

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Сумський державний університет

Факультет електроніки та інформаційних технологій

Кафедра електроенергетики

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ І.Л. Лебединський

"__" _____ 2023 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня бакалавра

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання» на тему: Аналіз режимів роботи високовольтних електричних мереж і вибір електрообладнання

Здобувача групи ЕТ-91 Яловенко Романа Вікторовича

(шифр групи)

(прізвище, ім'я, по батькові)

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

(підпис)

Роман Яловенко
(Ім'я та ПРІЗВИЩЕ здобувача)

Керівник к.т.н., доцент Петро Василега

(посада, науковий ступінь, вчене звання, ім'я та ПРІЗВИЩЕ)

(підпис)

Суми – 2023

Сумський державний університет

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

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

ЗАВДАННЯ

до виконання кваліфікаційної випускної роботи бакалавра

Яловенко Романа Вікторовича

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

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

2. Термін здачі студентом закінченої роботи 10.06.2023 р.

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

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

Вступ

1. Розрахунок електричної мережі

2. Розрахунок електричної частини підстанції

3. Розрахунок релейного захисту

4. Охорона праці

Висновок

Список використаної літератури

Додатки

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	До 15.03.2023	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	До 01.04.2023	
3	Релейний захист	До 05.05.2023	
4	Охорона праці	До 30.05.2023	
5	Оформлення графічного матеріалу	До 05.06.2023	
6	Оформлення пояснювальної записки	До 05.06.2023	
7	Здача роботи на перевірку	До 06.06.2023	

Студент _____
(підпис)

Керівник роботи _____
(підпис)

РЕФЕРАТ

с. 76, рис. 8, табл. 49, кресл. 4

Бібліографічний опис: Яловенко Р. В. Аналіз режимів роботи високовольтних електричних мереж і вибір електрообладнання: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра: спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / наук. кер. П. О. Василега. Суми: Сумський державний університет, 2023. – 76 с.

Ключові слова: конфігурація електричної мережі, параметри споживачів, потужність споживачів, лінії електропередач, неізольовані проводи, силовий трансформатор, параметри провoda, втрати потужності в мережі, схема заміщення, поточкорозподіл, трансформатор струму, трансформатор напруги, трифазне коротке замикання, диференційний струмовий захист трансформатора, блискавкозахист підстанції, заземлення підстанції

configuration of the electrical network, consumer parameters, consumer power, power transformer, wire parameters, power losses in the network, substitution scheme, flow distribution, current transformer, voltage transformer, three-phase short circuit, differential current protection of the transformer, lightning protection of the substation, grounding of the substation

Короткий огляд – метою цієї бакалаврської роботи є розрахунок та вибір найбільш енергоефективної конфігурації електричної мережі з метою перевірки її надійності під час нормальної та аварійної роботи. Для досягнення цієї мети, необхідно провести розрахунок електричної частини підстанції, визначити номінальні параметри мережі та вибрати обладнання, що відповідає цим параметрам. На підстанції потрібно встановити силові вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму та напруги, трансформатор власних потреб та збірні шини. Додатково, необхідно розрахувати релейний захист силового трансформатора, а також визначити зону захисту стрижневого блискавкозахисту та оптимальну зону заземлюючого пристрою.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

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.

СН – середня напруга.

НН – низька напруга.

ТС – трансформатор струму.

ТН – трансформатор напруги.

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 Визначення довжин ліній.....	11
1.3.2 Розрахунок струмів та напруги на ділянках без урахування втрат та вибір проводів	12
1.3.3 Орієнтовний вибір компенсуючих пристроїв	15
1.3.4 Вибір трансформаторів для схеми	16
1.3.5 Розрахунок потужності та падіння напруги	19
1.3.6 Розрахунок втрати електроенергії.....	22
1.4 Аварійний режим роботи електричної мережі.....	24
1.5 Режим мінімального навантаження електричної мережі.....	26
2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ.....	28
2.1 Вибір потужності силових трансформаторів	28
2.2 Розрахунок струмів к.з.....	32
2.3 Вибір комутаційної апаратури підстанції.....	34
2.3.1 Вибір вимикача на боці високої напруги 110 кВ.....	35
2.3.2 Вибір вимикача у колі трансформатора на боці 10 кВ.....	35
2.3.3 Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ.....	36
2.3.4 Вибір вимикача на лінію, що відходить 10 кВ.....	36

					БР 3.6.141.416 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата	Аналіз режимів роботи високовольтних електричних мереж і вибір електрообладнання	Лит.	Аркуш	Листів
Розроб.		Ялошенко					5	76
Перевір.		Василега				СумДУ ЕТ-91		
Реценз.								
Н. Контр.								
Затверд.		Лебединський						

2.3.5	Вибір роз'єднувача напругою 110 кВ.....	36
2.4	Вибір трансформатора власних потреб	37
2.5	Вибір електровимірювальних приладів	39
2.5.1	Вибір трансформаторів струму (ТС).....	39
2.5.1.1	Вибір ТС на стороні 110 кВ.....	39
2.5.1.2	Вибір ТС на стороні 10 кВ в колі силового трансформатора.....	41
2.5.1.3	Вибір секційного ТС на стороні 10 кВ	42
2.5.1.4	Вибір вимикача на лінії, що відходить 10 кВ	44
2.5.2	Вибір трансформаторів напруги.....	45
2.5.2.1	Трансформатор напруги на боці ВН.....	45
2.5.2.2	Трансформатор напруги на боці НН.....	47
2.6	Вибір збірних шин	48
3	РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ	52
3.1	Аналіз та вибір диференціальних засобів захисту трансформатора ...	52
3.2	Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту.....	54
3.3	Вибір уставок реле ДЗТ	56
3.4	Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі.....	58
4	ОХОРОНА ПРАЦІ	62
4.1	Розрахунок зони захисту блискавковідводу підстанції	62
4.2	Розрахунок заземлюючого пристрою підстанції	66
	ВИСНОВОК.....	69
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	70
	ДОДАТКИ.....	72

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

ВСТУП

Дана робота присвячена проектуванню конфігурації розподілення електричної мережі та її перевірки в таких режимах як: нормальний, мінімальний й аварійний.

Для аналізу електричної мережі потрібно виконати наступні завдання:

- Спроекувати оптимальну конфігурацію електричної мережі для розподілення електричної енергії;
- потрібно розрахувати довжини ліній електропередачі;
- обчислити струми та напруги на ділянках без урахування втрат та зробити вибір проводів для ліній;
- зробити вибір силових трансформаторів;
- обчислити перетоки потужності, втрати потужності, втрати напруги та електроенергії;
- зробити перевірку надійності мережі, у випадку аварійної ситуації, мережа повинна забезпечувати постійне постачання електроенергією споживачів відповідних категорій, що підтверджується розрахунками.

Для електричних підстанцій необхідно:

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

Для силового трансформатора розрахувати подовжній диференційний струмий релейний захист. Обчислити кількість витків обмоток реле.

Провести розрахунок блискавковідводу та заземлення підстанції.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						7
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Постановка завдання

Необхідно забезпечити електропостачання споживачів від потужного джерела електроенергії. З чотирьох великих споживачів потрібно отримати напругу 10 кВ. Два споживачі, які розташовані поряд з одним з великих споживачів та мають відносно невелику потужність, можуть бути промисловими, сільськогосподарськими або житловими районами. Електропостачання для цих споживачів передбачається здійснити від підстанцій, які обслуговують відповідних великих споживачів, і забезпечити напругою 380 В.

Вихідні дані, що характеризують споживачів приведені в табл. 1.1. В табл. 1.2 приведені додаткові вихідні дані.

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	-15	12	30	-4	22	-7
Y, мм	15	26	20	38	12	18
P _{max} , МВт*	40	25	31	37	654	444
cos f	0,8	0,95	0,84	0,8	0,95	0,93
T _{нб} , годин	4680	4790	6170	3190	6580	3950
Категорія	I	III	I	I	I	I

					БР 3.6.141.416 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата				
Розроб.		Яловенко			<i>Аналіз режимів роботи високовольтних електричних мереж і вибір електрообладнання</i>	Лит.	Аркуш	Листів
Перевір.		Василега					8	76
Реценз.						СумДУ ЕТ-91		
Н. Контр.								
Затверд.		Лебединський						

Таблиця 1.2 – Додаткова початкова інформація про споживачів

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

1.2 Розробка конфігурації електричної мережі

Мережі можна розподілити на розімкнені та замкнені залежно від їх конфігурації. Розімкнені мережі мають одне джерело живлення і передають електроенергію до споживачів лише в одному напрямку, тоді як замкнені мережі живляться щонайменше від двох джерел і електроприймачі отримують електроенергію з кількох напрямків. Складнозамкнені мережі мають декілька замкнених контурів, тоді як прості замкнені мережі - один, і можуть бути кільцевими або мати двостороннє живлення.

Для початку розраховуємо повну максимальну потужність споживачів за формулою [1] (1.1):

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

де P_{max} – максимальна активна потужність споживача.

Повну мінімальну потужність споживачів розраховуємо за формулою (1.2):

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

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

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

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

Таблиця 1.3 – Дані про споживачів із розрахованою повною потужністю споживачів

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
P_{\max} , МВА	40,00	25,00	31,00	37,00	0,65	0,44
Q_{\max} , МВА	30,00	8,22	20,02	27,75	0,21	0,18
P_{\min} , МВА	20,80	13,00	16,12	19,24	0,34	0,23
Q_{\min} , МВА	15,60	4,27	10,41	14,43	0,11	0,09

Електропостачання для споживачів I категорії має бути забезпечене від двох джерел живлення, які резервують одне одного, і перерва в електропостачанні може бути допустимою лише на короткий час від автоматичного відновлення живлення. Для споживачів II категорії рекомендується мати два взаємно резервованих джерел живлення, і перерва в електропостачанні може бути допустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення черговим персоналом або виїзною оперативною бригадою. Для споживачів III категорії електропостачання може бути забезпечене від одного джерела живлення, за умови, що перерва в електропостачанні, необхідна для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищує однієї доби.

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

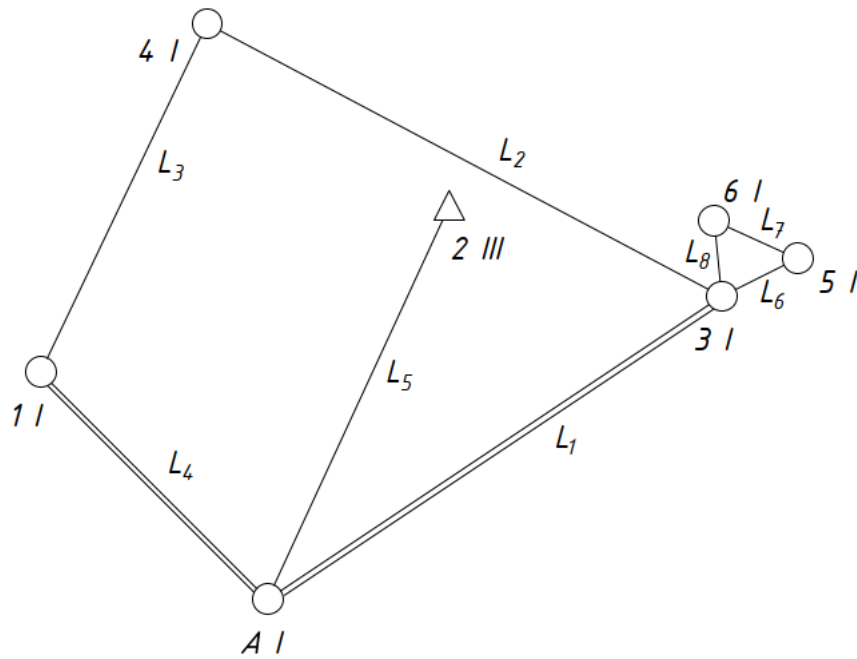


Рисунок 1.1 – Схема А

При розробці конфігурацій електричних мереж необхідно враховувати такі моменти:

- розглянути можливість виділення підстанцій, споживачі яких потребують 100% резервування через мережу, та знайти шляхи їх задоволення;
- об'єднати споживачів з приблизно однаковою потужністю в замкнені мережі;
- за можливості уникати потоків потужності до джерела живлення;
- не допускати малозавантажених ліній у замкнених мережах;
- дотримуватися принципу мінімізації відстаней при передачі електроенергії до споживачів.

1.3 Розрахунок електричної мережі

1.3.1 Визначення довжин ліній

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

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

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

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

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

Для дволанцюгових ліній враховується коефіцієнт $k_{\text{цеп}} \approx 1,45$, для ВЛ 110 кВ на двохланцюгових залізобетонних опорах [3] (1.4).

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

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

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

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

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

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

k_M – коефіцієнт масштабу (за вихідними даними).

Розрахунки заносяться до табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Довжина лінії з урахуванням масштабу

Ділянка	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8
l (км)	30,1	34	11,4	15	12,2	5,5	3,1	6
k_M	1	1	1	1	1	0,1	0,1	0,1
L (км) (з урахуванням k_M)	30,1	34	11,4	15	12,2	0,6	0,3	0,6

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

Щоб знайти струми та напруги на всіх ділянках мережі треба визначити орієнтовні потоки потужності (рис. 1.2).

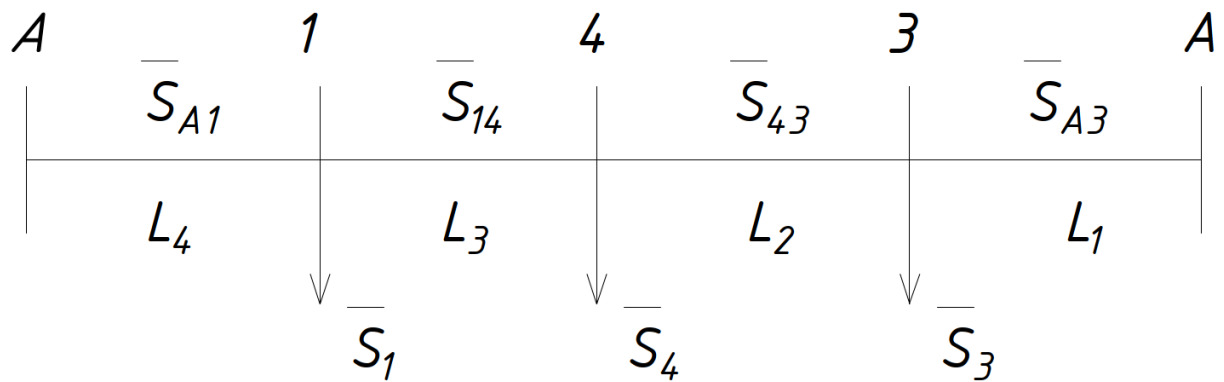


Рисунок 1.2 – Схема заміщення розрахункової схеми А

Зробимо розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими.

Розрахунок проведемо без втрат потужності.

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A1} &= \\ &= \frac{(\underline{S}_3) \cdot (l_1) + \underline{S}_4 \cdot (l_1 + l_2) + \underline{S}_1 \cdot (l_3 + l_2 + l_1)}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4} = 70 + j51 \text{ MVA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A3} &= \\ &= \frac{(\underline{S}_3) \cdot (l_2 + l_3 + l_4) + \underline{S}_4 \cdot (l_3 + l_4) + \underline{S}_1 \cdot (l_4)}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4} = 38,8 + j26,7 \text{ MVA} \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{L3} = \underline{S}_{L4} - \underline{S}_1 = 30,2 + j21,5 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{L5} = \underline{S}_2 = 25 + j8,2 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{L2} = \underline{S}_{L1} - \underline{S}_3 = 6,75 + j6,3 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{36} = \frac{\underline{S}_6 \cdot (l_8 + l_7) + \underline{S}_5 \cdot (l_8)}{l_6 + l_7 + l_8} = 0,528 + j0,19 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{35} = \frac{\underline{S}_5 \cdot (l_6 + l_7) + \underline{S}_6 \cdot (l_6)}{l_6 + l_7 + l_8} = 0,57 + j0,199 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{56} = \underline{S}_{36} - \underline{S}_6 = 0,08 + j0,016 \text{ MVA}$$

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

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

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

де U – напруга відповідної лінії, кВ;

L – довжина відповідної лінії, км;

P – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Також визначаємо струм в лініях за формулою (1.7):

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

де I – струм у відповідній лінії, А;

S – повна потужність лінії, МВА;

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

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

В цьому проекті для побудови ліній електропередачі (ЛЕП) використовуємо алюмінієві неізольовані проводи. Значення економічної густини струму для таких провідників показано у табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Економічна густина струму, А/мм²

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

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

Таблиця 1.6 – Потоки потужності та струми в лініях

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, кА		
			при U=10 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
Л1	70,25 + j51,5	138,4	-	457,2	228,6
Л2	6,75 + j6,3	51	-	48,5	24,2
Л3	30,25 + j21,5	88,9	-	194,8	97,4

Продовження таблиці 1.6 – Потоки потужності та струми в лініях

Л4	38,85 + j26,69	101,2	-	247,4	123,7
Л5	25 + j8,2	84,2	-	138,1	69
Л6	0,57 + j0,2	13,8	34,9		-
Л7	0,08 + j0,02	5,5	4,8		-
Л8	0,53 + j0,19	13,4	32,5		-

Обираємо напругу в колі $U_{ном}=110$ кВ.

У табл. 4.4 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 1.7 – Вибір проводів мережі

Лінія	$I_{ном}, A$	$U_{ном}, кВ$	Дані проводу		$I_{доп}, A$
			$F_e, мм^2$	Марка проводу	
Л1	425,2	110	386,5	2хАС-240	605
Л2	80,3	110	73	АС-240	605
Л3	162,8	110	148	АС-120	390
Л4	279,4	110	254	2хАС-185	520
Л5	138,1	110	125,5	АС-120	605
Л6	33,6	10	30,5	АС-50	210
Л7	6,6	10	6	АС-35	175
Л8	33,8	10	30,7	АС-50	210

1.3.3 Орієнтовний вибір компенсуючих пристроїв

Виконання курсового проекту з вибору компенсуючих пристроїв може бути спрощеним, але все ж важким завданням.

Компенсуючі пристрої (статичні конденсатори та синхронні компенсатори) мають забезпечувати зниження реактивної потужності, споживаної з електричної мережі, з виходом з рівності коефіцієнтів реактивної потужності на шинах вторинної напруги підстанцій без урахування споживання її лініями-

ми та трансформаторами.

При виборі типу та кількості компенсуючих пристроїв необхідно враховувати можливу кількість та тип трансформаторів на підстанціях. Якщо на підстанції передбачено встановлення двох трансформаторів, потужність компенсуючих пристроїв повинна бути розділена на кожен з них та на кожен обмотку нижчої напруги. Комплектним конденсаторним установкам слід віддавати перевагу, а синхронні компенсатори варто застосовувати лише за великої потужності. Хід і результати вибору компенсуючих пристроїв показано табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Результати вибору реактивних установок

№ ПС	$P_M, \text{MВт}$	$\text{tg}\varphi$	$\text{tg}\varphi_0$	Q_k, MVar	Кількість і тип компенсуючих пристроїв
1	40	0,75	0,21	21,6	2хКС-10
3	31	0,646	0,21	13,5	2хКС-5
4	37	0,75	0,21	20	2хКС-10

1.3.4 Вибір трансформаторів для схеми

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

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

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

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

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

Потужність трансформаторів на двотрансформаторній підстанції повинна забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії одного з них. Тому потужність кожного трансформатора вибирається з обліком його перевантажувальної здатності за умовою (1.10):

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

Коефіцієнт завантаження трансформатора дозволяє визначити можливість збільшення потужності споживачів та розширення мережі та розраховується за формулою (1.11):

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{T\text{ном}}} \quad (1.11)$$

На електростанціях та підстанціях можуть бути встановлені різні типи трансформаторів - однофазні, трифазні, двообмоткові, триобмоткові, трансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги. Для споживачів першої категорії необхідно встановлювати два трансформатори на підстанцію. Для споживачів другої категорії рекомендується встановлювати по два трансформатори на підстанцію з можливістю живлення від одного з трансформаторів у разі наявності централізованого резерву та можливості заміни пошкодженого трансформатора протягом однієї доби. Для споживачів третьої категорії достатньо одного трансформатора на підстанцію.

Результати вибору трансформаторів показано у табл. 1.9.

Таблиця 1.9 – Вибір трансформаторів

№ ПС	S, MVA	Категорія споживача	$N_{\text{тр}}$	$S_{\text{розр}}$ (1-го тр), МВА	$S_{\text{ном}}$ (1-го тр), МВА	K_3	Марка тр-ра
1	41,2	I	2	29,4	40	0,51 5	ТРДН-40000/110
2	26,3	III	1	26,3	40	0,65 8	ТРДН-40000/110
3	32,6	I	2	23,3	25	0,65 2	ТРДН-25000/110
4	37,8	I	2	27	40	0,47 3	ТРДН-40000/110

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

Продовження таблиці 1.9 – Вибір трансформаторів

5	0,7	I	2	0,5	0,63	0,556	ТМ-630/10
6	0,5	I	2	0,4	0,4	0,625	ТМ-400/10

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

Параметри обраних трансформаторів приведені в табл. 1.10 та 1.11.

Таблиця 1.10 – Параметри обраних трансформаторів

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

Для наступних розрахунків мережі необхідно знайти опір та потужність холостого ходу трансформаторів.

Опір трансформаторів розраховується за формулою (1.12), (1.13):

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

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

Таблиця 1.11 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та 6

Тип трансформатора	$S_{ном},$ кВА	Каталожні дані					
		$U_{ном},$ кВ		$U_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x,$ %
		ВН	НН				
ТМ-400/10	0,40	–	10,00	0,40	4,50	5,50	0,92
ТМ-630/10	0,63	–	10,00	0,40	5,50	8,20	1,50

1.3.5 Розрахунок потужності та падіння напруги

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

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

$$R_l = r_0 \cdot l_i, \quad (1.14)$$

$$X_l = x_0 \cdot l_i, \quad (1.15)$$

де R_l та X_l – активний та реактивний опори лінії, Ом;

l_i – довжина лінії, км.

Зарядна потужність лінії визначається за формулою (1.16):

$$Q_l = b_0 \cdot l_i \cdot U_{\text{ном}}^2, \quad (1.16)$$

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

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

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

Таблиця 1.12 – Параметри ліній за схемою Б

Ді- лян- ка	Дов- жина, км	Марка прово- ду	Параметри проводу		Qл, МВ Ар	Zл, Ом
			Z0, Ом/км	b0·10-6, См/км		
Л1	36,1	2хАС- 240	0,12+j0,4 05	2,81	2,45	2,17+j7, 31
Л2	38,5	АС- 240	0,12+j0,4 05	2,81	1,31	4,62+j1 5,59
Л3	25,5	АС- 120	0,249+j0, 427	2,66	0,82	6,35+j1 0,89
Л4	21,2	2хАС- 185	0,162+j0, 413	2,75	1,41	1,72+j4, 38
Л5	28,6	АС- 120	0,249+j0, 427	2,66	0,92	7,12+j1 2,21
Л6	2,5	АС-50	0,592+j0, 382	-	-	1,48+j0, 96

Продовження таблиці 1.12 – Параметри ліній за схемою Б

Л7	3	АС-35	0,79+j0,386	-	-	2,37+j1,16
Л8	1,9	АС-50	0,592+j0,382	-	-	1,12+j0,73

Ми виконуємо розрахунок втрат потужності в лініях, починаючи з кінця. Ми також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах, які наведені у таблицях 3.6 та 3.7 цього документу. На підстанції де є два трансформатори, втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

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

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

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

При розрахунку падіння напруги ми враховуємо джерело живлення, і забезпечуємо, щоб різниця напруги у споживача не перевищувала 5% від номінальної, відповідно до встановлених правил [2].

Розрахунок напруги проводимо за формулою (1.18):

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

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

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

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

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

Ми здійснюємо розрахунок замкнутої коллової мережі, яка зображена на рисунку 1.2. Починаючи з визначення точки розподілу потоку, ми отримали результати розрахунку потужності в кінці та початку кожної лінії, а також втрат потужності в лініях, які показані в таблицях 1.13 та 1.14.

Таблиця 1.13 – Результати розрахунку потужності на лініях

Ділянка	$S^{\text{кін}}, \text{MVA}$	$\Delta S, \text{MVA}$	$S^{\text{поч}}, \text{MVA}$	$I_{\text{роз}}, \text{A}$	$I_{\text{дон}}, \text{A}$
Л1	47,17+j13,19	0,43+j1,45	47,6+j13,42	259,6	2x605
Л2	14,9+j0,39	0,08+j0,29	14,98+j0,02	78,6	605
Л3	22,25+j8,91	0,3+j0,52	22,55+j9,02	127,5	390
Л4	62,42+j21,58	0,62+j1,58	63,04+j22,46	351,2	2x520
Л5	25,12+j9,99	0,43+j0,74	25,55+j10,27	144,5	605
Л6	0,56+j0,18	0,005+j0,003	0,57+j0,18	34,5	210
Л7	0,1+j0,03	0	0,1+j0,03	6	175
Л8	0,54+j0,21	0,004+j0,002	0,54+j0,21	33,5	210

Таблиця 1.14 – Результати розрахунку потужності на трансформаторах

Ділянка	$S^{\text{кін}}, \text{MVA}$	$\Delta S, \text{MVA}$	$S^{\text{поч}}, \text{MVA}$
1-1'	40+j10	0,1+j2,44	40,17+j12,96
2-2'	25+j8,2	0,08+j1,99	25,12+j10,45
3-3'	32,1+j10,39	0,12+j2,63	32,27+j13,37

Продовження таблиці 1.14 – Результати розрахунку потужності на трансформаторах

4-4'	37+j7,8	0,08+j2,05	37,15+j10,37
5-5'	0,654+j0,215	0,01+j0,02	0,664+j0,275
6-6'	0,444+j0,175	j0,01	0,444+j0,205

Загальна потужність системи складає $S_A = 136,2 + j46,2$ МВА

Знайдемо величини напруги в проєктованій мережі. Результати розрахунку напруги у вузлах мережі показано у табл. 1.15.

Таблиця 1.15 – Результати розрахунку напруги у вузлах мережі

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_{роз}, кВ$	Ступінь РПН
А	121	121	-
1	110	119,3	-
2	110	118,5	-
3	110	119,4	-
4	110	119,4	-
5	110	117,3	
6	110	115,4	
1'	110	116,2	
2'	110	117,8	
3'	10	9,95	-4
4'	10	9,98	-3
5'	10	10,05	-3
6'	10	9,99	-4

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

1.3.6 Розрахунок втрати електроенергії

Для визначення втрат електроенергії, необхідно скористатись основними величинами: часом максимальних навантажень, часом максимальних втрат та втратами електричної енергії в лініях та трансформаторах.

Час найбільших втрат знаходимо за формулою (1.20):

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

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

Втрати в лініях (1.21):

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

Втрати в трансформаторах (1.22):

$$\Delta W_{т} = 3I_{СК}^2 R_{т} T + R_{х} T \quad (1.22)$$

Таблиця 1.16 – Результати розрахунку втрат електроенергії

Ділянка мережі	$T_{нб}, год$	$\tau, год$	$\Delta W, MВт \cdot год$
Л1	4189	2582	1110,26
Л2	3190	1719	137,52
Л3	3190	1719	515,7
Л4	4144	2540	1574,8
Л5	4790	3185	1369,55
Л6	6580	5357	26,79
Л7	6580	5357	0
Л8	4433	2820	11,28
Т1	4680	3070	920,2
Т2	4790	3185	605,2
Т3	6141	4772	1010,6
Т4	3190	1719	750,7
Т5	6580	5357	53,6
Т6	3950	2360	52,6
Сумарні втрати			8086

Загальна енергія, яка передається:

$$W = 583045 \text{ (МВт} \cdot \text{год.)}$$

Відсоток втрат електроенергії відносно загальної енергії:

$$\Delta W = (\Delta W / W) \cdot 100\% = 1,387 \%$$

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

1.4 Аварійний режим роботи електричної мережі

Під час аварійного режиму роботи, перерва в електропостачанні споживачів першої категорії може бути допустимою лише на період автоматичного відновлення живлення. У той час, як перерва в електропостачанні споживачів другої категорії може бути припустимою, поки відбувається ввімкнення резервного живлення через дії чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

У такому режимі допускається відхилення від номінальної напруги на $\pm 10\%$. Результати розрахунку потужності в аварійному режимі представлено у таблицях 1.17 та 1.18.

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

Ділянка	$S^{кін}, MVA$	$\Delta S, MVA$	$S^{поч}, MVA$	$I_{роз}, A$	$I_{дон}, A$
Л1	109,59+j35,48	2,38+j8,02	111,97+j42,28	628,2	2x605
Л2	77,32+j22,68	2,48+j8,37	79,8+j30,4	448,2	605
Л3	40,17+j12,55	0,93+j1,59	41,1+j13,73	227,4	390
Л4	0	0	0	0	2x520
Л5	25,12+j9,99	0,43+j0,74	25,55+j10,27	144,5	390
Л6	0,56+j0,18	0,005+j0,003	0,57+j0,18	34,5	210
Л7	0,1+j0,03	0	0,1+j0,03	6	175
Л8	0,54+j0,21	0,004+j0,002	0,54+j0,21	33,5	210

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

Таблиця 1.18 – Результати розрахунків потужності в трансформаторах під час аварійного режиму

Ділянка	$S^{поч}, MVA$	$\Delta S, MVA$	$S^{кін}, MVA$
1-1'	40+j10	0,1+j2,44	40,17+j12,96
2-2'	25+j8,2	0,08+j1,99	25,12+j10,45
3-3'	32,1+j10,39	0,12+j2,63	32,27+j13,37
4-4'	37+j7,8	0,08+j2,05	37,15+j10,37
5-5'	0,654+j0,215	0,01+j0,02	0,664+j0,275
6-6'	0,444+j0,175	j0,01	0,444+j0,205

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

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

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_{роз}, кВ$	Ступінь РПН
А	121	121	-
1	110	107,8	-
2	110	118,5	-
3	110	117	-
4	110	111,3	-
1'	110	105,6	
2'	110	115,4	
3'	110	113,7	
4'	110	109,6	
1''	10	9,99	2
2''	10	9,98	-3
3''	10	9,83	-3
4''	10	10,01	0

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

1.5 Режим мінімального навантаження електричної мережі

При мінімальному режимі, у відповідності із завданням за табл. 1.2 потужність споживачів дорівнює (1.23):

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

Результати розрахунку потужності під час мінімального режиму показано у табл. 1.20, 1.21.

Таблиця 1.20 – Результати розрахунків потужності під час мінімального режиму

Ділянка	$S^{поч}, МВА$	$\Delta S, МВА$	$S^{кін}, МВА$	$I_{роз}, А$	$I_{дон}, А$
Л1	23,96-j3,39	0,11+j0,35	24,07-j4,27	128,3	2x605
Л2	7,19-j4,41	0,03+j0,09	7,22-j4,98	46	605
Л3	12,14-j1,16	0,08+j0,13	12,22-j1,44	64,6	390
Л4	33,04-j4,68	0,16+j0,4	33,2-j4,99	176,2	2x520
Л5	13,06+j4,6 4	0,11+j0,19	13,17+j4,3 7	72,8	390
Л6	0,29+j0,1	0,001+j0,00 1	0,29+j0,1	17,7	210
Л7	0,05+j0,02	0	0,05+j0,02	3,1	175
Л8	0,28+j0,11	0,001+j0,00 1	0,28+j0,11	17,4	210

Таблиця 1.21 – Результати розрахунків потужності в трансформаторах при мінімальному режимі

Ділянка	$S^{поч}, МВА$	$\Delta S, МВА$	$S^{кін}, МВА$
1-1'	20,8-j4,4	0,03+j0,65	20,9-j3,23
2-2'	13+j4,3	0,02+j0,54	13,06+j5,1
3-3'	16,69+j0,6	0,03+j0,64	16,77+j1,59

Продовження таблиці 1.21 – Результати розрахунків потужності в трансформаторах при мінімальному режимі

4-4'	19,24-j5,6	0,02+j0,58	19,33-j4,5
5-5'	0,34+j0,112	j0,01	0,34+j0,162
6-6'	0,23+j0,091	0	0,23+j0,111

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

Таблиця 1.22 – Результати розрахунку напруги у вузлах при мінімальному режимі

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_{роз}, кВ$	Ступінь РПН
A	121	121	-
1	110	120,7	-
2	110	119,8	-
3	110	120,8	-
4	110	120,8	-
1'	110	121,1	
2'	110	118,2	
3'	110	120,3	
4'	110	121,4	
1''	10	10,27	-4
2''	10	10,22	-3
3''	10	10,4	-3
4''	10	10,3	-4
5	10	10,38	-
6	10	10,36	-
5'	0,38	0,412	-
6'	0,38	0,411	-

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

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ

2.1 Вибір потужності силових трансформаторів

Завдання для виконання проекту включають наступне:

- 1)Відібрати підстанцію з двома трансформаторами;
- 2)Внести відповідні дані щодо потужності та коефіцієнта потужності до таблиці 2.1;
- 3)Внести значення величини $S_{кз.с}$ та температури, взяті з методичних вказівок, у таблицю 2.1;
- 4)Обчислити значення X_{L1} та X_{L2} згідно зі схемою на рисунку 2.1 та внести їх у таблицю 2.1;
- 5)Обрати графік споживання електроенергії та занести відповідні значення до таблиці 2.2.

Відповідно до першого пункту, була відібрана підстанція №4 з потужністю навантаження $P = 40 \text{ MВт}$, та обраний трансформатор ТРДН – 40000/110, який вже був попередньо визначений.

$$X_{L1*} = X_{L1} + X_{L2} = 2,18 + j7,31 + 4,62 + j15,59 = 23,89 \text{ Ом}$$

$$X_{L2*} = X_{L4} = 1,72 + j4,38 = 4,71 \text{ Ом}$$

Таблиця 2.1 – Вихідні дані до проектування

$P_{НОМ.НАВ}$, МВт	$\cos \varphi$	$Q_{комп}$, МВАр	X_{L1} , Ом	X_{L2} , Ом	$S_{кз.С}$, МВА	t , °С
40	0,8	j20	23,89	4,71	500	0

					БР 3.6.141.416 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата				
Розроб.		Яловенко			Аналіз режимів роботи високовольтних електричних мереж і вибір електрообладнання	Лит.	Аркуш	Листів
Перевір.		Василега					28	76
Реценз.						СумДУ ЕТ-91		
Н. Контр.								
Затверд.		Лебединський						

Таблиця 2.2 – Графік споживання електричної енергії

№ Годин	Навантаження в % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
19	45	50	60	90	90	90	75	95	95	140	150	100

Знаходимо номінальну потужність трансформатора

$$S_{ном} = P_{ном} + jQ_{ном} - jQ_{комп} = 40 + j40 \frac{\sqrt{1-0,8^2}}{0,8} - j20 = 41,23 (MVA)$$

Знаходимо $S_{тр}$

$$S_{тр} = \frac{S_{ном}}{1,4} = \frac{41,23}{1,4} = 29,45 (MVA)$$

Перевіряємо номінальну потужність трансформатора

$$S_{ном} = 40 (MVA)$$

Знаходимо навантаження в кожній годині за формулою та заносимо дані до табл. 2.3:

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

Таблиця 2.3 – Добовий графік споживання електричної енергії по підстанції

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
S, MVA	18,6	20,6	24,7	37,1	37,1	37,1	30,9	39,2	39,2	57,7	61,8	41,2

Проведемо перевірку трансформатора в аварійному режимі, оскільки в систематичному режимі з роботою двох трансформаторів перенавантаження не відбувається. Крім того, ми побудуємо графік навантаження зображений на рисунку 2.1.

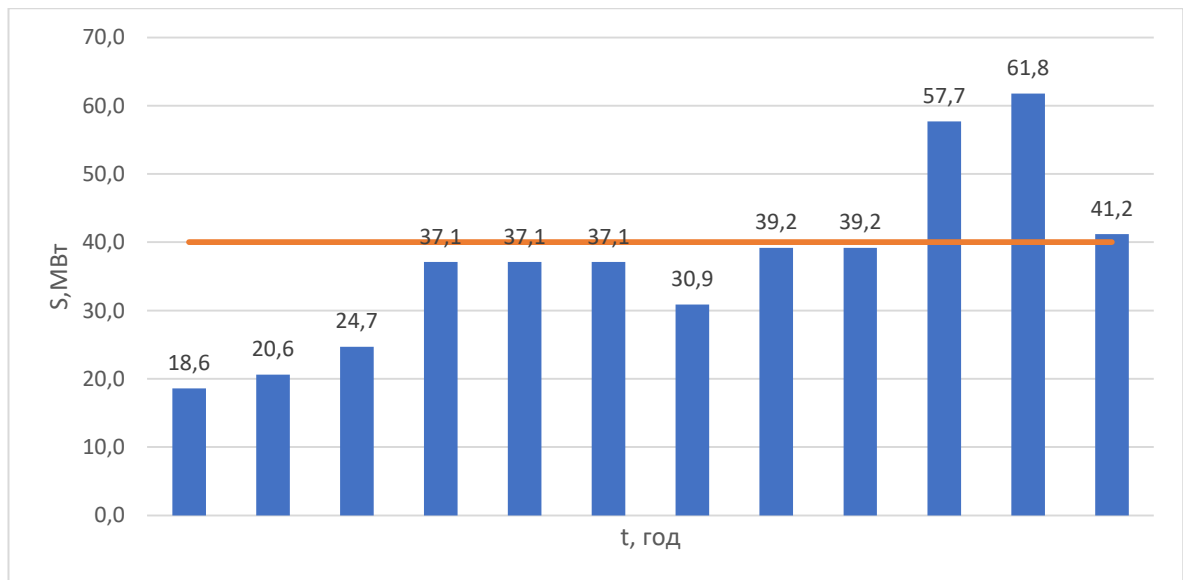


Рисунок 2.1 – Графік споживання електричної енергії в аварійному режимі

Для перевірки правильності вибору трансформатора, ми перетворимо реальний графік навантаження на двоступінчастий. Початкове навантаження еквівалентного графіка буде розраховане за формулою:

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

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

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

$$K_1 = \frac{1}{40} \cdot \sqrt{\frac{18,6^2 \cdot 2 + 20,6^2 \cdot 2 + 24,7^2 \cdot 2 + 37,1^2 \cdot 6 + 30,9^2 \cdot 2 + 39,2^2 \cdot 4}{18}} = 0,814$$

Ми також знайдемо другий ступінь еквівалентного графіка аналогічним чином, але тут вже будуть враховані тільки ступені, розташовані вище лінії номінальної потужності трансформатора:

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

де S_1, S_2, \dots, S_n – навантаження, розміщене вище лінії номінальної напру-

ги.

$$K_2 = \frac{1}{40} \cdot \sqrt{\frac{57,7^2 \cdot 2 + 61,8^2 \cdot 2 + 41,2^2 \cdot 2}{6}} = 1,358$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{61,8}{40} = 1,54$$

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

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

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,54 = 1,391$$

Порівнюємо два числа. Якщо K_2 та $0,9 \cdot K_{MAX}$, та обираємо більше число. Остаточо беремо $K_2 = 1,391$.

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури (0 С) і часу перевантаження $t = 6$ годин, та заносимо дані до табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Дані державного стандарту

	0,8	0,9
6	1,5	1,5

$$K_{12ГОСТ} = 1,4$$

Як видно, $K_{12ГОСТ} = 1,4$ більше за реальне $K_2 = 1,39$, отже даний режим роботи допустимий для даного трансформатора.

Як видно, даний трансформатор задовольняє умові навантаження споживачів.

2.2 Розрахунок струмів к.з.

Для правильного вибору устаткування на стороні 110 кВ і 10 кВ необхідно знати значення струмів короткого замикання. Підстанція живлення побудована за двома тупиковими лініями, тому для розрахунку струмів короткого замикання використовується схема заміщення, яка наведена на рис. 2.2.

Обчислення струмів короткого замикання виконується в іменованих одиницях. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення становить $S_c = 5000 \text{ МВА}$

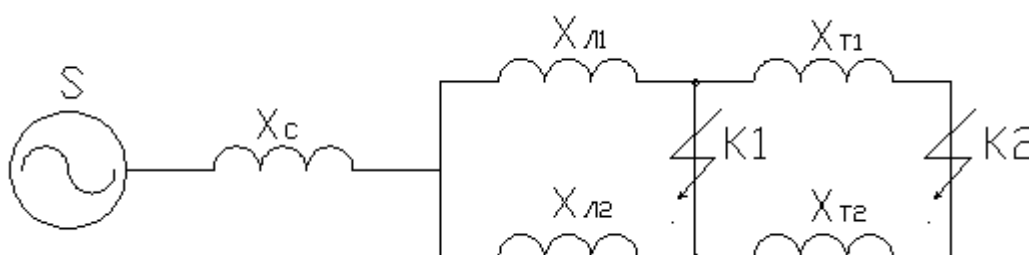


Рисунок 2.2 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_c = \frac{U_{\text{Л}}^2}{S_c} = \frac{110^2}{5000} = 2,42 \quad (\text{Ом}).$$

Загальний опір працюючих ліній

$$X_{\text{Л}} = \frac{X_{\text{Л1}} \cdot X_{\text{Л2}}}{X_{\text{Л1}} + X_{\text{Л2}}} = \frac{23,89 \cdot 4,71}{23,89 + 4,71} = 3,93 \quad \text{Ом}.$$

Розрахуємо опір трансформатора:

Потужність трансформатора

$$S_T = 40 \quad (\text{МВА});$$

Опір трансформатора

$$X_{\text{T1}} = \frac{U_{\text{к}} \% \cdot U_{\text{Н}}^2}{100 \cdot S_{\text{Н}}} = \frac{10,5 \cdot 110^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 31,76 \quad (\text{Ом});$$

Періодична складова СКЗ у точці К1:

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

$$I_{K1} = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (2,42 + 3,93)} = 9,99 \quad (\kappa A);$$

та сама у точці К2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л} + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (2,42 + 31,76 + 3,93)} = 2,86 \quad (\kappa A).$$

Реальний СКЗ у точці К2:

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{220}{10} = 2,86 \cdot \frac{110}{10} = 31,46 \quad (\kappa A).$$

Ударний струм:

$$\text{у точці } K_1, \quad I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 9,99 = 22,75 \quad (\kappa A);$$

$$\text{у точці } K_2, \quad I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 31,46 = 71,6 \quad (\kappa A).$$

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

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

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

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової для К1 ; $T_a=0,02$ с., $t=0,06$ с., для К2 – $T_a=0,05$ с., $t=0,1$ с.

$$\text{для К1 } i_a = \sqrt{2} \cdot 9,99 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 1,282 \quad (\kappa A);$$

$$\text{для К2 } i_a = \sqrt{2} \cdot 31,46 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 6,02 \quad (\kappa A).$$

Інтеграл Джоуля

для К1

$$B_{K1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 9,99^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 8,48 \quad (\kappa A^2 c)$$

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

для К2

$$B_{K2} = I_{K2}^2(t + T_a) = 31,46^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 148,5 \quad (\text{кА}^2\text{с})$$

Таблиця 2.5 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_K , $\text{кА}^2\text{с}$
Шини 110 кВ (K_1)	9,99	22,75	9,99	1,282	8,48
Шини 10 кВ (K_2)	31,46	71,6	31,46	6,02	148,5

2.3 Вибір комутаційної апаратури підстанції

Максимальний струм на зовнішньому боці

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

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

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

Струм у колі секційного вимикача

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

Струм у колі лінії, що відходить

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

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

2.3.1 Вибір вимикача на боці високої напруги 110 кВ

Вибір вимикачів наведений у табл. 2.6. Каталожні параметри вимикача узяті з [3].

Таблиця 2.6 – Вибір вимикача на боці 110 кВ

Умова Вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	294 А	2500 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	9,99 кА	31,5 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	22,75 кА	81 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	9,99 кА	31,5 кА
$I_{ар} \leq I_{аном}$	1,282 кА	7,245 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	8,48 кА ² с	7500 кА ² с

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

2.3.2 Вибір вимикача у колі трансформатора на боці 10 кВ

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	3233 А	4000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	31,46 кА	31,5 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	71,6 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	31,46 кА	31,5 кА
$I_{ар} \leq I_{аном}$	6,02 кА	12,6 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	148,5 кА ² с	2976,75 кА ² с

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

2.3.3 Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Таблиця 2.8 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	1617 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	31,46 кА	31,5 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	71,6 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	31,46 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	6,02 кА	12,6 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	148,5 кА ² с	2976,75 кА ² с

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

2.3.4 Вибір вимикача на лінію, що відходить 10 кВ

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	323 А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	31,46 кА	31,5 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	71,6 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	31,46 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	6,02 кА	25,2 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	148,5 кА ² с	2976,75 кА ² с

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

2.3.5 Вибір роз'єднувача напругою 110 кВ

Нижче наведена таблиця 2.10, в якій представлено вибір роз'єднувачів з одним або двома комплектами ножів, що заземлюють, на боці 110 кВ.

Таблиця 2.10 – Вибір роз'єднувача 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	294 А	630 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	22,75 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	8,48 кА ² с	4800 кА ² с

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

2.4 Вибір трансформатора власних потреб

Власні потреби електростанції складаються з оперативних ланцюгів, систем охолодження силових трансформаторів, освітлення, електроопалення тощо. При виборі номінальної потужності працюючих трансформаторів власних потреб керуються їх розрахунковим навантаженням. Враховуючи високі вимоги до надійності системи власних потреб електростанцій, перевантаження працюючих трансформаторів власних потреб не допускається. Всі власні потреби електростанції поділяються на блочні та загальностанційні, що живляться від робочих трансформаторів власних потреб:

- блочне навантаження живиться від відповідного блочного трансформатора власних потреб
- загальностанційне навантаження розподіляється між робочими трансформаторами власних потреб всіх блоків.

Обчислення потужності приймачів власних потреб наведений у таблиці 2.11.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						37
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.11 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

Види споживачів	Встановлена потужність		Вь ог о	с ос φ	tg φ	Навантаження	
	оди ни- ці, кВт *к- сть	Кі ль кіс ть				Р , к В т	Q , к В А р
Охолодження ТРДН-40000/110	3,3	2	6,6	0,8	0,75	6,6	4,95
Підігрів вимикачів напругою 110 кВ	1,8	3	5,4	1	0	5,4	0
Підігрів приводів роз'єднувачів, відділювачів, короткозамикачів	1,2	15	18	1	0	18	0
Опалення та освітлення ОПК	60	1	60	1	0	60	0
Освітлення та вентиляція ЗРУ	7	1	7	1	0	7	0
Освітлення та опалення компресорної	15	1	15	1	0	15	0
Освітлення РП	2	1	2	1	0	2	0
Всього						114	4,95

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб потужністю:

$$S_{роз} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{114^2 + 4,95^2} = 91,29 \text{ кВА}$$

Вибрано два трансформатори власних потреб ТМ-40/10 з потужністю 40 кВА. Якщо один з трансформаторів відключити, інший буде мати навантаження 1,141 разів більше своєї номінальної потужності (тобто 91,29/80), що відповідає нормам.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

2.5 Вибір електровимірювальних приладів

2.5.1 Вибір трансформаторів струму (ТС)

Трансформатори струму вибираються за місцем установки (внутрішня чи зовнішня), а також за:

- 1) Номінальною напругою

$$U_{м.ном} \leq U_{ном}$$

2) Розрахунковим тривалим струмом кола, в яке вмикається трансформатор струму

$$I_{роз.} \leq I_{ном.}$$

де $I_{ном.}$ – номінальний струм первинного кола трансформатора струму. Його величина вибирається найближчою більшою до значення $I_{роз.}$, тому що недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибок.

2.5.1.1 Вибір ТС на стороні 110 кВ

Трансформатор силового ланцюга на стороні високої напруги обладнаний амперметром, ватметром та варметром. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму можна знайти у таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

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

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.13.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

Таблиця 2.13 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H, \text{кВ}$	110	110
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	294	300
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{кА}$	22,75	25
$B_K \leq I_T^2 t_r, \text{кА}^2\text{с}$	8,48	288

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ 110-У1.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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

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

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

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

Z_K – опір приладів, Ом.

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

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

Перетин жил при довжині кабеля $l = 85 \text{ м}$

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F},$$

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

F – перетин жил, мм^2 ,

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

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

Загальний опір струмового кола

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

що менше ніж 1,04 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

2.5.1.2 Вибір ТС на стороні 10 кВ в колі силового трансформатора

В ланцюзі силового трансформатора з низької сторони підключені прилади для вимірювання електричної енергії, включаючи амперметр, ватметр, варметр і лічильник активної та реактивної енергії. Таблиця 2.14 містить розрахунки вторинного навантаження трансформатора струму.

Таблиця 2.14 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Е-335	1	0,5		
Ватметр	Д350	1,5	0,5		0,5
Варметр	Д345	1,5	0,5		0,5
Лічильник активної енергії	СА3	1	2,5		2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5		2,5
Сумарне навантаження			6,5	0	6

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.15.

Таблиця 2.15 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H, \text{ кВ}$	10	10
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, \text{ А}$	3233	4000
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{ кА}$	71,6	81
$B_K \leq I_T^2 t_r, \text{ кА}^2 \text{ с}$	148,5	288

Обираємо трансформатор струму ТЛШ-Э.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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

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

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

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

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

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

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

Загальний опір струмового кола

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

що менше ніж $0,84 \text{ Ом}$, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

2.5.1.3 Вибір секційного ТС на стороні 10 кВ

Встановлений амперметр в ланцюзі низьковольтного боку силового трансформатора. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора наведений в таблиці 2.16.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						42
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.16 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

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

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.17.

Таблиця 2.17 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$, кВ	10	10
$I_{расч} \leq I_{ном}$, А	1617	2000
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$, кА	71,6	81
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА ² с	148,5	288

Обираємо трансформатор струму ТЛШ-Э.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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

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

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

Перетин жил при довжині кабеля $l = 40$ м

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{F}$$

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

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

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

Загальний опір струмового кола

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

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

2.5.1.4 Вибір вимикача на лінії, що відходить 10 кВ

Встановлений амперметр в ланцюзі низьковольтного боку силового трансформатора. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора наведений в таблиці 2.18.

Таблиця 2.18 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Е-335	1	0,5	0,5	0,5
Лічильник активної енергії	СА3	1	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження			5,5	0,5	5,5

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.19.

Таблиця 2.19 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_{\text{С}} \leq U_{\text{Н}}$, кВ	10	10
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$, А	323	400
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$, кА	71,6	100
$B_{\text{К}} \leq I_{\text{T}}^2 t_{\text{r}}$, кА ² с	148,5	288

Обираємо трансформатор струму ТОЛ-Э.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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

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

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

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

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F},$$

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

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

Загальний опір струмового кола

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

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

2.5.2 Вибір трансформаторів напруги

2.5.2.1 Трансформатор напруги на боці ВН

Щоб обрати трансформатор напруги, треба знати потужність його вторинної обмотки.

Ми можемо визначити прилади для вимірювання, які підключені до трансформатора напруги з боку ВН, та занести їх до табл. 2.20.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

Таблиця 2.20 – Вимірювальні трансформатори напруги з боку високої напруги

Прилад	Місце встановлення	Тип	Потужність	К-ть. обм.	с	s	К-ть приладів	Потужність	
								P	Q
Ватметр	ПЛ - 110 кВ	Д 350	1,5	2	1	0	2	6	0
Варметр		Д 345	2	2	1	0	2	8	0
Фіксатор імпульсної дії		Ф П	3	1	1	0	2	6	0
Всього								20	0

Обчислимо вторинну потужність трансформатора напруги:

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

Ми обрали трансформатор напруги типу НКФ-110-58 для вимірювань, з параметрами, які наведені в таблиці 2.22.

Обраний трансформатор має достатню потужність $S_{BH} > S_{нав}$, щоб забезпечити роботу в межах свого класу точності (0,5) при підключенні вимірювальних приладів.

2.5.2.2 Трансформатор напруги на боці НН

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

Таблиця 2.21 – Вимірювальні трансформатори напруги з боку високої напруги

Прилад	Місце встановлення	Тип	Потужність	К-ть. обм.	cos	sin	К-ть приладів	Потужність	
								P	Q
Вольтметр	Збірні шини	Э - 335	2	1	1	0	2	4	0
Вольтметр (регистр.)		Н - 394	10	1	1	0	2	20	0
Лічильник активної енергії	Лінії 10 кВ	I- 674	3	2	0,38	0,925	12	72	175
Лічильник реактивної енергії		I673	3	2	0,38	0,925	12	72	175
Всього								168	350

Розраховуємо вторинну потужність трансформатора напруги:

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

Ми вибрали трансформатор напруги типу НТМІ-10-66 для вимірювань, з параметрами, які наведені в таблиці 5.11.

Оскільки потужності трансформатора не вистачає для роботи в межах класу точності 0,5, можна встановити на кожен секцію шин по два вимірювальних трансформатора напруги, які будуть з'єднані в неповний трикутник.

Таблиця 2.22 – Технічні дані трансформаторів напруги

Тип	Номинальна напруга обмоток			Номинальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
НКФ-110-58	150/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	2000
НТМІ-10-66	10	100	100:3		120	200	600	960

2.6 Вибір збірних шин

На боці низької (середньої) напруги підстанції В РУ 110 кВ для струмопроводів та кабелів використовують гнучкі шини, які складаються зі сталюалюмінієвих проводів марки АС.

1) Вибираються ці шини за економічною щільністю струму.

$$q_{min} = \frac{I_{трив}}{j_e},$$

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

$j_e = 1,0$ – для неізолюваних мідних проводів (при $T_{нб} = 5220$ год - час використання найбільшого навантаження)

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

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

2) Вибраний переріз перевіряється за допустимим струмом

$$I_{max} = 294 \text{ А}$$

$$I_{доп} = 610 \text{ А}$$

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

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						48
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$q_{min} \leq q_{розр}$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{8,48}}{91 \cdot 10^{-3}} = 32,0 \text{ мм}^2$$

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

Умова виконується $4,79 \text{ мм}^2 \leq 32,0 \text{ мм}^2$.

4) Для гнучких шин не виконується перевірка на електродинамічну стійкість при короткому замиканні, оскільки умова $I_{кз} > 20 \text{ кА}$ не задовольняється з нашими розрахунками, де $I_{кз}$ дорівнює $4,79 \text{ кА}$.

5) Перевіряємо на відповідність умовам коронування. Для проводів з напругою 110 кВ переріз повинен бути не менше 240 [(мм)]^2 , тому провід АС-240/32 відповідає цій умові.

б) В РУ 10 кВ використовують жорсткі шини, які перевіряються за температурою, щоб забезпечити, що температура провідника не перевищує допустимого значення, і щоб виконувалася умова нерівності. $I_{раб.нб} \leq I_{доп}$

$$I_{раб.нб} = 3233 \text{ А}$$

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

$I_{раб.нб}$ - максимальний струм в після аварійному та нормальному режимах.

$I_{доп}$ - максимальний допустимий струм шин вибраного перерізу.

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

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

$$3233 \leq 3675$$

Нерівність виконується.

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

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						49
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$q \geq q_{min}$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{148,5}}{91 \cdot 10^{-3}} = 133,9 \text{ мм}^2$$

$$2 \times 10,1 \leq 133,9$$

Нерівність виконується.

3) У загальному випадку, необхідно також перевірити вибрані шини на їх електродинамічну стійкість. Для жорстких шин необхідно перевірити, чи вони стійкі до динамічних впливів струмів короткого замикання та резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шини менше 30 і більше 200 Гц. Для мідних шин формула визначає їх власну частоту коливань. Частота власних коливань шинної конструкції

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

де l – довжина прольоту між ізоляторами $l = 1,7$ м;

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

q – поперечний переріз шини, см^2 .

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

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

4) Перевірка шини на міцність

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

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

де K_p – коефіцієнт, який враховує розташування шин ;

i_y – ударний струм КЗ, кА;

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

a – відстань між фазами, м;

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

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \frac{71,6^2 \cdot 1,7^2}{58 \cdot 0,8} \cdot 10^{-2} = 5,53 \text{ МПа}$$

Сила взаємодії між швелерами, Н/м:

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

де h – висота шин, м.

$$f_{\Pi} = 0,05 \frac{71,6^2}{0,1} = 2563 \text{ Н/м}$$

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

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

де $W_{\Pi} = W_{y-y}$

$$\sigma_{\Pi} = \frac{2563 \cdot 1,7^2}{12 \cdot 58} = 10,64 \text{ МПа}$$

Шини механічно міцні, якщо

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

$$16,17 \text{ МПа} \leq 82,3 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності виконується, отже шини обрано вірно.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

3 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

3.1 Аналіз та вибір диференціальних засобів захисту трансформатора

Більшість захистів трансформаторів у розподільних мережах використовують традиційні реле, такі як РНТ, ДЗТ-10 і ДЗТ-21. Однак, протягом останніх десятиліть увійшли в експлуатацію нові реле диференціального струмового захисту, такі як РСТ-15 і РСТ-23, ДЗТ-23, блоки ЯРЭ-2201, а також цифрові реле від фірм АВВ, Siemens та інших. Зазвичай, для захисту силових трансформаторів з регулюванням напруги під навантаженням використовують реле серії ДЗТ-10 з НТТ і магнітним гальмуванням циркулюючого струму диференціального захисту. Номінальний струм трансформатора на стороні ВН. Метою цього розділу є розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту для всіх видів замикань на виводах та обмотках сторін з заземленою нейтраллю, а також для багатофазних замикань на виводах та обмотках сторін з ізолюваною нейтраллю трансформатора. Системний опір становить $X_{c,max} = 10 \text{ Ом}$; $X_{c,min} = 22 \text{ Ом}$. Вихідні дані трансформатора наведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Технічні параметри трансформатора

Тип	S _{ном} , МВ·А	U _{ном} , кВ		U _к , %
		ВН	НН	
ТРДН-40000/110	40	115	11	10,5

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

					БР 3.6.141.416 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата	Аналіз режимів роботи високовольтних електричних мереж і вибір електрообладнання	Лит.	Аркуш	Листів
Розроб.		Яловенко					52	76
Перевір.		Василега				СумДУ ЕТ-91		
Реценз.								
Н. Контр.								
Затверд.		Лебединський						

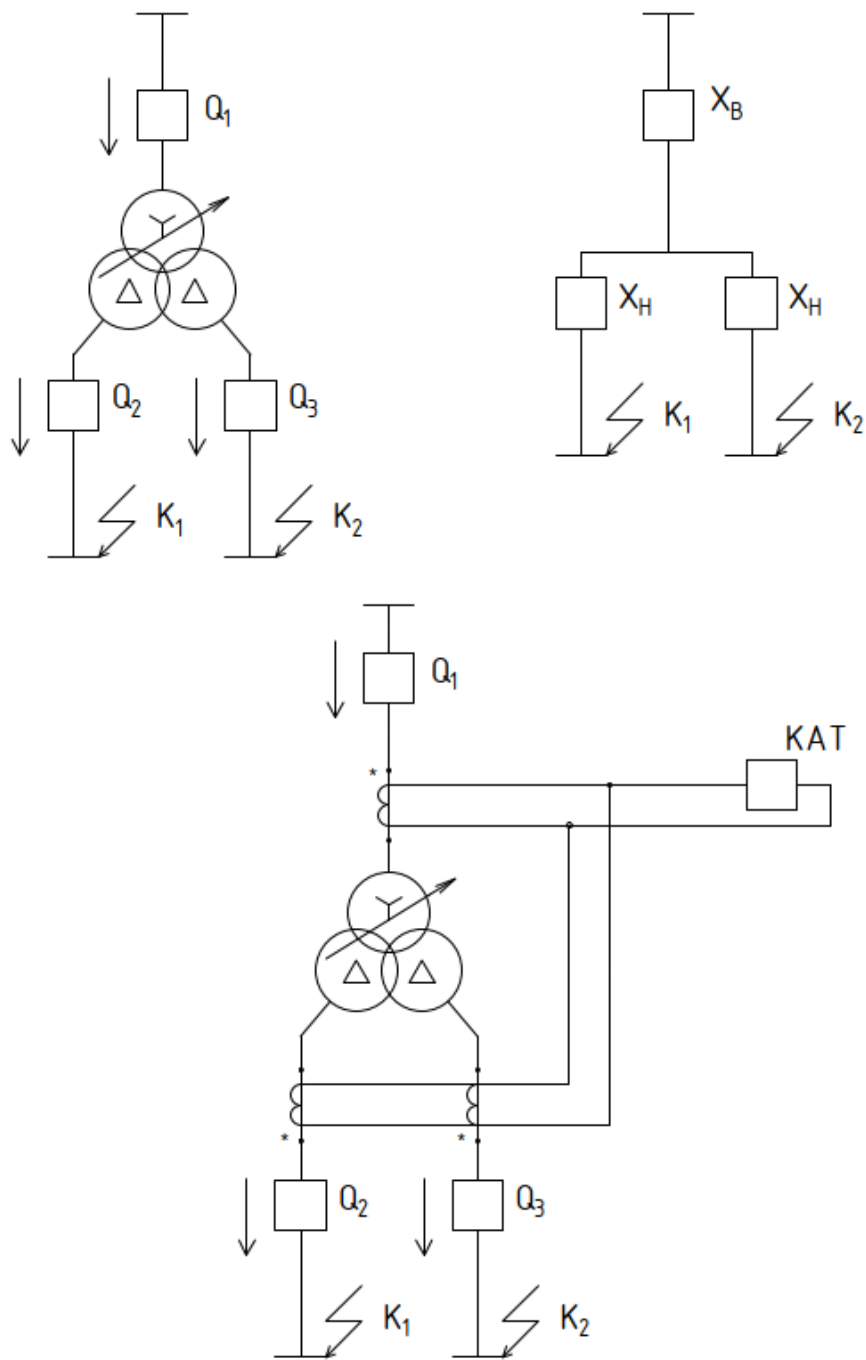


Рисунок 3.1 – Схема РЗА та схема заміщення

Згідно з рис. 3.1 обчислимо опори трансформатора:

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

При знаходженні струмів КЗ для захистів трансформаторів з РПН треба врахувати зміну опору через регулювання напруги. Для трансформаторів 110

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

кВ приблизно можна прийняти:

$$x_{т.макс} = x_{т.ном} (1 + \Delta U)^2 \quad x_{т.мін} = x_{т.ном} (1 - \Delta U)^2$$
$$x_{В.макс} = 34,7 \cdot (1 + 0,12)^2 = 43,5 \quad x_{В.мін} = 34,7 \cdot (1 - 0,12)^2 = 26,9$$

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

$$I_{К2.макс}^3 = \frac{U_{СР.НОМ}}{\sqrt{3}(x_{С.макс} + x_{В.мін})} = \frac{115}{\sqrt{3}(10 + 26,9)} = 1,799 \text{ кА}$$
$$I_{К2.мін}^2 = \frac{U_{СР.НОМ}}{2(x_{С.мін} + x_{В.макс})} = \frac{115}{2(22 + 43,5)} = 0,878 \text{ кА}$$

3.2 Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту

Розрахунок та вибір типу реле для диференціального захисту.

Струм, при якому спрацьовує захист, визначається шляхом порівняння двох розрахункових умов:

а) відновлення струму після збурення намагнічування:

$$I_{НОМ} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{СР.НОМ}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,201 \text{ кА}$$
$$I_{С.з.} = k_{від.} \cdot I_{НОМ} = 1,3 \cdot 201 = 631 \text{ А}$$

б) відновлення від струму небалансу:

$$I_{С.з.} = k_z (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{К1.макс} =$$
$$= 1,3 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 1799 = 631 \text{ А}$$

Приймаємо $I_{С.з.} = 631 \text{ А}$

Перевірка на чутливість виконується з допомогою низьких струмів при двофазному короткому замиканні на низьковольтній стороні (в точці К2, зображено на рисунку 2.1).

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{К2.мін}^{(2)}}{I_{С.з.}} = \frac{878}{631} = 1,39 < 2 - \text{незадовільняє}$$

Оскільки РНТ-реле не є достатньо чутливим для захисту, а розрахунковою умовою є відновлення від незбалансованого струму, то рекомендується

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

використовувати ДЗТ-11 реле. При використанні ДЗТ-11 реле, струм, при якому спрацьовує захист, вибирається згідно з умовою

а) відновлення за формулою (1.1) від струму, що намагнічується.

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

б) відновлення за формулою (1.2) від струму небалансу при КЗ на СН:

$$\begin{aligned} I_{C.3.} &= k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{K1.макс} = \\ &= 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 1799 = 594 \text{ A} \end{aligned}$$

в) відновлення за формулою (1.2) від струму небалансу при КЗ на НН

$$\begin{aligned} I_{C.3.} &= k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I) \cdot I_{K2.макс} = \\ &= 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 1799 = 594 \text{ A} \end{aligned}$$

Ми приймаємо реле ДЗТ-11 з гальмівною обмоткою від СН. Таким чином, відновлення відбуватиметься через гальмування згідно пункту 3 б), а струм спрацьовування захисту приймається за більшим значенням з умов 3 а) і 3 в): $I_{с.з} = 594 \text{ A}$.

4. Визначається чутливість захисту при короткому замиканні на стороні НН при мінімальному налаштуванні.

$$k_{ч} = \frac{I_{K2.мін}^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{878}{594} = 1,478$$

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

$$I_{K2.мін}^2 = \frac{U_{СР.НОМ}}{2(x_{С.мін} + x_{В.макс})} = \frac{115}{2(22 + 34,7)} = 1014 \text{ A}$$

і потрібний коефіцієнт чутливості отримується

$$k_{ч} = \frac{I_{K2.мін}^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{1014}{594} = 1,707$$

Тому захист з реле ДЗТ-11 може бути здійснений

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

3.3 Вибір уставок реле ДЗТ

Встановлюються первинні та вторинні струми для обох сторін трансформатора. Розрахункові дані наведені в таблиці 3.2. В якості основної сторони слід обрати ВН (115 кВ), оскільки вона має більший вторинний номінальний струм.

Таблиця 3.2 – Розрахунок номінальних струмів

Значення параметрів	I-ВН-115 кВ	III-НН-11 кВ
$I_{ном}, A$	$\frac{40}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201$	$\frac{40}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2099$
K_{In}	400/5	3000/5
Схема з'єднання ТТ	Трикутник	Зірка
$k_{сх}$	1,73	1
$I_{В.ном}, A$	$\frac{100 \cdot 1,73}{500/5} = 3,48$	$\frac{2099 \cdot 1}{3000/5} = 3,5$

Струм спрацьовування реле для головної сторони визначається наступним чином:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{с.з.} \cdot k_{сх} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{ном}}}{K_{In}} = \frac{594 \cdot 1 \cdot \frac{115}{115}}{500/5} = 5,94 A$$

Визначається розрахункова кількість витків робочої обмотки для основної сторони.

$$w_{осн.розр} = \frac{F_{ср}}{I_{с.р.осн}} = \frac{100}{5,94} = 16 \text{ витків}$$

Приймається $w_{осн.роб} = 16$, що відповідає фактичному струму спрацьовування реле $I_{ср.осн} = \frac{100}{16} = 6,25 A$.

Розрахункова кількість витків для інших сторін трансформатора визна-

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						56
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

чаються за виразом:

$$\text{для сторони 11 кВ } w_{\text{розр.І}} = w_{\text{осн}} \frac{I_{\text{в.ном.осн}}}{I_{\text{в.ном.І}}} = 16 \frac{3,48}{3,5} = 15,91. \text{ Приймається}$$

$w_I = 16$ витків.

Струм спрацьовування захисту, враховуючи похибку виправлення, обчислюється за допомогою виразів:

$$w_I = \frac{w_{\text{Ірозрах}} - w_I}{w_{\text{Ірозрах}}} = \frac{|15,91 - 16|}{15,91} = 0,006$$

$$I_{\text{С.З.}} = k_3 (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_I) \cdot I_{\text{К2.макс}} = \\ = 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,005) \cdot 1799 = 610 \text{ А}$$

Обчислюється уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле.

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{номІ}}}}{k_{\text{І(І)}}} = \frac{610 \cdot 1 \cdot \frac{115 \cdot 10^3}{115 \cdot 10^3}}{500 / 5} = 6,1 \text{ А}$$

Розглядаючи те, що точний розрахунковий струм спрацьовування реле (6,25 А) менший за фактичне значення (6,1 А), ми приймаємо рішення щодо вибору робочих витків.

Для визначення струму небалансу захисту при короткому замиканні на стороні НН з гальмуванням, ми враховуємо похибку вирівнювання, використовуючи наступні формули:

$$I_{\text{нб.расч}} = k_3 (k_{\text{пер}} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II} + \Delta w_I) I_{\text{кс.макс}}^{(3)} = \\ = 1,5 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,129 + 0,05 + 0,005) \cdot 1799 = 744,7 \text{ А}$$

8. Кількість витків гальмівної обмотки визначається наступним чином

$$w_{\text{гальм}} = \frac{k_3 \cdot I_{\text{нб.расч}} \cdot w_{\text{роб}}}{I_{\text{кс.макс}}^{(3)} \cdot \text{tg} \alpha} = \frac{1,5 \cdot 744 \cdot 16}{1799 \cdot 0,75} = 13,25 = 13$$

Отже, до установки на реле приймаються такі витки:

$$w_I = 16 \quad w_{II} = 16 \quad w_{\text{гальм}} = 13$$

Визначення чутливості захисту здійснюється приблизно на основі первинних струмів під час розрахункового короткого замикання на стороні НН

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

для випадків мінімального і стандартного налаштування трансформатора:

$$k_{\text{ч}} = \frac{878}{109} = 8,055 \quad k_{\text{ч}} = \frac{1014}{109} = 9,3$$

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{номIII}}}}{k_{I(\text{III})}} = \frac{6,25 \cdot 1 \cdot \frac{115 \cdot 10^3}{115 \cdot 10^3}}{500 / 5} = 109 \text{ A}$$

Зважаючи на високий коефіцієнт чутливості захисту як при нормальному, так і при мінімальному регулюванні напруги, рекомендується встановити захист з використанням реле ДЗТ-11. Схему уставок реле ДЗТ-11 можна побачити на рисунку 3.2.

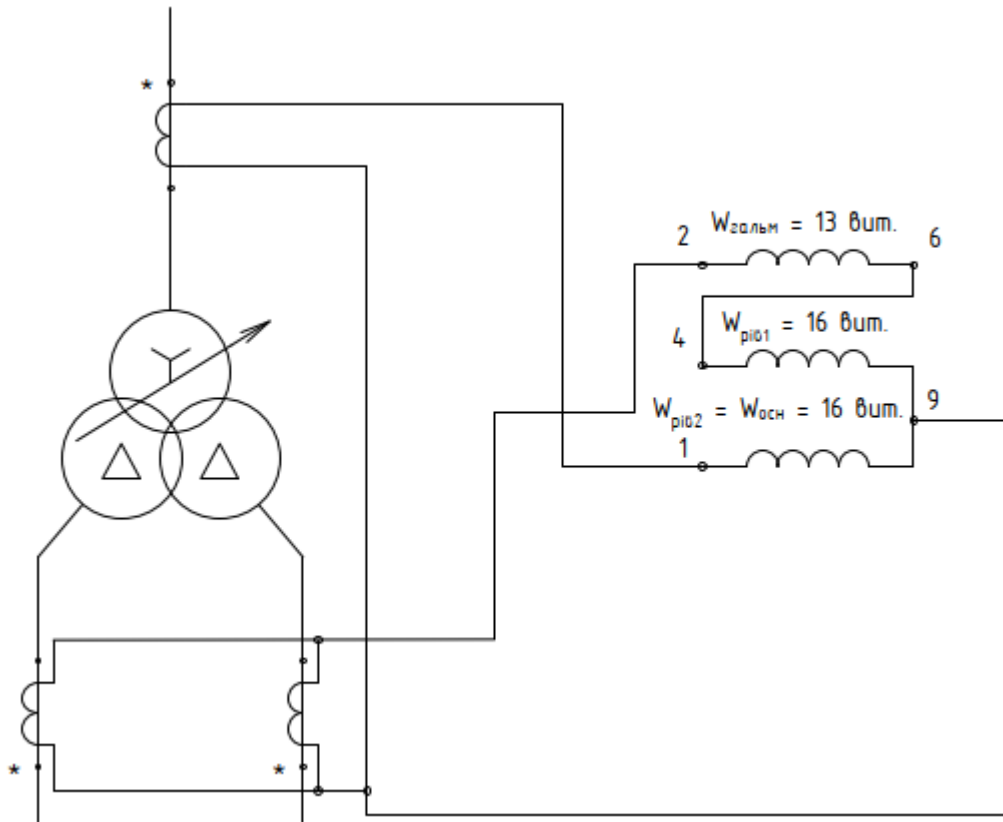


Рисунок 3.2 – Схема уставок реле ДЗТ-11

3.4 Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі

Для триобмоткових трансформаторів з одностороннім живленням кра-

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

ще встановлювати МТЗ на стороні живлення як додатковий захист. Це може бути виконано з пуском або без пуску за допомогою напруги.

1. Починаючи з визначення струму спрацьовування МТЗ без пуску по напрузі:

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

2. Для перевірки ефективності захисту, ми проведемо тест на чутливість при короткому замиканні (КЗ) на СН і НН шинах у мінімальних розрахункових режимах (див. розділ 2.1), використовуючи значення (1.57).

$$k_{ч} = \frac{878}{754} = 1,164$$

Оскільки чутливість захисту МТЗ без використання напруги є недостатньою, ми використаємо блокування захисту на основі напруги зі сторони СН і НН трансформатора. У цьому випадку, спрацьовування захисту відбувається при досягненні певного значення струму, яке розраховується наступним чином:

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

- а чутливість захисту в тих самих розрахункових точках буде складати:

$$k_{ч} = \frac{878}{302} = 2,91$$

3. Напруга, при якій спрацьовує орган блокування при симетричних коротких замиканнях, розраховується наближено за таким виразом:

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

4. Напруга, при якій спрацьовує орган блокування при несиметричних коротких замиканнях, розраховується наступним чином:

$$U_{2с.з.} = 0,06 U_{ном} = 0,06 \cdot 115 = 33,2 \text{ кВ}$$

5. Для перевірки чутливості блокуючих органів, вони тестуються на короткі замикання (КЗ) на прийомних сторонах трансформатора, де також

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

підключені ці блокуючі реле.

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

Тоді,

$$k_{чU} = \frac{U_{с.з.}}{U_{к.макс}} = \frac{6,7}{0} > 1,5$$

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

У зв'язку з тим, що при короткому замиканні на прийомних сторонах трансформатора диференціальні захисти шин на цих сторонах не потрібні, встановлення їх може бути пропущено.

6. Струм спрацьовування захисту від симетричного перевантаження, що впливає на сигнал, визначається шляхом налаштування значення, що відхиляється від номінального струму трансформатора на стороні, де встановлений захист, згідно з таким виразом:

$$I_{сз} = \frac{k_3}{k_{нов}} I_{т.ном} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 201 = 263,8 \text{ А}$$

Вибір схеми максимального струмового захисту нульової послідовності на сторонах з ефективно заземленою нейтраллю залежить від типу обладнання, яке підлягає захисту. Наприклад, для трансформатора або автотрансформатора використовуються різні схеми захисту. Крім того, вибір такої схеми також залежить від конфігурації підключення об'єкта на стороні вищої напруги, таких як збірні шини, чотирикутник або місток. Оптимальний варіант схеми захисту обирається з урахуванням всіх цих факторів для забезпечення ефективності та надійності захисту.

Для захисту трансформаторів від замикань на землю застосовується схема максимального струмового захисту (МТЗ) на стороні ВН (високої напруги). Ця схема використовується лише у випадку двостороннього живлення трансформатора і має одноступінчасту структуру.

Захист підключається до трансформатора струму, який встановлений в

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						60
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

нейтралі трансформатора, і працює за принципом відключення з двома ступенями часу. Перший ступінь відключає вимикач боку ВН (високої напруги), а другий ступінь відключає всі вимикачі трансформатора. Це забезпечує ефективний захист трансформатора від замикань на землю.

Струмові пристрої третіх ступенів земляних захистів разом з реле контролю непереключення фаз забезпечують захист від неповного фазового режиму автотрансформатора. При вимкненні захисту шин СН і ВН використовується оперативне прискорення за період першого (або другого) ступенів захисту від замикань на землю. Захист діє послідовно на роздільні системи (секції) шин, відключення вимикача на стороні установки захисту і відключення всіх вимикачів автотрансформатора.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Розрахунок зони захисту блискавковідводу підстанції

Зона захисту багаторазового стрижневого блискавковідводу визначається шляхом використання двох пар стрижневих блискавковідводів, які забезпечують захист проти блискавок. Для кожної з пар блискавковідводів розраховується відповідна зона захисту, виходячи з даних, наведених у Таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Вихідні дані розташування блискавковідводів

A, м	B, м	$L_1, м$	$L_2, м$	$L_3, м$	$L_4, м$	$L_5, м$	$h_x, м$
46	36	32	26	32	4	10	8

Базуючись на обширних лабораторних дослідженнях, були визначені зони захисту блискавковідводів висотою не більше 30 метрів. Після довгого експлуатаційного досвіду їх надійність була підтверджена, і вони стали частиною різних нормативних документів. Згодом ці зони захисту були розширені на блискавковідводи висотою до 100 метрів з урахуванням виправлення, що враховує зниження ефективності блискавковідводів, внаслідок побічних ударів блискавки, які вражають блискавковідводи нижче їх вершини. Зараз, відповідаючи потребам практики, були нормовані зони захисту блискавковідводів висотою до 150 метрів.

Подвійним вважається блискавковідвід, якщо відстань між стрижневими блискавкоприймачами L не перевищує певної межі. В інших ситуаціях обидва блискавковідводи розглядаються як одиничні.

Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата	БР 3.6.141.416 ПЗ		
Розроб.		Яловенко			Лит.	Аркуш	Листів
Перевір.		Василега				62	76
Реценз.					СумДУ ЕТ-91		
Н. Контр.							
Затверд.		Лебединський					

Визначення зони захисту блискавковідвід

Визначаємо параметри L_6 і L_7

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{36 - 26}{2} = 5 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{36 - 32}{2} = 2 \text{ м}$$

Визначаємо параметри p_1 та p_2

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{5^2 + 4^2} = 6,4 \text{ м}$$

$$p_2 = \sqrt{L_7^2 + L_5^2} = \sqrt{2^2 + 10^2} = 10,2 \text{ м}$$

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

$r_{x3} = p_2$ при висоті h_x

$$r_{x1} = p_1 = 6,4 \text{ м}, r_{x2} = p_2 = 10,2 \text{ м}$$

$$h_1 = h_2 = \frac{0,7 \cdot p_1 + h_x \cdot 0,6}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 6,4 + 8 \cdot 0,6}{0,42} = 22,1$$

$$h_3 = h_4 = \frac{0,7 \cdot p_2 + h_x \cdot 0,6}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 10,2 + 8 \cdot 0,6}{0,42} = 28,4$$

Розрахунок зони захисту блискавковідводів 1 та 2

$$L_{12} = L_2 = 26 \text{ м}$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 \cdot h_1 = 15,47 \text{ м}$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 \cdot h_1 = 13,26 \text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = 6,4 \text{ м}$$

$$L_{c12} = 2,25h_1 = 49,7 \text{ м}$$

$$L_{\max 12} = 4,25h_1 = 93,9 \text{ м}$$

$$h_{c12} = h_{01} = 15,47 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = \frac{13,26(15,47 - 8)}{15,47} = 6,4 \text{ м}$$

Розрахунок зони захисту блискавковідводів 3 та 4

$$L_{34} = L_3 = 32 \text{ м}$$

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 \cdot h_3 = 19,9 \text{ м}$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 \cdot h_3 = 10,2 \text{ м}$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = 10,2 \text{ м}$$

$$L_{c34} = 2,25h_3 = 63,9 \text{ м}$$

$$L_{\max 34} = 4,25h_3 = 120,8 \text{ м}$$

$$h_{c34} = h_{03} = 19,9 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = 10,2 \text{ м}$$

Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3

$$L_3 = 32 \text{ м}$$

– на висоті $h_1 = 22,1 \text{ м}$

$$L_{c13} = 2,25h_1 = 49,7 \text{ м}$$

$$L_{\max 13} = 4,25h_1 = 93,9 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 29 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13} \text{)}$$

– на висоті $h_3 = 28,43 \text{ м}$

$$L_{c31} = 2,25h_3 = 49,7 \text{ м}$$

$$L_{\max 31} = 4,25h_3 = 93,9 \text{ м}$$

$$h_{c31} = h_{03} = 15,47 \text{ м}$$

$$h_{c\min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{15,47 + 19,9}{2} = 17,69 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{13,26 + 17,06}{2} = 15,16 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c\min 13} - h_x)}{h_{c\min 13}} = \frac{15,16(17,69 - 8)}{17,69} = 8,3 \text{ м}$$

В результаті розрахунку отримали наступну зону захисту рис.4.1.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

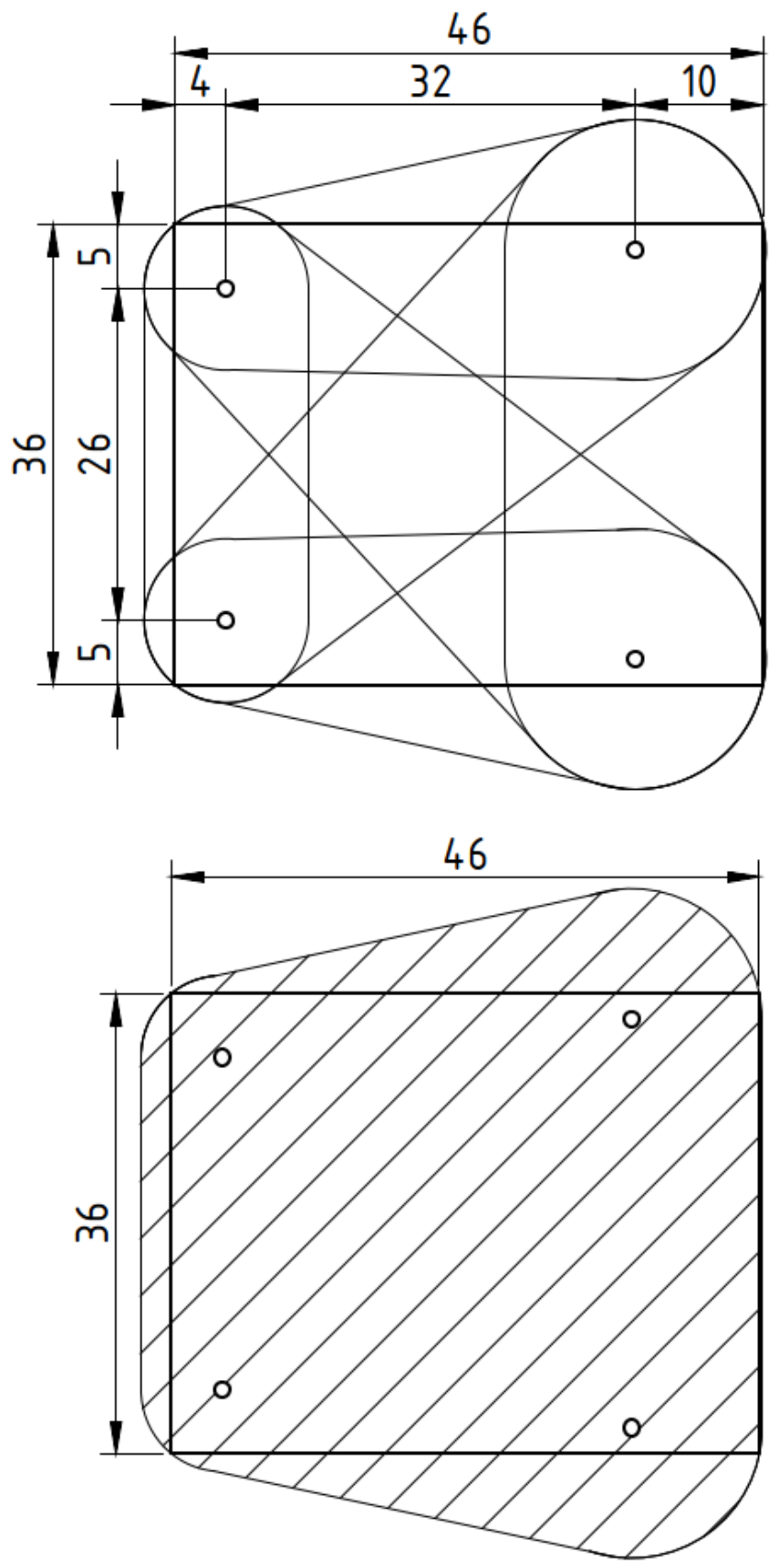


Рисунок 4.1 – Ескіз контуру блискавкозахисту

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 3.6.141.416 ПЗ

4.2 Розрахунок заземлюючого пристрою підстанції

Ми виконуємо розрахунок опору заземлювального контуру ВРП, який складається з вертикальних електродів, що з'єднані горизонтальними смугами (таб. 4.2). Зобразимо схему заземлювального контуру ВРП.

Таблиця 4.2 – Вихідні дані для розрахунку

a, м	b, м	$\rho_{\text{вим}}, \text{Ом} \cdot \text{м}$	$n_{\text{тр}}, \text{шт}$	$l_{\text{пр}}, \text{м}$	Тип тросу
46	36	88	1	220	С-50

Метою заземлення грозозахисту є відведення струму блискавки, яка ударила в захисні розрядники, стрижневі і тросові блискавковідводи або інші структури, до землі.

Заземлювач характеризується опором, що чинить земля струму, що стікає із заземлювача. Опір заземлювача при відведенні струму з нього, в порівнянні зі сильними струмами блискавки і повільно змінюючимся струмом промислової частоти, є невеликим і стійким. При великих струмах, які є характерними для блискавки, напруженість електричного поля в землі навколо заземлювача перевищує пробивну напруженість ґрунту. Це спричинює появу іскрих процесів у землі, що здається збільшувати розмір заземлювача і знижувати його опір. З іншого боку, при швидкій зміні струму, також характерній для блискавки, стає помітною індуктивність заземлювача. Якщо заземлювач має достатню довжину, то на віддалених його ділянках, через вплив індуктивності, струм стікає меншими значеннями, ніж у стаціонарному режимі, що призводить до зменшення ефективної довжини заземлювача та збільшення його опору.

Загалом, штучний заземлювач станції і підстанції складається з горизонтальних смуг, які утворюють сітку на площі відкритої підстанції. Ця сітка складається з рівнобіжних і пересічних смуг, які приєднуються до заземлюваного устаткування та конструкцій, що вирівнюють потенціал по поверхні

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

землі. Крім того, вона також об'єднує вертикальні електроди, розташовані по контуру, що охоплює всю установку, включаючи як відкритий, так і закритий розподільний пристрій.

Ми виконуємо заземлювальний контур у формі сітки, де горизонтальні смуги перетинаються з вертикальними електродами. Електроди розташовані на вузлах сітки вздовж її периметра. Розмір кроку між смугами сітки становить 10 метрів, і довжина вертикальних електродів також дорівнює 10 метрам.

Розрахункове значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах

$$\rho_{розр} = K \rho_{вим} = 1,4 \cdot 101 = 141 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

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

Опір заземлення системи трос-опора:

$$R_{тр-оп} = \sqrt{R_{тр} R_{оп}}$$

Опір троса:

$$R_{тр} = \frac{0,0024 l_{тр}}{n_{тр}} = \frac{0,0024 \cdot 220}{1} = 0,528 \text{ Ом}$$

Опір заземлення опори

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

$$R_{тр-оп} = \sqrt{R_{тр} R_{оп}} = \sqrt{0,528 \cdot 10} = 2,3 \text{ Ом}$$

Отриманий опір вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП:

$$R_{пр} = R_{тр-оп} = 0,432 \text{ Ом}$$

Допустимий опір штучного заземлення за наявності природних заземлювачів:

$$R_з = \frac{R_{дон} R_{пр}}{R_{пр} - R_{дон}} = \frac{0,5 \cdot 2,3}{2,3 - 0,5} = 0,639 \text{ Ом}$$

$$R_{дон} = 0,5 \text{ Ом} \quad \sqrt{S} = \sqrt{46 \cdot 36} = 40,7 \text{ мм}^2$$

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						67
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

A – коефіцієнт, що залежить від

$$\frac{10}{60} = 0,167 \text{ Приймаємо } A=0,283.$$

Визначимо кількість вертикальних електродів:

$$n = \frac{46}{10} \cdot 2 + \frac{36}{10} \cdot 2 = 16,4$$

Сумарна довжина всіх горизонтальних електродів. Ескіз показано на рис. 4.2.

$$L = a \cdot 19 + b \cdot 23 = 46 \cdot 19 + 36 \cdot 23 = 1702 \text{ м}$$

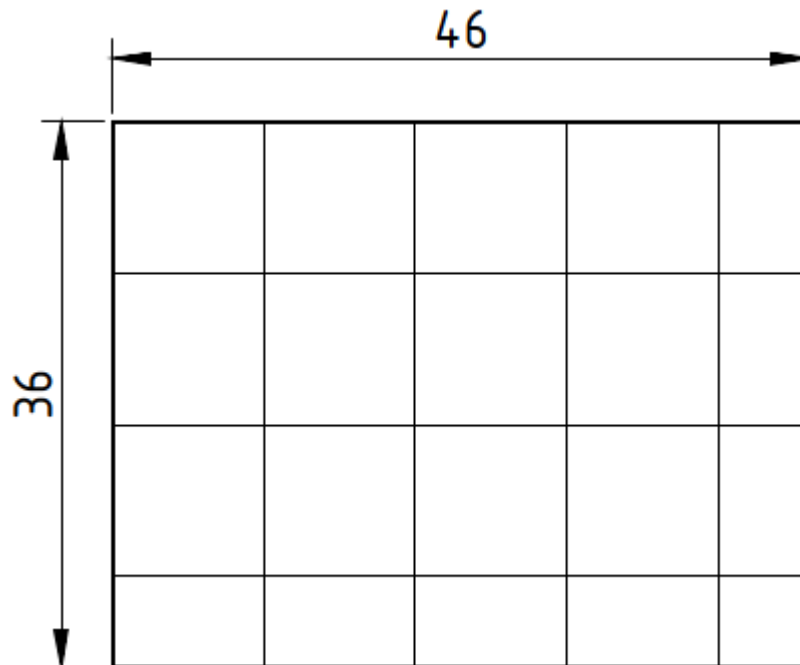


Рисунок 4.2 – Ескіз контуру заземлення

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

$$R_{з.р} = 123 \left(\frac{0,204}{40,7} + \frac{1}{1702 + 16,4 \cdot 10} \right) = 0,684 \text{ Ом}$$

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

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

ВИСНОВОК

У бакалаврській роботі спроектовано електричну мережу, що має кільцеві та радіальні ділянки (рис. 1.1). Мережа складається із п'яти споживачів I категорії та одного III. Розраховано та обрано напругу номіналом 110 кВ. Обрано проводи мережі та силові трансформатори виходячи з класу напруги, потужності споживачів та їх категорій. Розраховано перетоки потужності та визначено втрати напруги в схемі та врегульовано напругу на підстанціях шляхом підбору необхідного ступеня РПН в трансформаторі. Розглянуто мінімальний та після аварійний режим роботи схеми, результат якого показав відхилення номінальних параметрів електроенергії, але не перевищує граничні нормовані значення згідно нормативних документів. Схеми заміщення всіх розрахованих режимів мережі подано у додатках.

Розраховано електричну частину 4 підстанції I категорії. Перевірено електричне навантаження силового трансформатора згідно добового графіку та визначено струми короткого замикання високої та низької сторони підстанції. Обрано високовольтні електричні апарати, гнучкі та жорсткі шини. Обрано вимірювальні трансформатори струму та напруги виходячи з підключених до них приладів. Схема підстанції подана в додатку Г.

Розраховано підключення та налаштування кількості обмоток диференційного поздовжнього струмового релейного захисту силового трансформатора, що забезпечує підвищену швидкодію. Реле підключено через трансформатори струму.

Захист підстанції від ударів блискавки виконано за допомогою подвійних блискавковідводів, що встановлено на двох порталах. Визначено оптимальну висоту блискавковідводів та розраховано зону їх покриття. Заземлюючий пристрій підстанції зроблено спільним для робочого, захисного та грозозахисного заземлень. Опір заземлюючого пристрою не перевищує допустимий опір.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для студентів спеціальності 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/Освітня програма «Електротехнічні системи електроспоживання»/ укладачі: І.Л. Лебединський, І.І. Борзенков –Суми: СумДУ, 2019. – 40 с.
2. Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему «Розроблення проекту районної електричної мережі» з курсу «Електричні системи і мережі» / укладачі: І. Л. Лебединський, М. В. Петровський, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми : Сумський державний університет, 2015. – 37 с.
3. Довідникова книга з електроенергетики: навчальний посібник / П.В. Волох, М.П. Цоколенко, Л.В. Ревенко, В.А. Грінчаненко та ін. - К.: Аграрна освіта, 2014. -506 с.
4. Василега, П.О. Електропостачання [Текст]: підручник / П.О. Василега. - Суми: СумДУ, 2019. - 521 с.
5. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. – Київ: Міненерговугілля України, 2017. – 617 с.
6. Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, О. Р. Пастух. – Ки-їв. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2017. – 456 с. – Бібліогр. : с. 450-452.
7. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2018. – 214 с.
8. Проектування систем електропостачання залізниць: Навч. посібник / М. М. Бабаєв, В. С. Блиндюк, О. Д. Супрун та ін.; за ред. М. М. Бабаєва. – Харків: УкрДУЗТ, 2019. – 291 с.
9. Трансформатори силові масляні типу ТМ [Electronic resource] // Трансформатор сервис. URL: <http://transf.com.ua/ua/russkij-produktsiya/russkij->

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

БР 3.6.141.416 ПЗ

transformatory-silovye-maslyanye/transformatori-silovi-maslyani-tipu-tm/
(accessed: 15.04.2023).

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

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

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

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

14. Мар’янчук, Е.В. Майструк. Техніка високих напруг. Навчальний посібник. Укл. П.Д. — Чернівці: Рута, 2010. – 90 с.

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

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

ДОДАТКИ

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

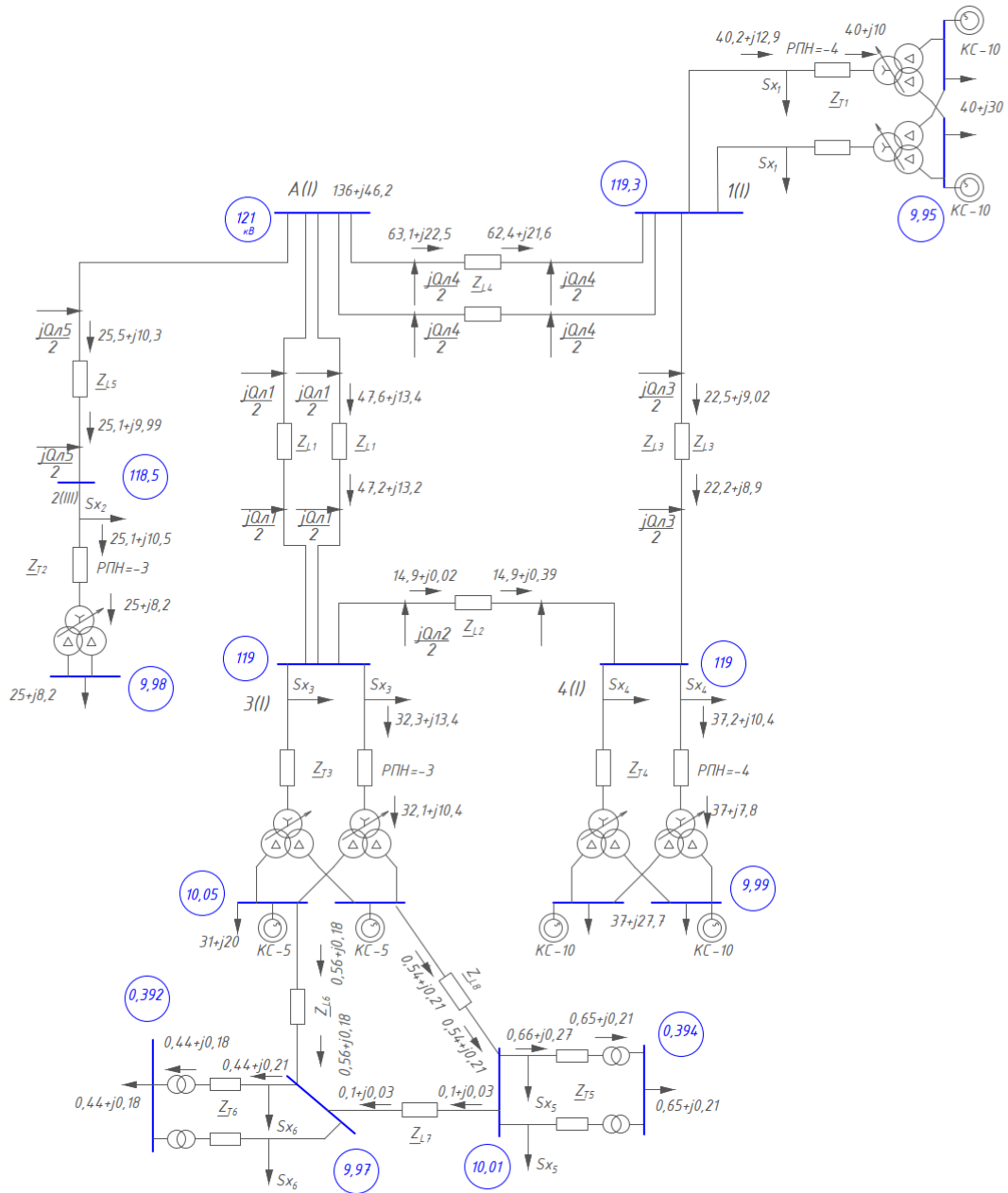
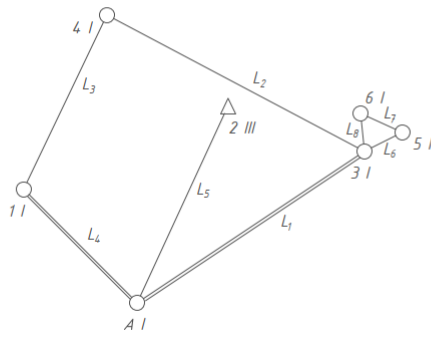


Схема заміщення мережі А в нормальному режимі роботи

Погоджено	Зач. інв. N
Підпис і дата	
Інв. N ор.	
Гол. спец.	

БР 3.6.14.14.16 ПЗ					
Аналіз режимів роботи високовольтних електричних мереж і вибір електрообладнання					
Зм.	Кільк.	Арк.	N док.	Підпис	Дата
Розробив	Яковенко				
Перев.	Василега				
Норм. контр.	Никифоров				
Затверд.	Лебединський				
Додаток А Схема заміщення мережі				Старія	Аркуш
Схема заміщення мережі в нормальному режимі роботи				1	1
				СумДЧ, ЕТ-91	

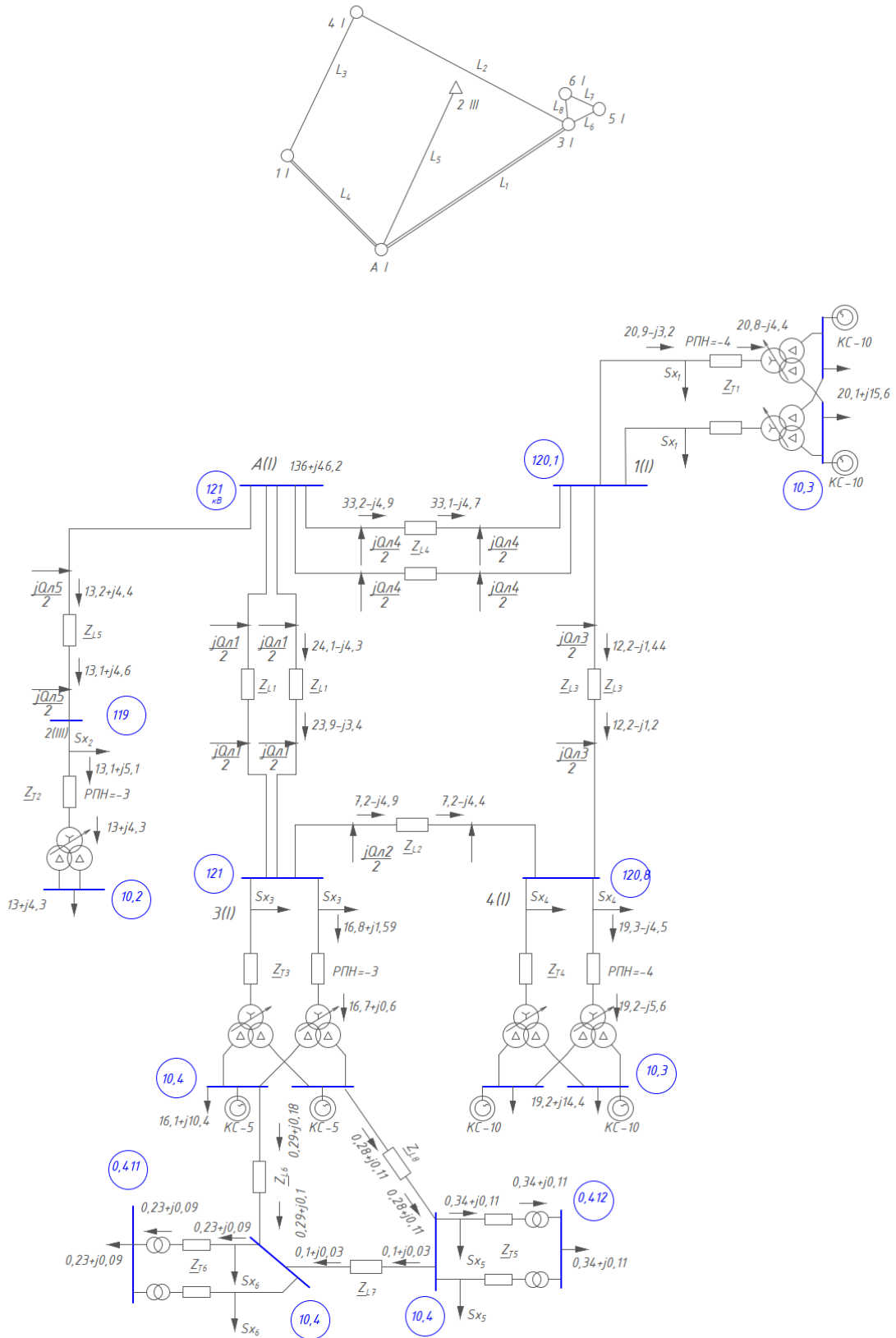
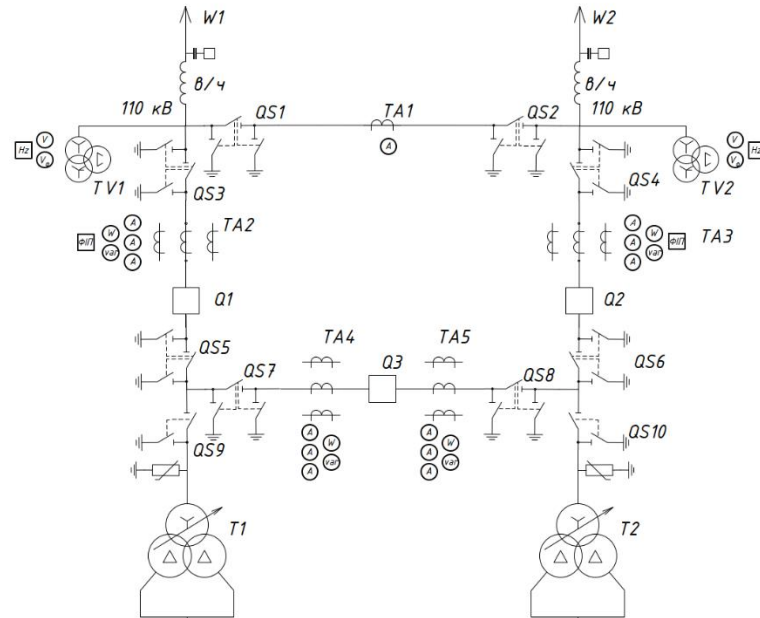


Схема заміщення мережі А в мініальному режимі роботи

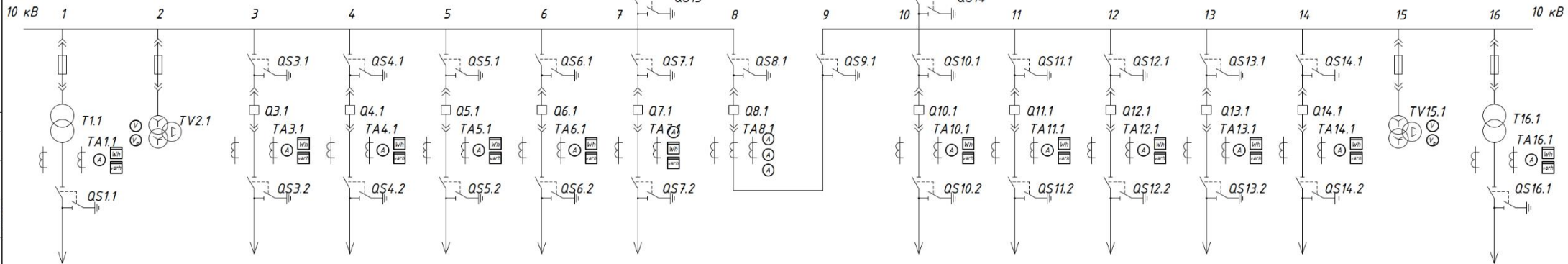
Позначено	
Зам. інв. N	
Підпис і дата	
Гол. спец.	
Інв. N ор.	

БР 3.6.14.1416 ПЗ					
Аналіз режимів роботи високовольтних електричних мереж і вибір електрообладнання					
Зм.	Кільк.	Арк.	N док.	Підпис	Дата
Розробив	Яливецька				
Перев.	Васильєва				
Норм. контр.	Никифоров				
Затверд.	Лебедінська				
Додаток В. Схема заміщення мережі				Сталія	Аркуш
Схема заміщення мережі в мініальному режимі роботи				1	1
				СумДУ, ЕТ-91	



Перелік апаратів:

Форм.	Зона	Поз.	Позначення	Найменування	К-ть	Прим.
		1	T1, T2	Силовий трансформатор ТРДН – 40000/110	2	
		2	Q1 - Q3	Вимикач ВРС-110-31,5/81-2500	3	
		3	Q4 - Q5	Вимикач ВРС-10-31,5/80-4000	2	
		4	Q8.1	Вимикач ВРС-10-31,5/80-2000	1	
		5	Q3.1-Q7.1, Q10.1-Q14.1	Вимикач ВРС-10-31,5/80-630	10	
		6	TV1, TV2	Трансформатор напруги НКФ-110-58	2	
		7	TV2.1, TV15.1	Трансформатор напруги НТМИ-10-66	2	
		8	TA1 - TA5	Трансформатор струму ТФЗМ 110-У1	5	
		9	TA6, TA7	Трансформатор струму ТЛШ-Э	2	
		10	TA8.1	Трансформатор струму ТЛШ-Э	1	
		11	TA1.1, TA3.1-TA7.1, TA10.1-TA14.1, TA16.1	Трансформатор струму ТОЛ-Э	12	
		12	T1.1, T16.1	Трансформатор власних потреб ТМ 40/10	2	
		13	QS1-QS10	Роз'єднувач РНД-1-110/630 Т1	10	
		14	QS11 - QS14, QS1.1 - QS16.1	Роз'єднувач РВЗ-10-630	11	



БР 3.6.14.14.16 ПЗ					
Аналіз режимів роботи високовольтних електричних мереж і вибір електрообладнання					
Зн.	Кільк.	Арк.	№ арк.	Підпис	Дата
Розробив	Видано				
Перев.	Вислано				
Місце катер	Назва об'єкта				
Знайдено	Підписано				
Схема заміщення електричної частини підстанції Г.				Слово	Аркуш
Схема заміщення електричної частини підстанції №4				1	1
				СумДЧ, ЕТ-91	