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: Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання

Здобувача групи ЕТ-91 Гаркавого Максима Сергійовича

(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.

_____ Гаркавий Максим

(підпис) (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

Гаркавого Максима Сергійовича

1.Тема роботи :«Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання »

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)

1. Електрична принципова схема мережі в нормальному режимі роботи.
2. Електрична принципова схема мережі в аварійному режимі роботи.

3. Електрична принципова схема мережі в мінімальному режимі роботи.
4. Електрична однолінійна принципова схема електричної частини підстанції.

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. 78, рис. 8, табл. 52, кресл. 5

Бібліографічний опис: Гаркавий М. С. Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра: спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / наук. кер. П. О. Василега. Суми: Сумський державний університет, 2022. – 78 с.

Ключові слова: конфігурація електричної мережі, параметри споживачів, категорія надійності, потужність споживачів, силовий трансформатор, параметри провода, втрати потужності в мережі, схема заміщення, потокорозподіл, трансформатор струму, трансформатор напруги, трифазне коротке замикання, диференційний струмовий захист трансформатора, стрижневий блискавкозахист підстанції, заземлення підстанції

configuration of the electrical network, consumer parameters, reliability category, 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, rod lightning protection of the substation, grounding of the substation

Короткий огляд – В даній роботі проведено розрахунок та вибір енергоефективної конфігурації електричної мережі, розрахунок нормального та аварійних режимів роботи. Проведено розрахунок електричної частини підстанції. Обрано високовольтне обладнання такі як вимикачі, роз’єднувачі, трансформатори струму та напруги. Дані прилади обиралися відповідно номінального струму, напруги, струму короткого замикання та ударного струму короткого замикання. Проведено розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Розраховано зону захисту стрижневого блискавкозахисту підстанції та розраховано оптимальну зону заземлюючого пристрою.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

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 неізольованих проводів.

ПС – понижувальна підстанція

ПУЕ – правила улаштування електроустановок.

РП – розподільний пункт.

РПН – регулювання під навантаженням

РУ – розподільний пристрій.

ТП – трансформаторна підстанція.

ЗМІСТ

ВСТУП 8

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 10

1.1 Постановка завдання 10

1.2 Розробка конфігурації електричної мережі 11

1.3 Розрахунок електричної мережі 13

1.3.1 Визначення довжин ліній 13

1.3.2 Розрахунок струмів та напруги на ділянках без урахування втрат та вибір проводів 14

1.3.3 Орієнтовний вибір компенсуючих пристроїв 18

1.3.4 Вибір трансформаторів для схеми 18

1.3.5 Розрахунок потужності та падіння напруги 22

1.3.6 Розрахунок втрати електроенергії 25

1.4 Аварійний режим роботи електричної мережі 26

1.5 Режим мінімального навантаження електричної мережі 28

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ 31

2.1 Вибір потужності силових трансформаторів 31

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання 36

2.3 Вибір комутаційної апаратури для розподільчих пристроїв 38

2.3.1 Вибір вимикача на боці високої напруги 220 кВ 38

2.3.2 Вибір вимикача у колі трансформатора на боці 10 кВ 39

2.3.3 Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ 39

2.3.4 Вибір вимикача на лінію, що відходить 10 кВ 40

2.3.5 Вибір роз'єднувача напругою 220 кВ 41
2.4 Вибір трансформатора власних потреб 41
2.5 Вибір електровимірювальних приладів 43
2.5.1 Вибір трансформаторів струму (ТС) 43
2.5.1.1 Вибір ТС на стороні 220 кВ 43
2.5.1.2 Вибір ТС на стороні 10 кВ в колі силового трансформатора 45
2.5.1.3 Вибір секційного ТС на стороні 10 кВ 46
2.5.1.4 Вибір вимикача на лінії, що відходить 10 кВ 48
2.5.2 Вибір трансформаторів напруги 49
2.5.2.1 Трансформатор напруги на боці ВН 49
2.5.2.2 Трансформатор напруги на боці НН 50
2.6 Вибір струмопровідні збірні шин 51
2.7 Вибір принципової схеми первинних з'єднань підстанції 55
2.7.1 Компонування розподільних пристроїв 55
2.7.2 Вибір розподільних пристроїв 55
3 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ 56
3.1 Вихідні дані до розрахунку захисту 56
3.2 Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту 58
3.3 Вибір уставок реле ДЗТ 60
3.4 Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі 63
4 ОХОРОНА ПРАЦІ 66
4.1 Розрахунок зони захисту блискавковідводів території підстанції 66
4.1.1 Визначення зони захисту блискавковідвід 66
4.1.2 Розрахунок зони захисту блискавковідводів 1 та 2 67

4.1.3 Розрахунок зони захисту блискавковідводів 3 та 4 67
4.1.4 Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3 67
4.1.5 Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 4 68
4.2 Перевірка заземлюючих пристроїв підстанції 69
ВИСНОВОК 72
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ..... 73
ДОДАТКИ 75

ВСТУП

Електропостачання передбачає забезпечення споживачів електричною енергією. Стабільне функціонування промисловості, сільського господарства, транспорту, комунального господарства й усіх інших сфер діяльності суспільства можливе у разі надійного забезпечення електроенергією.

Одним з головних етапів забезпечення електроенергії споживачів це її передача на великі відстані. В ході даного процесу виникають ряд проблем та задач, які потребують вирішення. Одна із них – це зменшення технологічних втрат. Для досягнення даної мети, використовують підвищення класу номінальної напруги лінії електропередавання. Тому, процес розробки конфігурації високовольтних електричних мереж для живлення потужних споживачів або центри електричних навантажень являється актуальною задачею на сьогодні.

В даній роботі необхідно провести розробку конфігурації мережі для живлення шести потужних електроспоживачів. В обов'язковому порядку, перевірити дану схему в умовах мінімального та аварійного режиму роботи. Наступний етап – визначення величини напруги на низькій стороні трансформатора подальше регулювання величини напруги за допомогою РПН.

Провести перевірку трансформатора на певній підстанції. Для даної підстанції необхідно обрати вимикачі на високій стороні, низькій стороні, секційний вимикач на низькій стороні, трансформатори напруги на високій та низькій стороні та трансформатори струму на високій та низькій стороні. Обрати трансформатор власних потреб, котрий встановлюється на низькій стороні.

Важливим етапом є розрахунок релейного захисту для даної мережі, а саме вибір уставок реле захисту та диференційного захисту трансформатора.

Провести розрахунки висоти і зони захисту блискавковідводів, встановлених на двох порталах і двох блискавковідводів, розрахувати опір

заземлювального контуру ввідно-розподільного пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об’єднаних горизонтальними смугами.

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Постановка завдання

Необхідно виконати електропостачання споживачів від потужного джерела електроенергії. Чотири споживачі характеризується великою потужністю, для цієї групи споживачів доставлена електроенергія повинна бути перетворена на напругу 10 кВ. Два споживачі мають відносно невелику потужність і розташовані недалеко від одного з крупних споживачів. Ними можуть бути невеликі промислові, сільськогосподарські і житлові райони. Електропостачання цих споживачів передбачається здійснити від підстанцій відповідних крупних 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	32	18	28	-38	-13	13
Y, мм	21	16	31	5	20	22
Pmax, МВт*	32	60	48	39	630	585
cos f	0,89	0,78	0,88	0,95	0,78	0,78
Тнб, годин	3670	5220	4870	4890	6250	4560
Категорія	I	II	II	III	I	III

Таблиця 1.2 – Додаткова початкова інформація про споживачів

Характеристика споживачів	Пара-ри
Масштаб для споживачів 1-4, км/мм	1,5
Масштаб для споживачів 5 і 6 по відношенню до точки прив'язки, км/мм	0,5
Споживач, до якого прив'язані споживач 5 і 6	4
Частка всіх навантажень в номінальному режимі Pmin по відношенню до максимального Pmax	0,67

1.2 Розробка конфігурації електричної мережі

За конфігурацією мережі поділяють на розімкнені і замкнені. Розімкнені мережі живляться від одного джерела живлення і передають електроенергію до споживачів лише в одному напрямку. У замкнених мережах електроприймачі одержують щонайменше з двох боків. Розрізняють прості замкнені мережі і складнозамкнені мережі. Прості замкнені мережі мають один замкнений контур, складнозамкнені – декілька. До простих замкнених мереж відносять кільцеву мережу та мережу з двостороннім живленням.

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

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

де P_{max} – максимальна активна потужність споживача.

Повну мінімальну потужність споживачів розраховуємо за формулою (1.2):

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

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

Характеристики споживачів із розрахованою повною потужністю занесемо до табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Дані про споживачів із розрахованою повною потужністю споживачів

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
Pmax, МВА	32,00	60,00	48,00	39,00	0,63	0,59
Qmax, МВА	16,39	48,14	25,91	12,82	0,51	0,47
Pmin, МВА	21,44	40,20	32,16	26,13	0,42	0,39
Qmin, МВА	10,98	32,25	17,36	8,59	0,34	0,31

Електроспоживачі I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення; перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Електроспоживачі II категорії рекомендовано забезпечувати електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення; перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади. Для електроспоживачів III категорії електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення за умови, що перерва в електропостачанні, необхідна для ремонту або заміни пошкодженого елементу 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).

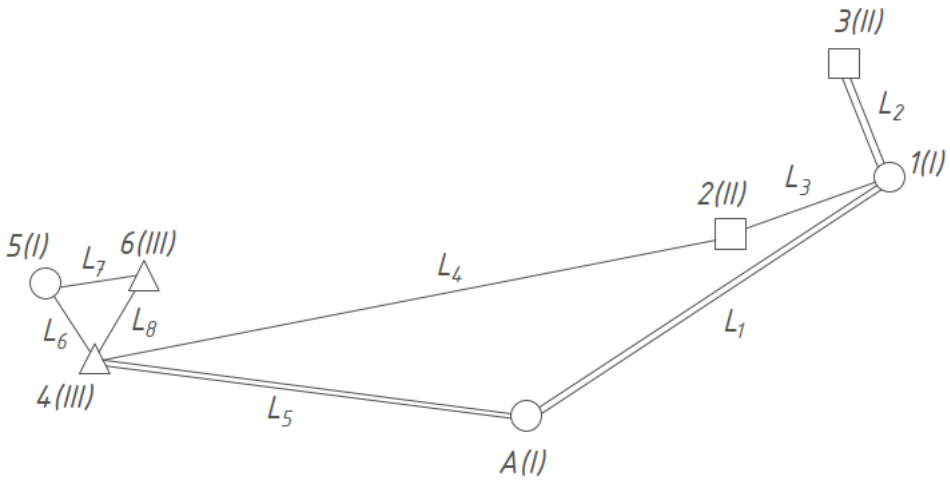


Рисунок 1.1 – Схема А

При розробці конфігурацій електричних мереж необхідно враховувати наступне:

- доцільно виділити підстанції, споживачі яких вимагає 100 % резерву по мережі і розглянути шляхи виконання цієї вимоги;

- замкнутою мережею доцільно зв'язувати споживачів приблизно однакової потужності;

- по можливості необхідно виключити потоки потужності до джерела живлення;

- не слід допускати мало завантажених ліній в замкнутих мережах;

- необхідно прагнути до передачі електроенергії споживачам найкоротшим шляхом.

1.3 Розрахунок електричної мережі

1.3.1 Визначення довжин ліній

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

$$L = l \cdot k_L, \tag{1.3}$$

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

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

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

$$L' = L \cdot k_{\text{цеп}}, \tag{1.4}$$

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):

$$L = l \cdot k_M\ , \tag{1.5}$$

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)	38,28	10,77	14,87	57,07	38,33	23,85	26,00	23,85
k_M	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,5	0,5	0,5
L (км) (з урахуванням· k_M)	57,40	16,20	22,30	85,60	57,50	11,90	13,00	11,90

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

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

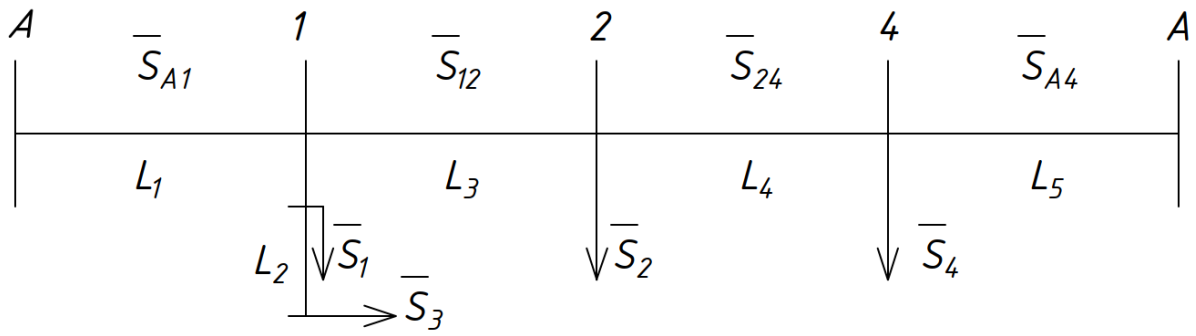


Рисунок 1.2 – Схема заміщення розрахункової схеми А

Проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими.

Розрахунок проведемо без втрат потужності.

$$\underline{S}_{A2} = \frac{(\underline{S}_1 + \underline{S}_3)\cdot(l_3 + l_4 + l_5) + \underline{S}_2 \cdot (ll_4 + l_5) + \underline{S}_4 \cdot (l_5)}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5} = 108,3 + j65,9\ MBA$$

$$\underline{S}_{A4} = \frac{\underline{S}_4 \cdot (l_1 + l_3 + l_4) + \underline{S}_2 \cdot (l_1 + l_3) + (\underline{S}_1 + \underline{S}_3)\cdot(l_1)}{l_1 + l_3 + l_4 + l_5} = 71,9 + j38,4\ MBA$$

$$\underline{S}_{L3} = \underline{S}_{L1} - \underline{S}_3 - \underline{S}_1 = 28,3 + j23,6 MBA$$

$$\underline{S}_{L2} = \underline{S}_3 = 48 - j25,9 MBA$$

$$\underline{S}_{L4} = \underline{S}_{L5} - \underline{S}_4 - \underline{S}_5 - \underline{S}_6 = 31,7 + j24,6 MBA$$

$$\underline{S}_{46} = \frac{\underline{S}_6 \cdot (l_8 + l_7) + \underline{S}_5 \cdot (l_8)}{l_6 + l_7 + l_8} = 0,60 + j0,48\ MBA$$

$$\underline{S}_{45} = \frac{\underline{S}_5 \cdot (l_6 + l_7) + \underline{S}_6 \cdot (l_6)}{l_6 + l_7 + l_8} = 0,615 + j0,494\ MBA$$

$$\underline{S}_{56} = \underline{S}_{36} - \underline{S}_6 = 0,03 + j0,024 MBA$$

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

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

де U – напруга відповідної лінії, кВ;

L – довжина відповідної лінії, км;

P – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Також визначаємо струм в лініях за формулою (1.7):

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

де I – струм у відповідній лінії, А;

S – повна потужність лінії, МВА;

$U_н$ – зворотня номінальна напруга.

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

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

де F_e – економічний переріз проводу, мм^2;

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

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

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

Таблиця 1.5 – Економічна густина струму, А/мм^2

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

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

Таблиця 1.6 – Потоки потужності та струми в лініях

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, кА		
			при U=10 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
Л1	108,3+j65,88	177,0	-	665	333
Л2	48,0+j25,91	110,0	-	286	143
Л3	28,31+j23,58	95,0	-	193	96,7
Л4	31,69+j24,56	109,0	-	210	105
Л5	71,91+j38,35	152,0	-	428	214
Л6	0,599+j0,481	15,4	44,4		-
Л7	0,0304+j0,024	3,49	2,25		-
Л8	0,61+j0,49	15,6	45,6		

Обираємо напругу в колі $U_{ном}$=220 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	$I_{ном}$, $А$	$U_{ном}$, $кВ$	Дані проводу		$I_{доп}$, $А$
			F_e, $мм^2$	Марка проводу	
Л1	332,6	220	302,3	2*АС-240	2*605
Л2	143,1	110	260,3	2*АС-95	2*330
Л3	96,5	220	87,8	АС-240	605
Л4	105,3	220	95,7	АС-240	605
Л5	213,9	220	194,5	2*АС-240	2*605
Л6	44,4	10	40,34	АС-50	280
Л7	2,25	10	2,04	АС-35	210
Л8	45,6	10	41,41	АС-50	280

1.3.3 Орієнтовний вибір компенсуючих пристроїв

Вибір компенсуючих пристроїв – це в цілому складне завдання, яке при виконанні курсового проекту вирішується дещо спрощено.

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

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

Хід і результати вибору компенсуючих пристроїв показано табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Результати вибору реактивних установок

№ ПС	P_M, *МВт*	$tg\varphi$	$tg\varphi_б$	Q_k, *МВар*	Кількість і тип компенсуючих пристроїв
1	80	0,51	1	-40	КСВБ-50-11
2	60	0,8	1	-12	КСВБ-50-11

1.3.4 Вибір трансформаторів для схеми

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

$$S_{т_{ном}} \geq S_{розр} = S_{i_{max}}, \quad (1.9)$$

де $S_{т_{ном}}$ – номінальна потужність обраного трансформатора, МВА (кВА);

$S_{розр}$ – потужність однотрансформаторної підстанції, МВА (кВА);

$S_{i_{max}}$ – 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):

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

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується за формулою (1.11):

$$К_з = \frac{S_{розр}}{S_{т_{ном}}} \quad (1.11)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора дозволяє визначити можливість збільшення потужності споживачів та розширення мережі.

На електростанціях і підстанціях встановлюють трифазові й однофазові, двообмоткові й триобмоткові силові трансформатори й автотрансформатори, силові однофазові та трифазові трансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги.

Вибір кількості трансформаторів (автотрансформаторів) на підстанції залежить від вимог до надійності електропостачання споживачів, які живляться від неї і є в загальному випадку техніко-економічним завданням. Існуючою практикою проектування районних і системоутворювальних електричних мереж передбачається установлення на підстанціях, як правило, не менше ніж двох трансформаторів. На підстанціях із вищою напругою 220 кВ і вище, як правило, встановлюються автотрансформатори, які мають низку переваг порівняно з трансформаторами.

Для споживачів I категорії необхідно встановити по два трансформатори на підстанцію. Для споживачів II категорії рекомендовано

встановити по два трансформатори на підстанцію; припускається можливість живлення від одного трансформатора при наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше однієї доби. Для споживачів III категорії необхідно встановити один трансформатор на підстанцію. Результати вибору трансформаторів показано у табл. 1.9.

Таблиця 1.9 – Вибір трансформаторів

№ ПС	S, MBA	Категорія споживача	$N_{тр}$	Sрозр (1-го тр), МВА	Sном (1-го тр), МВА	$K_з$	Марка тр-ра
1	90,5	I	2	64,6	63	0,718	АТДЦТН-63000/220/110
2	76,9	II	2	54,9	63	0,61	ТРДЦН -63000/220
3	54,5	II	2	38,9	40	0,681	ТРДН -40000/110
4	42,5	III	2	30,4	40	0,53	ТРДН -40000/220
5	0,808	I	2	0,577	0,63	0,641	ТМ-630/10
6	0,75	III	1	0,75	1	0,75	ТМ-1000/10

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

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

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

$$R_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{вн}}{}^2}{S_{\text{ном}}{}^2}, \quad (1.12)$$

$$X_{\text{т}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot U_{\text{вн}}{}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}}, \quad (1.13)$$

де $R_{\text{т}}$ та $X_{\text{т}}$ –активний та реактивний опори трансформатора, Ом;

$\Delta P_{\text{к}}$ – втрати короткого замикання, кВт;

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

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

$U_к$ – напруга короткого замикання, %.

Параметри обраних трансформаторів [4] показано в табл. 1.10 та 1.11.

Таблиця 1.10 – Параметри обраних трансформаторів

Тип трансформатора	ТДТН-25000/110	ТРДН-40000/110	ТРДЦН-63000/110
Sн, МВА	25	40	63
Uвн, кВ	121	121	121
Uнн, кВ	11	11	11
Uк,%	11	12	12
ΔPк, кВт	170	170	300
ΔPх, кВт	25	50	82
Iх, %	0,78	0,8	0,8
Rт, Ом	11	5,6	3,9
Xт, Ом	232,7	100,7	100,7
ΔQхкВАр	75	360	504
Nт	20,9	20,9	20,9

Таблиця 1.11 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та 6

Тип трансформатора	Sном, кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані			
		Uном, кВ		Uк,%	ΔPк, кВт	ΔPх, кВт	Iх, %	Rт, Ом	Xт, Ом	ΔQх, кВАр	nт
		ВН	НН								
ТМ-630/10	630	10	0,4	5,5	18	2,23	2,1	1,22	5,35	26	25
ТМ-1000/10	1000	10	0,4	5,5	7,6	1,42	2	2,12	8,5	18,9	25

1.3.5 Розрахунок потужності та падіння напруги

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

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

$$R_{л} = r_0 \cdot l_i \,, \tag{1.14}$$

$$X_{л} = x_0 \cdot l_i \,, \tag{1.15}$$

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

l_i – довжина лінії, км.

Повний опір лінії визначається за формулою (1.16):

$$Z_{л} = R_{л} + j \cdot X_{л} \tag{1.16}$$

Зарядна потужність лінії визначається за формулою (1.17):

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

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

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

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

Таблиця 1.12 – Параметри ліній за схемою Б

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	Параметри проводу		Qл, МВАр	Zл, Ом
			Z0, Ом/км	b0·10-6, См/км		
Л1	57,4	2*АС-240	0,121+j0,435	2,6	14,4	3,47+j12,5
Л2	16,2	2*АС-95	0,306+j0,434	2,61	4,09	2,48+j3,52
Л3	22,3	АС-240	0,121+j0,435	2,6	2,8	2,7+j9,7
Л4	85,6	АС-240	0,121+j0,435	2,6	10,7	10,4+j37,2
Л5	57,5	2*АС-240	0,121+j0,435	2,6	14,4	3,47+j12,5
Л6	11,9	АС-50	0,595+j0,388	-	-	7,08+j4,62
Л7	13	АС-35	0,6+j0,26	-	-	7,8+j3,38
Л8	11,9	АС-50	0,121+j0,435	-	-	7,08+j4,62

Розрахунок втрат потужності в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у таблицях

3.6 та 3.7 даного документу), при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

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

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

де P – активна потужність на ділянці, МВА;

Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;

Z – опір ділянки, Ом.

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

Розрахунок напруги проводимо за формулою (1.19):

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

де P – активна потужність на ділянці, МВА;

Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;

R та X – активний та реактивний опір, Ом;

U_{i+1} – напруга у вузлі, кВ;

U_i – напруга у попередньому вузлі, кВ.

Відсоткове відхилення напруги в кінці лінії від номінального значення розраховується за формулою (1.20):

$$\mathrm{d} = 100\% - \frac{U_н}{\mathrm{U}_{\text{вузл}}} \cdot 100\% \qquad (1.20)$$

Розрахуємо замкнуту колову мережу, зображену на рис. 1.2. Розрахунок починаємо з находження точки потокорозподілу. Результати розрахунку

потужності в кінці ліній, початку, та втрати потужності в лініях показано у табл. 1.13, 1.14.

Таблиця 1.13 – Результати розрахунку потужності на лініях

Ділянка	$S^{поч}, MBA$	$\Delta S, MBA$	$S^{кін}, MBA$	$I_{роз}, A$	$I_{доп}, A$
Л1	117+j11,9	0,984+j3,54	116+j15,6	308,8	2*605
Л2	48,9+j26,6	0,635+j0,901	48,3+j27,7	292,10	2*330
Л3	34,6-j3,05	0,067+j0,239	34,5-j1,89	91,02	605
Л4	26-j7,93	0,145+j0,52	25,8-j3,07	71,25	605
Л5	66,4-j5,35	0,313+j1,13	66+j0,746	174,68	2*605
Л6	0,798+j0,763	0,073+j0,048	0,725+j0,715	63,74	280
Л7	0,012+j0,013	0+j0	0,012+j0,01	1,03	210
Л8	0,844+j0,805	0,081+j0,053	0,763+j0,752	67,36	280

Таблиця 1.14 – Результати розрахунку потужності на трансформаторах

Ділянка	$S^{поч}, MBA$	$\Delta S, MBA$	$S^{кін}, MBA$
1-ВН	81,54+j25,8	0,348+j24,32	81,10+j0,91
1-СН	48,9+j26,56	0,082	48,9+j26,56
1-НН	32,11-j25,64	0,114+j7,96	32-j33,60
2-2'	60,3+j1,84	0,099+j2,74	60-j1,86
3-3'	48,3+j29,7	0,11+j2,83	48+j25,9
4-4'	40,1+j15,9	0,049+j1,35	39,8+j13,6
5-5'	0,751+j0,739	0,121+j0,23	0,63+j0,505
6-6'	0,713+j0,701	0,128+j0,229	0,585+j0,469

Загальна потужність системи складе:

$$S_{\text{A}} = 183{,}4 + j6{,}56 \text{ МВА}$$

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

Таблиця 1.15 – Результати розрахунку напруги у вузлах мережі

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_{роз}, кВ$	Ступінь РПН
А	230	230	
1	220	227,6	
2	220	228,4	
3	220	118,0	
4	220	229,3	
5	10	9,3	
6	10	9,4	
1'	10	9,97	-4
2'	10	10,1	-4
3'	10	10,2	-5
4'	10	9,94	-7
5'	0,38	0,362	
6'	0,38	0,363	

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

1.3.6 Розрахунок втрати електроенергії

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

Час найбільших втрат визначаємо за формулою (1.21):

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

Втрати в лініях (1.22):

$$\Delta W_{Л} = (\frac{S_{нб}}{\bigcup_{н}})^2 R_{Л}\tau \quad (1.22)$$

Втрати в трансформаторах (1.23):

$$\Delta W_{т} = 3I_{ск}^2 R_{т}T + R_{х}T \quad (1.23)$$

Таблиця 1.16 – Результати розрахунку втрат електроенергії

Ділянка мережі	$T_{нб}$, *год*	τ, *год*	ΔW, $МВт \cdot год$
Л1	4640	3029	2979
Л2	4870	3270	2076
Л3	5220	3655	243
Л4	5220	3655	531
Л5	5223	3660	1144
Л6	4560	2946	216
Л7	4560	2946	0,073
Л8	6223	4879	396
Т1	3670	2111	1655
Т2	5220	3655	1280
Т3	4870	3270	1076
Т4	4890	3291	1079
Т5	6250	4914	595
Т6	4560	2946	378
Загальні втрати			13654

Загальна енергія, яка передається:

$$W = 11606835 \text{ (МВт} \cdot \text{год.)}$$

Відсоток втрат електроенергії відносно загальної енергії:

$$\Delta W = (\Delta W / W) \cdot 100\% = 0{,}85\ \%$$

1.4 Аварійний режим роботи електричної мережі

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

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

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

Ділянка	$S^{поч}, MBA$	$\Delta S, MBA$	$S^{кін}, MBA$	$I_{роз}, A$	$I_{доп}, A$
Л1	0	0	0	0,00	2*605
Л2	48,9+j26,6	0,635+j0,9	48,3+j27,7	292,0	2*330
Л3	81,9+j24,5	0,404+j1,45	81,5+j24,5	224,4	605
Л4	146,0+j32,8	4,41+j15,9	142,0+j22,3	393,3	605
Л5	189,0+j43,6	2,62+j9,42	186,0+j41,5	508,9	2*605
Л6	0,798+j0,762	0,0734+j0,0478	0,725+j0,715	63,73	280
Л7	0,012+j0,0132	0,0000248+j0,0000108	0,012+j0,0132	1,03	210
Л8	0,844+j0,805	0,0813+j0,053	0,763+j0,752	67,3	280

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

Ділянка	$S^{поч}, MBA$	$\Delta S, MBA$	$S^{кін}, MBA$
1-ВН	81,54+j25,8	0,348+j24,32	81,10+j0,91
1-СН	48,9+j26,56	0,082	48,9+2j6,56
1-НН	32,11-j25,64	0,114+j7,96	32-j33,60
2-2'	60,3+j1,84	0,099+j2,74	60-j1,86
3-3'	48,3+j29,7	0,11+j2,83	48+j25,9
4-4'	40,1+j15,9	0,049+j1,35	39,8+j13,6

5-5'	0,751+j0,739	0,121+j0,23	0,63+j0,505
6-6'	0,713+j0,701	0,128+j0,229	0,585+j0,469

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	230	230	
1	220	212	
2	220	214	
3	220	110	
4	220	225	
5	10	9,17	
6	10	9,2	
1'	10	9,79	1
2'	10	9,98	1
3'	10	9,98	0
4'	10	10,06	-2
5'	0,38	0,367	
6'	0,38	0,368	

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

1.5 Режим мінімального навантаження електричної мережі

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

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

де P_{max} – потужність максимального режиму;

K_{min} – частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{min} по відношенню до максимального P_{max}. Результати розрахунку потужності під час мінімального режиму показано у табл. 1.20, 1.21.

Таблиця 1.20 – Результати розрахунків потужності під час мінімального режиму

Ділянка	$S^{поч}, MBA$	$\Delta S, MBA$	$S^{кін}, MBA$	$I_{роз}, A$	$I_{доп}, A$
Л1	78,2-j27	0,466+j1,68	77,7-j21,4	216,9	2*605
Л2	32,7+j15,9	0,278+j0,395	32,4+j17,6	190,7	2*330
Л3	23,2-j10,9	0,035+j0,126	23,2-j9,59	67,2	605
Л4	17,4-j17,6	0,098+j0,351	17,3-j12,5	64,8	605
Л5	44,4-j20,8	0,155+j0,558	44,3-j14,2	128,7	2*605
Л6	0,486+j0,447	0,028+j0,018	0,458+j0,429	38,13	280
Л7	0,009+j0,009	0+j0	0,009+j0,009	0,71	210
Л8	0,517+j0,475	0,031+j0,02	0,485+j0,454	40,5	280

Таблиця 1.21 – Результати розрахунків потужності в трансформаторах при мінімальному режимі

Ділянка	$S^{поч}, MBA$	$\Delta S, MBA$	$S^{кін}, MBA$
1-ВН	54,49-j3,327	0,169+j11,792	54,231-j15,748
1-СН	32,686+j15,939	0,035	32,651+j15,939
1-НН	21,545-j31,688	0,105+j7,328	21,44-j39,016
2-2'	40,5-j15,3	0,0529+j1,47	40,2-j17,7
3-3'	32,4+j19,6	0,0492+j1,27	32,2+j17,4
4-4'	26,9+j10,6	0,0217+j0,602	26,6+j9,04
5-5'	0,477+j0,445	0,0542+j0,103	0,422+j0,339
6-6'	0,45+j0,42	0,0573+j0,103	0,392+j0,314

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

Таблиця 1.22 – Результати розрахунку напруги у вузлах при мінімальному режимі

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_{роз}, кВ$	Ступінь РПН
А	230	230	
1	220	230	
2	220	232	
3	220	120	
4	220	230	
5	10	9,44	
6	10	9,46	
1'	10	10,09	-4
2'	10	10,15	-4
3'	10	10,15	-5
4'	10	9,99	-7
5'	0,38	0,378	
6'	0,38	0,378	

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

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ

2.1 Вибір потужності силових трансформаторів

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

Таблиця 2.1 – Трансформатори на підстанціях

№ ПС	$S_{спож}$, МВА	Кат. спож.	N тр-рів, шт.	$S_{розр}$ (1-го тр), МВА	$S_{ном}$ (1-го тр), МВА	Кз	Марка тр-ра
4	42,5	III	2	30,4	40	0,53	ТРДН -40000/220

В табл. 2.2 приведено технічні параметри та тип використаного проводу в електричної схеми.

Таблиця 2.2 - Параметри ліній за схемою

Ділянка	Довж, км	Марка проводу	Параметри проводу		$Q_л$, МВАр	$Z_л$, Ом
			Z_0, Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км		
Л1	57,4	2*АС-240	0,121+j0,405	2,81	3,903	3,47+j11,6
Л2	16,2	2*АС-120	0,249+j0,427	2,66	1,043	2,02+j3,46
Л3	22,3	2*АС-150	0,198+j0,42	2,7	1,457	2,21+j4,68
Л4	85,6	АС-240	0,121+j0,405	2,81	2,91	10,4+j34,7
Л5	57,5	2*АС-240	0,121+j0,405	2,81	3,91	3,48+1j1,6
Л6	11,9	АС-50	0,595+j0,388	-	-	7,08+j4,62
Л7	13	АС-35	0,6+j0,26	-	-	7,8+j3,38
Л8	11,9	АС-50	0,595+j0,388	-	-	7,08+j4,62

В табл. 2.3 приведено початкові дані, на основі яких було спроектовано електричну мережу..

Таблиця 2.3 – Початкові дані споживача

Параметр	4-й спож.
X, мм	-38
Y, мм	5
P_{max}, МВт*	39
cos φ	0,95
$T_{нб}$, годин	4890
Категорія	III

Виходячи з умови даного курсового проекту необхідно виконати наступні завдання:

1) Обрати трансформаторну підстанцію з двома трансформаторами;
2) Взяти дані про потужності та коефіцієнту потужності з табл. 2.3 та занести дані до табл. 2.4.
3) Взяти величину Sкз.с та температури з методичних вказівок та занести дані величини до табл. 2.4.
4) Порахувати значення XL1 та XL2 згдіно до схеми та занести значення до табл. 2.4.
5) Обрати графік споживання електричної енергії та занести значення до табл. 2.5.

Відповідно до першого пункту списку вище обираємо 4 підстанцію. Потужність навантаження складатиме $P = 39\,MBm$, а попередньо обраний трансформатор ТРДН – 40000/220.

$$X_{L1*} = X_{L5} = 3,48 + j11,6 = 12,11\,Ом$$

$$X_{L2*} = X_{L1} + X_{L3} + X_{L4} = 3,47 + j11,6 + 2,21 + j4,68 + 10,4 + j34,7 =$$
$$= 16,08 + j50,98 = 53,46\,Ом$$

Таблиця 2.4 – Вихідні дні до проектування

$P_{НОМ.НАВ}$, МВт	$\cos\varphi$	XL1, Ом	XL2, Ом	Sкз.С, МВА	t, °С
39	0,95	12,11	53,46	2900	+20

Таблиця 2.5 – Графік споживання електричної енергії

№ / Годин	Навантаження в % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
4	40	50	60	95	85	70	70	95	95	120	150	105

Знаходимо номінальну потужність трансформатора

$$S_{ном} = \frac{P_{НОМ}}{\cos\varphi} = \frac{39}{0,95} = 41,05(MBA)$$

Знаходимо $S_{тр}$

$$S_{тр} = \frac{S_{ном}}{1,4} = \frac{41,05}{1,4} = 29,32\,(MBA)$$

Перевіряємо номінальну потужність трансформатора

$$S_{ном} = 40(MBA)$$

Знаходимо навантаження в кожній годині за формулою та заносимо дані до табл. 2.6:

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

Таблиця 2.6 – Споживання електричної енергії в нормальному режимі роботи

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
S, МВА	16,4	20,5	24,6	39,0	34,9	28,7	28,7	39,0	39,0	49,3	61,6	43,1

Побудуємо графік навантаження рис. 2.1.

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

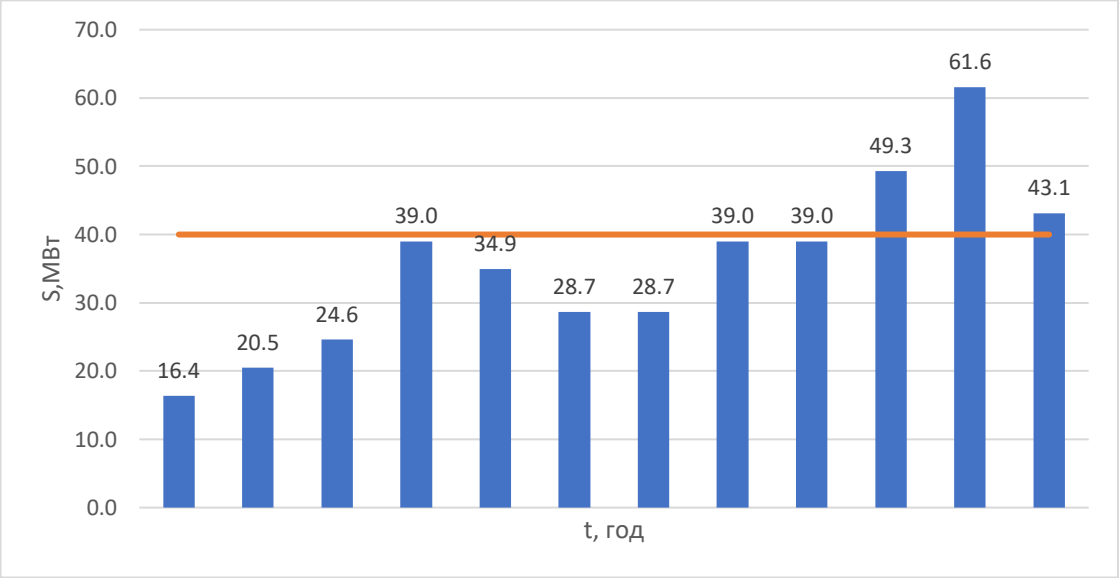


Рисунок 2.1 – Графік споживання електричної енергії в аварійному режимі

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

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

де S1, S2, …Sn – власне навантаження першого, другого, n-го ступеня графіка навантаження, розміщеного нижче лінії номінальної

потужності трансформатора;

t1, t2, …tn, тривалість ступеня.

$$K_1 = \frac{1}{40} \cdot \sqrt{\frac{16,4^2 \cdot 2 + 20,5^2 \cdot 2 + 24,6^2 \cdot 2 + 28,7^2 \cdot 4 + 34,9^2 \cdot 2 + 39^2 \cdot 6}{18}} = 0,778$$

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

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

де S1, S2, …Sn – навантаження, розміщене вище лінії номінальної напруги.

$$K_2 = \frac{1}{40} \cdot \sqrt{\frac{49,3^2 \cdot 2 + 61,6^2 \cdot 2 + 43,1^2 \cdot 2}{6}} = 1,298$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{61,6}{40} = 1,54$$

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

Попереднє значення К'2 необхідно порівняти із значенням K_{MAX},

$K_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,54 = 1,386$

Порівнюємо два числа K_2' та $0,9 \cdot K_{MAX}$, та обираємо найбільше. Остаточно беремо $K_2 = 1,386$.

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури (+20 С) і часу перевантаження t = 6 годин, та заносимо дані до табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Дані державного стандарту

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

$K_{12ГОСТ} = 1,5$

Як видно, $K_{12ГОСТ} = 1,5$ 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 короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 220 кВ і 10 кВ. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями: схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис 2.2.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованих одиницях. Потужність короткого замикання на шинах 220 кВ центра живлення складає $S_C = 2900 MBA$

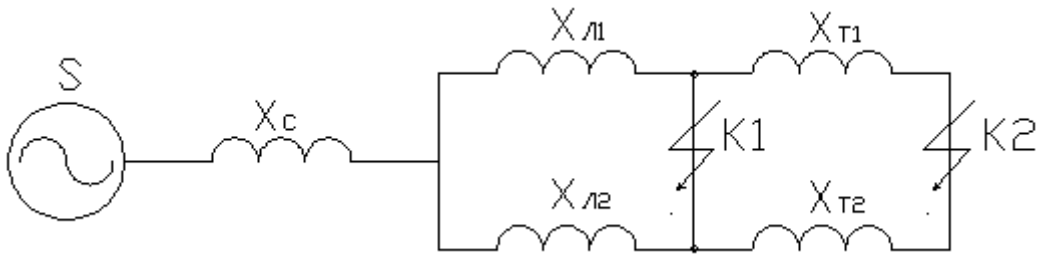


Рисунок 2.2 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_C = \frac{U_Л^2}{S_C} = \frac{220^2}{2900} = 16,68 \quad (Ом).$$

Загальний опір працюючих ліній

$$X_Л = \frac{X_{Л1} \cdot X_{Л2}}{X_{Л1} + X_{Л2}} = \frac{12,11 \cdot 53,46}{12,11 + 53,46} = 9,87 \quad Ом.$$

Розрахуємо опір трансформатора:

Потужність трансформатора $S_T = 40 \quad (MBA)$;

Опір трансформатора

$$X_{T1} = \frac{U_K\% \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10.5 \cdot 220^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 63,52 \quad (Ом);$$

Періодична складова СКЗ у точці K_1:

$$I_{K1} = \frac{U_Л}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_Л)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (16,68 + 9,87)} = 4,78 \quad (кА);$$

та сама у точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_Л}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_Л + X_T)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (16,68 + 9,87 + 63,52)} = 1,41 \quad (кА).$$

Реальний СКЗ у точці K_2:

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{220}{10} = 1,41 \cdot \frac{220}{10} = 31,02 \quad (кА).$$

Ударний струм:

у точці K_1, $I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 4,78 = 10,88 \quad (кА)$;

у точці K_2, $I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 31,02 = 70,6 \quad (кА)$.

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

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

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

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

для К1 $i_a = \sqrt{2} \cdot 4,78 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,613 \quad (кА)$;

для К2 $i_a = \sqrt{2} \cdot 31,02 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 5,94 \quad (кА)$.

Інтеграл Джоуля

для К1

$$B_{K1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 4,78^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 1,94 \quad (кА^2 с)$$

для К2

$$B_{K2} = I_{K2}^2(t + T_a) = 31,02^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 144,3 \quad \left(кА^2 с\right)$$

Таблиця 2.8 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y, кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_K, $кА^2 с$
Шини 220 кВ(K_1)	4,78	10,88	4,78	0,613	1,94
Шини 10 кВ(K_2)	31,02	70,6	31,02	5,94	144,3

2.3 Вибір комутаційної апаратури для розподільчих пристроїв

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{\max}^{ВН} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 147 \text{ А.}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

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

Струм у колі секційного вимикача

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

Струм у колі лінії, що відходить

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

2.3.1 Вибір вимикача на боці високої напруги 220 кВ

Вибір вимикачів наведений у табл. 2.9. Каталожні параметри вимикача узяті з [3].

Таблиця 2.9 – Вибір вимикача на боці 220 кВ

Умова Вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \le U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \le I_{ном}$	147 А	1250 А
$I_{ПО} \le I_{прСКВ}$	4,78 кА	40 кА
$I_{уд} \le I_{СКВ}$	10,88 кА	125 кА
$I_{n\tau} \le I_{ОткНом}$	4,78 кА	40 кА
$I_{a\tau} \le I_{\text{а ном}}$	0,613 кА	9,2 кА
$B_K \le I_T^2 t_r$	1,94 кА2с	7500 кА2с

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

2.3.2 Вибір вимикача у колі трансформатора на боці 10 кВ

Таблиця 2.10 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \le U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \le I_{ном}$	3233 А	4000 А
$I_{ПО} \le I_{прСКВ}$	31,02 кА	40 кА
$I_{уд} \le I_{СКВ}$	70,6 кА	102 кА
$I_{n\tau} \le I_{ОткНом}$	31,02 кА	40 кА
$I_{a\tau} \le I_{\text{а ном}}$	5,94 кА	16 кА
$B_K \le I_T^2 t_r$	144,3 кА2с	2976,75 кА2с

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

2.3.3 Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Таблиця 2.11 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \le U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \le I_{ном}$	1617 А	2000 А
$I_{ПО} \le I_{прСКВ}$	31,02 кА	40 кА
$i_y \le I_{прСКВ}$	70,6 кА	102 кА
$I_{n\tau} \le I_{ОткНом}$	31,02 кА	40 кА
$I_{a\tau} \le I_{\text{а ном}}$	5,94 кА	16 кА
$B_K \le I_T^2 t_r$	144,3 кА2с	2976,75 кА2с

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

2.3.4 Вибір вимикача на лінію, що відходить 10 кВ

Таблиця 2.12 – Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \le U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \le I_{ном}$	323 А	630 А
$I_{ПО} \le I_{прСКВ}$	31,02 кА	31,5 кА
$i_y \le I_{прСКВ}$	70,6 кА	80 кА
$I_{n\tau} \le I_{ОткНом}$	31,02 кА	31,5 кА
$I_{a\tau} \le I_{\text{а ном}}$	5,94 кА	25,2 кА
$B_K \le I_T^2 t_r$	144,3 кА2с	2976,75 кА2с

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

2.3.5 Вибір роз'єднувача напругою 220 кВ

У табл. 2.13 наведений вибір роз'єднувачів на боці 220 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють.

Таблиця 2.13 – Вибір роз'єднувача 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \le U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \le I_{ном}$	147 А	630 А
$i_{уд} \le I_{прСКВ}$	10,88 кА	100 кА
$B_K \le I_T^2 t_r$	1,94 кА2с	4800 кА2с

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

2.4 Вибір трансформатора власних потреб

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

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

Трансформатори комплектуються:

- системою охолодження з дуттям;
- мастило вказівника, для контролю рівня масла в баку;
- мастило вказівника, для контролю рівня масла в відсіку РПН;

- датчиком температури трансформатора (для трансформаторів, потужністю 1000 кВА та більше);

- датчиком температури пристрою РПН;

- газове реле трансформатора, для візуального контролю виділення газу, а також для відбору проби масла (для трансформаторів, потужністю 1600 кВА та більше);

- газовим реле для пристрою РПН;

- пристроєм, для перекочування в поздовжньому і поперечному напрямку (для трансформаторів, потужністю 1000 кВА та більше).

Споживачами власних потреб є оперативні ланцюги, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення, електроопалення і т.ін. Розрахунок потужності приймачів власних потреб наведений у табл. 2.14.

Таблиця 2.14 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

Види споживачів	Встановлена потужність		Вього	cos φ	tg φ	Навантаження	
	одиниці, кВт*к-сть	Кількість				P, кВт	Q, кВАр
Охолодження ТРДН-40000/220	3,5	2	7	0,95	0,33	7	2,31
Підігрів вимикачів напругою 220 кВ	42,9	3	128,7	1	0	129	0
Підігрів приводів роз'єднувачів, віділювачів, короткозамикачів	0,8	15	12	1	0	12	0
Освітлення ВРП 220 кВ	7	1	7			7	
Освітлення ЗРП	9	1	9			9	
Опалення, вентиляція закритого РП	9	1	9	1	0	9	0
Всього						173	2,3

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб потужністю:

$$S_{роз} = k_c\sqrt{P^2 + Q^2} = 0{,}8\sqrt{172{,}7^2 + 2{,}3^2} = 138{,}17\ кВА$$

Обираємо два трансформатори власних потреб ТМ- 160/10 , потужністю по 40 кВА. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на 138,17/160 = 0,864 , що допустимо.

2.5 Вибір електровимірювальних приладів

2.5.1 Вибір трансформаторів струму (ТС)

Вимірювальні ТС відносяться до класу спеціальних трансформаторів і призначені для:

а) розширення межі вимірювання приладів (амперметрів, ватметрів);

б) живлення струмових обмоток лічильників електричної енергії;

в) живлення схем автоматичного контролю та захисту систем електропостачання від перевантажень та струмів КЗ.

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

2.5.1.1 Вибір ТС на стороні 220 кВ

У ланцюзі силового трансформатора з боку високої напруги встановлено амперметр ватметр та варметр. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.15.

Таблиця 2.15 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			A	B	C
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. 2.16.

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_{\text{Н}}$, кВ	220	220
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$, А	147	400
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$, кА	10,88	25
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА^{2}с	1,94	288

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ 220-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 мм^2 для мідних жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l = 85$ м

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F},$$

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

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

Загальний опір струмового кола

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

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

2.5.1.2 Вибір ТС на стороні 10 кВ в колі силового трансформатора

У ланцюзі силового трансформатора з боку низької напруги встановлено амперметр ватметр, варметр, лічильник активної та реактивної енергії. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.17.

Таблиця 2.17 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

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

Обираємо трансформатор струму ТЛШ-Э.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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

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

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

Перетин жил при довжині кабеля $l = 50$ м

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F},$$

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

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

Загальний опір струмового кола

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

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

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.18.

Таблиця 2.18 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_{\text{Н}}$, кВ	10	10
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$, А	1617	2000
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$, кА	70,6	81
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА^{2}с	144,3	288

2.5.1.3 Вибір секційного ТС на стороні 10 кВ

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

Таблиця 2.19 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			A	B	C
Амперметр	Е-335	1	0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження			0,5	0,5	0,5

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.20.

,

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_{\text{Н}}$, кВ	10	10
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$, А	1617	2000
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$, кА	70,6	81
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА^{2}с	144,3	288

Обираємо трансформатор струму ТЛШ-Э.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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

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

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

Перетин жил при довжині кабеля $l = 40$ м

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F},$$

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

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

Загальний опір струмового кола

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

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

2.5.1.4 Вибір вимикача на лінії, що відходить 10 кВ

У ланцюзі силового трансформатора з боку низької напруги встановлено амперметр. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.21.

Таблиця 2.21 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

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

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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

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

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

Перетин жил при довжині кабеля $l = 40$ м

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F},$$

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

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

Загальний опір струмового кола

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

що менше ніж 0,88 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

Розрахункові параметри трансформатора струму приведений у табл. 2.22.

Таблиця 2.22 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \le U_{\text{Н}}$, кВ	10	10
$I_{\text{расч}} \le I_{\text{ном}}$, А	323	400
$i_{\text{уд}} \le I_{\text{СКВ}}$, кА	70,6	100
$B_K \le I_T^2 t_r$, кА^{2}с	144,3	288

Обираємо трансформатор струму ТОЛ-Э.

2.5.2 Вибір трансформаторів напруги

2.5.2.1 Трансформатор напруги на боці ВН

Для вибору трансформатора напруги необхідно визначити потужність його вторинної обмотки. Визначимо вимірювальні прилади, що підключені до трансформатора напруги з боку ВН і занесемо їх до табл. 2.23.

Таблиця 2.23 – Вимірювальні трансформатори напруги з боку високої напруги

Прилад	Місце встановлення	Тип	Потужність	К-ть. обм.	cos	sin	К-ть приладів	Потужність	
								P	Q
Ваттметр	ПЛ - 220 кВ	ДЗ 50	1,5	2	1	0	2	6	0
Варметр		ДЗ 45	2	2	1	0	2	8	0
Фіксатор імпульсної дії		ФІ П	3	1	1	0	2	6	0
Всього								20	0

Розраховуємо вторинну потужність трансформатора напруги:

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

Обираємо вимірювальний трансформатор напруги типу НКФ-220-58 з параметри наведеними в табл. 2.25.

2.5.2.2 Трансформатор напруги на боці НН

Визначимо вимірювальні прилади, що підключені до трансформатора напруги з боку НН і занесемо їх до табл. 2.24.

Таблиця 2.24 – Вимірювальні трансформатори напруги з боку високої напруги

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

Розраховуємо вторинну потужність трансформатора напруги:

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

Обираємо вимірювальний трансформатор напруги типу НТМІ-10-66 з параметри наведеними в табл. 2.24.

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

Таблиця 2.25 – Технічні дані трансформаторів напруги

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

2.6 Вибір струмопровідні збірні шин

Струмопроводів і кабелів на боці низької (середньої) напруги підстанції В РУ 220 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталеалюмінієвими проводами марки АС

1) Вибираються ці шини за економічною щільністю струму.

$$q_{min} = \frac{I_{\text{трив}}}{j_e},$$

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

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

$$q_{min} = \frac{147}{1{,}1} = 133{,}6\ \text{мм}^2$$

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

2) Вибраний переріз перевіряється за допустимим струмом

$$I_{max} = 147 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}$$

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

$$q_{min} \leq q_{\text{розр}}$$

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

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

Умова виконується $4{,}78 \text{ мм}^2 \leq 15{,}3 \text{ мм}^2$.

4) Перевірку вибраних шин на електродинамічну стійкість при КЗ для гнучких шин не проводимо, так як повинна виконуватися умова: $I_{\text{кз}} > 20$ кА, а за нашими розрахунками $I_{\text{кз}} = 4{,}78$ кА – отже умова не виконується.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$3233 \leq 3675$$

Нерівність виконується.

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

$$q \geq q_{min}$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{144}}{91 \cdot 10^{-3}} = 132 \text{ мм}^2$$

$$2 \times 10{,}1 \leq 122$$

Нерівність виконується.

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

Частота власних коливань шинної конструкції

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

де l - довжина прольоту між ізоляторами $l = 1{,}8$ м;

J_{y0-y0} – момент інерції шини коробчастого перерізу щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, см^4;

q - поперечний переріз шини, см^2.

$$f_0 = \frac{173{,}2}{1{,}8^2}\sqrt{\frac{290}{20{,}2}} = 202{,}5 \text{ Гц}$$

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

4) Перевірка шини на міцність

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

$$\sigma_{\text{р}} = K_{\text{р}} \frac{i_{\text{у}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \cdot 10^{-2},$$

де $K_{\text{р}}$ – коефіцієнт, який враховує розташування шин ;

$i_{\text{у}}$ – ударний струм к.з., кА;

a – відстань між фазами, м;

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

$$\sigma_{\text{ф}} = \sqrt{3}\frac{70{,}6^2 \cdot 1{,}8^2}{58 \cdot 0{,}8} \cdot 10^{-2} = 6{,}03 \text{ МПа}$$

Сила взаємодії між швелерами, Н/м:

$$f_{\text{п}} = 0{,}05\frac{i_{\text{у}}^2}{h},$$

де h – висота шин, м.

$$f_{\text{п}} = 0{,}05\frac{70{,}6^2}{0{,}1} = 2492 \text{ Н/м}$$

Напруга в матеріалі шин від дії сили $f_{\text{п}}$, МПа:

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

де $W_{\text{п}} = W_{\text{у}-\text{у}}$

$$\sigma_{\text{п}} = \frac{2492 \cdot 1{,}8^2}{12 \cdot 58} = 11{,}6 \text{ МПа}$$

Шини механічно міцні, якщо

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

$$17{,}63\text{МПа} \leq 82{,}3\ \text{МПа}$$

Умова механічної міцності виконується, отже шини обрано правильно

2.7 Вибір принципової схеми первинних з'єднань підстанції

2.7.1 Компонування розподільних пристроїв

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

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

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

2.7.2 Вибір розподільних пристроїв

Компонування розподільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина

РУ 6-10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРУН або КРУ, встановлюваних у закритих приміщеннях.

РУ 6 і 10 кВ закритого типу (у будинках, у тому числі з УТБ або полегшених конструкцій та ін. можуть застосовуватися:

а) у районах, де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери або наявність сніжних заметів) неможливе застосування КРУН;

б) при кількості шаф більше ніж 25;

в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

3 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

3.1 Вихідні дані до розрахунку захисту

В розподільчих мережах більшість диференціальних захистів трансформаторів виконано на базі традиційних реле типу РНТ, ДЗТ-10, ДЗТ-21. В останні десятиліття включені в роботу нові реле диференціального струмового захисту РСТ-15 і РСТ-23, ДЗТ-23, блоки ЯРЭ-2201, а також цифрові реле фірм ABB, Siemens та інші. Для захисту силових трансформаторів з регулюванням напруги під навантаженням, як правило, застосовуються реле серії ДЗТ-10 з НТТ і магнітним гальмуванням циркулюючим струмом диференціального захисту. Номінальний струм трансформатора на стороні ВН. Завданням даного розділу являється розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту від усіх видів замикань на виводах і в обмотках сторін з заземленою нейтраллю, а також від багатофазних замикань на виводах і в обмотках сторін з ізольованою нейтраллю трансформатора. Опір системи складає $X_{с.макс} = 10\ Ом; X_{с.мін} = 22\ Ом$. Вихідні дані трансформатора приведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Технічні параметри трансформатора

Тип	Sном, МВ·А	Uном, кВ		Uк, %
		ВН	НН	
ТРДН-40000/220	40	230	11	12

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

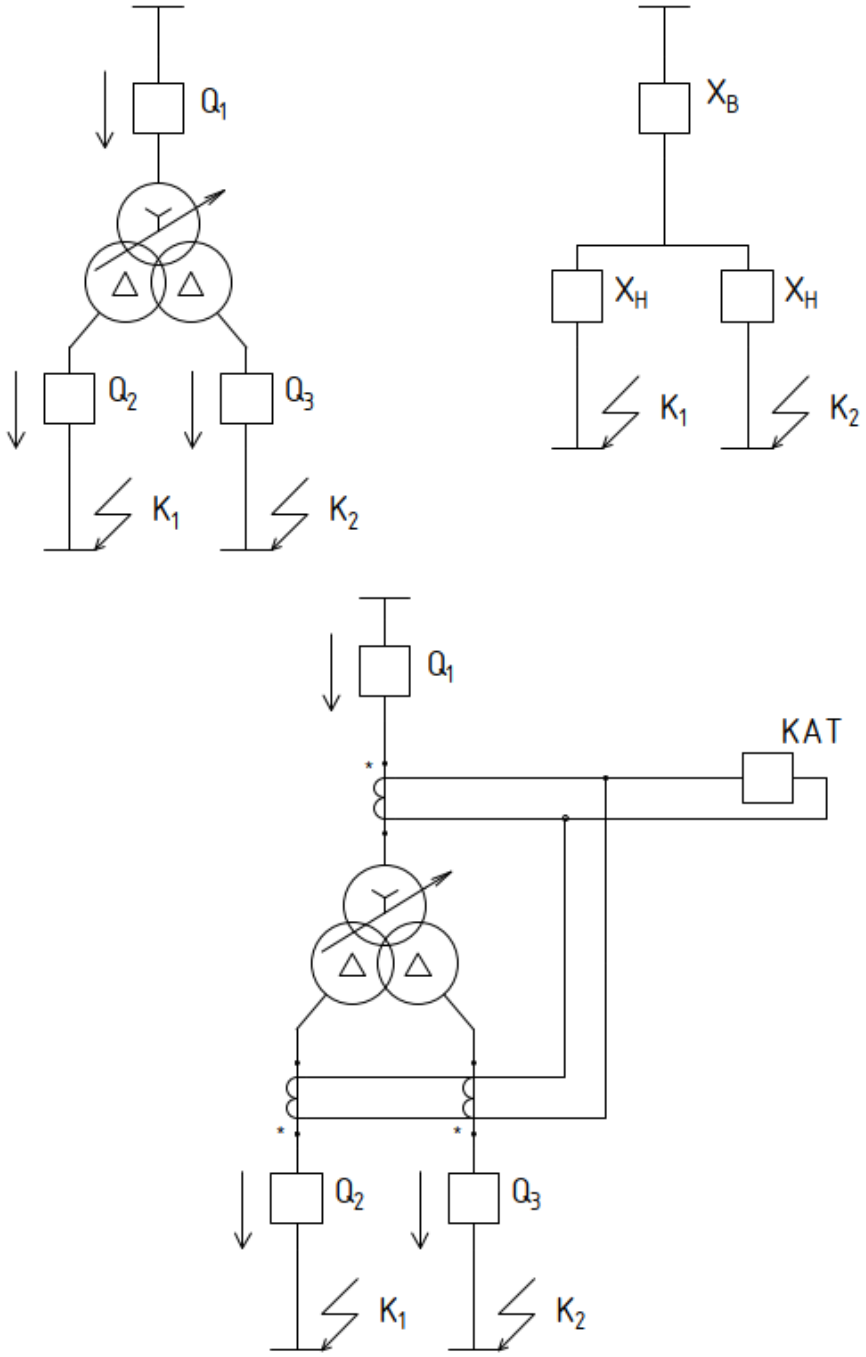


Рисунок 3.1 – Схема РЗА та схема заміщення

Виходячи з рис. 3.1 обчислимо опори трансформатора:

$$X_T^{ВН} \approx \frac{U_{КВ\%} \cdot U^2_{В\,ср.ном}}{100 \cdot S_H} = \frac{12 \cdot 230^2}{100 \cdot 40} = 158,7\ Ом$$

$$X_B^{ВН} = 0,125 \cdot X_T^{ВН} = 0,125 \cdot 158,7 = 19,8\ Ом$$

$$X_{Н1}^{ВН} = X_{Н2}^{ВН} = 1,75 \cdot X_T^{ВН} = 1,75 \cdot 158,7 = 277,7\ Ом$$

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

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

$$x_{В.макс} = 19{,}8\cdot\left(1+0{,}12\right)^2 = 24{,}8 \quad x_{В.мін} = 19{,}8\cdot\left(1-0{,}12\right)^2 = 15{,}3$$

$$x_{н.макс} = 277\cdot\left(1+0{,}12\right)^2 = 348 \quad x_{н.мін} = 277\cdot\left(1-0{,}12\right)^2 = 215$$

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

$$I^3_{К2.макс} = \frac{U_{СР.НОМ}}{\sqrt{3}(x_{С.макс} + x_{В.мин} + x_{н.мин})} = \frac{230}{\sqrt{3}(10+15{,}3+215)} = 0{,}55\,кА$$

$$I^2_{К2.мін} = \frac{U_{СР.НОМ}}{2(x_{С.мин} + x_{В.макс} + x_{н.макс})} = \frac{230}{2(22+24{,}8+348)} = 0{,}291\,кА$$

3.2 Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту

Попередній розрахунок диференційного захисту та вибір типу реле.

Струм спрацьовування захисту визначається за більшим з двох розрахункових умов:

а) відбудова від кидка струму намагнічування

$$I_{НОМ} = \frac{S_T}{\sqrt{3}\cdot U_{СР.НОМ}} = \frac{40}{\sqrt{3}\cdot 230} = 0{,}100\,кА$$

$$I_{С.З.} = k_{від.}\cdot I_{НОМ} = 1{,}3\cdot 100 = 130\ A$$

б) відбудова від струму небалансу:

$$I_{С.З.} = k_з(k_{одн}\varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II})\cdot I_{К1.макс} =$$
$$= 1{,}3\cdot(1\cdot 0{,}1 + 0{,}12 + 0{,}05)\cdot 552 = 194 A$$

Приймаємо $I_{С.З.} = 194\ A$

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

$$K_ч = \frac{I^{(2)}_{К2.мин}}{I_{С.З.}} = \frac{291}{194} = 1,5 < 2 - \textit{незадовільняє}$$

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

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

$$I_{С.З.} = k_{від.} \cdot I_{НОМ} = 1,5 \cdot 100 = 150\ A$$

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

$$I_{С.З.} = k_з (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{К1.макс} =$$
$$= 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 552 = 224 A$$

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

$$I_{С.З.} = k_з (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I) \cdot I_{К2.макс} =$$
$$= 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 0,552 \cdot 1000 = 182\ A$$

Приймаємо реле ДЗТ-11 з уставкою гальмівної обмотки з боку СН. Тоді відбудова по підп.3 б) буде забезпечена за рахунок гальмування, а струм спрацьовування захисту приймається за більшим з умов 3 а) і 3 в): Іс.з = 182 А.

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

$$k_ч = \frac{I^{(2)}_{К2.мін}}{I_{С.З.}} = \frac{291}{182} = 1,599$$

Це значення $k_ч$ дещо менше нормованого, однак, уже при номінальному коефіцієнті трансформації трансформатора струм КЗ складе:

$$I^2_{К2.мін} = \frac{U_{СР.НОМ}}{2(x_{С.мин} + x_{В.макс} + x_{н.макс})} = \frac{230}{2(22 + 19,8 + 277)} = 360\ A$$

і необхідний коефіцієнт чутливості забезпечується

$$k_ч = \frac{I^{(2)}_{К2.мін}}{I_{С.З.}} = \frac{360}{182} = 1,978$$

Тому захист з реле ДЗТ-11 може бути застосований.

3.3 Вибір уставок реле ДЗТ

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

Таблиця 3.2 – Розрахунок номінальних струмів

Значення параметрів	I-ВН-230 кВ	III-НН-11 кВ
$I_{ном}, A$	$\frac{40}{\sqrt{3}\cdot 230}=100$	$\frac{40}{\sqrt{3}\cdot 11}=2099$
K_{In}	200/5	3000/5
Схема з'єднання ТТ	Трикутник	Зірка
$k_{сх}$	1,73	1
$I_{В.ном}, A$	$\frac{100\cdot 1,73}{200/5}=4,33$	$\frac{2099\cdot 1}{3000/5}=3,5$

Струм спрацьовування реле для основної сторони визначається за виразом:

$$I_{ср.осн}=\frac{I_{с.з.}k_{сх}\frac{U_{ср.ном}}{U_{номп}}}{K_{In}}=\frac{182\cdot 1\cdot\frac{230}{230}}{200/5}=4,55\ A$$

Розрахункове число витків робочої обмотки для основної сторони визначається

$$w_{осн.розр}=\frac{F_{ср}}{I_{с.р.осн}}=\frac{100}{4,55}=21,98 \text{ витків}$$

Приймається $w_{осн.роб}=21$, що відповідає фактичному струму

спрацьовування реле $I_{ср.осн} = \frac{100}{21} = 4,76A$.

Розрахункові числа витків для інших сторін трансформатора визначаються за виразом:

для сторони 11 кВ $w_{розр.\text{I}} = w_{осн}\frac{I_{в.ном.осн}}{I_{в.ном.\text{I}}} = 21\frac{4,33}{3,5} = 25,9$. Приймається $w_{\text{I}} = 26$ витків.

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

$$w_I = \frac{w_{Iрозрах} - w_I}{w_{Iрозрах}} = \frac{|25,9 - 26|}{25,9} = 0,001$$

$$I_{С.З.} = k_з(k_{одн}\varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_I)\cdot I_{К2.макс} =$$
$$= 1,5\cdot(1\cdot 0,1 + 0,12 + 0,005)\cdot 0,552\cdot 1000 = 183\ A$$

Визначається уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле.

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз}\cdot k_{сх}\cdot\frac{U_{ср.ном}}{U_{номI}}}{k_{I(I)}} = \frac{183\cdot 1\cdot\frac{230\cdot 10^3}{230\cdot 10^3}}{200/5} = 4,58\ A$$

Оскільки уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле (4,58 А) менше фактичного (4,76 А), то вибір робочих витків закінчений.

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

$$I_{нб.расч} = k_з\left(k_{пер}\varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II} + \Delta w_I\right)I^{(3)}_{кс.макс} =$$
$$= 1,5\cdot\left(1,0\cdot 0,1 + 0,129 + 0,05 + 0,005\right)\cdot 0,552\cdot 1000 = 224,4\ A$$

8. Число витків гальмівної обмотки знаходиться за виразом

$$w_{гальм} = \frac{k_з\cdot I_{нб.расч}\cdot w_{роб}}{I^{(3)}_{кс.макс}\cdot tg\alpha} = \frac{1,5\cdot 224\cdot 12}{552\cdot 0,75} = 17,07 = 17$$

Таким чином, до установки на реле приймаються наступні витки:

$w_I = 26 \quad w_{II} = 21 \quad w_{гальм} = 17$

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

$$k_Ч = \frac{291}{119} = 2,44 \qquad k_Ч = \frac{360}{119} = 3,02$$

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{номIII}}}{k_{I(III)}} = \frac{4,76 \cdot 1 \cdot \frac{230 \cdot 10^3}{230 \cdot 10^3}}{200/5} = 119\ A$$

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

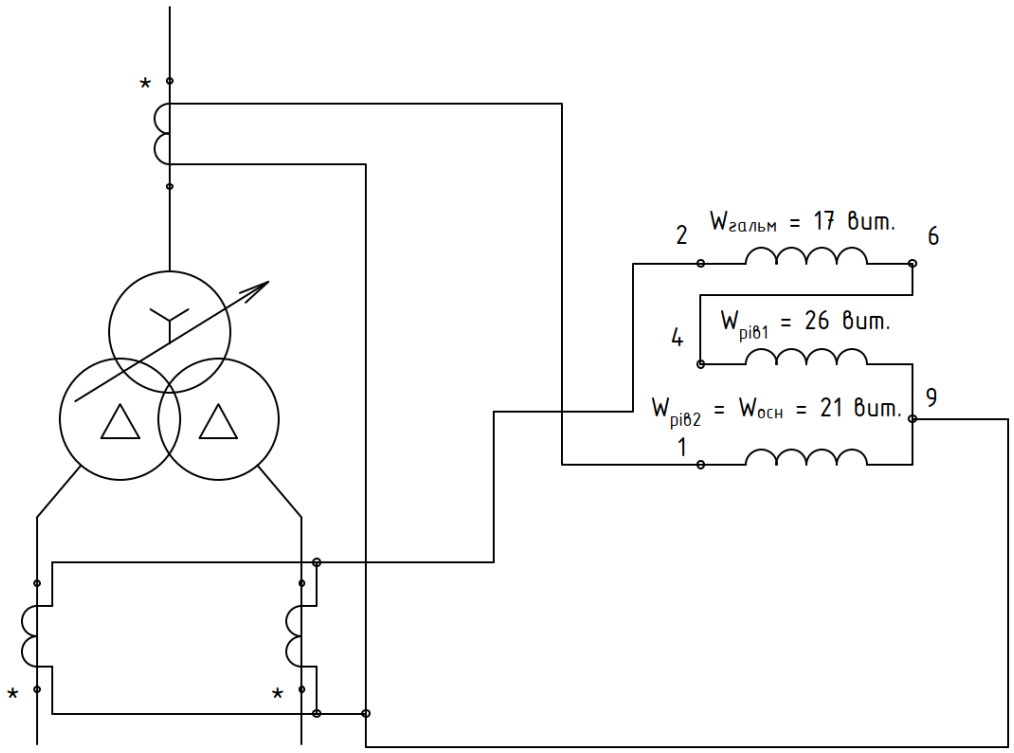


Рисунок 3.2 – Схема уставок реле ДЗТ-11

3.4 Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі

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

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

$$I_{сз} = \frac{k_з}{k_{пов}} I_{ном} = \frac{1,2}{0,8} 1,0 \cdot 100 = 375\ A$$

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

$$k_Ч = \frac{291}{375} = 0,776$$

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

$$I_{сз} = \frac{k_з}{k_{пов}} I_{ном} = \frac{1,2}{0,8} 1,0 \cdot 100 = 150\ A$$

а чутливість захисту в тих же розрахункових точках складе:

$$k_Ч = \frac{291}{150} = 1,94$$

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

$$U_{сз} \le \frac{U_{с.мін}}{k_в} = \frac{0,7 \cdot 220}{1,2} = 128\ кВ.$$

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

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

5. Чутливість блокуючих органів перевіряється при КЗ на прийомних

сторонах трансформатора, куди і підключені блокуючі реле, тобто.

$$U^{(3)}_{к.зах} = 0, \, а \, U_{к.зах} = \frac{U_ф}{2} = \frac{230}{2 \times \sqrt{3}} = 66,5 \, кВ .$$

Тоді,

$$k_{чU} = \frac{U_{с.з.}}{U_{к.макс}} = \frac{128}{0} > 1,5$$

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

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

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

$$I_{сз} = \frac{k_з}{k_{пов}} I_{т.ном} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 100 = 131,3 \, А$$

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

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

Струмові органи третіх ступенів земляних захистів спільно з реле контролю не переключення фаз утворює захист від неповнофазного режиму автотрансформатора. При виведенні з роботи захистів шин СН і ВН вводиться оперативне прискорення за часом першого (або другого) ступенів захисту від

замикань на землю. Захист діє послідовно на поділ-систем (секцій) шин, відключення вимикача на стороні установки захисту і відключення всіх вимикачів автотрансформатора.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Розрахунок зони захисту блискавковідводів території підстанції

Зона захисту багаторазового стрижневого блискавковідводу визначається як зона захисту попарно взятих стрижневих блискавковідводів. Блискавкозахист ПС "Лебедин" виконуємо за допомогою двох пар стрижневих блискавковідводів. Розрахуємо зону захисту кожної з пар блискавковідводів. Вихідні дані ПС наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Вихідні дані розташування блискавковідводів

А, м	В, м	$L_1, м$,	$L_2, м$	$L_3, м$	$L_4, м$	$L_5, м$	$h_x, м$
58	34	34	26	28	10	14	6

4.1.1 Визначення зони захисту блискавковідвід

Визначаємо параметри L_6 і L_7

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{34 - 26}{2} = 4\ м$$

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

Визначаємо параметри p_1 та p_2

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{10^2 + 4^2} = 10,7\ м$$

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

Визначаємо висоту блискавковідводів виходячи за умови, що $r_{x1} = p_1$ $r_{x3} = p_2$ при висоті h_x

$$r_{x1} = p_1 = 10,8 м,\ r_{x2} = p_2 = 14,32\ м$$

$$h_1 = h_2 = \frac{0,7 \cdot p_1 + h_x \cdot 0,6}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 10,7 + 6 \cdot 0,6}{0,42} = 26,52$$

$$h_3 = h_4 = \frac{0,7 \cdot p_2 + h_x \cdot 0,6}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 14,32 + 6 \cdot 0,6}{0,42} = 32,44$$

4.1.2 Розрахунок зони захисту блискавковідводів 1 та 2

$$L_{12} = L_2 = 26 \text{ м}$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 \cdot h_1 = 18,56 \text{ м}$$
$$r_{01} = r_{02} = 0,6 \cdot h_1 = 15,91 \text{ м}$$
$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = 10,77 \text{ м}$$
$$L_{c12} = 2,25 h_1 = 59,67 \text{ м}$$
$$L_{\max 12} = 4,25 h_1 = 112,7 \text{ м}$$

$$h_{c12} = h_{01} = 18,56 \text{ м} \text{ (при умові } L_{12} \le L_{c12})$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = \frac{15,9(18,56 - 6)}{18,56} = 10,77 \text{ м}$$

4.1.3 Розрахунок зони захисту блискавковідводів 3 та 4

$$L_{34} = L_3 = 28 \text{ м}$$

$$h_{03} = h_{04} = (0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4}(h_3 - 30)) \cdot h_3 = 22,65 \text{ м}$$
$$r_{03} = r_{04} = (0,6 - 1,43 \cdot 10^{-4}(h_3 - 30)) \cdot h_3 = 19,35 \text{ м}$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = 14,22 \text{ м}$$
$$L_{c34} = (2,25 - 0,01007 \cdot (h_3 - 30)) h_3 = 72,2 \text{ м}$$
$$L_{\max 34} = (4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h_3 - 30)) h_3 = 137,6 \text{ м}$$

$$h_{c34} = h_{03} = 22,65 \text{ м} \text{ (при умові } L_{12} \le L_{c12})$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = 14,2 \text{ м}$$

4.1.4 Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3

$$L_3 = 34 \text{ м}$$

– на висоті $h_1 = 26,52 \text{ м}$

$$L_{c13} = 2,25h_1 = 59,67\ м$$
$$L_{\max 13} = 4,25h_1 = 112,7\ м$$

$$h_{c13} = h_{01} = 18,56\ м \text{(при умові } L_{13} \le L_{c13})$$

– на висоті $h_3 = 32,44\ м$

$$L_{c31} = (2,25 - 0,01007 \cdot (h_3 - 30))h_3 = 72,19\ м$$
$$L_{\max 31} = (4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h_3 - 30))h_3 = 137,6\ м$$

$$h_{c31} = h_{03} = 22,65\ м$$

$$h_{c\min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{18,56 + 22,65}{2} = 20,61\ м$$
$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{15,91 + 19,35}{2} = 17,63\ м$$
$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c\min 13} - h_x)}{h_{c\min 13}} = \frac{17,63(20,61 - 6)}{20,61} = 12,5\ м$$

4.1.5 Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 4

$$L_{14} = \sqrt{L_1^2 + \left(L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = 43,42\ м$$

– на висоті $h_1 = 26,52 м$

$$L_{c14} = 2,25h_1 = 59,67\ м; \quad L_{\max 14} = 4,25h_1 = 112,7\ м$$

$$h_{c13} = h_{01} = 18,56\ м \text{(при умові } L_{13} \le L_{c13})$$

– на висоті $h_3 = 32,44\ м$

$$L_{c41} = (2,25 - 0,01007 \cdot (h_4 - 30))h_4 = 72,2\ м$$
$$L_{\max 41} = (4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h_4 - 30))h_4 = 137,6\ м$$

$$h_{c41} = h_{04} = 18,56\ м$$

$$h_{c\min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{18,56 + 22,65}{2} = 20,61\ м$$
$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{15,91 + 19,35}{2} = 17,63\ м$$
$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c\min 13} - h_x)}{h_{c\min 13}} = \frac{17,63(20,61 - 6)}{20,61} = 12,5\ м$$

В результаті розрахунку отримали наступну зону захисту рис.4.1.

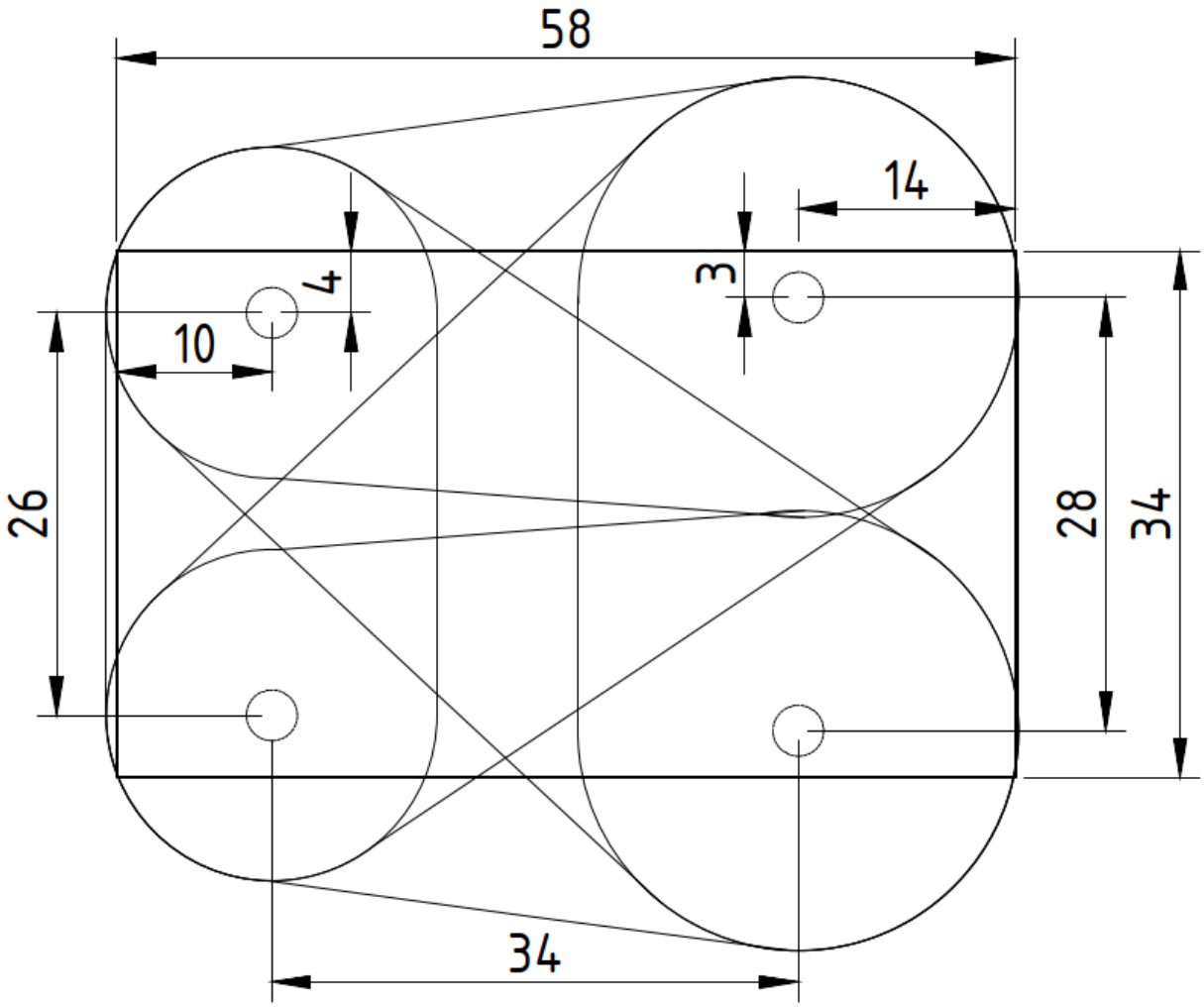


Рисунок 4.1 – Ескіз контуру захисту від ураження блискавки

4.2 Перевірка заземлюючих пристроїв підстанції

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

Таблиця 4.2 – Вихідні дані до розрахунку

a, м	b, м	$\rho_{вим}, Ом \cdot м$	$n_{тр}, шт$	$l_{пр}, м$	Тип тросу
58	34	110	2	180	С-50

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

Розрахункове значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах

$$\rho_{розр} = K\rho_{вим} = 1,4 \cdot 110 = 154 \ Ом \cdot м$$

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

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

Опір троса:

$$R_{тр} = \frac{0,0024 l_{пр}}{n_{тр}} = \frac{0,0024 \cdot 180}{2} = 0,216 \ Ом$$

Опір заземлення опори

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

$$R_{тр-оп} = \sqrt{R_{тр} R_{оп}} = \sqrt{0,216 \cdot 10} = 1,47 \ Ом$$

Отриманий опір вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП:

$$R_{пр} = R_{тр-оп} = 1,48 \ Ом$$

Допустимий опір штучного заземлення за наявності природних заземлювачів:

$$R_з = \frac{R_{доп} R_{пр}}{R_{пр} - R_{доп}} = \frac{0,5 \cdot 1,48}{1,47 - 0,5} = 0,759 \ Ом$$

$$R_{доп} = 0,5 \ Ом$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{58 \cdot 34} = 44,4 \ мм^2$$

А – коефіцієнт, що залежить від

$$\frac{10}{60} = 0{,}167$$

Приймаємо А=0,283.

Визначимо кількість вертикальних електродів:

$$n = \frac{58}{10} \cdot 2 + \frac{34}{10} \cdot 2 = 18$$

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

$$L = a \cdot 19 + b \cdot 23 = 58 \cdot 19 + 34 \cdot 23 = 1884 \text{ м}$$

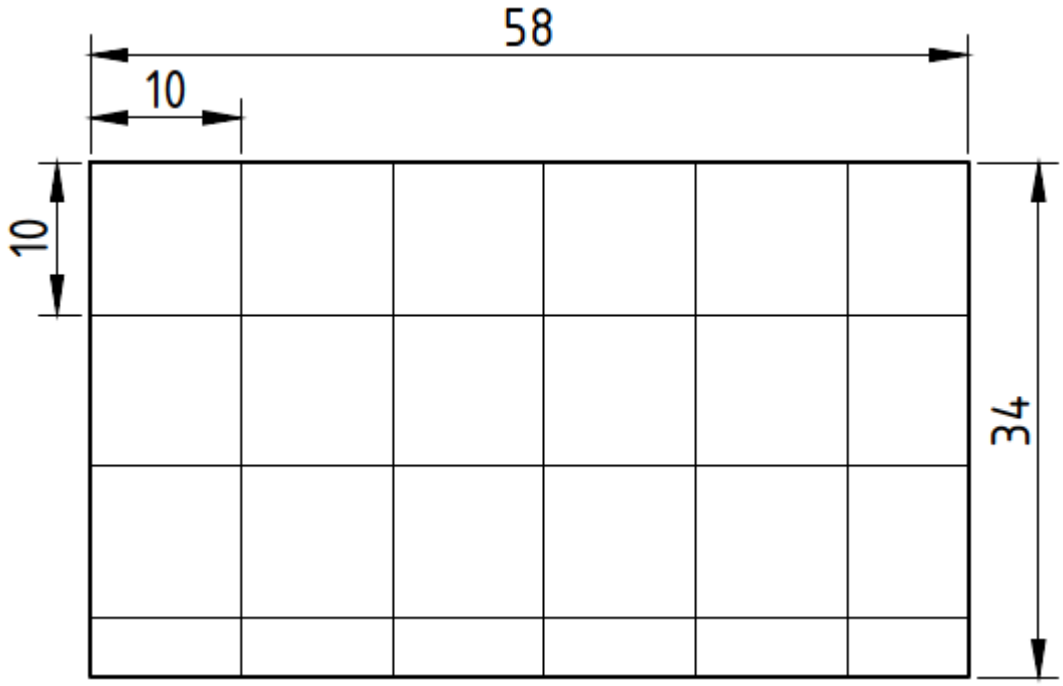


Рисунок 4.2 – Ескіз контуру заземлення

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

$$R_{з.р} = 154\left(\frac{0{,}225}{60} + \frac{1}{1884 + 18{,}4 \cdot 10}\right) = 0{,}855 \text{ Ом}$$

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

ВИСНОВОК

В ході виконання бакалаврської роботи було розроблено конфігурацію схему електричної мережі для 6 потужних споживачів. Додатково було перевірено дану схему в умовах мінімального режиму навантаження та аварійного, при умовного обриву потужної ділянки кільцевої лінії. Подальший аналіз та перевірка проводів на нагрів показав, що така схема може працювати у аварійному режимі. Обрано ступені РПН на трансформаторах для регулювання величини напруги на низькій стороні трансформатора.

Проведено перевірку трансформатора на перевантаження згідно добового графіка навантаження. Для даної схеми було розраховано струми короткого замикання в розрахункових точках на стороні високої та низької напруги підстанції, за якими в подальшому проводилася перевірка та вибір обладнання. За розрахованим даними обрано високовольтне устаткування та струмопровідні частини. Проведено розрахунок та вибір шин для напруги 220 кВ та 10 кВ, яка виконується алюмінієвими проводами та жилами відповідно. Головною умовою була перевірка на відповідність умови, та щоб переріз шин не був меншим перерізу ліній, які живлять підстанцію. Додатково для контролю та обліку електроенергії на підстанції встановлені контрольно-вимірювальні прилади у відповідності із нормативними документами.

Наступним етапом було розглянуто релейний захист ділянки мережі від короткого замикання на лінії, а саме розрахунок уставки захисту ПЛ-10кВ обмоток реле.

Важливим етапом є розрахунок релейного захисту для даної мережі, а саме вибір уставок реле захисту та диференційного захисту трансформатора.

Проведено розрахунки висоти і зони захисту блискавковідводів, встановлених на двох порталах і двох блискавковідводів, розраховано опір заземлювального контуру ввідно-розподільного пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об’єднаних горизонтальними смугами.

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. Журахівсь-кий, 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-

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

10. Трансформаторы силовые типа ТМ, описание, характеристики, купить, продажа, заказать (Киев, Украина) [Electronic resource]. URL: //cabex.com.ua/ru/produkcija/transformatori/transformatori_silovie_tipa_tm.html (accessed: 13.04.2023).

11. ДСТУ 2104-92: “Трансформатори силові масляні загального призначення. Допустимі навантаження.”

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

13. ДСТУ IEC 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних сис-темах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (IEC 60909-0:2001, IDT).

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

15. 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.

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

ДОДАТКИ

БР 6.8.141.075 ПЗ

Конфігурація мережі в нормальному режимі

Конфігурація мережі в аварійному режимі

Погоджено

Гол. спец.

Зам. інв. N

Підпис і дата

Інв. N ор.

Зм.	Кільк.	Арк.	N док.	Підпис	Дата
Розробив		Гаркавий			
Перев.		Василега			
Норм. контр.		Никифоров			
Затверд.		Лебединський			

БР 3.6.141.075 ПЗ

Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання

Додатко А. Конфігурація мережі в різних режимах	Стадія	Аркуш	Аркушів
		1	1
Конфігурація мережі в нормальному та аварійному режимах роботи	СумДУ, ЕТ-91		

БР 6.8.141.075 ПЗ

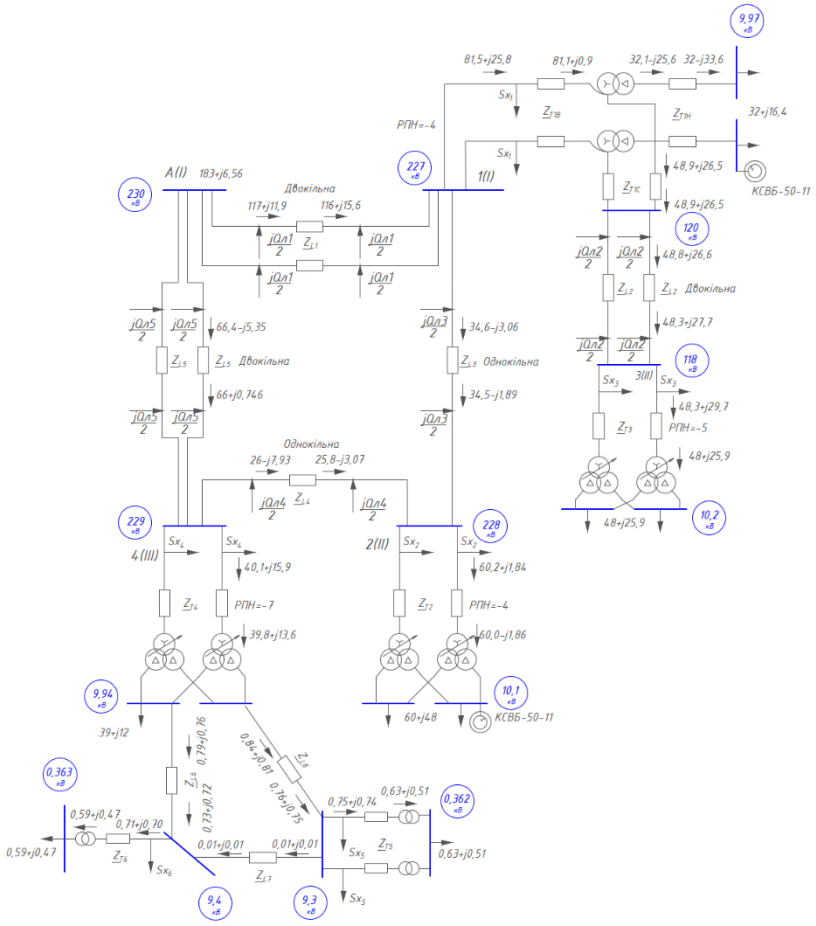


Схема заміщення мережі в нормальному режимі роботи

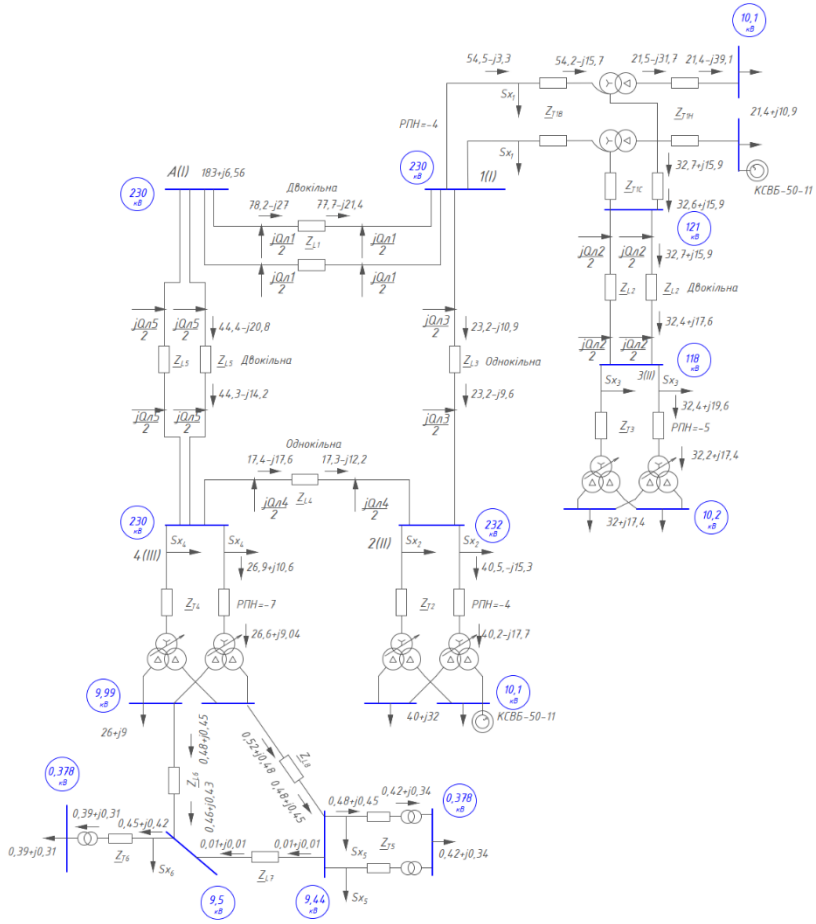


Схема заміщення мережі в мінімальному режимі роботи

						БР 3.6.141.075 ПЗ			
						Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання			
Зм.	Кільк.	Арк.	N док.	Підпис	Дата				
Розробив	Гарнавий					Додаток Б. Схема заміщення мережі в різних режимах	Стадія	Аркуш	Аркушів
Перев.	Василева							1	1
Норм. контр.	Никифорів					Схема заміщення мережі в нормальному та мінімальному режимах роботи	СумДУ, ЕТ-91		
Затверд.	Лебединський								

Погоджено

Гол. спец.

Зам. інв. N

Підпис і дата

Інв. N ор.

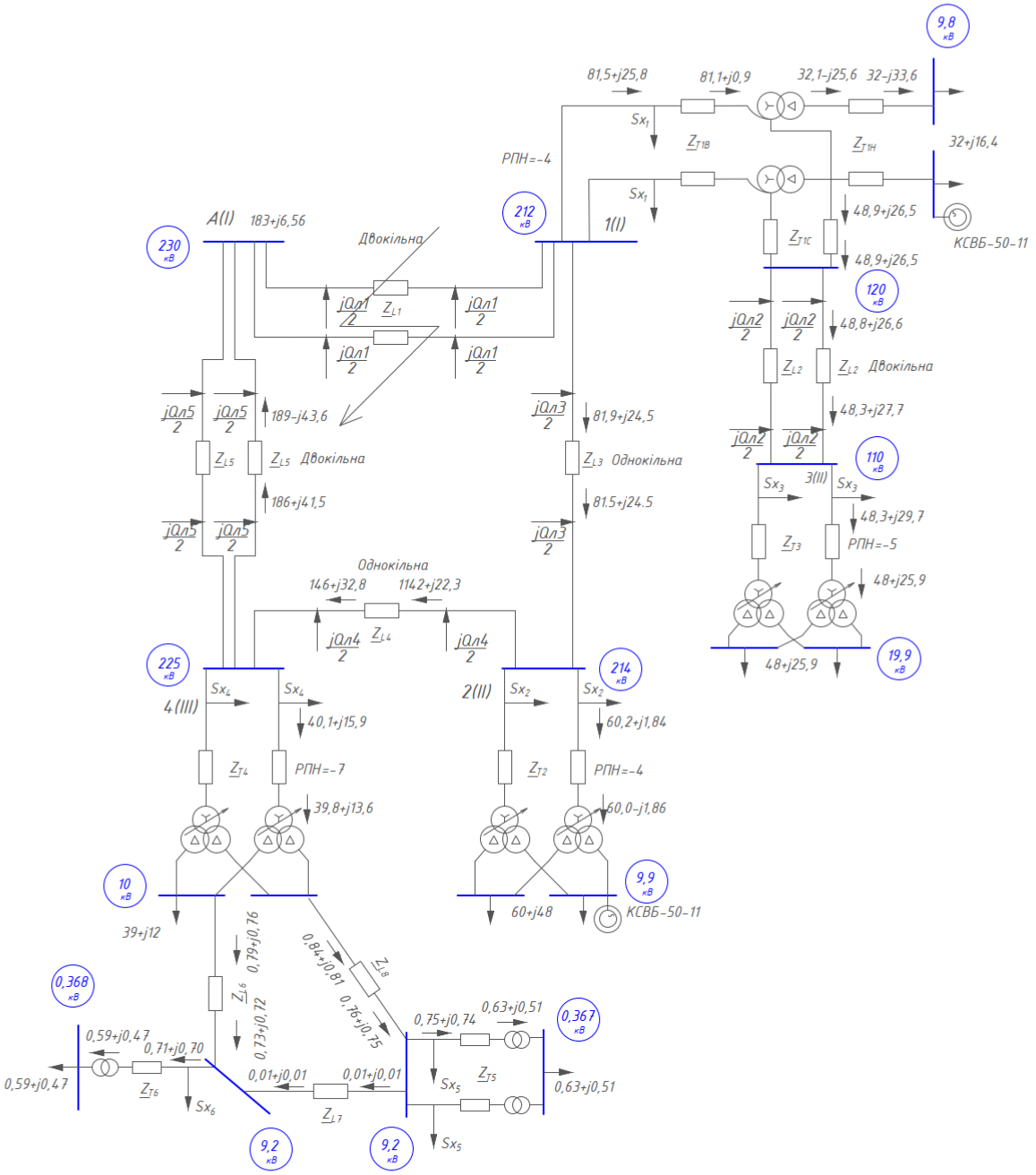
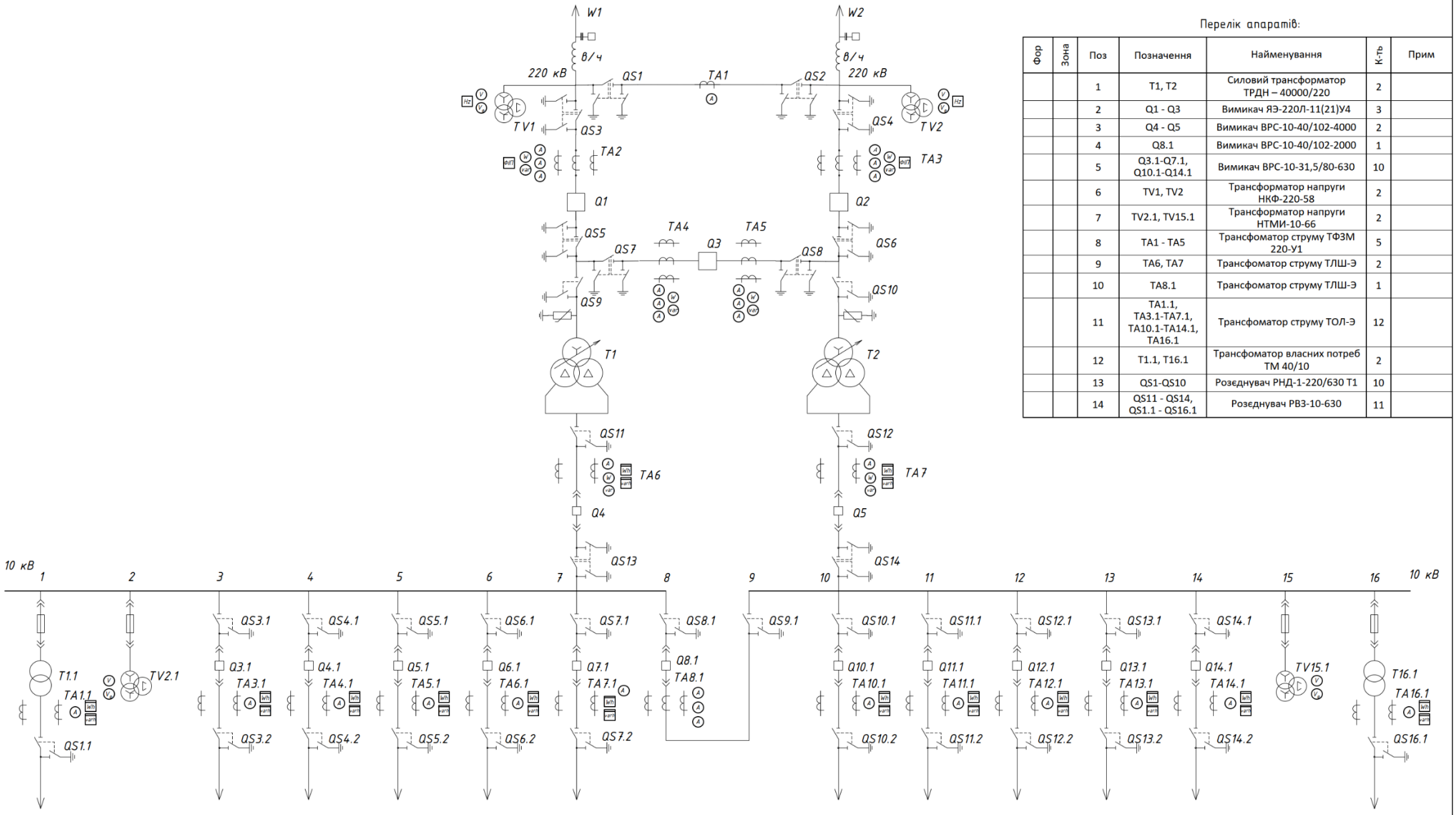


Схема заміщення мережі в післяаварійному режимі роботи

						БР 3.6.141.075 ПЗ	
						Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання	
Зм.	Кільк.	Арк.	N док.	Підпис	Дата		
Розробив		Гаркавий				Додаток В. Схема заміщення мережі	Стадія: — / Аркуш: 1 / Аркушів: 1
Перев.		Василега					
Норм. контр.		Никифирив				Схема заміщення мережі в післяаварійному режимі роботи	СумДУ, ЕТ–91
Затверд.		Лебединський					

Погоджено | Гол. спец. | Зам. інв. N | Підпис і дата | Інв. N орг.

БР 6.8.141.075 ПЗ



Перелік апаратів:

Фор	Зона	Поз	Позначення	Найменування	К-ть	Прим
		1	T1, T2	Силовий трансформатор ТРДН – 40000/220	2	
		2	Q1 - Q3	Вимикач ЯЭ-220Л-11(21)У4	3	
		3	Q4 - Q5	Вимикач ВРС-10-40/102-4000	2	
		4	Q8.1	Вимикач ВРС-10-40/102-2000	1	
		5	Q3.1-Q7.1, Q10.1-Q14.1	Вимикач ВРС-10-31,5/80-630	10	
		6	TV1, TV2	Трансформатор напруги НКФ-220-58	2	
		7	TV2.1, TV15.1	Трансформатор напруги НТМИ-10-66	2	
		8	TA1 - TA5	Трансфоматор струму ТФЗМ 220-У1	5	
		9	TA6, TA7	Трансфоматор струму ТЛШ-Э	2	
		10	TA8.1	Трансфоматор струму ТЛШ-Э	1	
		11	TA1.1, TA3.1-TA7.1, TA10.1-TA14.1, TA16.1	Трансфоматор струму ТОЛ-Э	12	
		12	T1.1, T16.1	Трансфоматор власних потреб ТМ 40/10	2	
		13	QS1-QS10	Розєднувач РНД-1-220/630 Т1	10	
		14	QS11 - QS14, QS1.1 - QS16.1	Розєднувач РВЗ-10-630	11	

Зм.	Кільк.	Арк.	N док.	Підпис	Дата
Розробив		Гаркавий			
Перев.		Василега			
Норм. контр.		Никифирів			
Затверд.		Лебединський			

БР 3.6.141.075 ПЗ

Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання

Додаток Г. Електрична частина підстанції

Стадія	Аркуш	Аркушів
	1	1

Схема заміщення електричної частини підстанції мережі

СумДУ, ЕТ-91

Пододжено

Гол. спец.

Зам. інв. N

Підпис і дата

Інв. N ор.

БР 6.8.141.075 ПЗ

Погоджено

Гол. спец.

Зам. інв. N

Підпис і дата

Інв. N ор.

Зм.	Кільк.	Арк.	N док.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.075 ПЗ		
						Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання		
Розробив		Гаркавий				Додаток Д. Зона захисту блискавковідводів та заземлюючий контур	Стадія	Аркуш 1 / Аркушів 1
Перев.		Василега						
Норм. контр.		Никифорив				Ескіз контуру захисту від ураження бискавки та заземлюючого контуру	СумДУ, ЕТ-91	
Затверд.		Лебединський						