

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Центр заочної, вечірньої та дистанційної форми
навчання
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри електроенергетики

_____ Лебединський І.Л.
“ ___ ” _____ 2020 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

**Тема: “Розрахунок параметрів обладнання , режимів роботи
електричних мереж та блискавкозахисту підстанції”**

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Виконав студент гр. ЕТдн-51п

Седньов А.Є.

Керівник, старший викладач

Єфімов Г.П.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ___ ” _____ 2020 г

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Седньова Артема Євгенійовича

- 1 Тема роботи: **“Розрахунок параметрів обладнання , режимів роботи електричних мереж та блискавкозахисту підстанції”**
затверджено наказом по університету № _____ від _____
- 2 Термін здачі студентом завершеної роботи
- 3 Вихідні дані до роботи задана схема електричної мережі, споживачі мережі, їх потужність і категорія
- 4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити)
 - розрахунок електричної мережі;
 - розрахунок електричної частини підстанції;
 - розрахунок релейного захисту;
 - аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії в електричних мережах.
- 5 Список графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)
 - схема мережі;
 - електрична схема підстанції.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	27.04.-10.05.2020	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	11.05.-18.05.2020	
3	Розрахунок релейного захисту	19.05.-25.05.2020	
4	Аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії в електричних мережах.	26.05.-01.06.2020	
5	Оформлення роботи	02.06.-7.06.2020	

Студент гр ЕТдн-51п _____

Седньов А.Є.

Керівник роботи _____

Єфімов Г.П.

РЕФЕРАТ

с. 62, Рис. 13, табл. 20, кресл. 2.

Бібліографічний опис: : “Розрахунок параметрів обладнання , режимів роботи електричних мереж та блискавкозахисту підстанції”

[Текст]: робота на здобуття кваліфі-каційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, елек-тротехніка та електромеханіка”; Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання / Седньов А.Є. керівник Г.П. Єфімов. - Суми: СумДУ, 2020. - 62 с.

Ключові слова: електрична мережа, споживач, категорія, потужність, трансформатор, ЛЕП, провід, опір, напруга, схема заміщення, поточкорозподіл, вимикач, роз'єднувач, трансформатор струму, трансформатор напруги, трифазне коротке замикання, диференційний струмовий захист трансформатора, втрати потужності в мережі.

электрическая сеть, потребитель, категория, мощность, трансформатор, ЛЭП, провод, сопротивление, напряжение, схема замещения, потокораспределение, выключатель, разъединитель, трансформатор тока, трансформатор напряжения, трехфазное короткое замыкание, дифференциальная токовая защита трансформатора, потери мощности в сети.

electric network, consumer, category, power, transformer, power line, wire, resistance, voltage, equivalent circuit, flow distribution, switch, disconnecter, current transformer, voltage transformer, three-phase short circuit, transformer differential current protection, power loss in the network.

Короткий огляд – Розрахунок режимів роботи електричної мережі. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Аналіз втрат в районних електричних мережах і заходи щодо їх зменшення

Перелік умовних позначень

ПС – понижувальна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

ВН – вища напруга

СН – середня напруга

НН – низька напруга

РЕМ – розподільні мережі

ТВЕ – технічні втрати електроенергії

ТС – трансформатор струму

ТН – трансформатор напруги

КЗ – коротке замикання

РПН – регулювання під навантаженням

РП – розподільний пристрій

СКЗ – струм короткого замикання

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

ПВБ – повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами

ПВП – повітряний вимикач посилений за швидкістю відновлювальної напруги

КРПЕ – комплектні розподільчі пристрої з елегазової ізоляцією

ЗРП – закритий РП

Зміст

Вступ.....	6
1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій.....	8
1.1 Вибір напруги ліній.....	8
1.2 Розрахунок електричної мережі.....	12
2 Розрахунок електричної частини підстанції.....	20
2.1 Вибір трансформаторів власних потреб.....	21
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання.....	23
2.3 Вибір високовольтних апаратів РП електричної частини.....	25
2.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги.....	29
2.5 Вибір ошиновки розподільних пристроїв (РП).....	35
2.6 Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина.....	38
2.7 Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструктивна частина.....	39
2.8 Заземлювальні пристрої підстанції.....	40
3 Розрахунок релейного захисту.....	41
3.1 Призначення і область застосування захисту типу ДЗС-21.....	41
3.2 Технічні дані трансформатора, що захищається.....	42
3.3 Розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора, виконаного з реле типу ДЗС-21.....	43
3.4 Захист від надструмів при зовнішніх КЗ.....	51
4 Блискавкозахист підстанції.....	53
Висновки.....	58
Література	59
Додаток А.....	61
Додаток Б.....	62

					<i>БР.5.141.868.ПЗ.ЕТ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Седньов А.С.</i>				Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж та блискавкозахисту підстанції	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Ефімов Г.П.</i>						5	62
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУзр.ЕТдн-51п</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>	<i>Лебединский И</i>							

Вступ

В умовах безперервного розвитку промисловості країни з'являється все більше і більше нових підприємств, які вносять вклад у збільшення енергоспоживання.

Слід також зауважити, що зі збільшенням числа енергоспоживаючих об'єктів розширюється щільність географічного розташування споживачів електричної енергії. У зв'язку з цим виникає потреба в розширенні існуючих мереж і в створенні нових. Зростаюча кількість енергоспоживаючих об'єктів веде до зростання переданих по електричних мережах потужностей. Одним з найголовніших завдань сьогодні є економічне використання існуючого електричного обладнання та розробка нового з поліпшеними параметрами.

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

Виконання бакалаврської роботи необхідне з метою:

- набуття досвіду аналізу отриманих результатів, формування висновків і публічного захисту виконаної роботи;
- формування навичок використання отриманих знань під час вирішення конкретних практичних і науково-технічних завдань;
- набуття досвіду виконання технічної документації - пояснювальної записки і креслень відповідно до умов діючих стандартів;
- систематизації, закріпленні та поглибленні теоретичних і практичних знань із загальнотехнічних і спеціальних дисциплін за напрямом професійної підготовки.

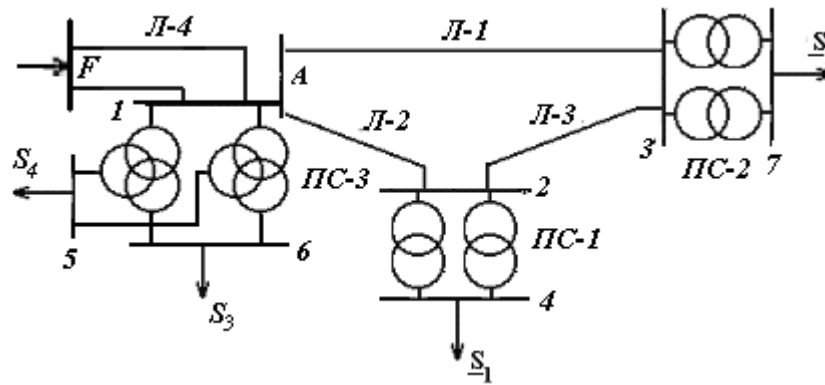
					БР.5.141.868.ПЗ.ЕТ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Завдання на проект

В процесі виконання роботи необхідно вирішити наступні завдання :

- По заданим навантаженням і довжині ліній вибрати напругу мережі;
- По напругам мережі і навантажень вибрати тип проводів повітряних ліній;
- По напругам мережі і навантажень вибрати трансформатори ;
- Визначити питомі параметри ЛЕП і каталожні дані трансформаторів . Виконати розрахунок параметрів схеми заміщення лінії і трансформаторів .
- . Визначити наведені до сторони ВН навантаження трансформаторів (з урахуванням втрат в про б мотках трансформаторів).
 - скласти розрахункову схему заміщення мережі та визначити розрахункові навантаження вузлів мережі (з урахуванням втрат в гілки намагнічування трансформаторів і реактивної потужності, що генерується лініями);
- Виконати розрахунок нормального режиму замкнутої мережі (всі лінії включні в роботу) для двох випадків: режим максимального навантаження (задані) і режим мінімального навантаження (прийняти рівною 50% від заданої). Визначити напруги в вузлах мережі, втрати напруги і втрати потужності в мережі. Виконати аналіз отриманих результатів .
- Рахуючи лінію Л-1 аварійно відключеною, виконати розрахунок режиму розімкнутої мережі. Визначити напругу у вузлах мережі, втрати напруги і втрати потужності в гілках. Перевірити допустимість режиму за рівнями напруг і по нагріванню проводів;
- При необхідності запропонувати способи регулювання напруги в вузлах навантаження.

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Малюнок 1 Однолінійна електрична схема з'єднань електричної мережі

На малюнку 1 представлена схема з'єднань заданої електричної мережі. Дана мережа харчується від джерела напруги.

Схема містить 3 лінії електропередач (ЛЕП):

- лінія Л-1 довжина 100км
- лінія Л-2 довжина 40км
- лінія Л-3 довжина 20км

До обмотці середньої напруги Т-1 підключений через лінію Л-1 трансформатора Т-3. До обмотки нижчої напруги підключена лінія Л-2 навантаження $S-420 + j10$ (МВА). До обмотки нижчої напруги трансформатора Т-2 підключений споживач потужністю $S-1100 + j40$ (МВА).

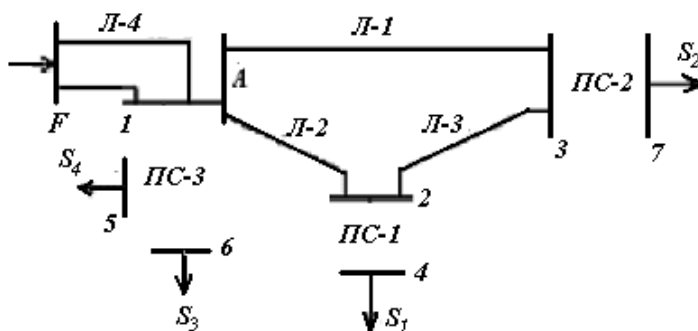
На обмотці нижчої напруги трансформатора Т-3 підключений споживач потужністю $S-310 + j10$ (МВА). А до обмотці середньої напруги підключена лінія Л-3 яка живить Т-2 і споживач потужністю $S-250 + j20$ (МВА).

1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

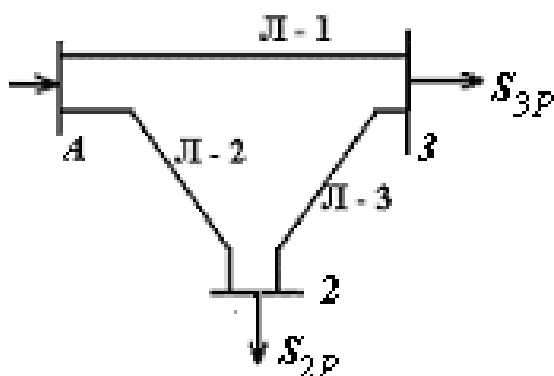
1.1 Вибір напруги ліній

Позначимо вузли в вихідній схемою (Малюнок 2)

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

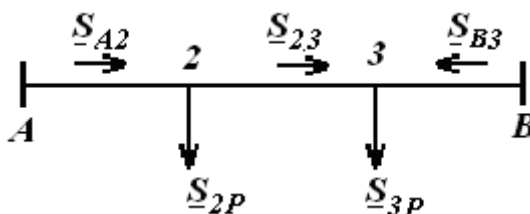


Малюнок 2 Однолінійна електрична схема з'єднань електричної мережі
 Прийемо навантаження вузла 6 рівній навантаження вузла 7, а навантаження вузла 2 рівній навантаження вузлів 5 і 3. Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3 (Малюнок 3).



Малюнок 3 Замкнута мережа

Розімкніть замкнута мережа, наведена на малюнку 3, по вузлу 1 (малюнок 4), позначимо потужності на ділянки мережі.



Малюнок 4 Розімкнута мережа

Визначаємо потужності на ділянках розімкнутої мережі

$$\underline{S}_{15} = \frac{\underline{S}_5 l_{5B} + \underline{S}_2 l_{2B}}{l_{1B}} = 79,375 + 41,25 \text{ MVA},$$

$$\underline{S}_{52} = \underline{S}_{15} - \underline{S}_5 = 79,375 + j41,25 - 60 - j30 = 19,375 + j11,25 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B2} = \underline{S}_2 - \underline{S}_{52} = 55 + j30 - 19,375 - j11,25 = 35,625 + j18,75 \text{ MVA}$$

Визначимо напруги на ділянках замкнутої мережі (малюнок 3)

$$U_{Л} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_{Л}}}}$$

Таблиця 1 напруга на ділянках мережі

Номер участка	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Длина участка, км	50	30	50	30
Напряжение участка, кВ	133	153	39	181

Приймаємо напруга в замкнутій мережі 110 кВ.

Визначаємо струми проводів ліній

$$I = \frac{S_{Л}}{\sqrt{3}U_{Л}}$$

Таблиця 2 Токи на ділянках мережі

Линия	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Ток, кА	0,133	0,153	0,011	0,518

Вибираємо марки проводів

Таблиця 3 Марка і параметри проводів

Линия	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Марка и сечение провода	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32
Параметры проводов				
Ro, Ом/км	0,118	0,118	0,118	0,118
Хo, Ом/км	0,435	0,435	0,435	0,435
Bo, См/км, 10 ⁻⁶	2,6	2,6	2,6	2,6

1.2 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

Підстанція з трансформатором Т-1.

Потужність трансформатора Т-1 визначається сумою потужностей навантажень $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \underline{S}_3, \underline{S}_4$.

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\underline{S}_{T-1} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 + \underline{S}_4 = 155 + j90 \text{ MVA} .$$

Підстанція з трансформатором Т-2

Потужність трансформатора определется по потужності навантаження \underline{S}_1 .

Потужність підстанції з трансформатором Т-3 визначається потужністю навантаження $\underline{S}_2, \underline{S}_3$.

вибір трансформаторів

Використовуємо таблицю взятую з довідника з відповідними даними [4]

Таблиця 4 - Параметри трансформаторів Т-1 [3]

Тип	S _{ном} МВА	каталожні дані								
		U _{ном} обмоток, кВ			U _{до} , %			ΔP _к ,	ΔP _х ,	I _х ,
		ВН	СН	НН	В-С	По-Н	З-Н	кВт	кВт	%
АТДЦТН-200000/220/110	200	230	121	38,5	11	32	20	430	125	0,5

Продовження таблиці 4

R _т Ом			X _т Ом			ΔQ _х кВАр
ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
0,3	0,3	0,6	30,4	0	54,2	

Таблиця 5 - Параметри трансформатора Т-2 [5]

Тип	Номінальна потужність, МВА	Поеднання напруг, кВ		Втрати, кВт		Напруга КЗ, %	Струм ХХ, %	R _т , Ом	X _т , Ом	Q _х , кВАр
		ВН	НН	ХХ	КЗ					
ТРДЦН-80000/110	80	115	10,5 / 10,5	70	310	10,5	0,6	0,71	19,2	480

Таблиця 6 - Параметри трансформатора Т-3

Тип	S _{ном} МВА	каталожні дані								
		U _{ном} обмоток, кВ			U _{до} , %			ΔP _к ,	ΔP _х ,	I _х ,
		ВН	СН	НН	В-С	По-Н	З-Н	кВт	кВт	%
ТДТН-63000/110	63	115	38,5	11	10,5	17	6,5	290	56	0,7

					БР.5.141.868.ПЗ					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						11

Продовження таблиці 6

Rт, Ом			Хт, Ом			ΔQх, кВАр
ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
0,5	0,5	0,5	22	0	13,6	441

Приймаємо напруга лінії Л-1, Л-2 і Л-3 110 кВ.

2 Розрахунок електричної мережі

2.1 Вихідні дані

Вихідними даними для розрахунку є принципова схема мережі, параметри ліній і трансформаторів, напруги на ділянках.

2.2 Розрахунок параметрів схеми заміщення

2.2.1 Розрахунок параметрів ліній включає в себе розрахунок активного і реактивного опору, а також зарядної потужності.

За каталожними даними [3] відповідно умови знаходимо питомі параметри ліній:

R_o - питомий активний опір лінії, Ом / км

X_o - питомий реактивний опір лінії, Ом / км

b_o - питома ємнісна провідність лінії, См / км

Активний опір лінії знаходиться по формулі [3]:

$$R_{л} = R_o * l_{л}$$

$l_{л}$

Реактивний опір лінії знаходиться по формулі [3]:

$$X_{л} =$$

$X_o * l_{л}$

Зарядна потужність знаходиться за формулою

[3]:

$$Q_{л} = \frac{U_{л}^2 * b_o * l_{л}}{2}$$

де

U - напруга лінії, кВ

l - довжина лінії, км

Використовуючи формули знайдемо параметри елементів схеми заміщення для ліній.

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

2.2.1.2 Параметри лінії Л-1

$$R_{Л1} = R_0 \cdot l_1 = 0,118 \cdot 100 = 11,8 \text{ Ом} \quad X_{Л1} = 0,435 \cdot 100 = 43,5 \text{ Ом}$$

$$Q_{Л1} = 220^2 \cdot 2,6 \cdot 10^{-6} \cdot 100 / 2 = 6,388 \text{ МВАр.}$$

2.2.1.3 Параметри лінії Л-2:

$$R_{Л2} = R_0 \cdot l_2 = 0,16 \cdot 40 = 6,4 \text{ Ом.} \quad X_{Л2} = X_0 \cdot l_2 = 0,413 \cdot 40 = 16,52 \text{ Ом.}$$

$$Q_{Л2} = U^2 \cdot b_0 \cdot l_2 / 2 = 110^2 \cdot 2,75 \cdot 10^{-6} \cdot 40 / 2 = 0,665 \text{ МВАр.}$$

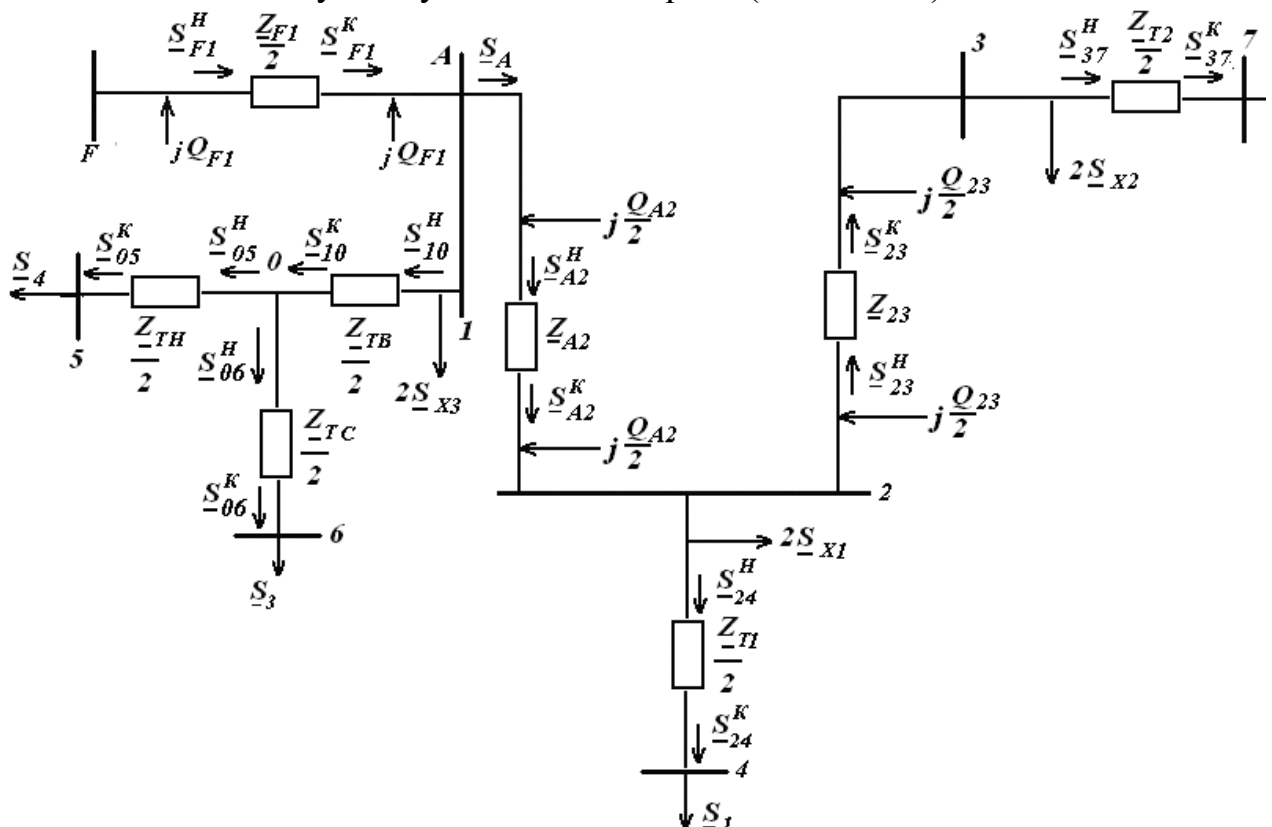
2.2.1.4 Параметри лінії Л-3:

$$R_{Л3} = R_0 \cdot l_3 = 0,16 \cdot 20 = 3,2 \text{ Ом.} \quad X_{Л3} = X_0 \cdot l_3 = 0,413 \cdot 20 = 8,27 \text{ Ом.}$$

$$Q_{Л3} = U^2 \cdot b_0 \cdot l_3 / 2 = 110^2 \cdot 2,75 \cdot 10^{-6} \cdot 20 / 2 = 0,3325 \text{ МВАр}$$

2.3 Розрахунок потужності в схемі заміщення мережі

Складемо повну схему заміщення мережі (малюнок 5).



Малюнок 5 Схема заміщення мережі

Визначимо розрахункові потужності 5 і 2 вузлів з урахуванням втрат потужності в трансформаторах .

$$\underline{S}_{5P} = \underline{S}_I + \Delta S_{57} + \Delta S_x = \underline{S}_I + \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{57} + jX_{57}) + \Delta P_x + j\Delta Q_x$$

$$\underline{S}_{5P} = 60,33 + j37,62.$$

$$\underline{S}_{03} = \underline{S}_3 + \Delta S_{03} = \underline{S}_3 + \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{03} + jX_{03})$$

$$\underline{S}'_{03} = 15,01 + j10,36 \text{ MVA.}$$

$$\underline{S}_{06} = \underline{S}_2 + \Delta S_{06} = \underline{S}_2 + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{02} + jX_{02})$$

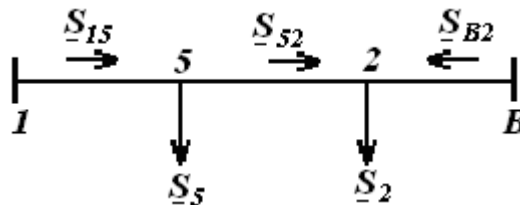
$$\underline{S}'_{06} = 40,08 + j20 \text{ MVA.}$$

$$\underline{S}''_{20} = \underline{S}_{03} + \underline{S}_{06} = 55,09 + j38 \text{ MVA.}$$

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}'_{20} + \Delta S_{20} + \Delta S_x = \underline{S}'_{20} + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{20} + jX_{20}) + \Delta P_x + j\Delta Q_x$$

$$\underline{S}_{2P} = 55,31 + j38 \text{ MVA}$$

Визначимо потужності на ділянках замкнутої мережі, наведеної на малюнку 5



Малюнок 5 Розрахунок точки потокорозділу з урахуванням параметрів лінії

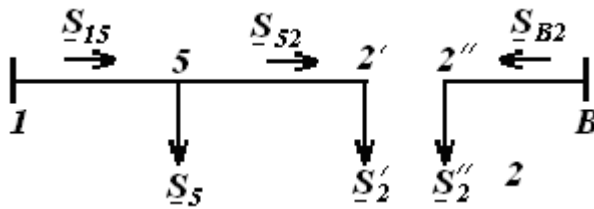
$$\underline{S}_{15} = \frac{\underline{S}_5^* \underline{Z}_{5B} + \underline{S}_2^* \underline{Z}_{2B}}{\underline{Z}_{1B}} = 81,46 + j39,85 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{52} = \underline{S}_{15} - \underline{S}_5 = 81,46 + j39,85 - 60 - j30 = 21,46 + j9,85 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B2} = \underline{S}_2 - \underline{S}_{52} = 55 + j30 - 21,45 - j9,85 = 33,54 + j20,15 \text{ MVA.}$$

Потужність на ділянці спрямована від вузла 5 до вузла 2, тому точка 2 є точкою потокорозділу.

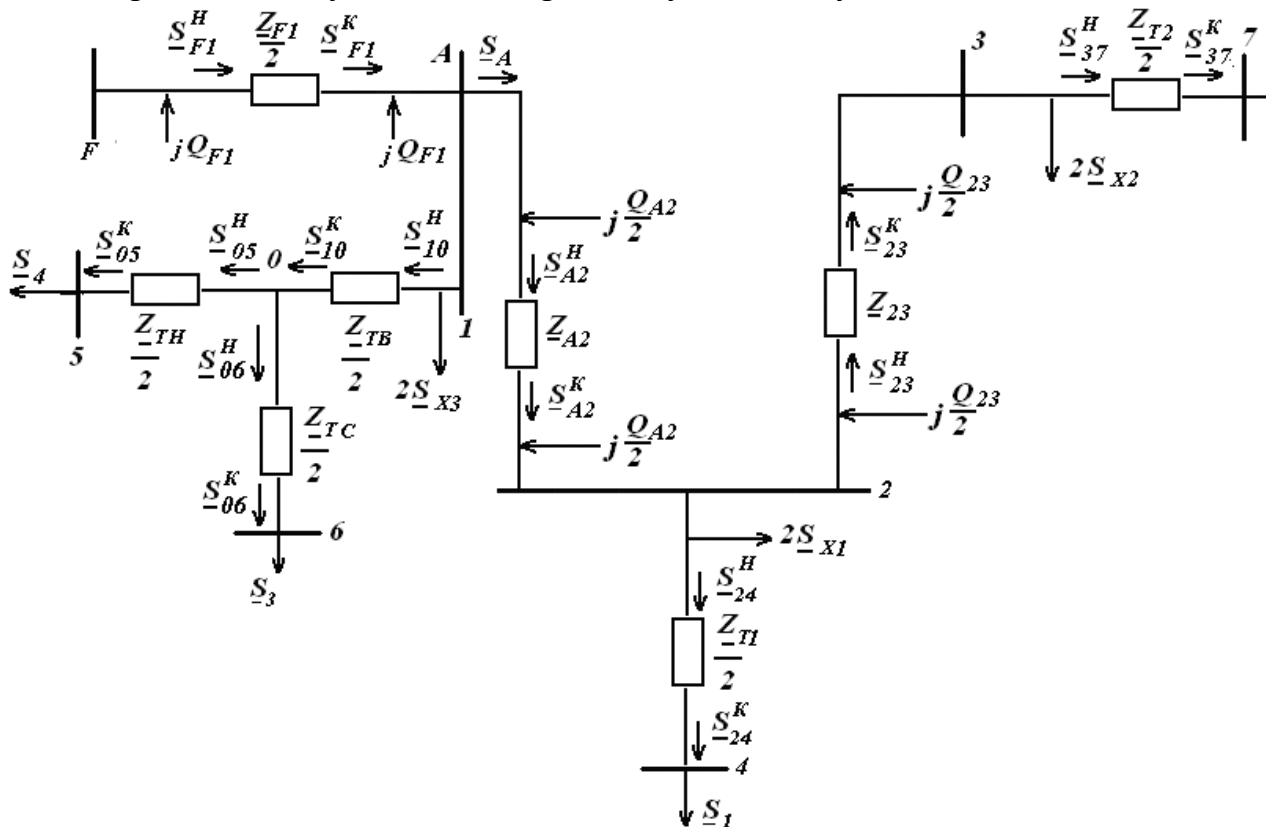
						БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
							14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			



Малюнок 6 Визначення точки поточкорозділу

Приймаємо $\underline{S}'_2 = \underline{S}_{52}$; $\underline{S}''_2 = \underline{S}_{B2}$.

Зобразимо схему заміщення, розімкнувши її в вузлі 2.



Малюнок 7 Разомкнута схема заміщення мережі

2.4 Розрахунок потужностей в схемі в нормальному режимі роботи мережі

При розрахунку потужностей йдемо в напрямку від відомих потужностей споживача до шуканої потужності на вході ланцюга розрахункової згідно зі схемою заміщення (використовуючи формули [1], [2]).

Розраховуємо потужність на початку ділянки 2-5

$$\underline{S}'_{25} = \underline{S}''_{25} + \Delta S_{25} = \underline{S}''_{25} + \frac{(P''_{25})^2 + (Q''_{25})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{25} + jX_{25}) = 21,46 + j9,84 \text{ MVA}$$

Розраховуємо потужність на початку ділянки 1-5

$$\underline{S}_{15}'' = \underline{S}_{52}' + \underline{S}_{5P} = 81,72 + j46,98 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{15}' = \underline{S}_{15}'' + \Delta S_{15} = \underline{S}_{15}'' + \frac{(P_{15}'')^2 + (Q_{15}'')^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{15} + jX_{15}) = 82,89 + j50,02 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{12}'' = \underline{S}_{2P} = 55,31 + j38 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{12}' = \underline{S}_{12}'' + \Delta S_{12} = \underline{S}_{12}'' + \frac{(P_{12}'')^2 + (Q_{12}'')^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{12} + jX_{12}) = 59,7 + j54,19 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{01}'' = \underline{S}_{15}' + \underline{S}_{12}' = 82,97 + j50,62 + 59,7 + j54,19 = 142,67 + j104,81 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{01}' = \underline{S}_{01}'' + \Delta S_{01} = \underline{S}_{12}'' + \frac{(P_{12}'')^2 + (Q_{12}'')^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{C1} + jX_{C1}) = 142,86 + j104,81 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{04}' = \underline{S}_{04}'' + \Delta S_{04} = \underline{S}_{04}'' + \frac{(P_{04}'')^2 + (Q_{04}'')^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{04} + jX_{04}) = 40 + j32,8 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A0}'' = \underline{S}_{01}' + \underline{S}_{04}' = 182,83 + j137 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A0}' = \underline{S}_{A0}'' + \Delta S_{A0} = \underline{S}_{A0}'' + \frac{(P_{A0}'')^2 + (Q_{A0}'')^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{B1} + jX_{B1}) = 183,15 + j169,8 \text{ МВА}$$

2.4.1 Визначення напружень в вузлах мережі

Задаємося напругою джерела живлення $U_A = 242 \text{ кВ}$.

Визначимо напруги в вузлах мережі з урахуванням падіння напруги в лінії, нехтуючи поперечною складовою падіння напруги.

$$U_0 = U_A - \frac{P_{A0}' R_{A0} + Q_{A0}' X_{A0}}{U_A}$$

Результати розрахунку напружень в вузлах наведені в таблиці 7

Таблиця 7

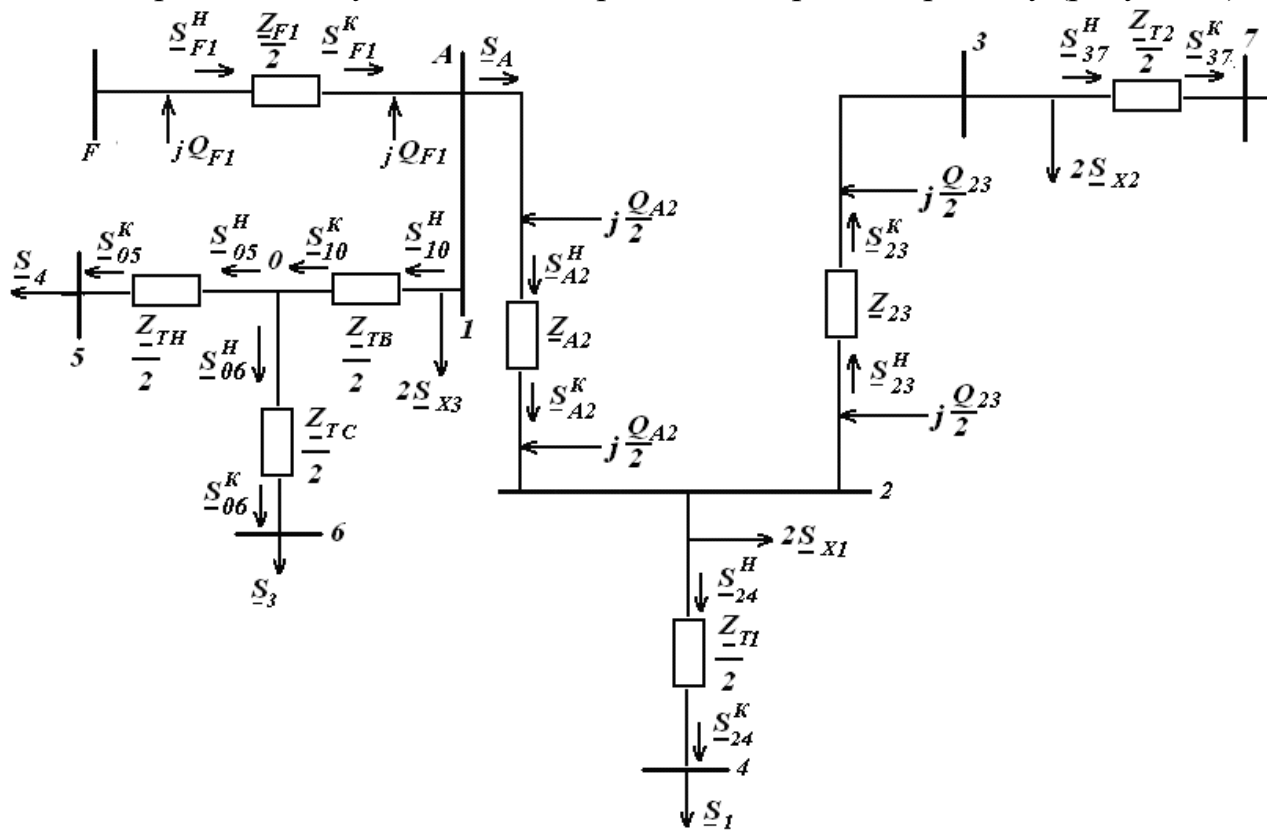
Вузли	U ₀	U ₄	U ₁	U ₂	U ₀₀	U ₃	U ₆	U ₅	U ₇
Напруги, кВ	220,44	220,33	220,14	208,6	194,81	194,77	194,77	214	204,4

2.5 Розрахунок потужностей аварійного режиму роботи

					БР.5.141.868.ПЗ				Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					16

мережі (лінія Л-1 - відключена)

Зобразимо схему заміщення мережі для аварійного режиму (рисунок 8).



Малюнок 8 Аварійний режим робіт и мережі

2.5.1 Розраховуємо потужність вузла $2 \underline{S}_{2P} = 55,31 + j38 \text{ МВА}$.

Приймаємо $\underline{S}_{52}'' = \underline{S}_{2P} = 55,31 + j38 \text{ МВА}$.

Визначаємо потужність на початку ділянки 5-2

$$\underline{S}_{52}' = \underline{S}_{52}'' + \Delta S_{52} = \underline{S}_{52}'' + \frac{(P_{52}'')^2 + (Q_{52}'')^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{52} + jX_{52}) = 55,31 + j38 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність в кінці ділянки 1-5

$$\underline{S}_{15}'' = \underline{S}_{5P} + \underline{S}_{52}' = 115,58 + j75,7 \text{ МВА}$$

Потужність на початку ділянки 1-5

$$\underline{S}_{15}' = \underline{S}_{15}'' + \Delta S_{15} = \underline{S}_{15}'' + \frac{(P_{15}'')^2 + (Q_{15}'')^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{15} + jX_{15}) = 118,1 + j81,63 \text{ МВА}$$

Приймаємо $\underline{S}_{15}' = \underline{S}_{01}'' = 118,1 + j81,63 \text{ МВА}$

Потужність на початку ділянки 0-1

$$\underline{S}'_{01} = \underline{S}''_{01} + \Delta \underline{S}_{01} = \underline{S}''_{12} + \frac{(P''_{12})^2 + (Q''_{12})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{C1} + jX_{C1}) = 118,22 + j81,63 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}''_{A0} = \underline{S}'_{01} + \underline{S}'_{04} = 158,25 + j114,43 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}'_{A0} = \underline{S}''_{A0} + \Delta \underline{S}_{A0} = \underline{S}''_{A0} + \frac{(P''_{A0})^2 + (Q''_{A0})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{B1} + jX_{B1}) = 158,49 + j138,4 \text{ MVA}$$

2.5.2 Визначення напружень в вузлах мережі

Задаємося напругою джерела живлення $U_A = 242 \text{ кВ}$.

Визначимо напруги в вузлах мережі з урахуванням падіння напруги в лінії, нехтуючи поперечною складовою падіння напруги.

$$U_0 = U_A - \frac{P'_{A0} R_{A0} + Q'_{A0} X_{A0}}{U_A}$$

Результати розрахунку напруг в вузлах приведені в таблиці 8

Таблиця 8

Вузли	U ₀	U ₄	U ₁	U ₂	U ₀₀	U ₃	U ₆	U ₅	U ₇
Напруга, кВ	224,42	224,3	224,15	224,15	224,15	224,12	224,12	214,76	205,22

2.6 Розрахунок потужностей в схемі в режимі мінімальних навантажень мережі

При розрахунку потужностей йдемо в напрямку від відомих потужностей споживача до шуканої потужності на вході ланцюга розрахункової згідно зі схемою з а мещення (використовуючи формули [1], [2]).

Розраховуємо потужність на початку ділянки 2-5

$$\underline{S}'_{25} = \underline{S}''_{25} + \Delta \underline{S}_{25} = \underline{S}''_{25} + \frac{(P''_{25})^2 + (Q''_{25})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{25} + jX_{25}) = 10,66 + j4,77 \text{ MVA}$$

Розраховуємо потужність в кінці ділянки 1-5

$$\underline{S}''_{15} = \underline{S}'_{52} + \underline{S}_{5P} = 21,46 + j9,85 + 60,33 + j37,62 = 40,73 + j21,55 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}'_{15} = \underline{S}''_{15} + \Delta \underline{S}_{15} = \underline{S}''_{15} + \frac{(P''_{15})^2 + (Q''_{15})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{15} + jX_{15}) = 41 + j22,28 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}''_{12} = \underline{S}_{2P} = 27,62 + j17,32 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}'_{12} = \underline{S}''_{12} + \Delta S_{12} = \underline{S}''_{12} + \frac{(P''_{12})^2 + (Q''_{12})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{12} + jX_{12}) = 28,66 + j21,14 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}''_{01} = \underline{S}'_{15} + \underline{S}'_{12} = 82,97 + j50,62 + 59,7 + j54,19 = 69,67 + j43,42 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}'_{01} = \underline{S}''_{01} + \Delta S_{01} = \underline{S}''_{01} + \frac{(P''_{12})^2 + (Q''_{12})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{C1} + jX_{C1}) = 69,7 + j43,42 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}'_{04} = \underline{S}''_{04} + \Delta S_{04} = \underline{S}''_{04} + \frac{(P''_{04})^2 + (Q''_{04})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{04} + jX_{04}) = 20 + j15,67 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}''_{A0} = \underline{S}'_{01} + \underline{S}'_{04} = 142,86 + j104,81 + 40 + j37,8 = 89,71 + j59,12 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}'_{A0} = \underline{S}''_{A0} + \Delta S_{A0} = \underline{S}''_{A0} + \frac{(P''_{A0})^2 + (Q''_{A0})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{B1} + jX_{B1}) = 89,79 + j66,37 \text{ МВА}$$

2 .6. 1 Визначення напружень в вузлах мережі

Задаємося напругою джерела живлення . $U_A = 242 \text{ кВ}$.

Визначимо напруги в вузлах мережі з урахуванням падіння напруги в лінії, нехтуючи поперечної складової падіння напруги.

$$U_0 = U_A - \frac{P'_{A0} R_{A0} + Q'_{A0} X_{A0}}{U_A}$$

Результати розрахунку напружень в вузлах наведені в таблиці 9

Таблиця 9

Вузли	U ₀	U ₄	U ₁	U ₂	U ₀₀	U ₃	U ₆	U ₅	U ₇
Напруга , кВ	220,44	233,5	233,4	229,5	224	223,9	223,9	230,7	226,3

2 Розрахунок електричної частини підстанції

У цьому розділі здійснюється проектування районної типової понижувальної двотрансформаторної підстанції 110/10 кВ, призначеної для перетворення і передачі електроенергії споживачу з навантаженням S_1 . Здійснюється вибір схеми первинних з'єднань, трансформаторів власних потреб, вимикачів РП, роз'єднувачів і ін.

В даному випадку для розрахунку обрана типова двотрансформаторна понижувальна підстанція 110/10 кВ, встановлена у споживача S_1 другої категорії надійності.

Основна схема електричних з'єднань повинна задовольняти такі вимоги: забезпечувати надійність електропостачання в нормальних і післяаварійних режимах; враховувати перспективи розвитку мережі; допускати можливість розширення; забезпечувати можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми і без відключення приєднань [8, 9, 10]].

В якості основної схеми електричних з'єднань приймається стандартна схема з'єднань типової понижувальної підстанції 110/10 кВ. Схема наведена в додатку Б.

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.1 Вибір трансформаторів власних потреб

Споживачами власних потреб для підстанції є: оперативні кола; електродвигуни, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення і електрообігрів приміщень; електропідігрів комутаційної апаратури і т.ін.

Сумарна розрахункова потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту [8, 9]. Розрахунок потужності споживачів власних потреб наведено в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Розрахунок потужності споживачів власних потреб

№ з/п	Найменування споживача	Кількість одиниць	Потужність, кВт	Коеф. попиту	cos φ	Споживана потужність, кВт
1	Охолодження трансформаторів	2	3	0,82	0,82	5,72
2	Підігрів високовольтних вимикачів зовнішньої установки	2	1,8	1	1	3,6
3	Підігрів приводів роз'єднувачів зовнішньої установки	6	0,6	1	1	3,6
4	Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	1	5	0,65	0,95	3,42
5	Освітлення РП	1	2	0,65	0,93	1,35
Сумарне навантаження власних потреб, кВА						17,69

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

$$S_{ТВН} > S_{ВН},$$

де $S_{ТВН}$ – потужність трансформатора власних потреб, кВА;

$S_{ВН}$ – потужність споживачів власних потреб, кВА.

Оскільки $S_{ВН} = 17,69$ кВА, то беремо потужність трансформатора власних потреб рівним 25 кВА. Ремонтне навантаження підстанції беремо рівним 20 кВА. При підключенні такого навантаження на один трансформатор допускається його перевантаження на 20 %. Потужність трансформатора для забезпечення живлення навантаження власних потреб з урахуванням ремонтних навантажень:

$$S_{ТВН} = \frac{S_{ТНР} + S_{ВН}}{1,2} = \frac{17,7 + 20}{1,2} = 31,41 \text{ кВА} .$$

Стандартна потужність трансформатора 40 кВА. Остаточо, для живлення споживачів власних потреб приймаємо два трансформатори ТМ-40/10.

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць [13]. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центру живлення становить $S_C = 3000$ МВА.

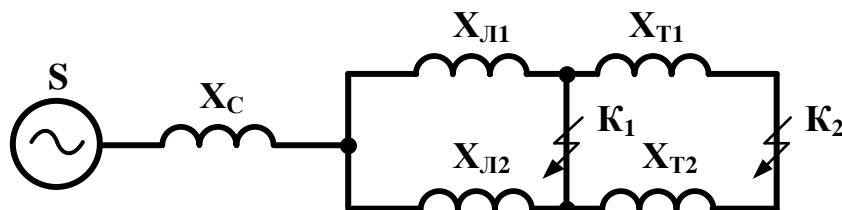


Рисунок 2.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання.

Опір системи дорівнює

$$X_C = \frac{U_L^2}{S_C} \text{ Ом}.$$

$$U_L = \sqrt{X_C \cdot S_C} = \sqrt{4,03 \cdot 3000} = 110 \text{ кВ}.$$

Опір: працюючих ліній $X_L = 1,55$ Ом; трансформаторів $X_T = 69,5$ Ом.

Періодична складова СКЗ в точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_L}{X_C + X_L} = \frac{110}{4,03 + 1,55} = 19,71 \text{ кА},$$

також в точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_L}{X_C + X_L + X_T} = \frac{110}{4,03 + 1,55 + 69,5} = 1,458 \text{ кА}$$

реальний СКЗ в точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{110}{10} = 1,458 \cdot \frac{110}{10} = 16,58 \text{ кА}$$

Ударний струм

В точці K_1 :

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 19,7 = 44,855 \text{ кА}$$

В точці K_2 :

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 16,06 = 36,567 \text{ кА}$$

Припустимо, що амплітуда ЕРС і періодична складова СКЗ незмінні за часом, тому через час, рівний часу відключення:

для точки К₁:

$$I_{н\tau} = I_{K1} = 19,71 \text{ кА}$$

для точки К₂:

$$I_{н\tau} = I_{K2} = 16,06 \text{ кА}$$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}$$

$$i_{a1} = 1,41 \cdot 19,71 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 2,53 \text{ кА},$$

$$i_{a1} = 1,41 \cdot 16,06 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 3,07 \text{ кА}$$

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової для К₁ $T_a = 0,025$ с для К₂ $T_a = 0,05$ с.

Інтеграл Джоуля:

для точки К₁:

$$W_K = I_{K1}^2 (t + T_a) = I_{K1}^2 (0,06 + 0,025) = 19,71^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 33 \text{ кА}^2 \text{с}$$

для точки К₂:

$$W_K = I_{K2}^2 (t + T_a) = I_{K2}^2 (0,1 + 0,05) = 16,06^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 38,7 \text{ кА}^2 \text{с}$$

Результати розрахунку зведені в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2– Струми короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ в поч. момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ в момент розходу контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля W_K , кА ² с

Шини 110 кВ (K_1)	19,7	44,855	19,7	2,53	33
Шини 10 кВ (K_2)	16,06	36,567	16,06	3,07	38,7

2.3 Вибір високовольтних апаратів РП електричної частини

Високовольтні електричні апарати вибираються за умовою тривалого режиму роботи і перевіряються за умовами коротких замикань [10].

При цьому для апаратів виконується:

- вибір за напругою;
- вибір по нагріванню при тривалих струмах;
- перевірка на електродинамічну стійкість;
- перевірка на термічну стійкість;
- вибір щодо виконання (для зовнішньої або внутрішньої установки).

Вибору підлягають:

- вимикачі на стороні високої напруги;
- ввідні вимикачі на стороні 10 кВ;
- секційні вимикачі на стороні 10 кВ;
- вимикачі ліній, що відходять 10 кВ;
- роз'єднувачі високої напруги;
- трансформатори струму і напруги 110 і 10 кВ;
- ошиновка розподільних пристроїв 110 і 10 кВ.

Для вибору апаратів і струмопровідних частин необхідно визначити струми нормального і післяаварійного режимів. Визначення струмів виконується для випадку установки на підстанції силового трансформатора [10].

Максимальний струм на зовнішній стороні:

$$I_{110\text{МАХ}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 110} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 463 \text{ А.}$$

Струм в колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

$$I_{10}^{ВЫК.} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 2546 \text{ А.}$$

Струм в колі секційного вимикача:

$$I_{10}^{с.вимк.} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2546 \text{ А.}$$

Струм у колі лінії, що відходить (якщо на одне приєднання доводиться 3МВА)

$$I_{10}^{відх} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 173,2 \text{ А.}$$

Динамічний струм:

$$I_{дин} = 2,55 \cdot I_{відк}$$

Подальший вибір вимикачів і роз'єднувачів наведено в таблицях.

Таблиця 2.3 – Вибір вимикачів на стороні 110 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	463 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	14,031 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	32 кА	102 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	14,0 кА	31,5 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	1,8 кА	16 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	16,733 кА ² с	112 кА ² с

Вибираємо **ВВБМ – 110Б – 31,5/2000В1** :

$U_{НОМ} = 110$ кВ, $I_{НОМ} = 2000$ А, $I_{НОМ.відкл.} = 31,5$ кА,

$I_{СКВ.ІН.} = 40$ кА, $I_{СКВ} = 102$ кА, $I_T = 40$ кА,

$t_{відкл.} = 0,07$ сек, $\beta_H = 36$ %.

$$I_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.відк}}{100} = \frac{1,41 \cdot 36 \cdot 31,5}{100} = 16 \text{ кА}$$

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

$$B_k = I_T^2 \cdot t_r = 40^2 \cdot 0,07 = 112 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Таблиця 2.4 – Вибір вимикачів в колі трансформатора на стороні 10 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	404,15 А	3200 А

Продовження таблиці 2.4

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$I_{по} \leq I_{прСКВ}$	16,06 кА	120 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	36,57 кА	45 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	16,06 кА	45/20 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	3,07 кА	—
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_r$	38,69 кА ² ·с	303,75 кА ² ·с

На сторону 10 кВ обраний маломасляний вимикач типу МГГ-10-3150-45УЗ.

Таблиця 2.5 – Вибір секційного вимикача на стороні 10 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	404,15 А	3150 А
$I_{по} \leq I_{прСКВ}$	16,06 кА	120 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	36,57 кА	45 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	16,06 кА	45/20 кА

$I_{a.\tau} \leq I_{a.ном}$	3,07 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	38,69 кА ² ·с	303,75 кА ² ·с

Обрано вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5.

Таблиця 2.6 – Вибір вимикачів на відхідну лінію 10 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	173,21 А	3150 А

Продовження таблиці 2.6

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$I_{по} \leq I_{прСКВ}$	16,06 кА	120 кА
$I_{y\delta} \leq I_{СКВ}$	36,57 кА	45 кА
$I_{п.\tau} \leq I_{відк.ном}$	16,06 кА	45/20 кА
$I_{a.\tau} \leq I_{a.ном}$	3,07 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	38,69 (кА) ² ·с	303,75 (кА) ² ·с

Вимикач МГГ-10-3150-45У3

Таблиця 2.7 – Вибір роз'єднувачів на стороні 110 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110
$I_{розр} \leq I_{ном}$	73,48	1000
$I_{y\delta} \leq I_{СКВ}$	44,855	80
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	4,43	3969/1323(кА ²)·с

Роз'єднувач обраний типу РНДЗ.1-110/1000ХЛ1.

2.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для включення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. В даному проекті релейний захист не виконується, тому перевірку трансформаторів по вторинному навантаженню виконуємо з урахуванням включення тільки вимірювальних приладів.

У колі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюються амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії. На шинах 110 кВ - вольтметр з перемикачем для вимірювання трьох міжфазних напруг, на секційному вимикачі 10 кВ - амперметр, на відходхідних лініях - 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведено в таблиці 2.8 [10].

Таблиця 2.8 - Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-350	1,5	0,5	–	0,5
Варметр	Д-345	1,5	0,5	–	0,5
Лічильник активної енергії	СА-3	1	2,5	–	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	–	2,5
Сумарне струмове навантаження в колі силового трансформатора з боку НН			6,5	0,5	6,5

Сумарне струмове навантаження в колі секційних вимикачів на стороні НН			0,5	0,5	0,5
Сумарне струмове навантаження в колі силового трансформатора з боку ВН			0,5	0,5	0,5

Продовження таблиці 2.8

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Сумарне струмове навантаження в колі відхідної лінії			0,5	0,5	0,5

Вибір трансформаторів струму наведено в таблицях 9 –12.

Таблиця 2.9 - Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на стороні високої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	73,48 А	50-600 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	44,855 кА	62-124кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	32,99 (кА) ² ·с	162,5(кА) ² ·с
$Z_H \leq Z_{Hном}$	1,25 Ом	4Ом

Обрано трансформатор струму ТВТ-110-1.

Для перевірки по вторинним навантаженням визначимо опір приладів:

										Арк.
										30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

БР.5.141.868.ПЗ

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

Тоді опір сполучних проводів може бути:

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

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

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

$Z_{\text{к}}$ – опір контактів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 4 - 0,02 - 0,1 = 3,88 \text{ Ом.}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинен становити не менше 4 мм^2 для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабелю $l = 160 \text{ м}$

$$Z_{\text{пр}} = \rho \cdot \frac{l}{F};$$

де ρ – питомий опір алюмінію, $0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$;

F – перетин жил, мм^2 ;

$$Z_{\text{пр}} = \frac{0,028 \cdot 160}{4} = 1,13 \text{ Ом.}$$

Загальна опір кола струму:

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0,02 + 0,1 + 1,13 = 1,25 \text{ Ом,}$$

що менше 4 Ом, допустимих при роботі трансформатора в класі точності 1. Трансформатор струму ТФЗМ-110-У1 відповідає умовам вибору.

Таблиця 2.10 – Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на стороні низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$	404,15 А	2000А
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$	36,567 кА	81 кА

$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	38,69 кА ² ·с	74,42 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму ТПЛ-10-0,5/10Р.

Перевірка по вторинному навантаженню проводиться аналогічно.

Таблиця 2.11 – Вибір трансформатора струму на відхідну лінію

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	173,21 А	5-200 А
$I_{уд} \leq I_{дин}$	36,567 кА	250кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	38,69(кА) ² ·с	74,42(кА) ² ·с

Продовження таблиці 2.11

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Вибираємо трансформатор струму ТПЛ-10-0,5/10Р.

Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги також вибираємо відповідно до вимірювальних приладів і реле, що підлягають приєднанню до них. Далі підраховується очікуване навантаження і перевіряється похибка. У нормальному режимі навантаження трансформатора визначається споживанням приєднаних приладів і реле. За цих умов визначається, в якому класі і з якою похибкою працюватимуть трансформатори. Опір проводів від трансформатора напруги до приладів не враховується. Але згідно з ПУЕ втрати напруги лічильником не повинні перевищувати 0,5 %, а

в проводах щитка – 3 %. З умов міцності перетин мідних проводів повинен бути не менше 1,5 мм², а алюмінієвих – не менше 2,5 мм².

Вторинне навантаження трансформаторів напруги наведено в таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 Вторинне навантаження трансформатора напруги

№ з/п	Прилад	Клас	Споживана потужність, Вт
1	Ватметр	Д-305	2
2	Варметр	Д-305	2
3	Ватметр реєструючий	Н-348	10
4	Варметр реєструючий	Н-348	10
5	Лічильник ватгодин	І-675	3
6	Лічильник ватгодин реактивний	І-673	3
7	Вольтметр	Э-378	2
8	Частотомір	Э-371	3

Коефіцієнт потужності перерахованих приладів дорівнює 1. Відстань від трансформаторів, встановлених в РП, до щита управління приймаємо 50 мм.

Вторинні проводи проектуємо алюмінієвими.

Для установки вибираємо трифазні трансформатори НТМИ-10-66.

Таблиця 2.13 – Розподіл вторинного навантаження між фазами

№ з/п	Прилад	Навантаження, Вт	
		А-В	В-С
1	Ватметр	2	2
2	Варметр	2	2
3	Ватметр реєструючий	10	10
4	Варметр реєструючий	10	10

5	Лічильник ватгодин	3	3
6	Лічильник ватгодин реактивний	3	3
7	Вольтметр	2	—
8	Частотомір	—	3
Разом		32	33

З характеристики похибки при навантаженні менше 50 Вт і кутової похибки 10 хв клас точності дорівнює 0,5.

Для визначення втрати напруги в проводах визначимо струми

$$S_{AB} = 32 \text{ Вт}, \quad I_a = \frac{S_{AB}}{U_{AB}} = \frac{32}{100} = 0,32 \text{ А},$$

$$S_{BC} = 33 \text{ Вт}, \quad I_c = \frac{S_{BC}}{U_{BC}} = \frac{33}{100} = 0,33 \text{ А}.$$

Для спрощення приймаємо $I_a = I_c = 0,325 \text{ А}$.

Тоді:

$$I_b = 0,325 \cdot \sqrt{3} = 0,562 \text{ А}.$$

Втрати напруги в проводі **a** й проводі **b** можуть бути визначені як.

$$I_a \cdot R + I_b \cdot R = (I_a + I_b) \cdot R.$$

Питомий опір алюмінію – $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$, перетин проводу за умовами міцності 2,5 мм².

Тоді:

$$R = \frac{0,028 \cdot 50}{2,5} = 0,56 \text{ Ом}.$$

Падіння напруги становить:

$$\Delta U = R \cdot (I_a + I_b) = 0,56 \cdot (0,325 + 0,562) = 0,5 \text{ В},$$

що становить 0,5 % і відповідає вимогам ПУЕ.

						БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			34

2.5 Вибір ошиновки розподільних пристроїв (РП)

Ошиновку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталевалюмінієвими проводами марки АС [10]. При цьому перетин шин має бути меншим 70 мм² (за умовами коронування). Вибір перетину здійснюється за довшо допустимим струмом. При максимальному робочому струмі до 200 А вибираємо перетин 70 мм² з допустимим струмом 265 А мінімальний перетин, виходячи з умови термічної стійкості, визначається за формулою:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C};$$

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

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{13,792}}{91 \cdot 10^{-3}} = 40,81 \text{ мм}^2$$

Так як розрахунковий перетин менший допустимого, для ошиновки РП 110 кВ вибираємо гнучкий сталевалюмінієвий кабель АС-70. Перетин підходить по умові термічної стійкості.

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується твердими шинами. Вибір перетину також виконується по припустимому струму. Тверді 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 менша 30 і більша 200 Гц. Частота власних коливань для алюмінієвих шин визначається за формулою:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{q}},$$

де l – довжина прольоту між ізоляторами $l = 1,5 \text{ м}$;

γ – момент інерції поперечного перетину шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинальної сили, см^4 ;

q – поперечний перетин шини, см^4 .

									Арк.
									35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$\gamma = \frac{b \cdot h^2}{12},$$

де b – товщина шини, см,

h – ширина шини, см.

Умовою механічної міцності шин є:

$$\sigma_{розр} \leq \sigma_{доп},$$

де $\sigma_{розр}$ – розрахункове механічне напруження в матеріалі шин;

$\sigma_{доп} = 75$ МПА – допустиме механічне напруження в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву ДДЗТ.

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a},$$

де $W = \frac{b \cdot h^2}{6}$ – момент опору шини;

$a = 0,5$ м – відстань між фазами.

Вибираємо шину перетином 40×4 мм, допустимий струм 480 А.

Момент інерції поперечного перетину шини:

$$\gamma = \gamma = \frac{4 \cdot 40^3}{12} = 21,333 \cdot 10^{-9} \text{ м}^4.$$

Момент опору шини:

$$W = \frac{4 \cdot 40^2}{6} = 1,067 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

$$\sigma_{розр} = \sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{36,567^2 \cdot 1,2^2}{1,067 \cdot 10^{-6} \cdot 0,5} = 62,5 \text{ МПА},$$

що менше допустимого значення 75 МПА.

Частота власних коливань шини:

$$f_0 = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{21333,33}{160}} = 1388,85 \text{ Гц},$$

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

що більше значення 200 Гц.

Перевірка шини по нагріванню. Інтеграл Джоуля:

$$B_R = I^2 \cdot (t + Ta) = 480^2 \cdot (1 + 0,1) = 253,44 \text{ кА}^2\text{с},$$

що менше розрахованого значення 38,69 кА²с.

Дана шина підходить по допустимих значеннях механічного напруження в матеріалі, власних коливань і по допустимому нагріву. Тому остаточно приймаємо шину 40×4 мм.

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

2.6 Компонування розподільних пристроїв 110 кВ

і конструктивна частина

Підстанції (ПС) 110 кВ споруджують, як правило, відкритими. Їх рекомендується проектувати переважно комплектними, заводського виготовлення [10].

Спорудження закритих ПС напругою 110 кВ допускається в таких випадках: розміщення ПС з трансформаторами 16 МВА і вище на службовій території міст, розміщення ПС на території міст, коли це допускається містобудівним міркуванням.

На ПС 110 кВ зі спрощеними схемами на стороні ВН з мінімальною кількістю апаратури, розміщеної в районах із забрудненою атмосферою, рекомендується відкрита установка обладнання ВН і трансформаторів з посиленою зовнішньою ізоляцією.

На ПС електропостачання промислових підприємств передбачається водяне опалення, приєднане до теплових мереж підприємств.

Будівлі ЗРП (закритих РП) допускається виконувати як окремо розміщеними, так і зблокованими з будівлями РПП в тому числі і по вертикалі.

КРПЕ, напругою 110 кВ і вище, беруть при техніко-економічному обґрунтуванні при стислих умовах, а також в районах із забрудненою атмосферою. Трансформатори 110 кВ слід встановлювати відкритими, а в районах із забрудненою атмосферою-з посиленою ізоляцією. В ЗРП 110 кВ і в закритих камерах трансформаторів необхідно передбачати стаціонарні вантажопідйомні пристрої або можливість застосування вантажопідіймальних машин (самохідних, пересувних) для механізації ремонту і технічного обслуговування.

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

2.7 Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструктивна частина

РП 10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРПН або КРП, встановлюваних в закритих приміщеннях [10].

РП 10 кВ закритого типу (в будівлях, в тому числі з УТБ або полегшених конструкцій типу панелі "сендвіч" і ін.) можуть застосовуватися:

а) в районах, де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери, або наявність снігових заметів, або заповишених вділянок) неможливе застосування КРПН;

б) при кількості шаф більше ніж 25;

в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

В ЗРП 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРП заводського виготовлення. Для ремонту і збереження викочуючих візків в ЗРП слід передбачати спеціальне місце.

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

2.8 Заземлювальні пристрої підстанції

Всі електричні частини електроустановок, які нормально не перебувають під напругою, але здатні виявитися під нею через пошкодження ізоляції, повинні надійно з'єднуватися з землею [10]. Таке заземлення називається захисним.

Заземлення, призначене для створення нормальних умов роботи апарату або електроустановки, називається робочим.

Для захисту обладнання від пошкодження ударом блискавки застосовується грозозахист за допомогою розрядників, стрижневих і тросових блискавковідводів, які приєднуються до грозозахисного заземлення. На підстанціях використовується один спільний заземлювальний пристрій.

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 Розрахунок релейного захисту

3.1 Призначення і область застосування захисту типу ДЗС-21

Диференційний захист типу ДЗС-21 (ДЗС-23) призначений для використання в якості основного захисту силових трансформаторів, автотрансформаторів і блоків генератор-трансформатор, генератор-автотрансформатор при всіх видах КЗ [11].

Виконання захисту трифазне із загальним виходом трьох фаз у ДЗС-21 і пофазним виходом у ДЗС-23, що дозволяє його використання в якості основного захисту групи однофазних силових трансформаторів або автотрансформаторів.

Використання в захисті нових принципів налагодження від кидків намагнічувального струму силових трансформаторів (автотрансформаторів) і перехідних струмів небалансу в поєднанні з використанням гальмування від струмів плечей захисту для налагодження від сталих і перехідних струмів небалансу дозволяє знизити мінімальну уставку по струму спрацьовування захисту до $0,3 \cdot I_{НОМ}$ трансформатора [11].

Використання напівпровідникової елементної бази дозволило крім збільшення чутливості в ряді випадків зменшити споживану захистом потужність колами змінного і постійного струму і підвищити швидкодію в порівнянні з диференційними захистами на електромеханічних реле типів РНС-560 і ДЗС-11.

Спеціальне виконання вхідних кіл по змінному струму забезпечує правильну роботу захисту при похибці трансформаторів струму до 40 %. З урахуванням низької споживаної потужності в колах змінного струму це може при необхідності полегшити вибір трансформаторів струму для диференційного захисту типу ДЗС-21 (ДЗС-23) за кривими граничної кратності.

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

Захист типу ДЗС-21 призначений для роботи при живленні від мережі постійного оперативного струму напругою 220 або 110 кВ і від блоків живлення з номінальною вихідною напругою випрямленого струму 110 кВ.

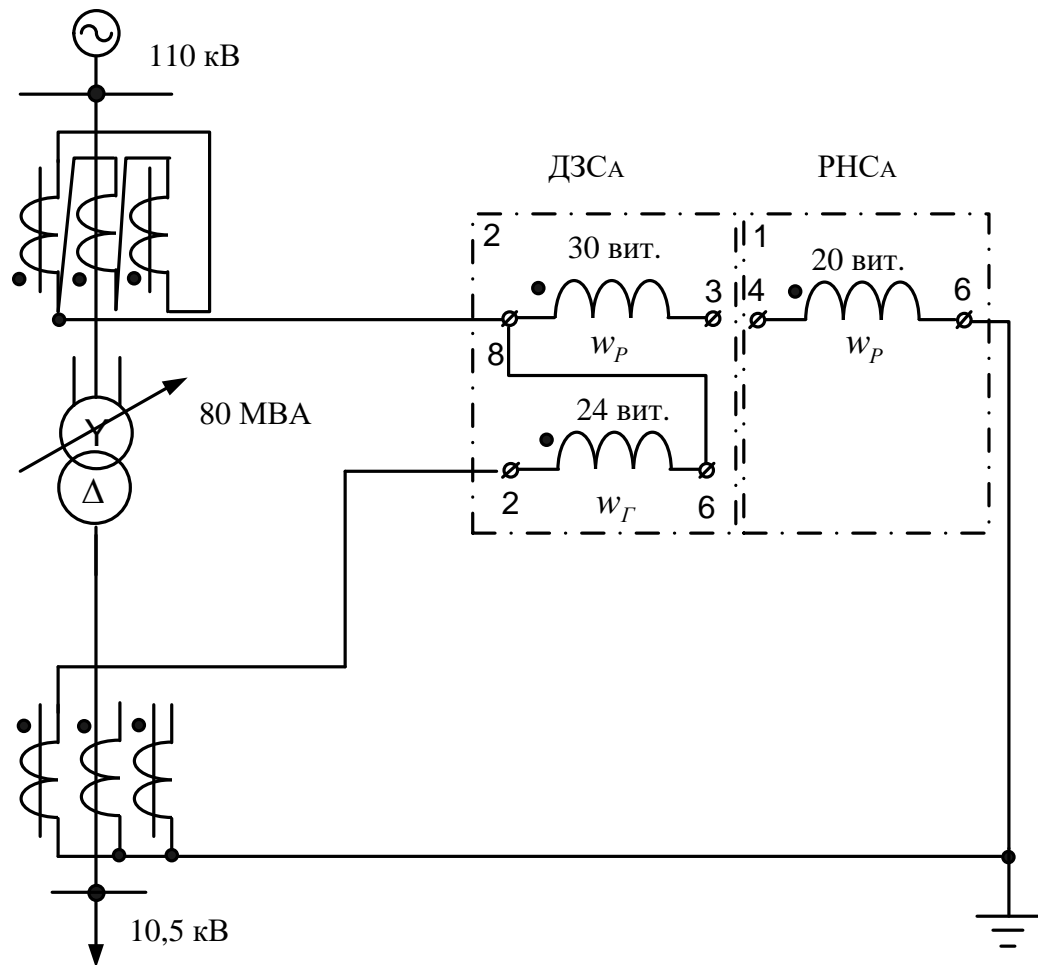


Рисунок 3.1– Принципова схема включення реле ДЗС-21

3.2 Технічні дані трансформатора, що захищається

Трансформатор силовий двообмотковий з розщепленою обмоткою низької напруги типу ТДНЦ-80000/110 призначений для зв'язку електричних мереж напругою 110 і 10 кВ.

Структура умовного позначення:

ТДЦ-80000/110

Т – трансформатор;

											Арк.
											42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

Р – розщеплена обмотка;

Д – двообмотковий;

Н – з регулюванням напруги під навантаженням;

Ц – охолодження з примусовою циркуляцією мастила та повітря з ненаправленим потоком мастила;

80000 – номінальна потужність, кВ·А;

110 – клас напруги обмотки ВН, кВ;

Висота установки над рівнем моря не більше 1000 м. Температура навколишнього повітря від мінус 45 до 40°C.

Технічні характеристики трансформатора:

$$U_K = 10,5 \%,$$

$$\Delta P_K = 310 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_X = 70 \text{ кВт},$$

$$I_X = 0,6 \%,$$

$$U_B = 121 \text{ кВ},$$

$$U_H = 10,5 \text{ кВ},$$

$$\text{РПН} \pm 6 \times 2,5 \%,$$

$$K_3 = 0,576$$

3.3 Розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора, виконаного з реле типу ДЗС-21

У цьому пункті дано розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора ТДЦ-80000/110 кВ потужністю 80 МВА. Трансформатор має вбудоване регулювання напруги під навантаженням (РПН) [12].

Опір трансформатора (таблиця 1.6) – $R_T = 0,71 \text{ Ом}$, $X_T = 19,2 \text{ Ом}$

$$R_{T1} = R_{T2} = 2R_T = 1,42 \text{ Ом.}$$

$$X_{T1} = X_{T2} = 2X_T = 38,4 \text{ Ом.}$$

Визначимо струм короткого замикання на шинах трансформатора:

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_{с.макс} + X_{в.мін})}$$

$$X_{с.макс} = X_{a2} + X_{m2} = 1,911 + 54,5 = 56,31 \text{ Ом}$$

$$X_{с.мін} = X_{с.макс} = 56,31 \text{ Ом}$$

$$X_{.мін} = X_{Т.ном} \cdot (1 - \Delta U)^2 = 40,34 \cdot (1 - 0,16)^2 = 28,46 \text{ Ом}$$

$$X_{Т.макс} = X_{Т.ном} \cdot (1 + \Delta U)^2 = 40,34 \cdot (1 + 0,16)^2 = 54,3 \text{ Ом}$$

$$X_{В.мін} = X_{Т.мін} = 28,46 \text{ Ом}$$

$$X_{В.макс} = X_{Т.макс} = 52,27 \text{ Ом}$$

Тоді:

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{вс.ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_{с.макс} + X_{в.мін})} = \frac{121}{\sqrt{3} \cdot (56,31 + 28,46)} = 0,8 \text{ кА}$$

$$I_{к.мін}^{(2)} = \frac{U_{вс.ном}}{2 \cdot (X_{с.мін} + X_{в.макс})} = \frac{121}{2 \cdot (56,31 + 54,3)} = 0,52 \text{ кА}$$

Визначимо первинні номінальні струми

$$I_{номВН} = \frac{S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 382,2 \text{ А}$$

$$I_{номНН} = \frac{S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4404 \text{ А}$$

Розрахунковим є реле типу ДЗС-21. Для нього струм спрацьовування захисту вибирається за умовами:

а) налагодження від кидка намагнічуючого струму:

$$I_{с.з} = k_{відс} \cdot I_{ном} = 0,3 \cdot 382,2 \text{ А}$$

б) налагодження від струму небалансу при КЗ на ВН

$$I_{с.з} = k_3 \cdot (k_{від} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{к.макс}^{(3)} = 1,5 (1,0 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 800 = 311,22 \text{ А}$$

Струм спрацьовування захисту вибираємо рівним 311,22 А.

						БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			44

Далі розрахунок параметрів зведемо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахункові параметри

Найменування величини	Позначення і метод визначення	110 кВ	10 кВ
Первинний струм на сторонах трансформатора, що захищається, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном.прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	382,2	4404
Схема з'єднання трансформаторів струму	–	Δ	Y
Коефіцієнт схеми	$K_{сх}$	$\sqrt{3}$	1
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	K_I	600/5	5000/5
Вторинний струм в плечах захисту, А	$I_{ном.В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I}$	4,57	3,47

Вторинні струми:

$$I_{в.ном} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_I}$$

$$I_{в.ном_I} = \frac{382 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{600} = 4,57 \text{ А}, \quad I_{в.ном_{II}} = \frac{4404 \cdot 1 \cdot 5}{5000} = 4,4 \text{ А}$$

Виберемо відгалуження трансформаторів струму. Дані розрахунку наведемо в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Розрахунок трансформаторів струму

№ п/п	Найменування величини	Позначення і метод визначення	Числове значення для сторони	
			110 кВ	10 кВ

1	Номінальний струм прийнятого відгалуження трансформатора на основній стороні, А	$I_{ВДГ.НОМ.ОСН} \leq I_{НОМ.В.ОСН}$	4,6	—
---	---	--------------------------------------	-----	---

Продовження таблиці 3.2

№ п/п	Найменування величини	Позначення і метод визначення	Числове значення для сторони	
			110 кВ	10 кВ
2	Розрахунковий струм відгалуження автотрансформаторів струму на неосновних сторонах, А	$I_{ВДГ.РОЗР.НЕОСН} = I_{НОМ.В.НЕОСН} \frac{I_{ВДГ.НОМ.ОСН}}{I_{НОМ.В.ОСН}}$	—	$3,5 \cdot \frac{4,6}{4,6} = 3,5$
3	Тип автотрансформаторів струму, які включаються в плече захисту	—	—	АТ-31
4	Номінальний струм використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підводяться вторинні струми в плечі захисту, А	—	—	3,6
5	Номер використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підводяться вторинні струми	—	—	1 – 9
6	Номер використовуваного	—	—	1 – 11

	відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підключається реле			
7	Номінальний струм використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підключається реле	$I_{НОМ.ВІД_{ТАВ}}$	—	4,25

Продовження таблиці 3.2

№ п/п	Найменування величини	Позначення і метод визначення	Числове значення для сторони	
			110 кВ	10 кВ
8	Номінальний струм прийнятого відгалуження трансреактора реле на неосновних сторонах, А	—	—	4,6
9	Номер використовуваного відгалуження трансреактора реле	—	7	5
10	Розрахунковий струм відгалуження проміжних трансформаторів струму кола гальмування реле, А	$I_{ВІД.ГАЛЬМ.НОМ}$	4,6	$\frac{3,5 \times 4,6}{3,6} = 4,47$
11	Номінальний струм прийнятого відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму, А	$I_{ВІД.ГАЛЬМ.НОМ}$	5	5
12	Номер використовуваного відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму реле	—	1	1

Визначаємо первинний гальмовий струм, відповідний початку гальмування [12]:

$$I_{п.гальм.поч} = 0,5 I_{ном} \left(k_{струмI} \frac{I_{відг.гальм.номI}}{I_{відг.гальм.розрI}} + k_{струмII} \frac{I_{відг.гальм.номII}}{I_{відг.гальм.розрII}} \right) =$$

$$= 0,5 \cdot 382 \left(1 \frac{5}{4,6} + 1 \frac{5}{4,47} \right) = 348,8 \text{ А}$$

де $k_{струм.I} = 1$, $k_{струм.II} = 1$ – коефіцієнти струморозподілу, відповідно для сторін I (110 кВ), II (10 кВ) в розглянутому режимі.

Визначаємо струм небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

$$I_{нб.гальм.поч} = \left(k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{CH} \langle k_{II} + \frac{I_{відв.розр.II} - I_{відв.ном.II}}{I_{відв.розр.II}} \rangle \right) I_{п.гальм.поч} =$$

$$= \left(1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,16 \cdot 1 + \frac{3,5 - 3,6}{3,5} \right) \cdot 348,79 = 83,211 \text{ А}$$

Визначимо первинний мінімальний струм спрацьовування захисту (його чутливого органу) за наступними умовами:

1) налагодження від розрахункового первинного струму небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

$$I_{с.з.мін} \geq k_z I_{нб.гальм.поч} = 1,5 \cdot 83,211 = 124,82 \text{ А};$$

2) налагодження від кидка струму намагнічування:

$$I_{с.з.мін} = 0,3 I_{ном} = 0,3 \cdot 382 = 94,9 \text{ А}$$

За розрахункове приймається більше з отриманих розрахункових значень:

$$I_{с.з.мін} = 124,82 \text{ А}$$

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахуємо відносний мінімальний струм спрацьовування реле (його чутливого органу) при відсутності гальмування. За розрахункову приймається сторона ВН.

$$I_{*с.р.мін} = \frac{I_{с.з.мін} \frac{U_{ср.ном}}{U_{номII}} k_{сх}}{K_I K_{TL} I_{відв.номTAV}} = \frac{124,82 \cdot \frac{121}{121} \cdot \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \cdot \frac{3,6}{4,6} \cdot 4,6} = 0,5 \text{ A}$$

Знайдемо максимальний розрахунковий струм небалансу $I_{нб.розр}$ при зовнішньому трифазному КЗ на стороні низької напругия:

$$I_{нб.розр} = \left(k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta U_{II} k_{токII} + \frac{I_{відв.розрII} - I_{відв.номII}}{I_{відв.розрII}} \right) I_{к.макс}^{(3)} =$$

$$= \left(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \left| \frac{3,5 - 3,6}{3,6} \right| \right) \cdot 800 = 309,47 \text{ A}$$

Визначимо коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{гальм} = \frac{k_z I_{*нб.розр} \frac{I_{в.ном.осн} - I_{*ср.мін}}{I_{відв.ном.осн}}}{0,5 \cdot \sum I_{*гальм.розр.n} \frac{I_{відв.гал.розр.n} - I_{*гальм.поч}}{I_{відв.гальм.ном.n}}} =$$

$$= \frac{1,5 \cdot \frac{309,47}{382} \cdot \frac{4,6}{4,6} - 0,5}{0,5 \cdot \frac{800 \cdot 1}{382} \cdot \left(\frac{4,6}{5} + \frac{4,47}{5} \right) - 0,6} = 0,57$$

де $I_{в.ном.осн}$, $I_{від.ном.осн}$, $I_{від.гал.розр.n}$, $I_{від.гальм.ном.n}$ – значення струмів;

$I_{*гал.поч} = 0,6$ – відносний вторинний струм початку гальмування, оскільки гальмування здійснюється тільки від груп ТС на приймальних сторонах.

Визначаємо первинний струм спрацьовування відсічення по умові налагодження від максимального первинного струму небалансу при перехідному режимі зовнішнього КЗ на шинах 110 кВ:

$$I_{с.відс.розр} = k_3 \cdot I_{нб.розр} = 1,5 \cdot 367,08 = 550,62 \text{ А},$$

де

$$I_{нб.розр} = \left(k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta U_{II} k_{струмII} + \frac{I_{відс.розрII} - I_{відс.номII}}{I_{відс.розрII}} \right) I_{к.макс}^{(3)} = \left(3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{4,6 - 4,6}{4,6} \right) \cdot 800 = 367,1 \text{ А}$$

Знайдемо відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічення [14]:

$$I_{*с.відс.розр} = \frac{I_{с.відс.розр} \cdot k_{сх}}{K_I K_{TL} I_{відс.номTAV}} = \frac{550,62 \cdot \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \cdot \frac{3,6}{4,6} \cdot 4,6} = 2,208$$

Відносна уставка відсічення приймається рівною 6, що відповідає струму спрацьовування відсічення:

$$I_{с.відс} = 6 \cdot I_{відс.ном} = 6 \cdot 4,6 \cdot \frac{600}{\sqrt{3} \cdot 5} = 1914,45 \text{ А}.$$

Коефіцієнт чутливості захисту (його чутливого органу)

$$k_u^{(m)} = \frac{I_{к.мін}^{(m)} \cdot K_{сх.n}^{(m)}}{I_{с.з} \cdot K_{сх.n}^{(3)}}$$

При КЗ між фазами на стороні низької напруги:

$$k_u^{(3)} = \frac{520 \cdot \sqrt{3}}{124,82 \cdot \sqrt{3}} = 4,17$$

Коефіцієнт чутливості більший двох, що задовольняє умові установки захисту.

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

3.4 Захист від надструмів при зовнішніх КЗ (Максимальний струмовий захист)

Максимальний захист служить для відключення трансформатора при КЗ на збірних шинах або на приєднаннях, що відходять від них, якщо РЗ або вимикачі цих елементів відмовили в роботі. Одночасно РЗ від зовнішніх КЗ використовується і для захисту від пошкодження в трансформаторі. Однак за умовами селективності МСЗ повинен мати витримку часу і, отже, не може бути швидкодіючим. З цієї причини в якості основного РЗ від пошкоджень в трансформаторах він використовується лише на малопотужних трансформаторах. На трансформаторах, що мають спеціальний РЗ від внутрішніх пошкоджень, РЗ від зовнішніх КЗ служить резервом до цього захисту на випадок його відмови.

МСЗ може бути виконаний на базі мікропроцесорного пристрою релейного захисту, автоматики і управління приєднань УЗА-10А.2. Він призначений для використання в схемах релейного захисту та протиаварійної автоматики для захисту електричних машин, трансформаторів і ліній електропередачі при коротких замиканнях і перевантаженнях, а також для управління і телемеханіки приєднання. Пристрій УЗА10А.2 - живиться від джерела як постійного, так і змінного оперативного струму. Від кіл змінного струму виконується комбіноване живлення від струму і напруги і захист може працювати тільки від струму короткого замикання.

Робочий діапазон температур від -25°C до $+50^{\circ}\text{C}$ (розширений від -40°C до $+70^{\circ}\text{C}$).

Функції пристрою:

- двофазний (трифазний) МСЗ (може бути замінений на захист від перевантаження);
- струмове відсічення 2 ступені: CO1, CO2;
- захист від замикань на землю (ЗНЗ);

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

- прискорення МСЗ при включенні вимикача;
- дистанційне включення і відключення вимикача;
- контроль і управління вимикачем;
- зовнішнє блокування захисту;
- пуск УРОВ;
- одноразове АПВ;
- вимір струмів фаз і струму ЗНЗ;
- запам'ятовування струму КЗ (на замовлення - 5 подій з фіксацією струму і часу КЗ);
- порт зв'язку RS 485 для підключення до локальної мережі.

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

4. БЛИСКАВКОЗАХИСТ ПІДСТАНЦІЇ

Захист від прямих ударів блискавки виконується за допомогою блискавковідводів. Блискавковідвід є собою пристроєм, який знаходиться вище об'єкта, що захищається, і через який струм блискавки, минаючи об'єкт, відводиться в землю. Блискавковідвід складається із блискавкоприймача, який безпосередньо приймає на себе удар блискавки, струмовідводу та заземлювача.

Захисна дія блискавковідводу характеризується його зоною захисту, тобто простором поблизу блискавковідводу, ймовірність попадання блискавки в який не перевищує визначеного достатньо малого значення.

Блискавковідводи по типу блискавкоприймачів поділяються на стержньові та тросові. Стержньові блискавковідводи виконуються в вигляді вертикально встановлених стержнів, з'єднаних з заземлювачем, а тросові – у вигляді горизонтально підвішених проводів. По опорах, до яких приєднується трос, прокладаються струмовідводи, які з'єднують трос з заземлювачем.

Відкриті розподільчі пристрої підстанцій захищаються стержневими блискавковідводами, а лінії електропередавання – тросовими. Для захисту шинних мостів та гнучких зв'язків великою протяжністю також можуть використовуватись тросові блискавковідводи.

Зона захисту одного стержневого блискавковідводу висотою h представляє собою круговий конус, вершина якого знаходиться на висоті $h_0 \leq h$. На рівні землі зона захисту утворює коло радіусом r_0 . Горизонтальний переріз зони захисту на висоті об'єкта, який захищається, h_x представляє собою коло радіусом r_x .

Для захисту підстанції „ Куліровка ” від прямих ударів блискавки на ній встановлені стержневі блискавковідводи. Вони встановлені по всій

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

території підстанції (аркуш графічної частини). Кількість блискавковідводів на підстанції дорівнює 6.

Блискавковідводи утворюють спільну зону захисту, тобто представляють собою багатократний блискавковідвід. Зона захисту багатократного стрижневого блискавковідводу визначається як зона захисту попарно взятих стрижневих блискавковідводів висотою ≤ 150 м.

Так як на підстанції проводилась заміна обладнання, необхідно перевірити чи виконується блискавкозахист підстанції.

Висоту блискавковідводів приймемо:

- $h_2=h_3=h_4=30$ м;

- $h_5=h_6=h_1=19,6$ м.

Розрахуємо зону захисту кожної з пар блискавковідводів за методикою наведеною в [7]. Зона захисту подвійного блискавковідводу наведена на рисунку 7.1.

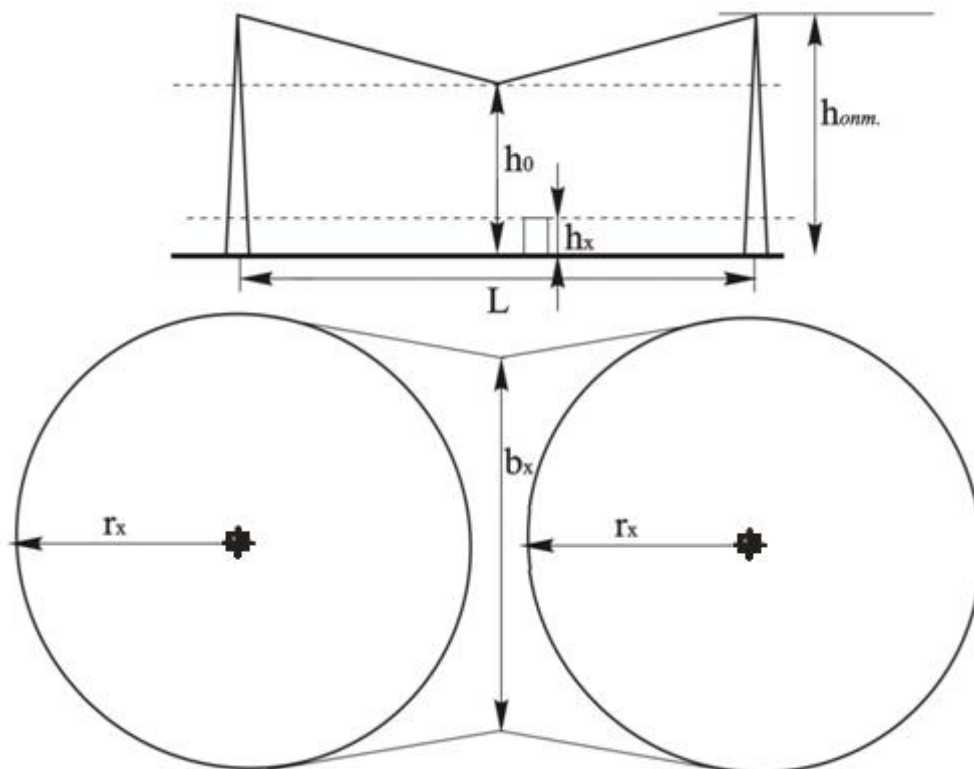


Рисунок 7.1 – Зона захисту подвійного блискавковідводу

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

Розрахунок за методикою [7] передбачає виконання наступних обов'язкових умов:

- висота блискавковідводів не повинна перевищувати 60 м;
- повинно виконуватися співвідношення

$$\frac{L}{h} \leq 5; \quad (7.1)$$

де L – відстань між блискавковідводами у відповідності з планом;
 h – висота блискавковідводу.

Прийнявши висоту блискавковідводів можемо розрахувати перпендикуляр, встановленого із середини відстані між блискавковідводами за формулою:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}. \quad (7.2)$$

Оптимальну висоту блискавковідводів визначаємо за формулою:

$$h_{opt} = 0,571 \cdot h_0 + \sqrt{0,183 \cdot h_0^2 + 0,0357 \cdot L^2}. \quad (7.2)$$

Ширина зони захисту кожної з пар блискавковідводів b_x визначається висотою захищеного об'єкту h_x за формулами:

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x), \quad (7.3)$$

при умові, що $0 \leq h_x \leq \frac{2}{3} h$;

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$b_x = 1,5 \cdot (h_0 - h_x), \quad (7.4)$$

при умові, що $h_x \geq \frac{2}{3} h$.

Радіус зони захисту:

$$r_x = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right). \quad (7.5)$$

Результати розрахунків занесені до таблиці 7.1. Зона захисту розрахованих блискавковідводів зображена на аркуші графічної частини.

Таблиця 7.1 – Результати розрахунків параметрів зон захисту блискавковідводів встановлених на підстанції

Найменування пар блискавко-відводів	Розрахункова величина						
	b_x , м	h_x , м	L , м	h_0 , м	h_{omm} , м	$r_{x(0)}$, м	r_x , м
1-2	14	6,38	36	24	30	15,25	7,4
1-3	6	5,55	5,26	14,5	19,6	15,25	7,4
1-5	8	5,26	30	20	30	15,25	7,4
1-6	12,5	5,55	21	15	19,6	15,25	7,4
2-3	12	6,38	39	23	30	23,3	14,2
2-4	5	6,38	51	19	30	23,3	14,2
2-5	6	5,55	46	17	30	23,3	14,2
6-2	6,5	6,38	37	22,5	30	15,25	7,4
3-4	12,5	5,55	32	16	19,6	23,3	14,2
3-5	10	5,26	36	21	30	23,3	14,2
3-6	8,5	5,55	39	14	19,6	23,3	14,2
4-5	12	5,55	21	20,5	19,6	23,3	14,2
4-6	11	5,55	34	17	30	23,3	14,2
5-6	10	5,2	19	8	19,6	15,25	7,4

*Примітка. Значення, приведені в графі $r_{x(0)}$ та r_x , відносяться до першого блискавковідводу із зазначеної пари блискавковідводів.

Отже, як бачимо з розрахунків, вибрана система стержньових блискавковідводів на ПС охоплює всю її територію. Блискавкозахист ПС з'єднано з природнім контуром заземлення.

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

Висновки

У розділі «Розрахунок електричної мережі» знайдено потоки потужностей в мережі при нормальному режимі роботи. Знайдено також падіння потужностей в елементах мережі. Розглянуто величини напруг в точках мережі з урахуванням поздовжніх і поперечних складових.

У розділі «Розрахунок електричної частини станцій і підстанцій» вибрано основне обладнання підстанції: вимикачі, роз'єднувачі, вимірювальні трансформатори струму і напруги, основні силові трансформатори перевірені за графіком навантаження підстанції, зазначений необхідний мінімальний набір вимірювальних приладів для установки на підстанції.

У розділі «Розрахунок релейного захисту» проведені розрахунки релейного захисту трансформатора.

У розділі 4 розглянуто блискавкозахист підстанції.

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Література

- 1 Електричні мережі та системи. Підручник. Сегеда М.С. / Трете видання, доповнене та перероблене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9
- 2 Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018.– 214 с.
- 3.202 Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебеда, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с
- 3 Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. – Харьков, Форт, 2014. – 782 с.
- 4 Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2005. - 52 с
<http://www.energyland.info/files/library/487586c140e2946c28be316bcbd800a3.pdf>
- 5 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002.–116с.
<http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b60d9.pdf>
- 6 СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

електропередавання. Київ. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013.

7 Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій».

http://eprints.kname.edu.ua/48453/1/2015_%D0%BF%D0%B5%D1%87_89%20%D0%9B%20%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%20%D0%BB%D0%B5%D0%BA.pdf

8. Методичні вказівки до практичних занять з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (для слухачів другої вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи електроспоживання (за видами)) / Харків. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : В. М. Гаряжа, Є. Д. Дьяков, Г. В. Капустін. – Х. : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015.– 44 с.

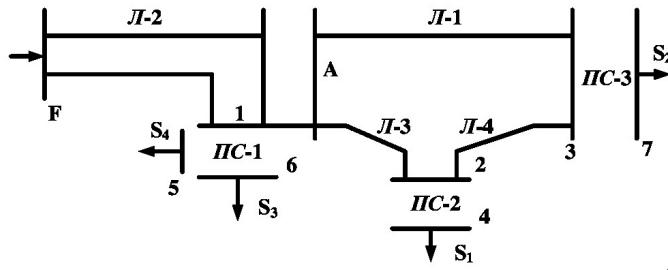
9 Сегеда М.С., Гапанович В.Г., Олійник В.П., Покровський К.Б. Проектування структурних схем електростанцій та підстанцій: навч. посіб. – Львів: Вид-во НУ «ЛП», 2010.

10 Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник.

Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2015. – 504 с.

11 Методичні вказівки до проведення практичних занять з курсу «Релейний захист та автоматика» / Харк. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад.: Д. С. Шимук. – Х.: ХНУМГ, 2013 – 60 с.

					БР.5.141.868.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60



Исходная схема сети

Категория потребителя

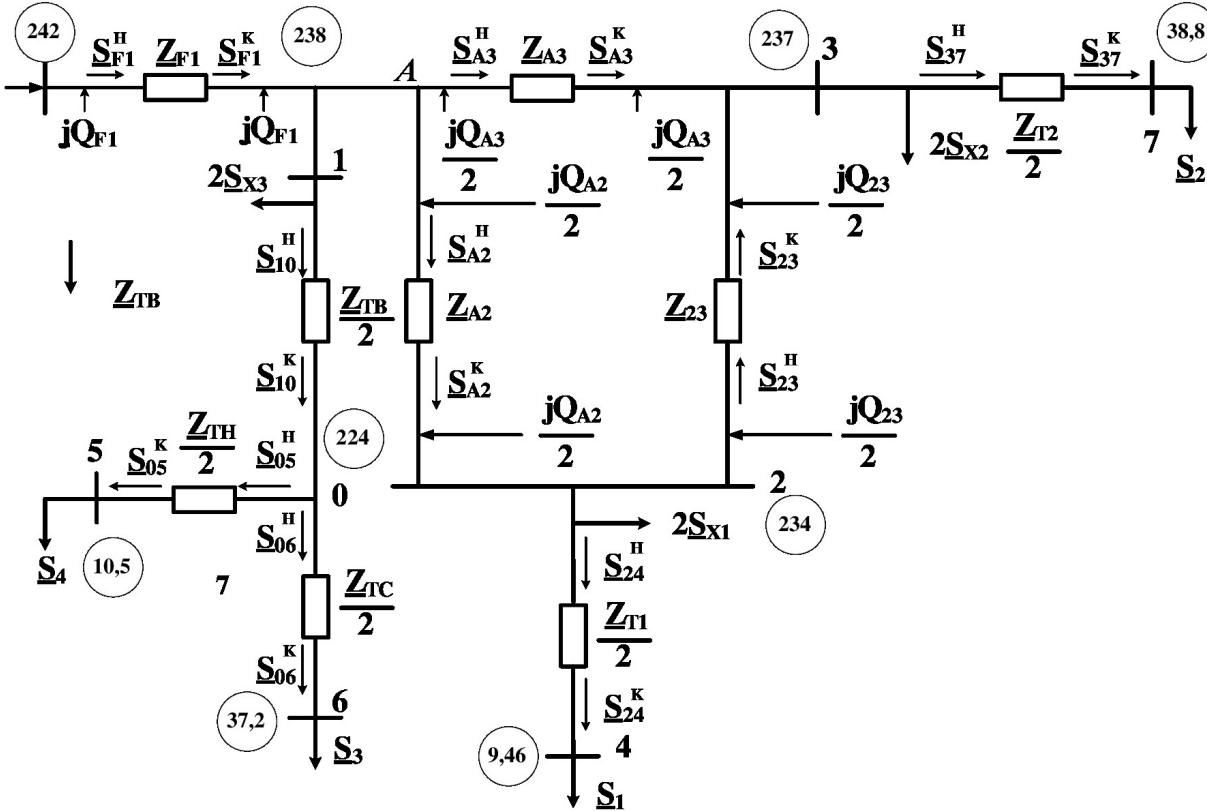
- S₁ - II
- S₂ - I
- S₃ - III
- S₄ - II

Длина линий

- Л-1 50 км
- Л-2 30 км
- Л-3 50 км
- Л-4 30 км

Мощности нагрузок

- S₁ = 100 + j40 МВА S₂ = 50 + j20 МВА
- S₃ = 10 + j10 МВА S₄ = 20 + j10 МВА

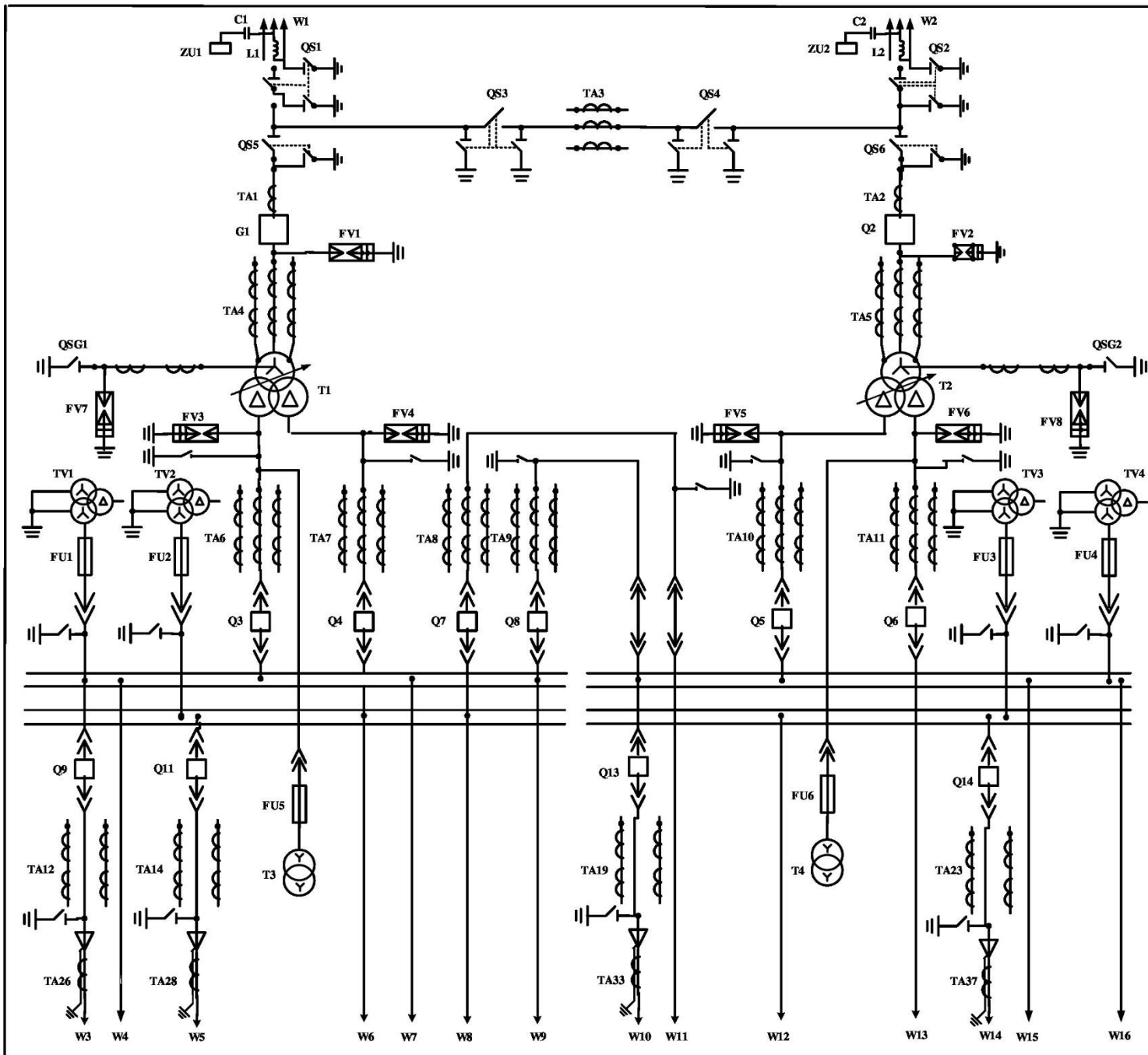


Расчетная схема замещения сети

Мощности на участках сети

Обозн	Начало	Конец
S _F	188,4 + j91,66	
S _{F1}	188,4 + j95,43	186,84 + j89,64
S _A	156,62 + j68,26	5,79 + j9,52
S _{A3}	58,043 + j20,51	58,3 + j20,51
S ₂₃	3,83 + j0,349	3,83 + j0,35
S ₁₀	30,12 + j24,55	30,04 + j20,76
S ₀₅	20,03 + j10,76	20 + j10
S ₀₆	10,012 + j10	10 + j10
S ₂₄	100,35 + j49,64	100 + j40
S ₃₇	50,03 + j21,19	50 + j20

				БР.5.141.868.ГЧ.ЕТ		
Мет	Датум	ЛВ	Листы	Розрахунок електричної мережі	Лист	Масштаб
Розробив	Сальдов А.С.				у	
Керував	Сальдов Г.П.				Листов 2	
				СУМ ДУ ЕТдн-51п		



Pos	Обозначение	Наименование	Кол
1	T1, T2	Трансформатор силовой ГРДНП-63000/110	2
2	C1, C2	Конденсатор связи СМП	2
3	L1, L2	Высокочастотный заградитель	2
4	QS1-QS6	Разъединитель наружной установки РНД-(З)-110/1000	6
5	Q1, Q2	Выключатель ВВП-110/630	2
6	TA1- TA3	Трансформатор тока ТВТ-110-1	3
7	TA4, TA5	Трансформатор тока Встроенный ТВТ-110-1	6
8	FV1, FV2	Разрядник вентиляционный РВС-110МУ1	8
9	FV3- FV6	Разрядник вентиляционный РВП-10МУ1	4
10	FV7, FV8	Разрядник вентиляционный РВС-15 РВС-35	12
11	QSG1, QSG2	Заземлитель однополюсный ЗОН-110М	2
12	TA6- TA11	Трансформатор тока ТПЛ-10-0,5/10Р	18
13	T3, T4	Трансформатор собственных нужд ТМ-40/10	2
14	Q3-Q6	Выключатель ВМПЭ-10-3150-31,5	4
15	Q7, Q8	Выключатель ВМПЭ-10-3150-31,5	2
16	FU1-FU6	Предохранитель ПКН001-10У1	6
17	TV1-TV4	Трансформатор напряжения НТМИ-10-66	4
18	Q9-Q22	Выключатель ВММ-10+400/630-10	14
19	TA12-TA25	Трансформатор тока ТПЛ-10-0,5/10Р	28
20	TA26- 37	Трансформатор тока ТПЛ-10-У3	14
21	ZU1, ZU2	Фильтр присоединения ОФП	2

БР.5.141.868.ГЧ.ЕТ					
Дата	Лист	Из дораб.	Измен.	Листы	Листы
1990	1				
Розрахунок електричної мережі					
				Лист 1	Листов 2
СУМ ДУ ЕТДН-51п					