

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: “Вибір параметрів обладнання і режимів роботи електричних мереж та розрахунок зони захисту блискавковідводів ВРП”

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Виконав студент гр. ЕТдн-51п

Кононенко С.О.

Керівник, доцент, канд.техн.наук

Лебединський І.Л.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ____ ” _____ 2020 р.

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Кононенка Сергія Олександровича

1 Тема роботи “Вибір параметрів обладнання і режимів роботи електричних мереж та розрахунок зони захисту блискавковідводів ВРП”

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;
- розрахунок зони захисту блискавковідводів ВРП.

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.-14.05.2020	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	15.05.-21.05.2020	
3	Розрахунок релейного захисту	22.05.-28.05.2020	
4	Розрахунок зони захисту блискавковідводів ВРП	29.05.-05.06.2020	
5	Оформлення пояснювальної записки	1.06.-7.06.2020	

Студент гр ЕТдн-51п _____

Кононенко С.О.

Керівник роботи _____

Лебединський І.Л.

РЕФЕРАТ

с. 66, рис. 14, табл. 23, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Вибір параметрів обладнання і режимів роботи електричних мереж та розрахунок зони захисту блискавковідводів ВРП” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма – “Електротехнічні системи електроспоживання” / С.О. Кононенко; керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2020. - 66 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, диференціальний 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. Розрахунок зони захисту блискавковідводів ВРП.

Перелік умовнихначень

ПС – понижувальна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

ВН – вища напруга

СН – середня напруга

НН – низька напруга

РЕМ – розподільні електричні 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

ТВЕ – технологічні витрати електроенергії

ЛЕП – лінії електропередач

МСЗ – максимальний струмовий захист

Зміст

	Вступ.....		8
1	Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій		10
1.1	Вибір напруг ліній		10
1.2	Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій		14
1.3	Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів		17
1.4	Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах		19
1.5	Визначення напруг в вузлах навантаження		21
2	Розрахунок електричної частини підстанції		23
2.1	Вибір схеми електричних з'єднань підстанції		23
2.2	Вибір трансформаторів власних потреб		24
2.3	Розрахунок струмів короткого замикання		26
2.4	Вибір високовольтних апаратів РП електричних частин		29
2.5	Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги		33
2.6	Вибір ошиновки РП		37
2.7	Компонування РП 110 кВ і конструктивна частина		39
2.8	Компонування РП 10 кВ і конструктивна частина		40
2.9	Заземлюючі пристрої ПС		41
3	Розрахунок релейного захисту трансформатора		42
3.1	Вихідні дані до розрахунку захисту		42
3.2	Розрахунок поздовжнього диференційного струмового захисту.....		43
3.3	Газовий захист		50
4	Розрахунок зони захисту блискавковідводів ВРП.....		51
4.1	Розрахунок зони захисту блискавковідводів уздовж ширини ВРП.....		53

					БР.5.141.753 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	“Вибір параметрів обладнання і режимів роботи електричних мереж та розрахунок зони захисту блискавковідводів ВРП”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.	Кононенко С.О.					Н	6	66
Перев.	Лебединський					СумДУ ЕТдн-51п		
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв.	Лебединський							

4.2 Розрахунок опору заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою.....	58
Висновки	61
Література.....	62
Додаток А.....	65
Додаток Б.....	67

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.

В процесі виконання даної роботи вирішуються такі завдання:

- розрахунок електричної мережі, що містить джерело живлення, лінії електропередачі, трансформатор і навантаження (споживачі електричної енергії);
- розрахунок електричної частини підстанції;

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 5.141.753 ПЗ ЕТ

Арк.

8

- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту трансформатора
- розрахунок зони захисту блискавковідводів ВРП-110 кВ

					БР 5.141.753 ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

Вихідні дані для виконання проекту

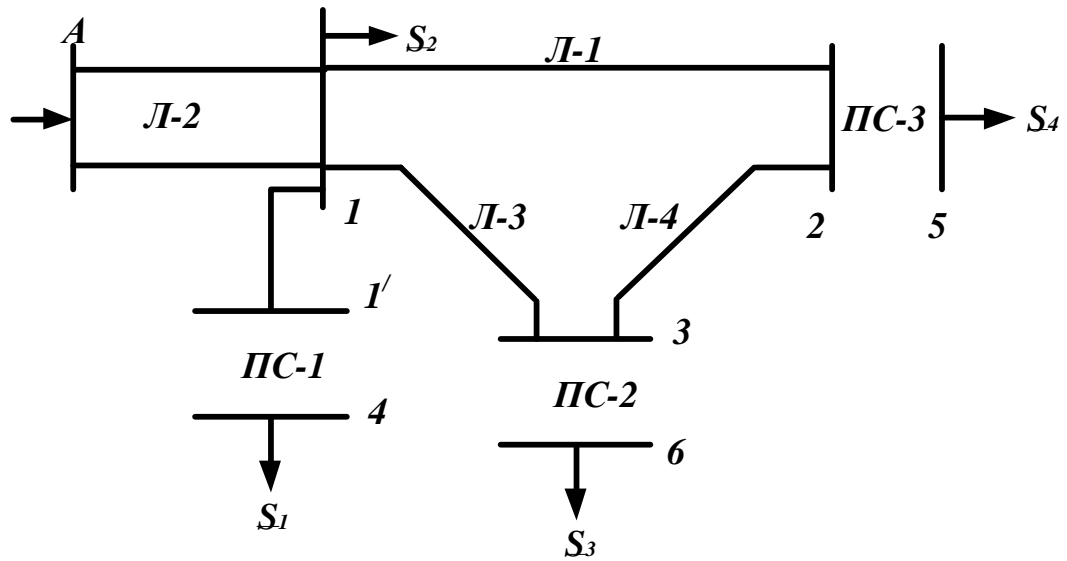


Рисунок 1.1 – Вихідна однолінійна електрична схема з'єднань заданої електричної мережі

Таблиця 1.1 – Вихідні дані електричної мережі

Довжина ВЛ, км				Потужності навантажень вузлів, мВА			
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	S ₁	S ₂	S ₃	S ₄
60	40	40	40	$\frac{60+j30}{II}$	$\frac{20+j10}{II}$	$\frac{60+j45}{III}$	$\frac{10+j10}{I}$

1.1 Вибір напруг ліній

Прийmemo, що навантаження вузла 3 дорівнює навантаженні вузла 6, навантаження вузла 2 дорівнює навантаженні вузла 5. Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-4, Л-3 (рисунок 1.2). Визначимо розрахункові навантаження вузлів 2 і 3.

					БР.5.141.753 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Кононенко С.О.				Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський					Н	10	66
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-51п		
Н. контр.								
Затв.	Лебединський							

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_4 = 10 + j10 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_3 = 60 + j45 \text{ МВА};$$

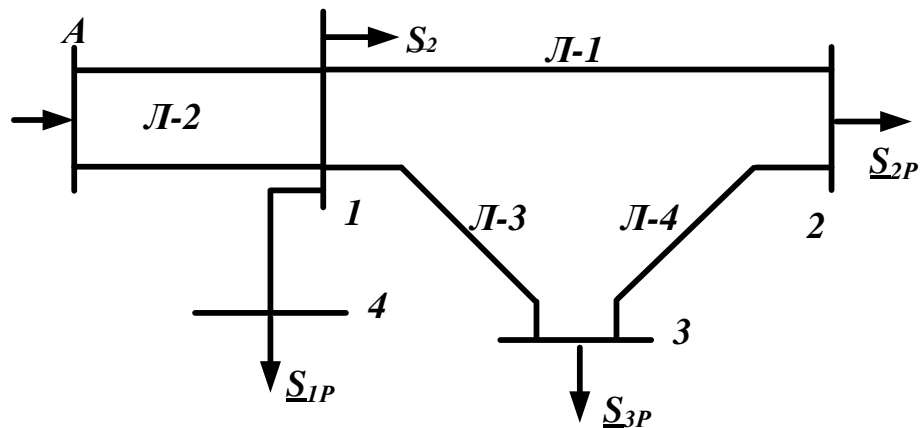


Рисунок 1.2– Замкнута мережа

Розімкнемо замкнуту мережу, наведену на рисунку 1.2, по вузлу 1 (рисунк 1.3) і позначимо потужності на ділянках мережі [1, 2, 3].

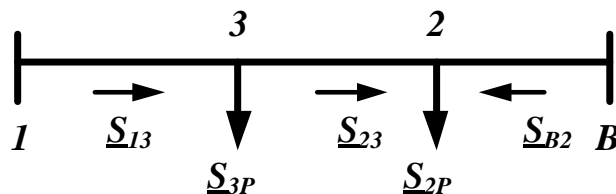


Рисунок 1.3 – Розімкнена мережа

Визначаємо потужності на ділянках розімкненої мережі:

$$\underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot l_{2B} + \underline{S}_{3P} \cdot (l_{23} + l_{2B})}{l_{23} + l_{2B} + l_{13}} = 47,14 + j36,43 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{13} - \underline{S}_{3P} = -12,86 - j8,57 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{B2} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot l_{13} + \underline{S}_{2P} \cdot (l_{23} + l_{13})}{l_{23} + l_{2B} + l_{13}} = 22,86 + j18,57 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

$$\underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{13} + \underline{S}_{B2}$$

$$70 + j55 = 70 + j55$$

Баланс потужності зійшовся. Потужність ділянки 2-3 вийшла негативною, тому точка 3 є точкою поточкорозділу.

Вибір типу проводів повітряних ліній

Визначимо напруги на ділянках мережі (рисунок 1.3) за формулою Іларіонова [1, 2, 3]:

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

Таблиця 1.2 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	1 – 2	A-1	1 – 3	2 – 3
Довжина ділянки, км	60	40	40	40
Напруга ділянки, кВ	70	185	39	69

Приймаємо напругу електричної мережі рівною 110 кВ.

Визначаємо струми проводів ліній

$$I = \frac{S_{л}}{\sqrt{3} \cdot U_{л}}$$

Таблиця 1.3 – Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Струм, кА	0,154	0,453	0,313	0,81

Приймаємо для ліній провід марки АС-240/32. Для лінії Л-2 вибираємо такий же провід відповідно до ПУЕ.

Таблиця 1.4 – Марка і параметри проводів

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Марка і переріз проводу	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32
Параметри проводів				
R _о , Ом/км	0,118	0,118	0,118	0,118
X _о , Ом/км	0,405	0,405	0,405	0,405

Продовження таблиці 1.4

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
$b_0, \text{См/км}, \times 10^{-6}$	2,81	2,81	2,81	2,81

Знайдемо параметри ліній електричної мережі

Значення активних та реактивних опорів ліній, а також величина зарядної потужності, наведені в таблиці [1, 2, 3]:

$$R_L = r_0 \cdot l_L; \quad X_L = x_0 \cdot l_L; \quad \frac{jQ_L}{2} = U_{НОМ}^2 \cdot \frac{b_0 \cdot l_L}{2}$$

Таблиця 1.5 – Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

Лінія		Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
R_L	Ом	7,08	4,72	4,72	4,72
X_L	Ом	24,3	16,2	16,2	16,2
$\frac{Q_L}{2}$	МВАр	1,02	1,36	0,68	0,68

1.2 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

За напругами мережі і навантаженнях вибираємо трансформатори [4, 5]:

– для ПС-1

$$S_T = \frac{S_1}{1,4} = \frac{\sqrt{60^2 + 30^2}}{1,4} = 48 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор ТРДЦН-63000/110.

Визначимо коефіцієнт завантаження:

$$K_3 = \frac{S_1}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{60^2 + 30^2}}{2 \cdot 63} = 0,53$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючих трансформатори ТРДЦН-63000/110 задовольняє вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.6 – Каталогні дані трансформатора ТРДЦН-63000/110 [5]

Тип	S _{ном} , МВА	Межі регу- люван- ня	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
			ВН	НН							
ТРДЦН- 63000/110	63	±9×1,78 %	115	6,3/6,5; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410

– для ПС-2

$$S_T = S_3 = \sqrt{60^2 + 45^2} = 75,0 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор ТРДЦН-80000/110.

Визначити коефіцієнт завантаження трансформаторів:

$$K_3 = \frac{S_3}{S_T} = \frac{\sqrt{60^2 + 45^2}}{80} = 0,94$$

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

БР 5.141.753 ПЗ ЕТ

Арк.

14

Так як коефіцієнт завантаження менший 1,0, то трансформатор ТРДЦН-80000/110 задовольняють вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.7 – Каталогні дані трансформатора ТРДЦН-80000/110 [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регу- люван- ня	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			U _{НОМ} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
			ВН	НН							
ТРДЦН- 80000/110	80	±9×1,7 8%	115	6,3/6,5; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480

Для ПС-3

$$S_T = \frac{S_4}{1,4} = \frac{\sqrt{10^2 + 10^2}}{1,4} = 10,1 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор ТДН-10000/110 [4, 5]:.

Визначаємо коефіцієнт завантаження:

$$K_3 = \frac{S_1}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{10^2 + 10^2}}{2 \cdot 10} = 0,707$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то трансформатор ТДН-10000/110 задовольняє вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.8 – Каталогні дані трансформатора ТДН-10000/110 [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Преде- лы ре- гули- рования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			U _{НОМ} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
			ВН	НН							
ТДН- 10000/110	10	±9×1,78 %	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

БР 5.141.753 ПЗ ЕТ

Арк.

15

Складаємо однолінійну схему електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

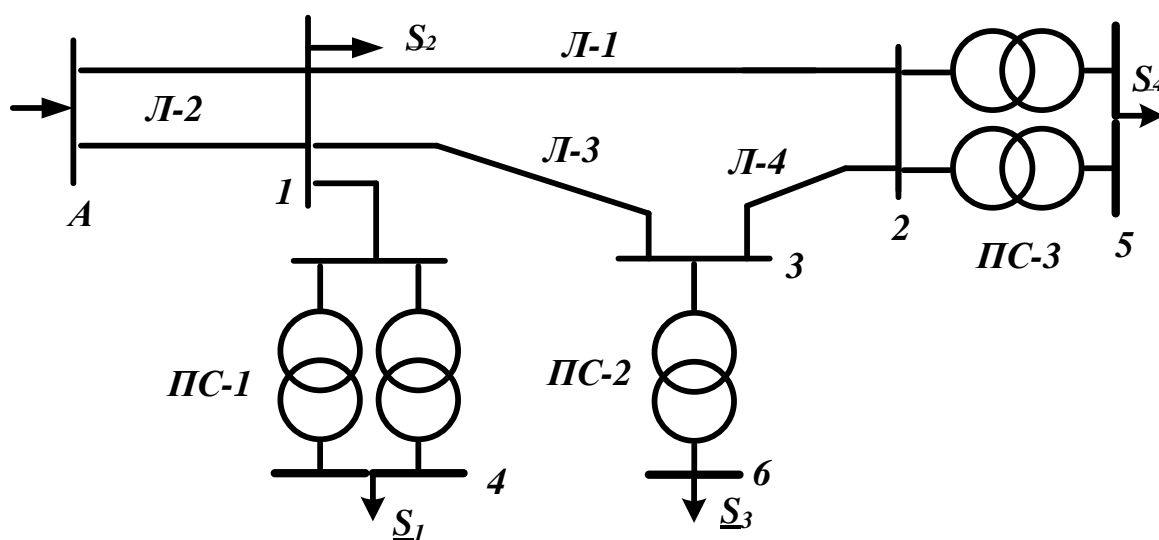


Рисунок 1.4 – Однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 5.141.753 ПЗ ЕТ

Арк.

16

1.3 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

Визначаємо розрахункову потужність на високій стороні ПС-1 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні. Зображуємо схему заміщення двох двообмоткових трансформаторів, включених паралельно і розраховуємо потужність [1, 3].

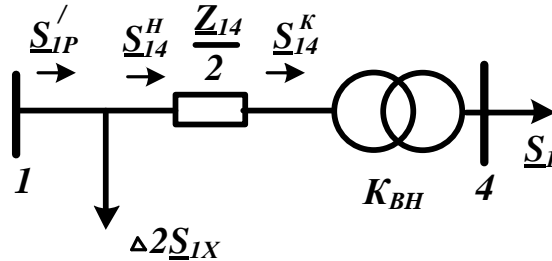


Рисунок 1.5 – Схема заміщення підстанції ПС-1

Визначаємо потужність \underline{S}_{14}^K :

$$\underline{S}_{14}^K = \underline{S}_1 = 60 + j30 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{14}^H :

$$\underline{S}_{14}^H = \underline{S}_{14}^K + \frac{(P_{14}^K)^2 + (Q_{14}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{14}}{2} = 60,16 + j34,09 \text{ МВА} .$$

Визначається розрахункова потужність у вузлі 1' з урахуванням потужності $2 \cdot \Delta S_{1X}$:

$$\underline{S}'_{1P} = \underline{S}_{14}^H + 2 \cdot \Delta S_{1X} = 60,28 + j35,9 \text{ МВА}$$

Визначаємо розрахункову потужність на високій стороні ПС-2 з урахуванням втрат в обмотці трансформатора при максимальному навантаженні. Зображуємо схему заміщення двообмоткового трансформатора (рис. 1.6) і розраховуємо потужність вузла 3 [1, 3].

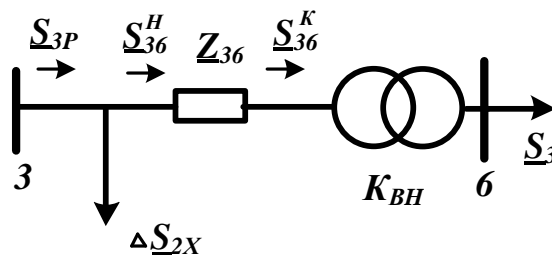


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС-2

Визначаємо потужність \underline{S}_{36}^K :

$$\underline{S}_{36}^K = \underline{S}_3 = 60 + j45 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{36}^H и \underline{S}_{3P} :

$$\underline{S}_{36}^H = \underline{S}_{36}^K + \frac{(P_{36}^K)^2 + (Q_{36}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{36} = 60,14 + j49,044 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_{36}^H + \Delta S_{2X} = 60,21 + j49,52 \text{ МВА}.$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 2 ПС-3 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні. Змальовуємо схему заміщення двох триобмоткових трансформаторів, включених паралельно і розраховуємо потужність у вузлі 1 [1, 3].

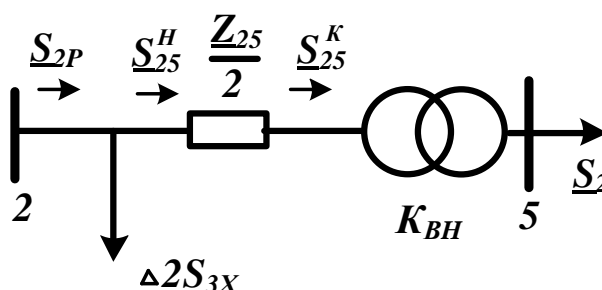


Рисунок 1.7 – Схема заміщення підстанції ПС-3

Визначаємо потужність \underline{S}_{25}^K :

$$\underline{S}_{25}^K = \underline{S}_2 = 10 + j10 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність:

$$\underline{S}_{25}^H = \underline{S}_{25}^K + \frac{(P_{25}^K)^2 + (Q_{25}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{25}}{2} = 10,07 + j11,15 \text{ МВА}.$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 2 з урахуванням потужності $2 \cdot \Delta S_{3X}$:

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{25}^H + 2 \cdot \Delta S_{3X} = 10,1 + j11,3 \text{ МВА}$$

1.4 Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах

Визначаємо потужності на ділянках розімкненої мережі (рисунок 1.3) з урахуванням втрат потужності в трансформаторах:

$$\underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot l_{2B} + \underline{S}_{3P} \cdot (l_{23} + l_{2B})}{l_{23} + l_{2B} + l_{13}} = 47,33 + j40,21 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{13} - \underline{S}_{3P} = -12,88 - j9,31 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{B2} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot l_{13} + \underline{S}_{2P} \cdot (l_{23} + l_{13})}{l_{23} + l_{2B} + l_{13}} = 22,97 + j20,6 \text{ МВА}.$$

Складемо рівняння балансу потужності

$$\underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{13} + \underline{S}_{B2},$$

$$70,3 + j60,81 = 70,3 + j60,81.$$

Баланс потужності зійшовся.

Потужність ділянки 2-3 вийшла від'ємною, тому точка 3 є точкою потокорозділу. Складемо схему заміщення електричної мережі з урахуванням потокорозділу.

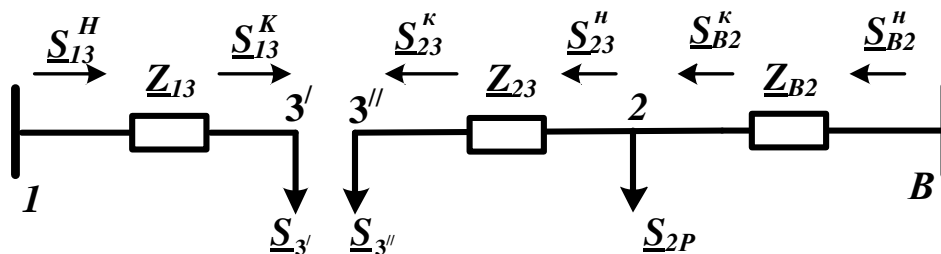


Рисунок 1.7 – Розімкнена мережа

Визначимо потокорозділ в двох схемах заміщення, наведених на рисунку 1.7.

Знайдемо потужність джерела \underline{S}_{13} :

Приймається $\underline{S}_{13}^K = \underline{S}_{3'} = 47,33 + j40,21 \text{ МВА}$.

$$\underline{S}_{13}^H = \underline{S}_{13}^K + \frac{(P_{13}^K)^2 + (Q_{13}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{13} = 48,84 + j45,38 \text{ МВА}.$$

Приймається $\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{3''} = 12,88 + j9,31 \text{ МВА}$

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{23} = 12,98 + j9,65 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_{B2}^K = \underline{S}_{23}^H + \underline{S}_{2P} = 23,07 + j20,94 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_{B2}^H = \underline{S}_{B2}^K + \frac{(P_{B2}^K)^2 + (Q_{B223}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{B2} = 23,45 + j22,24 \text{ MBA}$$

Знайдемо потужність джерела \underline{S}_A :

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{A1}^H + \underline{S}_{B2}^H + \underline{S}_2 + \underline{S}_{1P} = 152,56 + j112,53 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_{A1}^H = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(P_{A1}^K)^2 + (Q_{A1}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{A1}}{2} = 156,07 + j124,56 \text{ MBA}$$

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 5.141.753 ПЗ ЕТ

Арк.

20

1.5 Визначення напруг у вузлах навантаження

Приймаємо напругу джерела живлення на десять відсотків більшою номінальною напругою мережі $U_A = 121 \text{ кВ}$ [1, 3].

Визначимо напругу вузла 1:

$$U_1 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A1}^H R_{A1} + Q_{A1}^H X_{A1}}{U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{A1}^H X_{A1} - Q_{A1}^H R_{A1}}{U_A} \right)^2} = 109,91 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 4, наведене до високої сторони ПС-1:

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{14}^H \cdot \frac{R_{14}}{2} + Q_{14}^H \cdot \frac{X_{14}}{2}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{14}^H \cdot \frac{X_{14}}{2} - Q_{14}^H \cdot \frac{R_{14}}{2}}{U_1} \right)^2} = 106,4 \text{ кВ}$$

Знайдемо реальні напруги на низькій стороні підстанцій 1 з урахуванням реального коефіцієнта трансформаторів:

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,72 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 2:

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{12}^H \cdot R_{12} + Q_{12}^H \cdot X_{12}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{12}^H \cdot X_{12} - Q_{12}^H \cdot R_{12}}{U_1} \right)^2} = 103,55 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 3:

$$U_3 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{13}^H \cdot R_{13} + Q_{13}^H \cdot X_{13}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{13}^H \cdot X_{13} - Q_{13}^H \cdot R_{13}}{U_1} \right)^2} = 101,3 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 6:

$$U_6^B = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{63}^H \cdot R_{63} + Q_{63}^H \cdot X_{63}}{U_3} \right)^2 + \left(\frac{P_{63}^H \cdot X_{63} - Q_{63}^H \cdot R_{63}}{U_3} \right)^2} = 93,36 \text{ кВ}$$

Визначимо напруги на низькій стороні трансформаторних підстанцій, як приведені до високої сторони.

ПС-1

Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

БР 5.141.753 ПЗ ЕТ

Арк.

21

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{25}^H \cdot R_{25} + Q_{25}^H \cdot X_{25}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{25}^H \cdot X_{25} - Q_{25}^H \cdot R_{25}}{U_2} \right)^2} = 96 \text{ кВ}$$

Знайдемо реальні напруги на низькій стороні підстанцій з урахуванням реального коефіцієнта трансформаторів.

ПС-2

$$U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,45 \text{ кВ}$$

ПС-3

$$U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_6}{U_H}} = 8,52 \text{ кВ}$$

Напруга на низькій стороні підстанції ПС-2 менше допустимих 5 відсотків, тому необхідно РПН поставити на плюс 9 положення, при цьому напруга на 6 вузлі навантаження стане 9,89 кВ. Напруга на низькій стороні підстанції ПС-3 менше номінальної на більш ніж 5 %, тому необхідно РПН поставити на плюс 4 положення, при цьому напруга на вузлі 5 стане 10,13 кВ. Отримані значення напруг задовольняють вимогу ПУЕ [4].

2. Розрахунок електричної частини підстанції

2.1 Вибір схеми електричних з'єднань підстанції

Головна схема електричних з'єднань повинна задовольняти наступним вимогам:

- забезпечувати надійність електропостачання в нормальних і післяаварійних режимах;
- урахувати перспективи розвитку;
- допускати можливість розширення;
- забезпечувати можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми й без відключення приєднань.

При цьому варто застосовувати найпростіші схеми. Для тупикової схеми рекомендується застосовувати схему «два блоки з вимикачем у колах трансформатора з неавтоматичною перемичкою» [8, 9].

Тому що розглянуте РП має мале число приєднань - доцільно застосувати спрощену схему без збірних шин з короткими перемичками між приєднаннями.

Короткий опис роботи схеми в нормальному й аварійному режимах:

У схемі передбачені вимикачі на лініях, третій вимикач передбачений на перемичці (секційний). Відключення трансформаторів, у випадку їхнього ушкодження, проводиться двома вимикачами 110 кВ (Q_1 і Q_3 або Q_2 і Q_3) і відповідними вимикачами 10 кВ (Q_{11} або Q_{12}).

Разом із трансформатором будуть відключені й дві відповідні лінії 10 кВ. Їхню роботу можна відновити за допомогою АВР вимикачем Q_{13} .

					БР.5.141.753 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Кононенко С.О.			Розрахунок електричної частини підстанції	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський				Н	23	66
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-51п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський						

2.2 Вибір трансформаторів власних потреб

Приймачами власних потреб є оперативні кола, електродвигуни системи охолодження силових трансформаторів, освітлення й електроопалення приміщень, електропідігрівання комутаційної апаратури й т.ін.

Сумарна розрахункова потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнта попиту. Розрахунок потужності приймача власних потреб наведений у таблиці 2.1 [8, 9].

Таблиця 2.1 - Розрахунок потужності приймача власних потреб

№ з/п	Найменування споживача	Кількість одиниць	Потужність одиниць, 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, те беремо потужність трансформатора власних потреб рівною 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:

$$S_{ТВН} = \frac{S_{ТНР} + S_{ВН}}{1,2} = \frac{17,7 + 20}{1,2} = 31,4 \text{ кВА}.$$

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

					БР 5.141.753 ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 110 кВ і 10 кВ. Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць [13].

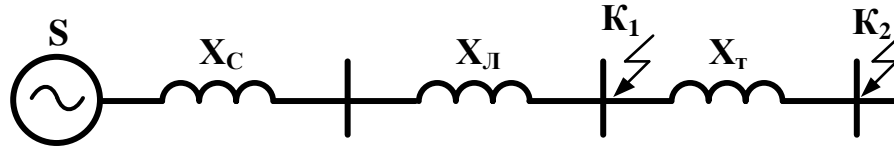


Рисунок 2.1 - Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання.

Опір системи дорівнює:

$$X_C = \frac{U_{\text{Л}}}{S_C}$$

$$U_{\text{Л}} = \sqrt{X_C \cdot S_C} = \sqrt{4,6 \cdot 2500} = 107 \text{ кВ}$$

Опір працюючих ліній $X_{\text{Л}} = 8,1$ Ом;

трансформаторів $X_{\text{T}} = 11$ Ом.

Періодична складова СКЗ у точці K_1 [8, 9]:

$$I_{K1} = \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{\text{Л}})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,6 + 8,1)} = 3,06 \text{ кА}.$$

Теж у точці K_2 наведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{\text{Л}} + X_{\text{T}})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,6 + 8,1 + 11)} = 1,32 \text{ кА}$$

реальний СКЗ у точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{110}{10} = 1,32 \cdot \frac{110}{10} = 14,57 \text{ кА}$$

Ударний струм

у точці K_1 :

$$i_{y01} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 3,06 = 13,88 \text{ кА}$$

у точці K_2 :

$$i_{y02} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 14,57 = 33,08 \text{ кА}$$

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

$$\text{для точки } K_1 - I_{n,\tau} = I_{K1} = 3,06 \text{ кА};$$

$$\text{для точки } K_2 - I_{n,\tau} = I_{K2} = 14,57 \text{ кА}.$$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача визначається за формулою:

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

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової (для K_1 $T_a = 0,025$ с, для K_2

$$T_a = 0,05 \text{ с});$$

t – розрахунковий час розбіжності контактів після початку КЗ. Для вимикачів на високій стороні $t = 0,06$ с, на низькій стороні $t = 0,1$ с.

Для точки K_1 :

$$i_{a,1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} \cdot 3,06 = 0,39 \text{ кА}.$$

Для точки K_2 :

$$i_{a,2} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} \cdot 14,57 = 2,77 \text{ кА}$$

Інтеграл Джоуля:

для сторони ВН (точка K_1)

$$B_{K1} = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 3,06^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 0,79 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

для сторони НН (точка K_2)

$$B_{K2} = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 14,57^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 31,85 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

Результати розрахунку зведені в табл.2.2

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

БР 5.141.753 ПЗ ЕТ

Арк.

27

Таблиця 2.2 - Струми короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у поч. момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент розмикання контактів викача кА	Аперіод. складова СКЗ i_a , кА	Інтеграл Джоуля W_k , до A^2c
Шини 110 кВ К ₁	3,06	13,88	3,06	0,39	0,79
Шини 10 кВ К ₂	13,88	33,08	14,57	2,77	31,85

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 5.141.753 ПЗ ЕТ

Арк.

28

2.4 Вибір високовольтних апаратів РП електричних частин

Високовольтні електричні апарати вибираються за умовою тривалого режиму роботи й перевіряються за умовами коротких замикань [13].

При цьому для апаратів проводиться:

1) вибір по:

- напрузі;
- нагріванню при тривалих струмах;
- виконанню (для зовнішньої або внутрішньої установки);

2) перевірка на:

- електродинамічну стійкість;
- термічну стійкість;

Вибору підлягають:

1) вимикачі:

- на стороні вищої напруги;
- ввідні на стороні 10 кВ;
- секційні на стороні 10 кВ;
- відхідних ліній, 10 кВ;

2) роз'єднувачі вищої напруги; трансформатори струму й напруги 110 кВ і 10 кВ;

3) ошиновка розподільних пристроїв 110 кВ і 10 кВ.

Для вибору апаратів і струмоведучих частин необхідно визначити струми номінального й післяаварійного режимів. Визначення струмів проводиться для випадку установки на підстанції силового трансформатора, розрахованого відповідно до графіка навантаження підстанції.

Максимальний струм на зовнішній стороні:

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

Струм у колі вступних вимикачів на стороні 10 кВ:

$$I_{10}^{вимк} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 2,546 \text{ кА},$$

струм у колі секційного вимикача:

$$I_{10}^{с.в} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{0,7 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,546 \text{ кА},$$

струм у колі відхідної лінії, (якщо на одне приєднання припадає 3 МВА):

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

Вибір вимикачів наведений у таблиці 2.3. Каталогні параметри вимикача взяті з [10].

Таблиця 2.3 - Вибір вимикача на стороні 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	463 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	3,06 кА	40 кА
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$	33,08 кА	102 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	3,06 кА	31,5 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	0,39 кА	16 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,79 кА ² с	112 кА ² с

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

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

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

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

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

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

На стороні низької напруги рекомендується вибирати вакуумні вимикачі.

Таблиця 2.4 - Вибір вимикачів у колі трансформатора на стороні 10 кВ.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	2,546 кА	3,200 кА
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	14,57 кА	45 кА
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$	33,08 кА	120 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	14,57 кА	45 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	2,77 кА	12,69 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	31,85 кА ² з	303,75 кА ² з

Рекомендується установку вакуумних вимикачів типу VM 1 S-10-40/ 3150-42

Вибираємо МГГ –10 – 3200 – 45 :

$U_{ном} = 10$ кВ, $I_{ном} = 3200$ А, $I_{ном.відкл.} = 45$ кА,

$I_{СКВ.ін.} = 45$ кА, $I_{СКВ} = 120$ кА, $I_T = 45$ кА,

$t_{відкл} = 0,15$ сек, $\beta_H = 20$ %.

$I_{а.ном.} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.відкл.} / 100 = 1,41 \cdot 20 \cdot 45 / 100 = 12,7$ кА,

$I_T^2 \cdot t_r = 45^2 \cdot 0,15 = 303,75$ кА²с

Таблиця 2.5 - Вибір секційного вимикача на стороні 10 кВ.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	2,546 кА	3200 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	14,57 кА	45 кА
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$	33,08 кА	120 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	14,57 кА	45 кА

Продовження таблиці 2.5

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$I_{a.t} \leq I_{a.ном}$	2,77 кА	12,7 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	31,85 кА ² с	303,75 кА ² с

Рекомендується установка вакуумних вимикачів типу VM 1 S-10-40/ 3150-42

Вибираємо МГГ –10 – 3200 – 45 :

$U_{ном} = 10$ кВ, $i_{ном} = 3200$ А, $I_{ном.відкл} = 45$ кА,

$I_{скв.ін.} = 45$ кА, $I_{скв} = 120$ кА, $I_T = 45$ кА,

$t_{відкл} = 0,15$ сек. $\beta_H = 20$ %.

$I_{a.ном.} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.відкл.}/100 = 1,41 \cdot 20 \cdot 45/100 = 12,7$ кА,

$I_T^2 \cdot t_r = 45^2 \cdot 0,15 = 303,75$ А²с

У таблиці 29 наведений вибір роз'єднувачів на стороні 110 кВ. Роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами заземлюючих ножів.

Таблиця 2.6 - Вибір роз'єднувачів 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	463 А	1000 А
$i_{y0} \leq I_{скв}$	33,08 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,79 кА ² с	2977/992 кА ² с

Рекомендується прийняти до установки на стороні 110 кВ роз'єднувачі типу: РНД 31-110/1000 УХЛ1 і РНД 32-110/1000 УХЛ1

РНД (3) - 110/1000 В

$U_{ном} = 110$ кВ, $I_{ном} = 1000$ А, $I_{скв.ін} = 80$ кА,

$I_{Tr} = 31,5$ кА, $t_{TEPTr} = 3$ сек.

$I_{T3} = 31,5$ кА, $t_{TEP3} = 1$ сек.

$(I_T^2 \cdot t_r)_r = 31,5^2 \cdot 3 = 2977$ кА²с, $(I_T^2 \cdot t_r)_3 = 31,5^2 \cdot 1 = 992$ кА²с

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

БР 5.141.753 ПЗ ЕТ

Арк.

32

2.5 Вибір вимірювальних трансформаторів струму й напруги

Для підключення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму й напруги. У даному проекті релейний захист детально не розробляється, тому перевірку трансформаторів по вторинному навантаженню виконуємо з урахуванням підключення тільки вимірювальних приладів [10].

Таблиця 2.7 - Розрахунок вторинного навантаження трансформатора 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 навантаження струму в колі силового трансформатора з боку НН			6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секційний вимикач на НН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового трансформатора з боку ВН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі лінії, що відходить			0,5	0,5	0,5

Таблиця 2.8 - Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на стороні вищої напруги.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	463 А	50-600 А
$i_{y0} \leq I_{СКВ}$	33,08 кА	62-124 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,79 кА ² с	162,5 кА ² с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів:

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

Тоді опір вимірювальних проводів може бути:

$$Z_{np} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_K,$$

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

$Z_{прил}$ – опір приладів, Ом;

Z_K – опір контактів, Ом.

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

Переріз сполучних проводів за умовами механічної міцності повинен бути не менш 4 мм² для алюмінієвих жил. Перетин жил при довжині кабелю $l = 160 \text{ м}$:

$$Z_{np} = \rho \cdot \frac{l}{F},$$

де $\rho = 0,0283 \cdot \frac{\text{Ом} \cdot \text{м}^2}{\text{м}}$ – питомий опір алюмінію;

F – переріз жив, мм²;

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

Загальний опір струмового кола:

$$Z_H = Z_{прил} + Z_K + Z_{np} = 0,02 + 0,1 + 1,13 = 1,25 \text{ Ом},$$

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

що менше 4 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 1. Трансформатор струму ТФЗМ-110-В1 відповідає умовам вибору.

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	2,546 А	3 кА
$i_{уд} \leq I_{дин}$	33,08 кА	160 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	31,85 кА ² с	240 кА ² с
$Z_n \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Перевірка за вторинним навантаженням виконується аналогічно. Обрано трансформатор типу ТЛ-10. На напругу 10 кВ випускаються для комплектних розподільних пристроїв ТТ типу ТЛ-10 на струми від 50 до 3000 А.

Таблиця 2.10 - Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	2,546 кА	3 кА
$i_{уд} \leq I_{дин}$	33,08 кА	160 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	31,85 кА ² с	240 кА ² с
$Z_n \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Приймаємо до установки трансформатор струму ТЛ-10.

Як трансформатори напруги, вибираємо на стороні 110 кВ трансформатори НКФ- 110-57, на стороні 10 кВ - ЗНОЛ.10-В3. Їхні характеристики наведені в таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 - Параметри вимірювальних трансформаторів

Тип	Номинальна напруга обмотки			Номинальна потужність, В·А, у класі точності				Максимальна потужність, ВА
	первинної, кВ	основний вторинної, В	Додатков. вторинн, В	0,2	0,5	1	3	
ЗНОЛ.06	$6/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100:3 або 100	30	50	75	200	400
	$10/\sqrt{3}$			50	75	150	300	630
	$15/\sqrt{3}$			50	75	150	300	630
	$20/\sqrt{3}$			50	75	150	300	630
	$24/\sqrt{3}$			50	75	150	300	630
НКФ-110-57	$110/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100:3	—	400	600	120 0	2000

2.6 Вибір ошиновки РП

Ошиновку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталевалюмінієвими проводами марки АС. При цьому переріз шин повинен бути не менше 70 мм² (за умовами коронування). Вибір перерізу здійснюється по довгостроково припустимому струму. При максимальному споживанні до 200 А вибираємо переріз 70 мм² із припустимим струмом 265 А. Мінімальний переріз, виходячи з умови термічної стійкості, визначається по формулі [10]:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}$$

де $C_T = 90 \frac{A \cdot c^{0,5}}{мм^2}$ для алюмінію.

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{0,79}}{91 \cdot 10^{-3}} = 0,31 \text{ мм}^2$$

Перетин 0,31 мм² підходить і по термічній стійкості, але живильну підстанцію лінії виконано проводом АС-240, тому й для ошиновки підстанції приймаємо АС-240.

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується твердими шинами. Вибір перетину також проводиться по припустимому струмі. 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 менше 30 і більше 200 Гц. частота власних коливань для алюмінієвих шин визначається по формулі

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{2,25 \cdot 10^{-5}}{1,8 \cdot 10^{-3}}} = 8,6 \text{ Гц}$$

де l – довжина прольоту між ізоляторами $l = 1,5$ м;

γ – момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної напрямку згинаючої сили, м⁴;

q – поперечний перетин шини, м²

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 5.141.753 ПЗ ЕТ

Арк.

37

$$\gamma = \frac{b \cdot h^2}{12} = \frac{0,012 \cdot 0,15^2}{12} = 0,225 \times 10^{-6} \text{ м}^4$$

де b – товщина шини, м.

h – ширина шини, м.

Умовою механічної міцності шин є:

$$\sigma_{розр} \leq \sigma_{дон};$$

де $\sigma_{розр}$ – розрахунковий механічний напрумок у матеріалі шин, МПА.

$\sigma_{дон} = 75$ МПА – припустима механічна напруга в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву ДДЗТТ.

Розрахункова механічна напруга визначається по формулі:

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

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

$$W = \frac{0,012 \cdot 0,15^2}{6} = 4,5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^4$$

$A = 0,5$ м – відстань між фазами.

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{13,88^2 \cdot 1,5^2}{4,5 \cdot 10^{-5} \cdot 0,5} = 3,33 \text{ МПА}$$

$$3,33 \text{ МПА} < 70 \text{ МПА}.$$

У такий спосіб обрані алюмінієві шини прямокутного перетину [12x150] мм², перевірені на можливість виникнення резонансних явищ і на динамічну стійкість, і вони задовольняють необхідні вимоги.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 5.141.753 ПЗ ЕТ

Арк.

38

2.7 Компонування РП 110 кВ і конструктивна частина

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

Спорудження закритих ПС напругою 110 кВ допускається в наступних випадках розташування ПС [10]:

- 1) із трансформаторами 16 МВА й вище на службовій території міст;
- 2) на території міст, коли це допускається містобудівними міркуваннями;
- 3) із великими сніжними заметами;
- 4) у зонах сильних промислових викидів;
- 5) в прибережних зонах із сильно засоленою атмосферою.

На ПС 110 кВ зі спрощеними схемами на стороні ВН із 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.

Будинки ЗРП (закритих РП) допускається виконувати як окремо стоячими, так і зблокованими з будинками РПП в тому числі й по вертикалі.

КРПЕ напругою 110 кВ і вище приймають при техніко-економічному обґрунтуванні при скрутних умовах, а також у районах із забрудненою атмосферою. Трансформатори 110 кВ варто встановлювати відкритими, а в районах із забрудненою атмосферою з посиленою ізоляцією. У ЗРП 110 кВ і в закритих камерах трансформаторів необхідно передбачати стаціонарні вантажопідйомні пристрої або можливість застосування вантажопідйомних пристроїв (самохідних, пересувних) для механізації ремонту й технічного обслуговування.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 5.141.753 ПЗ ЕТ

Арк.

39

2.8 Компонування РП 6-10 кВ і конструктивна частина

РП 6-10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРПН або КРП, встановлюваних у закриті приміщення [10].

РП 6 і 10 кВ закритого типу (у будинках, у тому числі з УТБ або полегшених конструкцій типу панелі «сендвич» і ін. можуть застосовуватися:

- а) у районах, де по кліматичних умовах (забруднення атмосфери або наявність сніжних заметів або курних віднесень) неможливе застосування КРПН;
- б) при кількості шаф більше 25;
- в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

У ЗРП 6 і 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРП заводського виготовлення. Для їх ремонту й зберігання викітного візка у ЗРП варто передбачати спеціальне місце.

2.9 Заземлюючі пристрої ПС

Всі електричні частини електроустановок, що нормально не перебувають під напругою, але здатні виявитися під нею через ушкодження ізоляції, повинні надійно з'єднуватися із землею. Таке заземлення називається захисним.

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

Для захисту устаткування від ушкодження ударом блискавки застосовується грозозахист за допомогою розрядників, стрижневих і тросових блискавковідводів, які приєднуються до грозозахисного заземлення. На підстанціях використовується один загальний заземлюючий пристрій.

3. Релейний захист трансформатора

3.1 Вихідні дані до розрахунку захисту

Необхідно розрахувати релейний захист трансформатора ТРДНЦ- 63000/110, який має наступні характеристики (див. таблиця 1.10 – трифазні двообмоткові трансформатори 110 кВ)

Струм КЗ на шинах високої напруги становить [13]:

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_{с.макс} + X_{в.мін})} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (10 + 28,365)} = 1,033 \text{ кА} .$$

$$I_{к.мін}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2 \cdot (X_{с.мін} + X_{в.макс})} = \frac{115}{2 \cdot (10 + 54,09)} = 0,895 \text{ кА} .$$

					БР.5.141.753 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Кононенко С.О.			Релейний захист трансформатора	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський				Н	42	66
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-51п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський						

3.2 Розрахунок поздовжнього диференційного струмового захисту

1) Розрахункові первинні і вторинні номінальні струми визначаються для всіх сторін трансформатора ТРДНЦ- 63000/110:

– первинні номінальні струми:

$$I_{\text{ном.вн}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном.вн}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,3 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.нн}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,46 \text{ А}.$$

– струм спрацьовування захисту приймається по більшому значенню із двох умов:

а) відстройка від стрибка струму намагнічування, який виникає при включенні трансформатора на холостий хід, або при відновленні напруги після відключення КЗ, або від перехідних струмів небалансу при зовнішніх КЗ:

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{відс}} \cdot I_{\text{ном}},$$

де $k_{\text{відс}} = 1,3$ – коефіцієнт відбудови,

тоді:

$$I_{\text{с.з}} = 1,3 \cdot 316,3 = 411,2 \text{ А};$$

б) відстройка від максимального періодичного струму небалансу, що виникає при зовнішніх КЗ [11, 12]:

$$I_{\text{с.з}} = k_3 \cdot (k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) I_{\text{к.макс}}^{(3)},$$

де $k_3 = 1,5$; $k_{\text{одн}} = 1,0$; $\varepsilon = 0,1$;

тоді:

$$I_{\text{с.з}} = 1,3 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 1,033 = 0,403 \text{ кА}.$$

З двох отриманих значень вибирається випадок

а) при якому $I_{\text{с.з.}} = 411,2 \text{ А}$.

– вторинні номінальні струми:

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

$$I_{в.ном} = \frac{I_{ном} \cdot k_{cx}}{K_I},$$

де k_{cx} – коефіцієнт схеми, тоді:

$$I_{в.ном.вн} = \frac{316,3 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{600} = 4,6 \text{ А};$$

$$I_{в.ном.лн} = \frac{3464,41 \cdot 1 \cdot 5}{5000} = 3,5 \text{ А}.$$

2) Вибір параметрів вирівнювальних автотрансформаторів (ТЛ), трансреактора (ТАВ) та проміжних ТС (ТА) кола гальмування.

За основну сторону приймається обмотка високої напруги живленням 110 кВ.

Всі розрахунки приведені в таблиці 3.1

Таблиця 3.1 – Обладнання захисту

№ з/п	Назва величини	Позначення і метод визначення	110 кВ	10 кВ
1	Ном.струм взятої вітки трансреактора на ВН, А	$I_{відв.ном.осн.} = I_{отв.в.осн}$	4,6	-
2	Розрах. струм віток АТ на неосновній стороні, А	$I_{відтв.розр.неосн} = I_{ном.в.неосн.} \cdot \frac{I_{відтв.ном.осн.}}{I_{ном.в.осн.}}$	-	$3,56 \frac{4,6}{4,6} = 3,5$
3	Тип АТ, який відкне-ний в плече захисту		-	АТ-31
4	Ном.струм використаної вітки АТ, до якого підводяться вторинні струми		-	3,6

Продовження таблиці 3.1

5	№ викор. відгалудження АТ, до якого підводяться вторинні струми		-	1-9
6	№ викор. відгалудження АТ, до якого підводяться реле		-	1-11
7	Ном. струм використаної вітки АТ, до якого підводяться реле, А		-	4,25
8	Ном. струм взятої вітки трансреактора на НН А		-	4,6
9	№ використаного відгалудження трансреактора реле		7	5
10	Розрах. струм відгалуджень проміжних АТ кола гальмування реле, А	$I_{\text{відтв.гальм.розр}} = \frac{I_{\text{ном.в.}}}{k_{\text{АТ}}}$	4,6	$\frac{3,5 \cdot 4,6}{3,6} = 4,47$
11	Ном. струм прийнятого відгалудження приставки і проміжних ТАА	$I_{\text{відтв.гальм.ном}}$	5	5
12	№ використаного відгалудження приставки і проміжних ТА реле		1	1

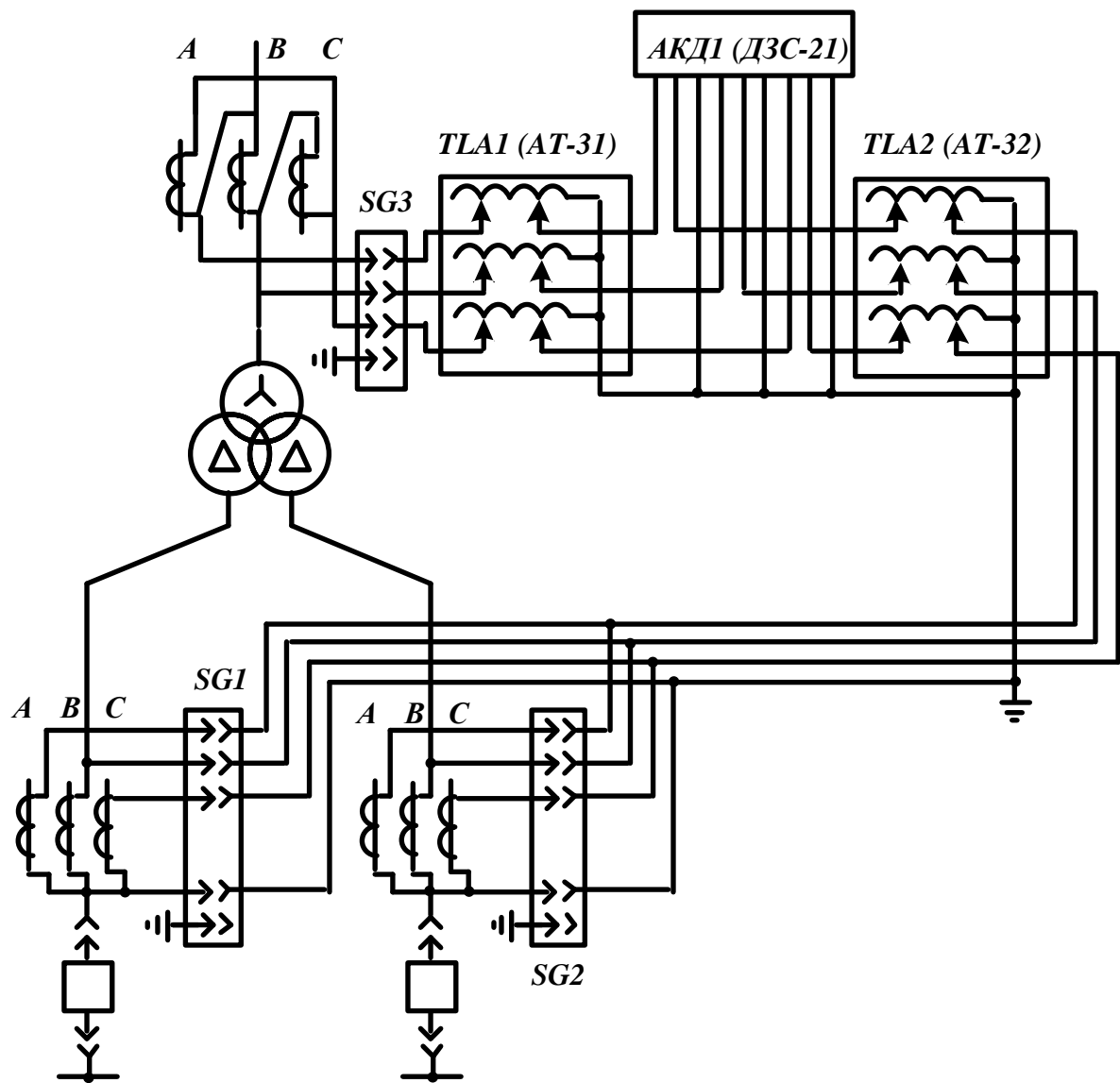


Рис.3.1 - Пояснювальна схема включення струмових кіл диференційного захисту трансформатора з реле типу ДЗС-21

3) Розрахунок первинного гальмівного струму, що відповідає початку гальмування [11, 12]:

$$I_{п.гальм.поч} = 0,5 \cdot I_{ном} \cdot \left(k_{струм.I} \cdot \frac{I_{відв.гальм.ном.I}}{I_{відв.гальм.розр.I}} + k_{струм.II} \cdot \frac{I_{відв.гальм.ном.II}}{I_{відв.гальм.розр.II}} \right) =$$

$$= 0,5 \cdot 316,3 \cdot \left(1 \cdot \frac{5}{\frac{316,3}{600}} + 1 \cdot \frac{2,5}{\frac{3,5}{4,6}} \right) = 388,4 \text{ A}$$

де $k_{\text{струм.І}} = 1$, $k_{\text{струм.ІІ}} = 1$ – коефіцієнти стуморозподілу, відповідно для сторін І, ІІ в режимі, що розглядається.

4) Розрахунок струму небалансу, що відповідає початку гальмування:

$$\begin{aligned} I_{\text{нб.гальм.поч}} &= (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{сн}} \cdot k_{\text{ІІ}} + \\ &+ \frac{I_{\text{відв.розр.ІІ}} - I_{\text{відв.ном.ІІ}}}{I_{\text{відв.розр.ІІ}}) \cdot I_{\text{п.гальм.поч}} = \\ &= (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{3,5 - 3,6}{3,5}) \cdot 388,4 = 90 \text{ A} \end{aligned}$$

5) Розрахунок первинного струму спрацьовування захисту (чуттєвого захисту) за наступними умовами:

а) відстройка від розрахункового первинного струму небалансу в режимі, що відповідає початку гальмування:

$$I_{\text{с.з.мін}} \geq k_z I_{\text{нб.гальм.поч}} = 1,5 \cdot 90 = 135 \text{ A};$$

б) відстройка від кидка струму намагнічування:

$$I_{\text{с.з.мін}} = 0,3 \cdot I_{\text{ном}} = 0,3 \cdot 316,3 = 95 \text{ A}.$$

Для подальших розрахунків вибирається значення випадку а):

$$I_{\text{с.з.мін}} = 135 \text{ A}.$$

б) Розрахунок відносного мінімального струму спрацьовування реле (чуттєвого органа) при відсутності гальмування.

Розрахунок сторони вищої напруги:

$$I_{*c.p.мін} = \frac{I_{с.з.мін} \cdot \frac{U_{вн.ном}}{U_{ном.П}} \cdot k_{сх}}{K_I \cdot K_{TL} \cdot I_{відтв.ном.TAV}} = \frac{135 \cdot \frac{115}{115} \cdot \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \cdot \frac{3,6}{4,6} \cdot 4,6} = 0,541$$

7) Максимальний розрахунковий струм небалансу при зовнішньому трифазному КЗ на стороні високої напруги:

$$I_{нб.розр} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{II} \cdot k_{струм.П} + \frac{I_{відв.розр.П} - I_{відв.ном.П}}{I_{відв.розр.П}}) \cdot I_{к.макс}^{(3)} =$$

$$= (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{3,5 - 3,6}{3,5}) \cdot 1,033 = 0,342$$

8) Коефіцієнт гальмування захисту:

$$I_{гальм} = \frac{k_3 \cdot I_{*нб.розр} \cdot \frac{I_{в.ном.осн}}{I_{відв.ном.осн}} - I_{*ср.мін}}{0,5 \cdot \sum I_{*гальм.розр.п} \cdot \frac{I_{відв.гальм.розр.п}}{I_{відв.гальм.ном.п}} - I_{*гальм.поч}}$$

де $I_{*гальм.поч} = 0,6$ – відносний вторинний струм початку гальмування;

$$I_{*нб.розр} = \frac{I_{нб.розр}}{I_{ном}} = \frac{342}{316,3} = 1,07$$

Підстановка чисел в формулу для знаходження коефіцієнту гальмування захисту:

$$k_{гальм} = \frac{1,5 \cdot 1,07 \cdot \frac{4,6}{4,6} - 0,5}{0,5 \cdot \frac{1033}{316,3} \cdot \left(\frac{4,6}{5} - \frac{4,47}{5} \right)} = 26,0$$

9) Розрахунок первинного струму спрацьовування відсічки за умовою налагодження від максимального первинного струму небалансу при перехідному режимі зовнішнього КЗ на шинах 110 кВ:

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

$$I_{c.відс.розр} = k_3 \cdot I_{нб.розр},$$

де

$$I_{нб.розр} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{II} \cdot k_{струм. II} + \frac{I_{відв.розр. II} - I_{відв.ном. II}}{I_{відв.розр. II}}) \cdot I_{к.макс}^{(3)} =$$

$$= (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{4,5 - 4,6}{4,5}) \cdot 1033 = 475$$

Тоді:

$$I_{c.відс.розр} = 1,5 \cdot 475 = 713 \text{ A}.$$

10) Відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічки:

$$I_{*c.відс.розр} = \frac{I_{c.відс.розр} \cdot k_{сх}}{k_I \cdot k_{TL} \cdot I_{відв.ном.TAV}} = \frac{713 \cdot \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \cdot \frac{3,6}{4,6} \cdot 4,6} = 2,86.$$

Відносна уставка відсічки приймається рівною 3, що відповідає струму спрацьовування.

11) Коефіцієнт чутливості захисту при КЗ між двома фазами на стороні НН трансформатора:

$$k_u^{(m)} = \frac{I_{к.мін}^{(m)} \cdot K_{сх.n}^{(m)}}{I_{с.з} \cdot K_{сх.n}^{(3)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 542}{135 \cdot \sqrt{3}} = 5,3$$

3.3 Газовий захист

Встановлюється на трансформаторах потужністю 6,3 МВА і вище.

Дія газового захисту основана на тому, що будь-які, навіть незначні пошкодження, а також підвищені нагріви всередині бака трансформатора викликають витік оливи і органічної ізоляції, що супроводжується виділенням газу. Інтенсивність газоутворення і хімічний склад газу залежить від характеру і розміру пошкодження. Тому захист виконується так, щоб при повільному газоутворенні подавався попереджувальний сигнал, а при бурхливому газоутворенні, що має місце при короткому замиканні, пошкоджений трансформатор відключався. Окрім того, газовий захист діє на сигнал і на відключення, чи тільки на сигнал при небезпечному зниженні рівня оливи в баці трансформатора.

Газовий захист – найбільш універсальний і найбільш чутливий до внутрішніх пошкоджень захищеного трансформатора. Він реагує на такі небезпечні пошкодження, як замикання між витками обмоток, на які не реагують інші види захисту через недостатні величини струму при цьому виді пошкоджень. Для захисту використовується газове реле ВР-50

4 Розрахунок зони захисту блискавковідводів ВРП-110 кВ

Розрахувати зону захисту блискавковідводів ВРП – 110 кВ, встановлених на двох порталах рис. 4.1 (поз. 1 і 2) і двох блискавковідводів, що стоять окремо, ука-заних на рис. 4.1 (поз. 3 і 4) [20].

Накреслити горизонтальний перетин зони захисту блискавковідводів на висоті h_x та вертикальний перетин зони захисту блискавковідводів, розташованих по діа-гоналі ВРП.

Відстані між блискавковідводами L_1 , L_2 і L_3 , висоти блискавковідводів h_1 і h_2 , а також імовірність прориву блискавки через границю зони захисту, наведені в табл. 1.

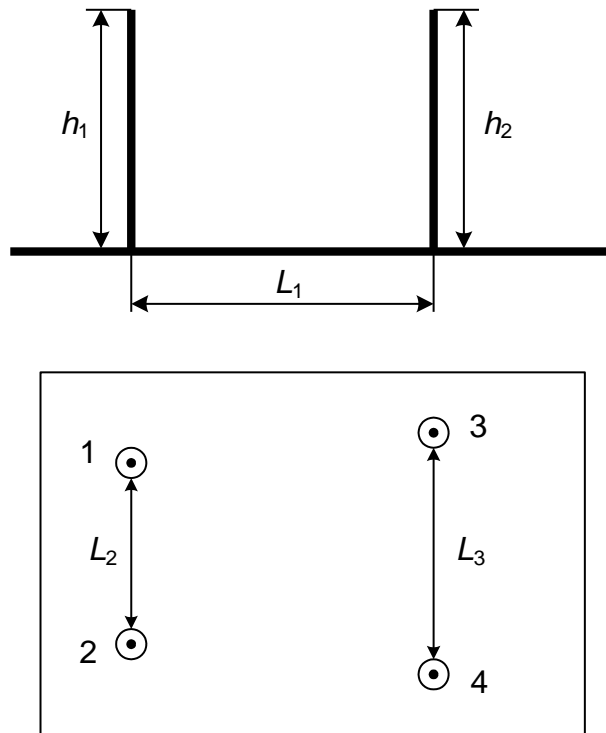


Рисунок 4.1 - Схема розміщення стрижневих блискавковідводів ВРП-110 кВ

					БР.5.141.753 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунок зони захисту бли- скавковідводів ВРП-110 кВ	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.	Кононенко С.О.					Н	51	66
Перев.	Лебединський					СумДУ ЕТДН-51п		
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв.	Лебединський							

Таблиця 4.1- Розрахункові параметри

Номер блискавковідводу	Висота блискавковідводу h , м
1	23
2	23
3	18
4	18

Продовження таблиці 4.1

Блискавковідводи	Відстань між блискавковідводами, м
L_1 ,	30
L_2	15
L_3	25

Продовження таблиці 4.1

Висота об'єкта, що захищають, h_x , м	8
Імовірність прориву блискавки, $P_{пр}$	0,005

4.1 Розрахунок зони захисту блискавковідводів уздовж ширини ВРП

1) Розрахунок зони захисту блискавковідводів уздовж ширини L_2 , ВРП. У даному випадку $h > L_2$, отже розрахунки проводимо за наступними формулами [20]:

$$h_0 = 0,85 \cdot h ,$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 23 = 19,55 \text{ м} .$$

Радіус перетину зони захисту r_x на висоті знайдемо з формули:

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,85} \right);$$

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot 23) \cdot \left(23 - \frac{8}{0,85} \right) = 14,32 \text{ м}$$

Мінімальна висота зони захисту двох найближчих блискавковідводів:

$$h_{\min} = h_0 = 19,55 \text{ м}$$

Відстань між віссю симетрії, , проведеною між блискавковідводами по діагоналі і найбільш віддаленою точкою захисту посередині між ними на рівні $h_x - d_{x1}$:

$$d_x = r_x = 14,32 \text{ м}$$

2) Розрахунок зони захисту блискавковідводів уздовж ширини L_3 , ВРП. У даному випадку $h < L_3$, отже розрахунки проводимо за наступними формулами:

$$h_0 = 0,85 \cdot h ,$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 18 = 15,3 \text{ м} .$$

Радіус перетину зони захисту r_x на висоті h_x знайдемо з формули:

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot 18) \cdot \left(18 - \frac{8}{0,85} \right) = 9,14 \text{ м} .$$

Мінімальна висота зони захисту двох найближчих блискавковідводів:

$$h_{\min.1} = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (l - h),$$

$$h_{\min} = 15,3 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 18) \cdot (25 - 18) = 14 \text{ м} .$$

Радіус перетину зони захисту r_x на висоті 0:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 18) \cdot \left(18 - \frac{0}{0,85}\right) = 19 \text{ м.}$$

Відстань між віссю симетрії, проведеною між блискавковідводами по діагоналі і найбільш віддаленою точкою захисту посередині між ними на рівні h_x – d_{x1} :

$$d_{x1} = \frac{r_0 (h_{\text{мін.1}} - h_x)}{h_{\text{мін.1}}},$$
$$d_x = \frac{19 \cdot (14 - 8)}{14} = 8,14 \text{ м.}$$

3) Розраховуємо зони захисту блискавковідводів уздовж ширини L_1 , ВРП. У даному випадку $h < L_1$, отже розрахунки проводимо за наступними формулами:

$$h_0 = 0,85 \cdot h,$$

$$h_{01} = 0,85 \cdot 23 = 19,55 \text{ м,}$$

$$h_{03} = 0,85 \cdot 18 = 15,3 \text{ м.}$$

Радіус перетину зони захисту r_x на висоті h_x знайдемо з формули:

$$r_{x1} = (1,1 - 0,002 \cdot 23) \cdot \left(23 - \frac{8}{0,85}\right) = 14,2 \text{ м,}$$

$$r_{x3} = (1,1 - 0,002 \cdot 18) \cdot \left(18 - \frac{8}{0,85}\right) = 9,14 \text{ м.}$$

Мінімальна висота зони захисту двох найближчих блискавковідводів:

$$h_{\text{мін1}} = 19,55 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 23) \cdot (30 - 23) = 18,12 \text{ м,}$$

$$h_{\text{мін3}} = 15,3 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 18) \cdot (30 - 18) = 13,2 \text{ м,}$$

$$h_{\text{мін}} = \frac{18,312 + 13,2}{2} = 15,76 \text{ м.}$$

Радіус перетину зони захисту r_x на висоті 0 знайдемо з формули:

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 23) \cdot \left(23 - \frac{0}{0,85} \right) = 24,2 \text{ м}$$

$$r_{03} = (1,1 - 0,002 \cdot 18) \cdot \left(18 - \frac{0}{0,85} \right) = 19,14 \text{ м}$$

Відстань між віссю симетрії, проведеною між блискавковідводами по діагоналі і найбільш віддаленою точкою захисту посередині них на рівні $h_x - d_{x1}$:

$$d_{x1} = \frac{24,242 \cdot (18,312 - 8)}{18,312} = 13,65 \text{ м},$$

$$d_{x3} = \frac{19 \cdot (13,2 - 8)}{13,2} = 7,5 \text{ м},$$

$$d = \frac{d_{x1} + d_{x3}}{2} = 10,5 \text{ м},$$

$$d_x = \frac{d \cdot (h_{\text{мін}} - h_x)}{h_{\text{мін}}},$$

$$d_x = \frac{10,5 \cdot (15,76 - 8)}{15,76} = 5,2 \text{ м}$$

4) Розрахунок зони захисту блискавковідводів уздовж діагоналі між 1 та 4 блискавковідводом, ВРП.

Знайдемо довжину цієї діагоналі:

Висота діагоналі:

$$b = \sqrt{L_1^2 - \left(\frac{L_3 - L_2}{2} \right)^2} = 29,6 \text{ м}.$$

Діагональ:

$$d = \sqrt{b^2 + \left(L_3 - \frac{L_3 - L_2}{2} \right)^2} = 35,7 \text{ м}$$

У даному випадку $h < d$, отже розрахунки проводимо за наступними формулами:

$$h_0 = 0,85 \cdot h,$$

$$h_{01} = 0,85 \cdot 23 = 19,55 \text{ м},$$

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

$$h_{04} = 0,85 \cdot 18 = 15,3 \text{ м.}$$

Радіус перетину зони захисту r_x на висоті h_x знайдемо з формули:

$$r_{x1} = (1,1 - 0,002 \cdot 23) \left(23 - \frac{8}{0,85} \right) = 14,32 \text{ м,}$$

$$r_{x4} = (1,1 - 0,002 \cdot 18) \cdot \left(18 - \frac{8}{0,85} \right) = 9,14 \text{ м.}$$

Мінімальна висота зони захисту двох найближчих блискавковідводів:

$$h_{\text{мін}1} = 19,55 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 23) \cdot (35,7 - 23) = 17,3 \text{ м,}$$

$$h_{\text{мін}} = 15,3 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 18) \cdot (35,7 - 18) = 12 \text{ м,}$$

$$h_{\text{мін}} = \frac{17,3 + 12}{2} = 14,65 \text{ м.}$$

Радіус перетину зони захисту r_x на висоті 0 знайдемо з формули:

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 23) \left(23 - \frac{0}{0,85} \right) = 24,2 \text{ м,}$$

$$r_{04} = (1,1 - 0,002 \cdot 18) \cdot \left(18 - \frac{0}{0,85} \right) = 19 \text{ м.}$$

Відстань між віссю симетрії, проведеною між блискавковідводами по діаго-
налі і найбільш віддаленою точкою захисту посередині них на рівні $h_x - d_{x1}$:

$$d_{x1} = \frac{24,2 \cdot (17,3 - 8)}{17,3} = 5,2 \text{ м,}$$

$$d_{x4} = \frac{19 \cdot (12 - 8)}{12} = 6,3 \text{ м,}$$

$$d = \frac{d_{x1} + d_{x3}}{2} = 9,7 \text{ м,}$$

$$d_x = \frac{d \cdot (h_{\text{мін}} - h_x)}{h_{\text{мін}}},$$

$$d_x = \frac{9,7 \cdot (14,7 - 8)}{14,7} = 4,4 \text{ м}$$

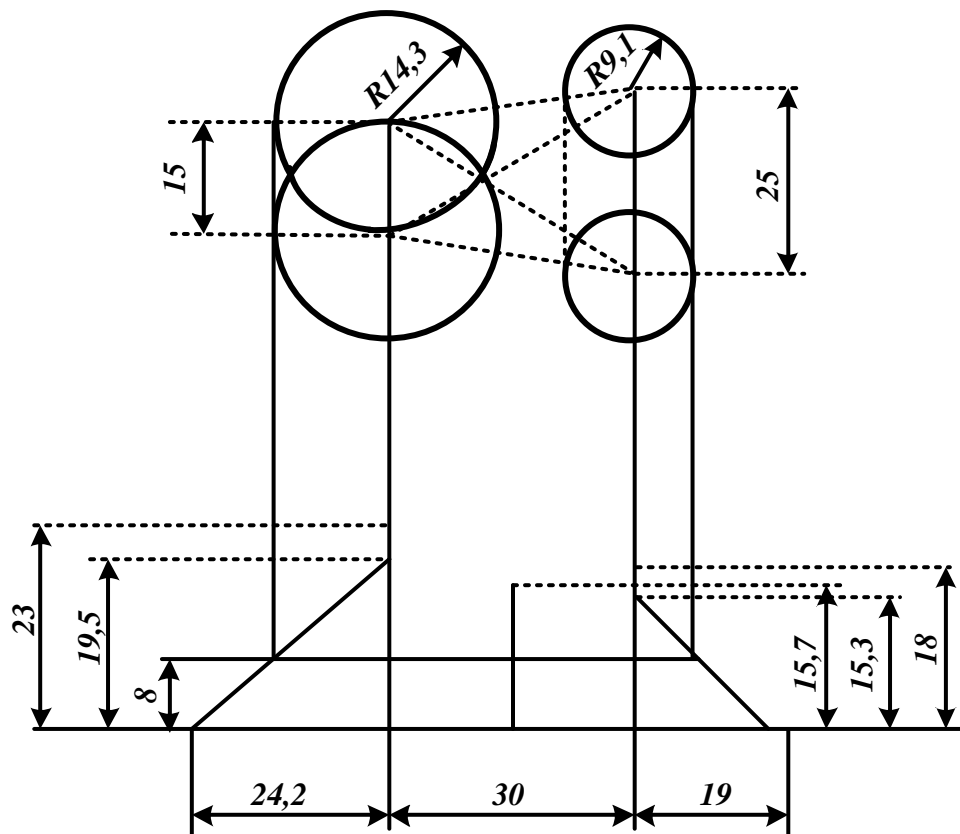


Рисунок 4.2 – Горизонтальний та вертикальний перетин зони захисту блискавко-
відводів на висоті h_x

4.2 Розрахунок опору заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою (ВРП)

Розрахувати опір заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними полосами. Зобразити схему заземлювального контуру ВРП. Вихідні дані до задачі знаходяться в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 - Вихідні дані

a, м	b, м	$\rho_{\text{вим}}$, Ом·м	n _{тр} , шт.	l _п , м
200	210	210	2	150

Заземлювальний контур виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних смуг з вертикальними електродами, розташованими у вузлах сітки по її периметру. Крок сітки приймаємо рівним 10 м, довжину вертикальних електродів l – 10 м.

Розрахункове значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах:

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

де *k* – сезонний коефіцієнт.

Для середньої вологості ґрунту при проведенні вимірів приймаємо *k* = 1,4.

Виходячи з $\rho_{\text{розр}}$ визначаємо припустимий опір заземлення опору високовольтної лінії для грозового сезону:

$$R_{\text{оп}} \leq 15 \text{ Ом}.$$

Опір заземлення системи трос – опора обчислюється по формулі:

$$R_{\text{тр.оп}} = \sqrt{R_{\text{тр}} \cdot R_{\text{оп}}} = 1,643 \text{ Ом},$$

де *R_{тр}* – опір троса між опорами,

R_{оп} – опір заземлення опори.

Опір троса визначаємо по формулі:

$$R_{np} = \frac{2,4 \cdot l_{np}}{n_{np}} = \frac{2,4 \cdot 150 \cdot 10^{-3}}{2} = 0,18 \text{ Ом.}$$

Отриманий опір $R_{np.on}$ вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП.

$$R_{np.on} = R_{np} = 1,643 \text{ Ом.}$$

Припустимий опір R_3 штучного заземлювача при наявності природних заземлювачів визначимо з рівняння:

$$R_{\text{дон}} = \frac{R_{np} \cdot R_3}{R_{np} + R_3},$$

де $R_{\text{дон}}$ – припустимий опір заземлення в мережах із заземленою нейтраллю:

$$R_{\text{дон}} \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

$$R_3 = \frac{R_{\text{дон}} \cdot R_{np}}{R_{np} - R_{\text{дон}}} = \frac{0,5 \cdot 1,643}{0,5 + 1,643} = 0,72 \text{ Ом.}$$

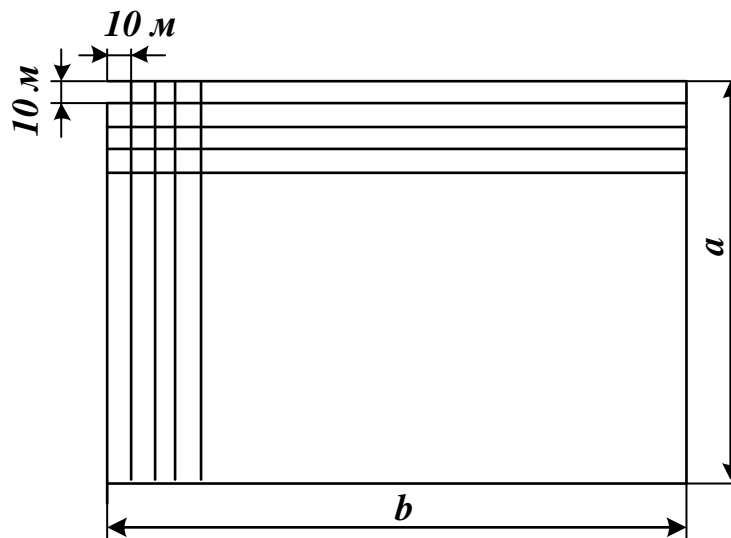


Рисунок 4.3 – Схема заземлювального контуру

Опір заземлювачів, що складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами, розраховується по формулі:

$$R_3 = \rho_{розр} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n \cdot l} \right),$$

де L – сумарна довжина всіх горизонтальних електродів;

$l = 10$, $n = 82$ – довжина і число вертикальних електродів;

A – коефіцієнт, що залежить від $\frac{l}{\sqrt{S}}$.

$$\sqrt{S} = \sqrt{a \cdot b} = \sqrt{200 \cdot 210} = 204,9$$

$$L = a \cdot \left(\frac{b}{10} + 1 \right) + b \cdot \left(\frac{a}{10} + 1 \right) = 200 \cdot \left(\frac{210}{10} + 1 \right) + 210 \cdot \left(\frac{200}{10} + 1 \right) = 8810 \text{ м},$$

$$n = 2 \cdot \left(\frac{b}{10} + 1 \right) + 2 \cdot \left(\frac{a}{10} - 1 \right) = 2 \cdot \left(\frac{210}{10} + 1 \right) + 2 \cdot \left(\frac{200}{10} - 1 \right) = 82 \text{ шт},$$

За допомогою таблиць визначили $A = 0,403$.

$$R_{з.р} = 154 \cdot \left(\frac{0,403}{204,9} + \frac{1}{8810 + 82 \cdot 10} \right) = 0,319 \text{ Ом}$$

Розрахований $R_{з.р} = 0,319$ менший, ніж припустима величина стаціонарного опору контуру заземлення:

$$R_{з.р} < R_3$$

$$0,319 < 0,719.$$

Обрані параметри заземлювача відповідають припустимим нормам.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Висновки

В процесі виконання бакалаврської роботи були досягнуті описані у вступі мети і вирішені поставлені завдання.

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 и поперечних падінь напруг.

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 лінії А1:

- максимального струмового захисту нульової послідовності на землю для ліній;
- комбінованими відсіченням по струму і напрузі.

Виконано розрахунок зони захисту блискавковідводів ВРП-110 кВ

Література

- 1 Електричні мережі та системи. Підручник. Сегеда М.С. / Третє 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 3202 Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебедка, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.
- 4 Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. – Харьков, Форт, 2014. – 782 с.
- 5 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>
- 6 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002.– 116 с.
<http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b60d9.pdf>
- 7 СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Київ. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013.

- 8 Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.
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
- 9 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.
- 10 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.
- 11 Кідиба В.П. [Релейний захист електроенергетичних систем](#): Підручник. – Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2015. – 504 с.
- 12 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.
- 13 Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. та допов. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с
<http://eir.pstu.edu/handle/123456789/24688>
- 14 ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС 60909-

0:2001, IDT).

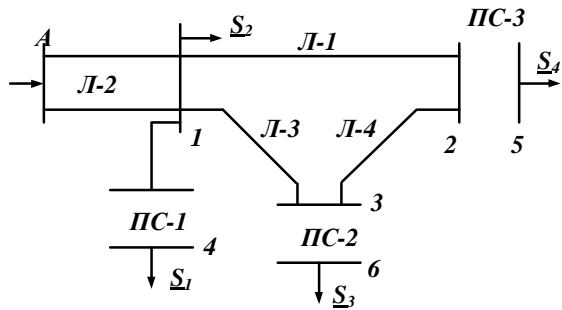
- 15 ДСТУ ІЕС 60909-4:2008. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання (ІЕС TR 60909-4:2000, IDT).
- 16 ГНД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження / М-во палива та енергетики України. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2004. – 159 с.
- 17 ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия (Трансформатори силові. Загальні технічні умови).
- 18 ГНД 34.09.104-2003 Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38 - 150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії (із змінами, внесеними наказом МПЕ України від 03.02.2009 № 52).
- 19 Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів, текст «Правил» відповідає офіційному тексту нової редакції, яка затверджена Наказом Міністерства палива та енергетики України від 13.02.2012 №91, зі змінами та доповненнями від 16.11.2012 (наказ № 905), від 16.05.2013 (наказ № 273), та від 11.01.2017 (наказ № 7).
- 20 ІЕС 62305-1:2006 Защита от атмосферного электричества.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 5.141.753 ПЗ ЕТ

Арк.

64



Початкова схема мережі

Потужності навантажень

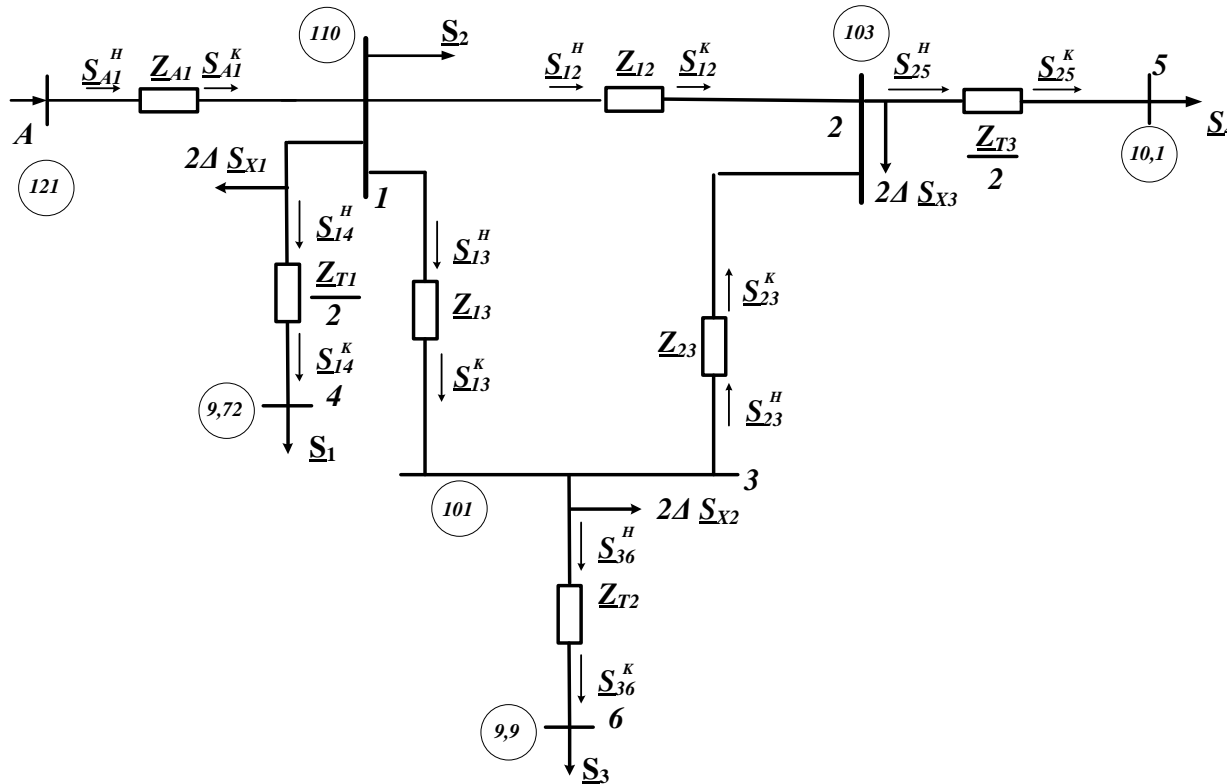
- $\underline{S}_1 = 60 + j 30$ МВА
- $\underline{S}_2 = 20 + j 10$ МВА
- $\underline{S}_3 = 60 + j 45$ МВА
- $\underline{S}_4 = 10 + j 10$ МВА

Категорія споживача

- $\underline{S}_1 = \text{II}$
- $\underline{S}_2 = \text{II}$
- $\underline{S}_3 = \text{III}$
- $\underline{S}_4 = \text{I}$

Довжина ліній

- Л-1 60 км
- Л-2 40 км
- Л-3 40 км
- Л-4 40 км

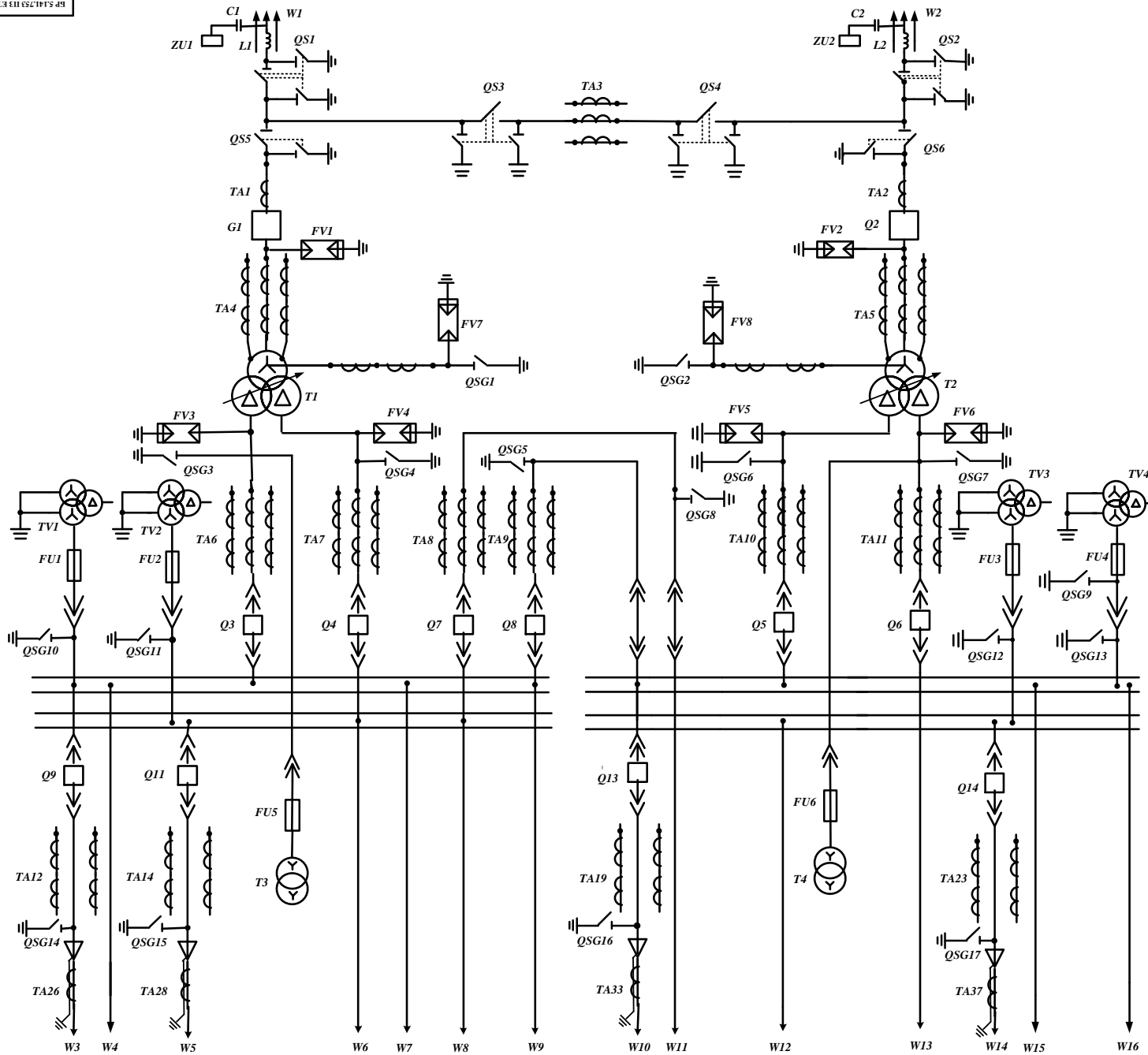


Розрахункова схема заміщення мережі

Потужності на ділянках мережі

Обозн	Початок	Обозн	Кінець
\underline{S}_{36}	$60,14 + j49$	\underline{S}_{36}	$60 + j45$
\underline{S}_{12}	$23,45 + j22,24$	\underline{S}_{12}	$23,07 + j20,94$
\underline{S}_{23}	$12,98 + j9,65$	\underline{S}_{23}	$12,9 + j9,31$
\underline{S}_{13}	$48,8 + j45,4$	\underline{S}_{13}	$47,33 + j40,21$
\underline{S}_{14}	$60,16 + j34,1$	\underline{S}_{14}	$60 + j30$
\underline{S}_{A1}	$156,07 + j124,6$	\underline{S}_{A1}	$152,56 + j112,6$
\underline{S}_{25}	$10,07 + j11,15$	\underline{S}_{25}	$10 + j10$

БР.5.141.753.ГЧ.ЕТ					Лист	Масштаб	Масштаб
Шук.	Авт.	М. дозв.	План.	Затв.	у		
Розроб.	Колодій С.О.				Апр 1	Август 2	
Перев.	Лобановий І.				Розрахунок зони захисту гідроагрегатів ВРГ		
Конструюв.					Розрахунок електричної мережі		
Рисув.					СумГУ, гр.ЕТДн-51п		
Нормув.							
Затв.	Лобановий І.						



Поз	Позначення	Найменування	Кол
1	T1, T2	Трансформатор силовий ТРДНЦ-63000/110	2
2	C1, C2	Конденсатор зв'язку СМП	2
3	L1, L2	Високочастотний загорювач	2
4	QS1-QS6	Роз'єднувач зовнішньої установки РНД-(3)-110/1000	6
5	Q1, Q2	Вимикач ВВП-110/630	2
6	TA1- TA3	Трансформатор струму ТВТ-110-1	3
7	TA4, TA5	Трансформатор струму вбудований ТВТ-110-1	6
8	FV1, FV2	Розрядник вентиляційний РВС-110МУ1	8
9	FV3- FV6	Розрядник вентиляційний РВП-10МУ1	4
10	FV7, FV8	Розрядник вентиляційний РВС-15 РВС-35	12
11	QSG1, QSG2	Заземлювач однополюсний ЗОН-110М	2
12	TA6- TA11	Трансформатор струму ТПЛ-10-0,5/10Р	18
13	T3, T4	Трансформатор власних потреб ТМ-40/10	2
14	Q3-Q6	Вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5	4
15	Q7, Q8	Вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5	2
16	FU1-FU6	Запобіжник ПКН001-10У1	6
17	TV1-TV4	Трансформатор напруги НТМИ-10-66	4
18	Q9-Q22	Вимикач ВММ-10+400/630-10	14
19	TA12-TA25	Трансформатор струму ТПЛ-10-0,5/10Р	28
20	TA26- 37	Трансформатор струму ТПЛ-10-У3	14
21	ZU1, ZU2	Фільтр приєднання ОФП	2
22	QSG3-QSG17	Заземлювачі внутрішньої установки ЗР-10НУ3	7

БП 5.141.753 ПЗ 49					
Лист	№	№ документа	Листів	Датум	
Розроб		Коректор			
Перевір		Ліцензійник			
Контроль					
Рисуючий					
Підпис					
Затвер					

Розрахунок електричної частини підстанції

СумДУ, пр. ЕТОН-51п