітопроводами 0,2/10Р, вторинним номінальним струмом 5 А, та навантаженням вимірювальної обмотки 15 В*А. Перевіряєм трансформатор тільки на термічну стійкість, так як даних для термодинамічної взагалі немає:

$$(I_{1НОМ} * k_{ТЕР})^2 * t_{ТЕР} \geq B_K = \left(\frac{6000}{1000} * 20\right)^2 * 3 \geq 202,842$$

$$= 4,32 * 10^4 \text{ кА}^2 * \text{с} \geq 228,652 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

Перевіряємо вимірювальну обмотку трансформатора струму за вторинним навантаженням. Найбільше навантаження для фази А дорівнює 6,5 В*А (таблиця 10) тоді загальне навантаження приладів для фази А складає:

$$Z_{\text{ПРИЛ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}$$

Приймаємо для вторинних ланцюгів трансформатора струму багатожильні кабелі з алюмінієвими жилами ($\rho = 0,02983 \text{ (Ом*мм)/м}$), так як встановлена потужність менша за 100 МВА. Опір контактів $Z_K = 0,05 \text{ Ом}$ приймають при 2-3 приладах, тоді опір проводів дорівнює:

$$Z_{\text{ПР}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2} - Z_{\text{ПРИЛ}} - Z_K = \frac{15}{5^2} - 0,26 - 0,05 = 0,29 \text{ Ом}$$

Перетин проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм² для алюмінієвих жил. Перетин жил при довжині кабелю $l = 50 \text{ м}$, для всіх кіл ГРП 6-10 кВ окрім ліній до споживачів (табл. 2.11):

$$Z_{\text{ПР}} = \frac{\rho * l}{F} = \frac{0,0283 * \left(\frac{40 + 60}{2} - \frac{40 + 60}{2} * 20\% \right)}{4} = 0,283 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{ПРИЛ}} + Z_K + Z_{\text{ПР}} = 0,26 + 0,05 + 0,283 = 0,593 \text{ Ом}$$

що менше ніж 4 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 1. Отже трансформатор ТШВ15 відповідає вибору, дані занесені в табл. 2.13.

					БР 3.6.141.041 ПЗ	Арк.
						57
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.13 – Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10 кВ	15 кВ
$I_{роз} \leq I_{ном}$	5092,2 А	6000 А
$I_{уд} \leq I_{дин}$	84,211 кА	- кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	228,6 кА ² с	$4,32 * 10^4$ кА ² с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,593 Ом	4 Ом

2.5.3 Трансформатор струму на лінії що відходить 10 кВ

Максимальний розрахунковий струм в ланцюзі трансформатора дорівнює:

$$I_{MAX} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} * U_{НОМ}} = \frac{1,4 * 63000}{\sqrt{3} * 10 * 10} = 509,2 \text{ А}$$

За таблицею П4.5 підбираємо трансформатору струму ТЛМ10-1-У3 з номінальним струмом 600 А, з магнітопроводами 0,5/10Р, вторинним номінальним струмом 5 А, $t_{ТЕР} = 3$ с, та навантаженням вимірювальної обмотки $S_{2НОМ} = 10 \text{ В*А}$. Кратності немає, отже будуть взяті одразу значення струмів електродинамічної стійкості в кА, та допустимого струму в кА/с. Перевіряємо трансформатор на електродинамічну та термічну стійкість. Електродинамічну порівнюємо з ударним струмом на шинах НН трансформатора (таблиця 3), термічну – зі струмами розрахованими при виборі вимикачів (таблиця 4-8). Дані для термічної та електродинамічної стійкості взяті з підручника Неклепаев таблиця 5.9, с.297):

					БР 3.6.141.041 ПЗ	Арк.
						58
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}} = 100 \text{ кА} \geq 95,184 \text{ кА}$$

$$i_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}} = 23^2 * 3 \geq 228,652 = 1587 \text{ кА}^2 * c \geq 228,652 \text{ кА}^2 * c$$

Перевіряємо вимірювальну обмотку трансформатора струму за вторинним навантаженням. Найбільше навантаження однакове на кожній фазі, то беремо для фази А, що дорівнює 0,5 В*А (табл. 2.10) тоді загальне навантаження приладів для фази А складає:

$$Z_{\text{ПРИЛ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

Приймаємо для вторинних ланцюгів трансформатора струму багатожильні кабелі з алюмінієвими жилами ($p = 0,02983 \text{ (Ом*мм)/м}$), так як встановлена потужність менша за 100 МВА. Опір контактів $Z_{\text{К}} = 0,1 \text{ Ом}$ так як приладів більше ніж 3, тоді опір проводів дорівнює:

$$Z_{\text{ПР}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2} - Z_{\text{ПРИЛ}} - Z_{\text{К}} = \frac{10}{5^2} - 0,26 - 0,1 = 0,04 \text{ Ом}$$

Перетин проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм² для алюмінієвих жил. Перетин жил при довжині кабелю $l = 4-6 \text{ м}$ (табл. 2.11) для ліній 6-10 кВ, що відходять до споживачів:

$$Z_{\text{ПР}} = \frac{p * l}{F} = \frac{0,0283 * \left(\frac{4+6}{2} - \frac{4+6}{2} * 20\%\right)}{4} = 0,028 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола:

					БР 3.6.14.1.041 ПЗ	Арк.
						59
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Z_H = Z_{\text{ПРИЛ}} + Z_K + Z_{\text{ПР}} = 0,02 + 0,1 + 0,028 = 0,148 \text{ Ом}$$

що менше ніж 4 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 1. Отже трансформатор ТЛМ10-1-У3 відповідає вибору, дані занесені в табл. 2.14.

Таблиця 2.14 – Вибір трансформатора струму на лінії, що відходять 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{НОМ}}$	509,22 А	600 А
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{ДИН}}$	95,184 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	228,652 кА ² с	1587 кА
$Z_H \leq Z_{H.\text{НОМ}}$	0,148 Ом	4 Ом

2.5.4 Трансформатор струму у колі секційного вимикача 10 кВ

Максимальний розрахунковий струм в ланцюзі трансформатора дорівнює:

$$I_{\text{MAX}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ}}} = \frac{0,7 * 63000}{\sqrt{3} * 10} = 2546,11 \text{ А}$$

Підбираємо трансформатору струму ТШЛ10-У3 з номінальним струмом 3000 А, з магнітопроводами 0,5/10Р/10Р/10Р. Перевіряєм трансформатор на термічну стійкість так як даних для електродинамічної немає:

					БР 3.6.14.1.041 ПЗ	Арк.
						60
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$(I_{1НОМ} * k_{ТЕР})^2 * t_{ТЕР} \geq B_K = \left(\frac{3000}{1000} * 35\right)^2 * 3 \geq 202,842$$

$$= 3,31 * 10^4 \text{ кА}^2 * \text{с} \geq 228,652 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

Перевіряємо вимірювальну обмотку трансформатора струму за вторинним навантаженням. Найбільше навантаження однакове на кожній фазі, то беремо для фази А, що дорівнює 0,5 В*А (табл. 2.10) тоді загальне навантаження приладів для фази А складає:

$$Z_{ПРИЛ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

Приймаємо для вторинних ланцюгів трансформатора струму багатожильні кабелі з алюмінієвими жилами ($p = 0,02983 \text{ (Ом*мм)/м}$), так як встановлена потужність менша за 100 МВА. Опір контактів $Z_K = 0,05 \text{ Ом}$ так як приладів менше ніж 3, тоді опір проводів дорівнює:

$$Z_{ПР} = \frac{S_{2НОМ}}{I_{2НОМ}^2} - Z_{ПРИЛ} - Z_K = \frac{25}{5^2} - 0,02 - 0,05 = 0,93 \text{ Ом}$$

Перетин проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм² для алюмінієвих жил. Перетин жил при довжині кабелю $l = 50 \text{ м}$, для всіх кіл ГРП 6-10 кВ окрім ліній до споживачів (табл. 2.11):

$$Z_{ПР} = \frac{p * l}{F} = \frac{0,0283 * \left(\frac{40 + 60}{2} - \frac{40 + 60}{2} * 20\%\right)}{4} = 0,283 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_H = Z_{ПРИЛ} + Z_K + Z_{ПР} = 0,02 + 0,05 + 0,283 = 0,353 \text{ Ом}$$

					<i>БР 3.6.14.1.041 ПЗ</i>	Арк.
						61
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

що менше ніж 4 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 1. Отже трансформатор ТШЛ10-У3 відповідає вибору, дані занесені в табл. 2.15.

Таблиця 2.15 – Вибір трансформатора струму у колі секційного вимикача на стороні 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	2546,11 А	3000 А
$I_{уд} \leq I_{дин}$	95,184 кА	- кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	228,652 кА ² с	$3,31 * 10^4$ кА
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,353 Ом	4 Ом

2.5.5 Трансформатор напруги 220 кВ

Вибір трансформатора напруги на збірних шинах підстанції 220 кВ. Всі необхідні вимірювальні прилади наведені в табл. 2.16:

Припустимо, що на стороні 220 кВ встановлено комплектне РП зовнішньої установки тоді вибираємо трансформатор напруги НКФ-220-58, $U_{ном} = 220$ кВ, $S_{2ном} = 400$ В*А, клас точності – 0,5. Тоді вторинне навантаження трансформатора напруги складе:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{35^2 + 29^2} = 38,228 \text{ В} * \text{А}$$

Три трансформатори напруги, з'єднані в зірку мають потужність $3*400 = 1200$ В*А. Це більше $S_{2\Sigma}$. Таким чином трансформатори напруги будуть працювати в вибраному класі точності 0,5. Для другої секції розрахунок

					<i>БР 3.6.141.041 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

аналогічний.

Таблиця 2.16 – Вторинне навантаження трансформатора напруги

Прилад		Тип	S од- нієї обмот- ки, В*А	Чи- сло об- мот- ток	cos(φ)	sin(φ)	Кіль- кість при- ладів	Повна потуж- ність	
								P, Вт	Q, В*А
Вольт- метр	Збірні шини	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Вольт- метр ре- гістру- ючий		Н-393	6	2	1	0	1	12	-
Фіксую- чий прист- рій		ФІП-2	3 Вт	1	1	0	1	3	-
Лічиль- ник ак- тивної енергії	Лінії 220 кВ	И-674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Ватметр		Д-335	1,5 Вт	2	1	0	1	3	-
Фіксую- чий прист- рій		ФІП-2	3 Вт	1	1	0	1	3	-
Лічиль- ник ре- активної енергії		И-673	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Всього								35	29

2.5.6 Трансформатор напруги 10 кВ

Вибір трансформатора напруги на збірних шинах підстанції 10 кВ. Всі необхідні вимірювальні прилади наведені в табл. 2.17.

Припустимо, що на стороні 10 кВ встановлено комплектне РП

					<i>БР 3.6.14.1.041 ПЗ</i>	Арк.
						63
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

зовнішньої установки тоді вибираємо трансформатор напруги ЗНОЛ.09-10У2, УНОМ = 10 кВ, S2НОМ = 75 В*А, клас точності – 0,5. Тоді вторинне навантаження трансформатора напруги складе:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{149^2 + 322,8^2} = 355,5 \text{ В} * \text{А}$$

Таблиця 2.17 – Вторинне навантаження трансформатора напруги

Прилад		Тип	S од-нієї обмотки, В*А	Чи-сло обмоток	cos(φ)	sin(φ)	Кіль-кість приладів	Повна потуж-ність	
								P, Вт	Q, В*А
Вольт-метр	Збірні шини	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Вольт-метр ре-гістру-ючий		Н-393	6	2	1	0	1	12	-
Ватметр	Ввод 10 кВ від трансформатора	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр		Д-335/1	2	2	0	1	1	-	4
Лічиль-ник ак-тивної енергії		И-674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,4
Лічиль-ник реак-тивної енергії		И-673	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,4
Лічиль-ник ак-тивної енергії	Лінії 10 кВ	И-674	3 Вт	2	0,38	0,925	10	60	145
Лічиль-ник реак-тивної енергії		И-673	3 Вт	2	0,38	0,925	10	60	145
Всього								149	322,8

Трансформатори напруги, з'єднані в зірку та мають потужність навантаження 3*75 = 225 В*А. Це менше S2Σ. Тоді потрібно додатково встановити два однофазні трансформатори НОЛ.08-10У2 з'єднаних в відкритий

					БР 3.6.14.1.041 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

трикутник загальною потужністю $2 \cdot 75 = 150 \text{ В} \cdot \text{А}$. Повна потужність всіх встановлених трансформаторів напруги $225 + 150 = 375 \text{ В} \cdot \text{А}$. Це більше $S2\Sigma$. Таким чином трансформатори напруги будуть працювати в вибраному класі точності 0,5. Для другої секції розрахунок аналогічний.

2.6 Вибір струмопровідні збірні шин

2.6.1 Гнучкі шини для 220 кВ

Оскільки збірні шини за економічною густиною струму не вибираються, приймаємо переріз за допустимим струмом при максимальному навантаженні в шинах, що відповідає найпотужнішому приєднанню без перенавантаження:

$$I_{\text{НОРМ}} = \frac{k_{PH} \cdot P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos(\varphi_{\text{НАВ}})} = \frac{1,4 \cdot 54000}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,91} = 218,02 \text{ А}$$

$$I_{\text{МАХ}} = \frac{k_{PH} \cdot n \cdot P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos(\varphi_{\text{НАВ}})} = \frac{1,4 \cdot 2 \cdot 54000}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,91} = 436,041 \text{ А}$$

де k_{PH} – коефіцієнт, розподілу навантаження (для високої сторони $k_{PH} = 1,4$, для низької $k_{PH} = 0,7$);

n – кількість трансформаторів.

Мінімальні перерізи одиночних проводів і проводів у пучках, що виключають коронування, для РП з номінальною напругою від 110 до 330 кВ, а також припустимі робочі струми наведені нижче в табл. 2.18:

Таблиця 2.18 – Мінімальні перерізи одиночних проводів і проводів у пучках 110-330 кВ

Номінальна напруга	Марка проводів	Діаметр проводів	Припустимий струм
110	1хАС 120/19	15,2	380
150	1хАС 240/39	21,6	610

220	1хАС 600/72	33,2	1050
	3хАС 150/24	3х17,1	1335
330	2хАС 240/39	2х21,6	1220
	3хАС 300/66	3х24,5	2070

Обираємо провід за номінальним струмом, а саме 1хАС 240/39, $q = 240$ мм², $d = 21,6$ мм², $I_{\text{доп}} = 610$ А.

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{МАХ}} = 610 \geq 436,041 \text{ А}$$

Перевірка шин на електродинамічну стійкість не виконується, оскільки струми КЗ для 220 кВ, наведені в таблиці 3, менші за 20 кА:

$$I_{\text{КЗ}} \geq 20 \text{ кА} = 4,712 \leq 20 \text{ кА}$$

Перевірка на термічну стійкість також не проводиться, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

Перевірка за умовами корони необхідна для гнучких провідників напру-гою 35 кВ і вище. Враховуючи, що на ВРП відстань між проводами менша, ніж на повітряних лініях, проводиться перевірочний розрахунок:

Визначимо початкову критичну напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 * m * \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 * 0,82 * \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{\frac{d}{2}}} \right) = 31,995 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

де m - коефіцієнт, який враховує шорсткість поверхні проводу (для багато-провідникових проводів $m = 0,82$);

					БР 3.6.14.1.041 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

r_0 – радіус проводу, см.

Визначимо напруженість електричного поля навколо проводу:

$$E = \frac{0,354 * U}{r_0 * \lg\left(\frac{D_{\text{СЕР}}}{r_0}\right)} = \frac{0,354 * 1,1 * 220}{1,08 * \lg\left(\frac{1,26 * 400}{1,08}\right)} = 29,72 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

де U – лінійна напруга яка дорівнює $1,1 * U_{\text{НОМ}}$, кВ;

$D_{\text{СЕР}} = 1,26 * D$ - середня геометрична відстань між проводами фаз, см,

D – відстань між сусідніми фазами для ВРУ наведена в табл. 2.19, см.

Таблиця 2.19 – Значення відстані між сусідніми фазами

Показник	Струмопроводи генераторної напруги	Збірні шини ВРУ, кВ						
		35	110	150	220	330	500	750
D, м	3,0	1,5	3,0	3,5	4,0	4,5	6,0	10
адоп, м	0,2	-	0,45	0,6	0,95	1,4	2,0	-

Перевірка виконується за наступною умовою: проводи не будуть коронувати, якщо:

$$1,07 * E \leq 0,9 * E_0 = 31,8 \geq 28,795$$

Умова не виконується, отже потрібно замінити провід на рекомендований для 220 кВ, а саме 1хАС 600/72, $q = 600 \text{ мм}^2$, $d = 33,2 \text{ мм}^2$, $I_{\text{ДОП}} = 1050 \text{ А}$.
Тоді:

$$E_0 = 30,3 * m * \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 * 0,82 * \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{\frac{d}{2}}}\right) = 30,612 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

$$E = \frac{0,354 * U}{r_0 * \lg\left(\frac{D_{\text{СЕР}}}{r_0}\right)} = \frac{0,354 * 1,1 * 220}{1,66 * \lg\left(\frac{1,26 * 400}{1,66}\right)} = 20,79 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

$$1,07 * E \leq 0,9 * E_0 = 22,245 \leq 27,551$$

Умова виконується, отже залишаємо провід 1хАС 600/72

Струмовідні частини від виводів 220 кВ трансформатора до збірних шин виконуються гнучкими проводами. Їх переріз вибирається за економічною густиною струму. При $T_{\text{МАКС}} = 5190$ год, $j_E = 1,0$ А/мм² наведений в табл. 2.20:

$$q_E = \frac{I_{\text{НОРМ}}}{j_E} = \frac{218,02}{1,0} = 218,02 \text{ мм}^2$$

Приймаємо 1хАС 600/72:

$$I_{\text{ДОП}} \geq I_{\text{МАХ}} = 1050 \geq 436,041 \text{ А}$$

Таблиця 2.20 – Економічна щільність струму j_e , А/мм²

Провідник	T _{max} , ГОД		
	1000-3000	3000-5000	Понад 5000
Неізольовані проводи і шини: мідні	2,5	2,1	1,8
Алюмінієві	1,3	1,1	1,0
Кабельні з паперовою і проводи з гумовою ізоляцією з жилами: мідними	3,0	2,5	2,0
Алюмінієвими	1,6	1,4	1,2
Кабелі з гумовою і пластмасовою ізоляцією з жилами : мідними	3,9	3,1	2,7

Алюмінієвим	1,9	1,7	1,6
-------------	-----	-----	-----

Перевірка проводів на термічну стійкість не проводиться, оскільки струмопровідні елементи виконані неізольованими проводами на відкритому повітрі.

Перевірка за умовами коронування також не виконується, оскільки для проводу АС-600 вона була проведена раніше.

2.6.2 Жорсткі шини для 10 кВ

Ошинковка закритих РП 10 кВ виконується твердими шинами. Вибір перетину також виконується за допустимим струмом. Тверді шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ та на можливість виникнення резонансних явищ:

$$I_{MAX} = \frac{k_{PH} * n * P_{НОМ}}{\sqrt{3} * U_{НОМ} * \cos(\varphi_{НАВ})} = \frac{0,7 * 2 * 54000}{\sqrt{3} * 10 * 0,91} = 4796 \text{ A}$$

Беремо шини коробчастого перерізу, алюмінієві 2x150x65x7 мм, переріз 2x1785 мм², W_{Y0-Y0} = 167 см³, W_{Y-Y} = 14,7 см³, I_{ДОП} = 5650 А.

$$I_{ДОП.НОМ} \geq I_{MAX} = 5650 \geq 4796$$

Якщо температура повітря навколишнього середовища відрізняється від номінальної розрахункової то:

$$I_{ДОП} = I_{ДОП.НОМ} * \sqrt{\frac{v_{ДОП} - v_0}{v_{ДОП} - v_{НОМ0}}} = 5650 * \sqrt{\frac{70 - (-20)}{70 - 25}} = 7990 \text{ A}$$

де v_{ДОП} – припустима температура провідників, для шин і голих проводів v_{ДОП} = 70 °С;

					БР 3.6.14.1.041 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

v_0 – температура навколишнього середовища згідно умови $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$;
 $v_{\text{НОМ}0}$ – розрахункова температура навколишнього середовища, для провідників та шин $v_{\text{НОМ}0} = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Перевірка шин на термічну стійкість при КЗ проводиться за умовою:

$$q \geq q_{\text{MIN}} = 3570 \geq 168,014$$

$$q = 2 * 1785 = 3570 \text{ мм}^2$$

$$q_{\text{MIN}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{228,652}}{90 * 10^{-3}} = 168,014 \text{ мм}^2$$

де B_K – інтеграл Джоуля для 10 кВ згідно таблиці 3, $\text{кА}^2 * \text{с}$;

C – коефіцієнт для шин і кабель дорівнює 90 для алюмінію, $\frac{\text{А} * \text{с}^1}{\text{мм}^2}$;

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$f_0 \geq 200 \text{ Гц} = 257,24 \geq 200 \text{ Гц}$$

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} * \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{2^2} * \sqrt{\frac{1260}{2 * 17,85}} = 257,24 \text{ Гц}$$

де J – момент інерції згідно таблиці 17, см^4 ;

l – довжина прольоту, зазвичай приймають 1,5-2 м.

Механічний розрахунок шин коробчастого перерізу за умови, що шини розташовані горизонтально та з'єднані між собою жорстко:

$$\sigma_{\Phi} \leq \sigma_{\text{ДОП}} = 4,698 \leq 82,3 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\Phi} = \sqrt{3} * \frac{i_y^2 * l^2 * 10^{-1}}{W_{\Phi} * a} = \sqrt{3} * \frac{95,184^2 * 2^2 * 10^{-1}}{167 * 0,8} = 4,698 \text{ МПа}$$

де i_y – ударний струм розрахований для 10 кВ та наведений в таблиці 3, кА ;

l – довжина прольоту, зазвичай приймають 1,5-2 м;

					<i>БР 3.6.14.1.041 ПЗ</i>	Арк.
						70
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

a – відстань приймається у межах 40-80 см для типових конструкцій РП 6-10 кВ;

W_{Φ} – момент опору, те саме, що й W_{Y0-Y0} , см³;

$\sigma_{доп}$ – припустима механічна напруга в матеріалі шин взята з табл. 2.21, для алюмінію марки АТ, $A_1 = 82,3$ МПа.

Таблиця 2.21 – Припустима механічна напруга в матеріалі шин

Матеріал	Марка	Жорсткість, МПа	Модуль пружності, МПа
Алюміній	АТ, А1	82,3	7
	АД	41,2-48	-
Алюмінієвий сплав	АД31Т	89,2	-
	АД31Т1	137,2	-
Мідь	МГМ	171,5-178,4	10
	МГТ	171,5-205,8	10
Сталь	Ст, 3	260,7-322,4	20

За всіма розрахунками алюмінієва шина перерізом 2x1785 мм² підходить

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 35 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.

3 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА

3.1 Вихідні дані до розрахунку захисту

В розподільчих мережах більшість диференціальних захистів трансформаторів виконано на базі традиційних реле типу РНТ, ДЗТ-10. В останні роки включені в роботу нові реле диференціального струмового захисту РСТ-15 і РСТ-23, ДЗТ-23, блоки ЯРЭ-2201, а також цифрові реле фірм АВВ, Siemens та інші. Для захисту силових трансформаторів з регулюванням напруги під навантаженням, як правило, застосовуються реле серії ДЗТ-10 з НТТ і магнітним гальмуванням циркулюючим струмом диференціального захисту. Номінальний струм трансформатора на стороні ВН. 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. Опір системи складає $X_{c.макс} = 10 \text{ Ом}$; $X_{c.мін} = 22 \text{ Ом}$. Вихідні дані трансформатора приведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Технічні параметри трансформатора

Тип	S _{ном} , МВ·А	U _{ном} , кВ		U _к , %
		ВН	НН	
ТРДЦН-63000/220/10/	63	230	11	12

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

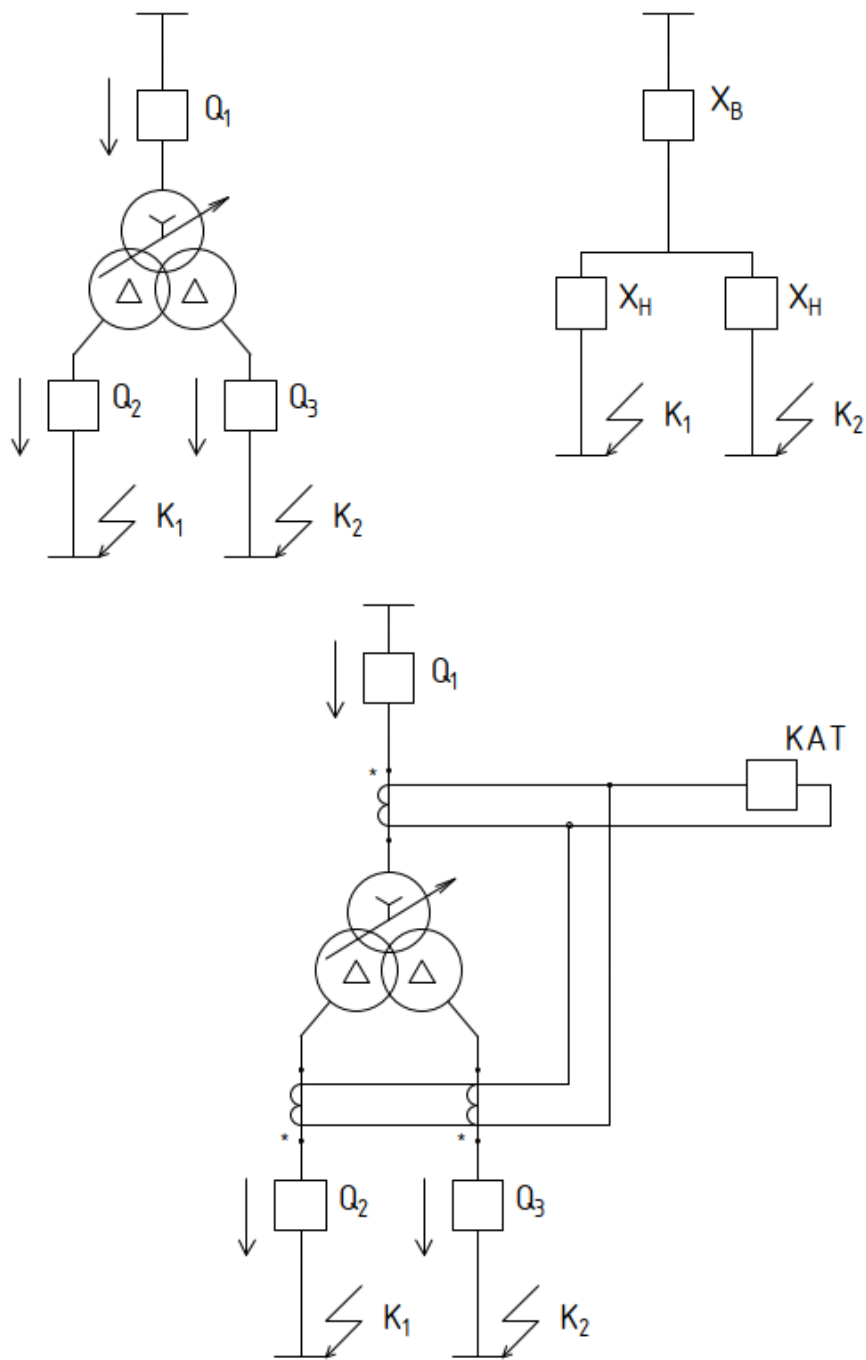


Рисунок 3.1 – Схема РЗА та схема заміщення

Виходячи з рис. 3.1 обчислимо опори трансформатора:

$$X_T^{BH} \approx \frac{U_{KB\%} \cdot U_{B\text{ ср.ном}}^2}{100 \cdot S_H} = \frac{12 \cdot 230^2}{100 \cdot 63} = 100,8 \text{ Ом}$$

$$X_B^{BH} = 0,125 \cdot X_T^{BH} = 0,125 \cdot 100,8 = 12,6 \text{ Ом}$$

$$X_{H1}^{BH} = X_{H2}^{BH} = 1,75 \cdot X_T^{BH} = 1,75 \cdot 100,8 = 176,4 \text{ Ом}$$

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

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

$$x_{В.макс} = 12,6 \cdot (1 + 0,12)^2 = 15,8 \quad x_{н.макс} = 176,4 \cdot (1 + 0,12)^2 = 221,3$$

$$x_{В.мін} = 12,6 \cdot (1 - 0,12)^2 = 9,8 \quad x_{н.мін} = 176,4 \cdot (1 - 0,12)^2 = 136,6$$

Струм КЗ на шинах НН (точка К1 та К2, рис. 3.1)

$$I_{К2.макс}^3 = \frac{U_{СР.НОМ}}{\sqrt{3}(x_{С.макс} + x_{В.мін} + x_{н.мін})} = \frac{230}{\sqrt{3}(10 + 9,8 + 136,6)} = 0,849 \text{ кА}$$

$$I_{К2.мін}^2 = \frac{U_{СР.НОМ}}{2(x_{С.мін} + x_{В.макс} + x_{н.макс})} = \frac{230}{2(22 + 15,8 + 221,3)} = 0,444 \text{ кА}$$

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

$$I_{НОМ} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{СР.НОМ}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,158 \text{ кА}$$

$$I_{С.з.} = k_{від.} \cdot I_{НОМ} = 1,3 \cdot 158 = 205 \text{ А}$$

б) відбудова від струму небалансу:

$$I_{С.з.} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{К1.макс} =$$

$$= 1,3 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 849 = 298 \text{ А}$$

Приймаємо $I_{С.з.} = 298 \text{ А}$

Попередня перевірка чутливості проводиться при первинних струмах при двофазному КЗ на стороні НН (точка К2, рис. 3.1):

										Арк.
										74
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.041 ПЗ					

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К2.мін}}^{(2)}}{I_{\text{С.3.}}} = \frac{444}{298} = 1,49 < 2 - \text{незадовільняє}$$

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

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

$$I_{\text{С.3.}} = k_{\text{від.}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,5 \cdot 158 = 237 \text{ A}$$

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

$$\begin{aligned} I_{\text{С.3.}} &= k_3 (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{\text{К1.макс}} = \\ &= 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 849 = 344 \text{ A} \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned} I_{\text{С.3.}} &= k_3 (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_I) \cdot I_{\text{К2.макс}} = \\ &= 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 849 = 280 \text{ A} \end{aligned}$$

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): $I_{\text{С.3.}} = 280 \text{ A}$.

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К2.мін}}^{(2)}}{I_{\text{С.3.}}} = \frac{444}{280} = 1,586$$

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

$$I_{\text{К2.мін}}^2 = \frac{U_{\text{СР.НОМ}}}{2(x_{\text{С.мін}} + x_{\text{В.макс}} + x_{\text{Н.макс}})} = \frac{230}{2(22 + 12,6 + 176,4)} = 545 \text{ A}$$

і необхідний коефіцієнт чутливості забезпечується

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К2.мін}}^{(2)}}{I_{\text{С.3.}}} = \frac{545}{280} = 1,946$$

Тому захист з реле ДЗТ-11 може бути застосований.

					Арк.
					75
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.041 ПЗ

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-ВН-230 кВ	III-НН-11 кВ
$I_{ном}, A$	$\frac{63}{\sqrt{3} \cdot 115} = 158$	$\frac{63}{\sqrt{3} \cdot 11} = 3307$
K_{In}	300/5	4000/5
Схема з'єднання ТТ	Трикутник	Зірка
k_{cx}	1,73	1
$I_{В.ном}, A$	$\frac{158 \cdot 1,73}{300/5} = 4,56$	$\frac{3307 \cdot 1}{4000/5} = 4,13$

Струм спрацьовування реле для основної сторони визначається за виразом:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{с.з.} \cdot k_{cx} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{ном}}}{K_{In}} = \frac{280 \cdot 1 \cdot \frac{230}{230}}{300/5} = 4,67 A$$

Розрахункове число витків робочої обмотки для основної сторони визначається

$$w_{осн.розр} = \frac{F_{ср}}{I_{с.р.осн}} = \frac{100}{4,67} = 20 \text{ витків}$$

Приймається $w_{осн.роб} = 20$, що відповідає фактичному струму спрацьовування реле $I_{ср.осн} = \frac{100}{20} = 5 A$.

Розрахункові числа витків для інших сторін трансформатора

					БР 3.6.141.041 ПЗ	Арк.
						76
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

визначаються за виразом:

$$\text{для сторони 11 кВ } w_{\text{розр.І}} = w_{\text{осн}} \frac{I_{\text{в.ном.осн}}}{I_{\text{в.ном.І}}} = 20 \frac{4,56}{4,13} = 22,08. \text{ Приймається}$$

$w_I = 25$ витків.

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

$$w_I = \frac{w_{\text{Ірозрах}} - w_I}{w_{\text{Ірозрах}}} = \frac{|22,08 - 22|}{22,08} = 0,004$$

$$I_{\text{С.З.}} = k_3 (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_I) \cdot I_{\text{К2.макс}} = \\ = 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,004) \cdot 849 = 285 \text{ А}$$

Визначається уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле.

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{С.З.}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{номІ}}}}{k_{\text{І(І)}}} = \frac{285 \cdot 1 \cdot \frac{230 \cdot 10^3}{230 \cdot 10^3}}{300 / 5} = 4,75 \text{ А}$$

Оскільки уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле (4,75 А) менше фактичного (5 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:

$$I_{\text{нб.расч}} = k_3 (k_{\text{пер}} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II} + \Delta w_I) I_{\text{кС.макс}}^{(3)} = \\ = 1,5 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,129 + 0,05 + 0,004) \cdot 849 = 348,9 \text{ А}$$

8. Число витків гальмівної обмотки знаходиться за виразом

$$w_{\text{гальм}} = \frac{k_3 \cdot I_{\text{нб.расч}} \cdot w_{\text{роб}}}{I_{\text{кС.макс}}^{(3)} \cdot \text{tg} \alpha} = \frac{1,5 \cdot 348,9 \cdot 20}{849 \cdot 0,75} = 16,4 = 16$$

Таким чином, до установки на реле приймаються наступні витки:

$$w_I = 22 \quad w_{II} = 20 \quad w_{\text{гальм}} = 16$$

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

									Арк.
									77
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

БР 3.6.14.1.041 ПЗ

$$k_{\text{ч}} = \frac{444}{83} = 5,34 \quad k_{\text{ч}} = \frac{545}{83} = 6,56$$

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{номIII}}}}{k_{I(\text{III})}} = \frac{5 \cdot 1 \cdot \frac{230 \cdot 10^3}{230 \cdot 10^3}}{300/5} = 83 \text{ A}$$

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.

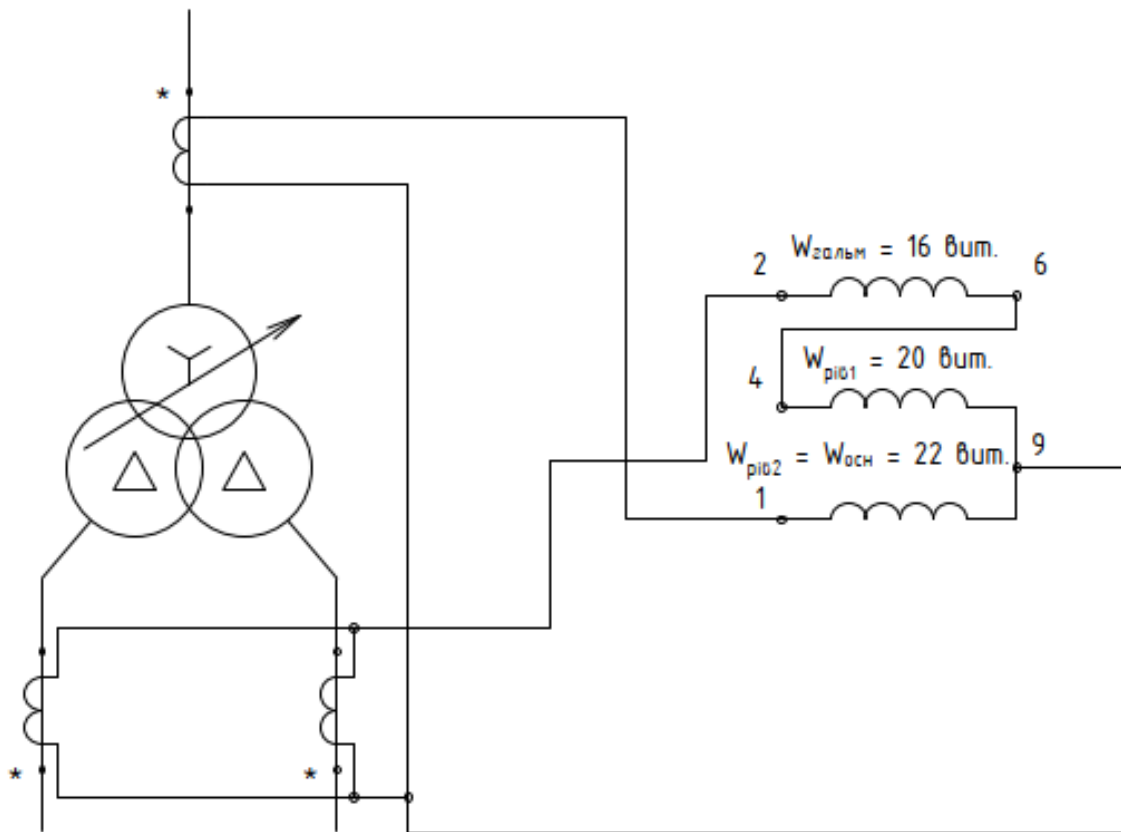


Рисунок 3.2 – Схема уставок реле ДЗТ-11

3.4 Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі

Для двообмоткових трансформаторів з одностороннім живленням в

									Арк.
									78
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

якості резервного захисту рекомендується установка на стороні живлення МТЗ з пуском або без пуску по напрузі.

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

$$I_{сз} = \frac{k_3}{k_{нов}} I_{ном} = \frac{1,2}{0,8} 1,0 \cdot 158 = 593 \text{ A}$$

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

$$k_ч = \frac{480}{593} = 0,8$$

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

$$I_{сз} = \frac{k_3}{k_{нов}} I_{ном} = \frac{1,2}{0,8} 1,0 \cdot 158 = 237 \text{ A}$$

а чутливість захисту в тих же розрахункових точках складе:

$$k_ч = \frac{480}{237} = 2,03$$

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

$$U_{сз} \leq \frac{U_{с.мін}}{k_г} = \frac{0,7 \cdot 230}{1,2} = 134 \text{ кВ}.$$

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

$$U_{2с.з.} = 0,06 U_{ном} = 0,06 \cdot 230 = 13,8 \text{ кВ}$$

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

$$U_{к.зах}^{(3)} = 0, \text{ а } U_{к.зах} = \frac{U_{\phi}}{2} = \frac{230}{2 \times \sqrt{3}} = 66,4 \text{ кВ}.$$

Тоді

					БР 3.6.141.041 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		79

$$k_{qU} = \frac{U_{c.з.}}{U_{к.макс}} = \frac{134}{0} > 1,5$$

$$k_{qU} = \frac{U_{2к.зах}}{U_{2с.з.}} = \frac{66,4}{13,8} = 4,81 > 1,5$$

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

$$I_{сз} = \frac{k_з}{k_{нов}} I_{т.ном} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 158 = 207 \text{ A}$$

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).

Для трансформаторів МТЗ від замикань на землю встановлюється на стороні ВН тільки при наявності двостороннього живлення і виконується одноступінчастою. Захист підключається до трансформатора струму, встановленого в нейтралі трансформатора, і діє на відключення з двома витягами часу: з першою відключається вимикач боку ВН, з другою - всі вимикачі трансформатора[13].

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 [14].

					БР 3.6.141.041 ПЗ	Арк.
						80
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 [15]. Розрахуємо зону захисту кожної з пар блискавковідводів [16]–[19]. Вихідні дані ПС наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Вихідні дані розташування блискавковідводів

A, м	B, м	$L_1, м$	$L_2, м$	$L_3, м$	$L_4, м$	$L_5, м$	$h_x, м$
48	36	34	16	30	10	4	6

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 [20].

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

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.

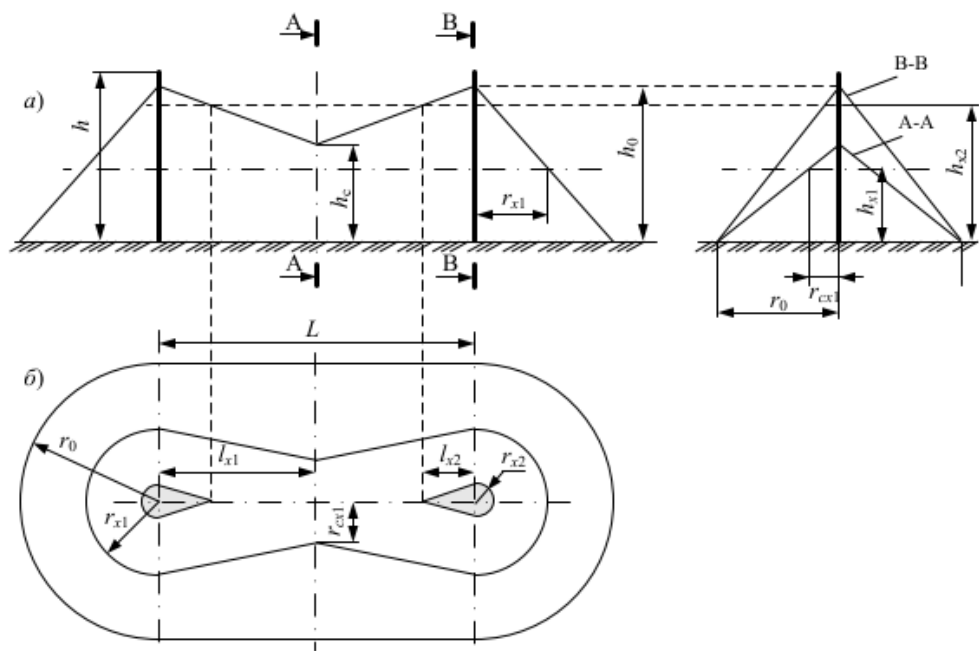


Рисунок 4.1 – Перетин зони захисту подвійного стрижневого блискавковідводу

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

Визначаємо параметри L_6 і L_7

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{36 - 16}{2} = 10 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{36 - 30}{2} = 3 \text{ м}$$

Визначаємо параметри p_1 та p_2

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{10^2 + 10^2} = 14,1 \text{ м}$$

$$p_2 = \sqrt{L_7^2 + L_5^2} = \sqrt{3^2 + 4^2} = 5 \text{ м}$$

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

$r_{x3} = p_2$ при висоті h_x

$$p_1 = 14 \text{ м}, p_2 = 5 \text{ м}$$

$$h_1 = h_2 = \frac{0,7 \cdot p_1 + h_x \cdot 0,6}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 14 + 6 \cdot 0,6}{0,42} = 32,1$$

$$h_3 = h_4 = \frac{0,7 \cdot p_2 + h_x \cdot 0,6}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 5 + 6 \cdot 0,6}{0,42} = 16,9$$

Розрахунок зони захисту блискавковідводів 1 та 2

$$L_{12} = L_2 = 16 \text{ м}$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 \cdot h_1 = 22,4 \text{ м}$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 \cdot h_1 = 19,2 \text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = 14,1 \text{ м}$$

$$L_{c12} = 2,25h_1 = 71,6 \text{ м}$$

$$L_{\max 12} = 4,25h_1 = 136,3 \text{ м}$$

$$h_{c12} = h_{01} = 22,4 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = \frac{19,1(22,5 - 6)}{22,5} = 6 \text{ м}$$

Розрахунок зони захисту блискавковідводів 3 та 4

$$L_{34} = L_3 = 30 \text{ м}$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 \cdot h_3 = 11,8 \text{ м}$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 \cdot h_3 = 10,1 \text{ м}$$

					БР 3.6.14.1.041 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = 5 \text{ м}$$

$$L_{c34} = 2,25h_3 = 38 \text{ м}$$

$$L_{\max 34} = 4,25h_3 = 71,8 \text{ м}$$

$$h_{c34} = h_{03} = 11,8 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = 5 \text{ м}$$

Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3

$$L_3 = 30 \text{ м}$$

– на висоті $h_1 = 32,1 \text{ м}$

$$L_{c13} = 2,25h_1 = 34,7 \text{ м}$$

$$L_{\max 13} = 4,25h_1 = 71,6 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 22,4 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13} \text{)}$$

– на висоті $h_3 = 16,9 \text{ м}$

$$L_{c31} = 2,25h_3 = 38,1 \text{ м}$$

$$L_{\max 31} = 4,25h_3 = 71,8 \text{ м}$$

$$h_{c31} = h_{03} = 28,4 \text{ м}$$

$$h_{c\min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{22,4 + 11,8}{2} = 17,14 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{19,2 + 10,1}{2} = 14,7 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c\min 13} - h_x)}{h_{c\min 13}} = \frac{14,7(17,14 - 6)}{17,14} = 9,53 \text{ м}$$

Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 4

$$L_{14} = \sqrt{L_1^2 + \left(L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2} \right)^2} = 41,1 \text{ м}$$

– на висоті $h_1 = 32,1 \text{ м}$

$$L_{c14} = 2,25h_1 = 71,6 \text{ м}; \quad L_{\max 14} = 4,25h_1 = 136,3 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 22,4 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13} \text{)}$$

– на висоті $h_3 = 16,9 \text{ м}$

					БР 3.6.14.1.041 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		84

$$L_{c41} = 2,25h_4 = 38,1 \text{ м}$$

$$L_{\max 41} = 4,25h_4 = 71,8 \text{ м}$$

$$h_{c41} = h_{04} = 10,8 \text{ м}$$

$$h_{c\min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{22,5 + 10,8}{2} = 16,6 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{19,2 + 10,1}{2} = 14,7 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c\min 13} - h_x)}{h_{c\min 13}} = \frac{14,7(16,6 - 6)}{16,6} = 9,37 \text{ м}$$

В результаті розрахунку отримали наступну зону захисту рис.4.2.

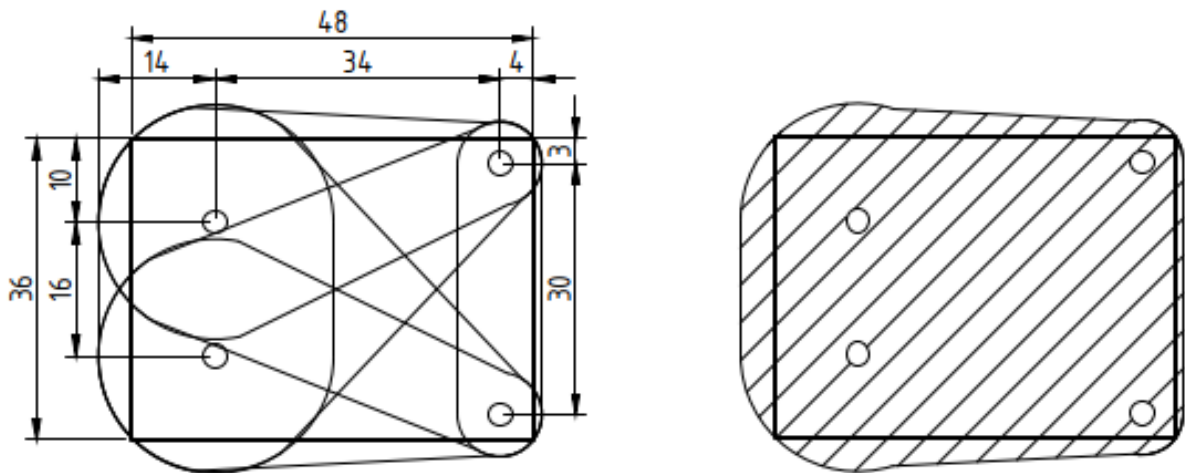


Рисунок 4.2 – Схема зони захисту від ураження блискавки підстанції на висоті $h_x = 6 \text{ м}$

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.

					БР 3.6.14.1.041 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		85

Таблиця 4.2 – Вихідні дані до розрахунку

а, м	б, м	$\rho_{вим}, Ом \cdot м$	$n_{тр}, шт$	$l_{тр}, м$	Тип тросу
48	36	100	1	200	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

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

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:

$$R_{тр} = \frac{0,0024 l_{тр}}{n_{тр}} = \frac{0,0024 \cdot 200}{1} = 0,74 \text{ Ом}$$

Опір заземлення опори

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

$$R_{тр-оп} = \sqrt{R_{тр} R_{оп}} = \sqrt{0,74 \cdot 10} = 2,72 \text{ Ом}$$

Отриманий опір вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП:

$$R_{тр} = R_{тр-оп} = 0,74 \text{ Ом}$$

Допустимий опір штучного заземлення за наявності природних заземлювачів:

$$R_з = \frac{R_{дон} R_{тр}}{R_{тр} - R_{дон}} = \frac{0,5 \cdot 2,72}{2,72 - 0,5} = 0,613 \text{ Ом}$$

$$R_{дон} = 0,5 \text{ Ом}$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{48 \cdot 36} = 16,8 \text{ мм}^2$$

A – коефіцієнт, що залежить від

$$\frac{15}{41,6} = 0,361$$

Приймаємо $A=0,204$.

Визначимо кількість вертикальних електродів:

$$n = \frac{48}{10} \cdot 2 + \frac{36}{10} \cdot 2 = 16,8$$

Ескіз контуру заземлення підстанції приведено на рис. 4.3.

$$L = a \cdot 19 + b \cdot 23 = 48 \cdot 19 + 36 \cdot 23 = 1740 \text{ м}$$

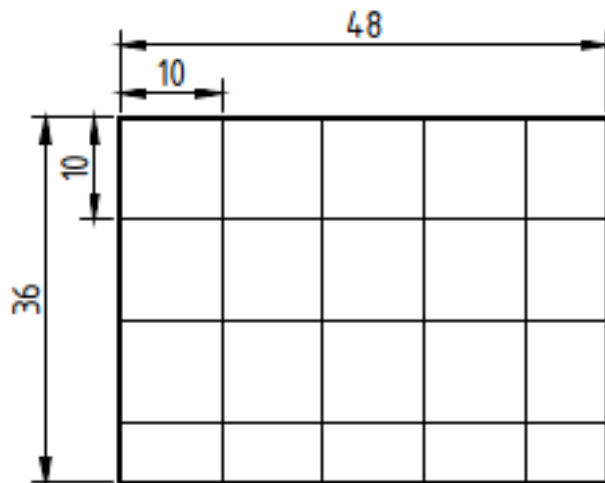


Рисунок 4.3 – Контур заземлення

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

$$R_{з.р} = 140 \left(\frac{0,089}{41,6} + \frac{1}{1740 + 16,8 \cdot 15} \right) = 0,37 \text{ Ом}$$

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.

ВИСНОВКИ

У даній бакалаврській роботі спроектовано електричну мережу, що має кільцеві та радіальні ділянки. Розраховано та обрано напругу номіналом 220 кВ на високій стороні мережі та 35 на лініях розподільчих. Обрані проводи мережі та силові трансформатори виходячи з класу напруги, потужності споживачів та їх категорій. Побудовано принципову схему мережі на якій показано всі марки проводів і трансформаторів. Загальні втрати потужності в мережі склали близько 1%. Знайдено перетоки потужності в мережі при наступних випадках: максимальний, мінімальний і аварійний режим роботи. Значення напруги у вузлових точках електричної системи мають допустимі відхилення в усіх трьох режимах роботи, що відповідає правилам, та нормативним документам проектування. Ці відхилення визначаються конфігурацією мережі, навантаженням та іншими чинниками, від яких залежить падіння напруги. Тому, компенсація реактивної потужності за допомогою компенсуючих пристроїв для регулювання напруги не потрібна.

Перевірено трансформатор на підстанції в режимі максимального навантаження. Для даної підстанції обрано вимикачі на високій, низькій стороні, секційний вимикач на низькій сторонах, трансформатори струму на високій та низькій сторонах, трансформатори напруги на високій та низькій сторонах. Обраний трансформатор власних потреб, котрий встановлюється на низькій стороні. Розраховано необхідну кількість витків обмоток реле ДЗТ-11.

Захист підстанції від ударів блискавки виконано за допомогою подвійних блискавковідводів, що встановлені на двох порталах. Розраховано безпечну зону захисту від ураження блискавки на висоті 6 м. Було визначено оптимальну висоту блискавковідводів та розраховано зону їх покриття. Заземлюючий пристрій підстанції зроблено спільним для робочого, захисного та грозозахисного заземлень.

					<i>БР 3.6.141.041 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		88

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] ПУЕ-2017. *Правила улаштування електроустановок*. Київ: Міненергоугілля України, 2017.
- [4] П. О. Василега, *Електропостачання [Текст]*. Суми: СумДУ, 2019.
- [5] П. В. Волох, М. П. Цоколенко, і Л. В. Ревенко, *Довідникова книга з електроенергетики: навчальний посібник*. Київ: Аграрна освіта, 2014.
- [6] М. М. Бабаєв, В. С. Блиндюк, і О. Д. Супрун, *Проектування систем електропостачання залізниць*. Харків: УкрДУЗТ, 2019.
- [7] І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, і Т. М. Загородня, *Електричні системи та мережі : конспект лекцій*. Суми: СумДУ, 2018.
- [8] І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, і Т. М. Загородня, *Теоретичні основи електротехніки : конспект лекцій*. Суми: СумДУ, 2016.
- [9] А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матєєнко, і О. Р. Пастух, *Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж*, Київ. КПІ ім. Ігоря Сікорського: «Політехніка», 2017.
- [10] *Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму*. ДСТУ ІЕС 60909-0:2007, 2007.
- [11] *Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання*. ДСТУ ІЕС 60909-4:2008, 2008.
- [12] «Трансформатори силові масляні типу ТМ», Трансформатор сервис. <http://transf.com.ua/ua/russkij-produktsiya/russkij-transformatory-silovye>

									Арк.
									89
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

maslyanye/transformatori-silovi-maslyani-tipu-tm/ (дата звернення 02, Травень 2023).

- [13] А. Ю. Орлович, П. Г. Плешков, О. А. Козловський, О. В. Співак, А. І. Ко-тиш, і Т. В. Величко, *Електричне обладнання підстанцій систем електро-постачання*, М-Во освіти і Науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-Т. Кропивницький: Лисенко В.Ф, 2019.
- [14] В. П. Кідиба, *Релейний захист електроенергетичних систем*. Львів: Ви-давництво Національного університету «Львівська політехніка», 2013.
- [15] М. В. Петровський, *Техніка високих напруг: конспект лекцій для студ. спец. 6.141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» усіх форм навчання*. Суми: СумДУ, 2019.
- [16] *Захист від блискавки. Частина 1. Загальні принципи*. ДСТУ ІЕС 62305-2:2012, 2012.
- [17] *Захист від блискавки. Частина 2. Керування ризиками*. ДСТУ ІЕС 62305-2:2012, 2012.
- [18] *Захист від блискавки. Частина 3. Фізичні руйнування споруд та небезпека для життя людей*. ДСТУ ІЕС 62305-3:2012, 2012.
- [19] *Захист від блискавки. Частина 4. Електричні та електронні системи, ро-зташовані в будинках і спорудах*. ДСТУ EN 62305-4:2012, 2012.
- [20] В. С. Собчук, Н. В. Собчук, і О. Б. Бурикін, *Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах : навчальний посібник*. Вінниця: ВНТУ, 2010.

					БР 3.6.141.041 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		90