

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.
“ ____ ” _____ 2021 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

**Тема: “Розрахунки режимів роботи електричних мереж та зон захисту
блискавковідводів відкритого розподільного пристрою”**

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Виконав студент гр. ЕТДн-74п

Скорина Д. Є.

Керівник, доцент, канд.техн.наук

Лебединський І.Л.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ____ ” _____ 2021 р.

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Скорина Дмитра Євгенійовича

1 Тема роботи “Розрахунки режимів роботи електричних мереж та зон захисту блискавковідводів відкритого розподільного пристрою”

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	19.05.-22.05.2021	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	23.05.-26.05.2021	
3	Розрахунок релейного захисту	25.05.-30.05.2021	
4	Розрахунок зони захисту блискавковідводів ВРП	31.05.-04.06.2021	
5	Оформлення пояснювальної записки	05.06.-10.06.2021	

Студент гр ЕТдн-74п _____

Скорина Д. Є.

Керівник роботи _____

Лебединський І.Л.

РЕФЕРАТ

с. 73, рис. 16, табл. 22, кресл. 2.

Бібліографічний опис: **“Розрахунки режимів роботи електричних мереж та зон захисту блискавковідводів відкритого розподільного пристрою”**

[Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”;

Освітня програма – “Електротехнічні системи електроспоживання” / Д. Є.

Скорина; керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2021. - 73 с.

Ключові слова: електрична мережа, споживач, категорія, потужність, трансформатор, ЛЕП, провід, опір, напруга, схема заміщення, потокорозподіл, 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
ТРЕ – технологічні витрати електроенергії
ЛЕП – лінії електропередач
МСЗ – максимальний струмовий захист
ВРП – відкритий розподільчий пристрій

Зміст

	Вступ.....		8
1	Розрахунок режиму роботи замкненого кола та вибір параметрів ліній і трансформаторів підстанцій.....		10
1.1	Розрахунок поточкорозподілу в замкнутої мережі.....		11
1.2	Вибір типу проводів повітряних ліній.....		12
1.3	Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій.....		13
1.4	Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів.....		17
1.5	Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах.....		22
1.6	Визначення напруг в вузлах навантаження.....		23
2	Розрахунок електричної частини підстанції		27
2.1	Вибір схеми електричних з'єднань підстанції		27
2.2	Вибір трансформаторів власних потреб		29
2.3	Розрахунок струмів короткого замикання		31
2.4	Вибір високовольтних апаратів РП електричних частин		34
2.5	Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги		38
2.6	Вибір ошиновки РП		42
2.7	Компонування РП 110 кВ і конструктивна частина		44
2.8	Компонування РП 10 кВ і конструктивна частина		45
2.9	Заземлюючі пристрої ПС		46
3	Розрахунок релейного захисту трансформатора		47
3.1	Призначення і область застосування захисту типу ДЗС-21.....		47
3.2	Технічні дані трансформатора, що захищається.....		49
3.3	Розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора,		50

					БР.5.6.141.312. ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	“Розрахунки режимів роботи електричних мереж та зон захисту блискавковідводів відкритого розподільного пристрою”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.	Скорина					Н	6	73
Перев.	Лебединський					СумДУ ЕТдн-74п		
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв.	Лебединський							

	виконаного з реле типу ДЗС-21.....	
3.3	Газовий захист	57
4	Розрахунок зони захисту блискавковідводів ВРП-110 кВ.....	58
4.1	Розрахунок зони захисту блискавковідводів уздовж ширини ВРП.....	60
4.2	Розрахунок опору заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою.....	65
	Висновки	68
	Література.....	69
	Додаток А.....	72
	Додаток Б.....	73

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:

										Арк.
										8
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.312. ПЗ ЕТ					

- розрахунок електричної мережі, що містить джерело живлення, лінії електропередачі, трансформатор і навантаження (споживачі електричної енергії);
- розрахунок електричної частини підстанції;
- 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.5.6.141.312. ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

1 Розрахунок режиму роботи замкнутого кола та вибір параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

Вихідні дані для виконання роботи

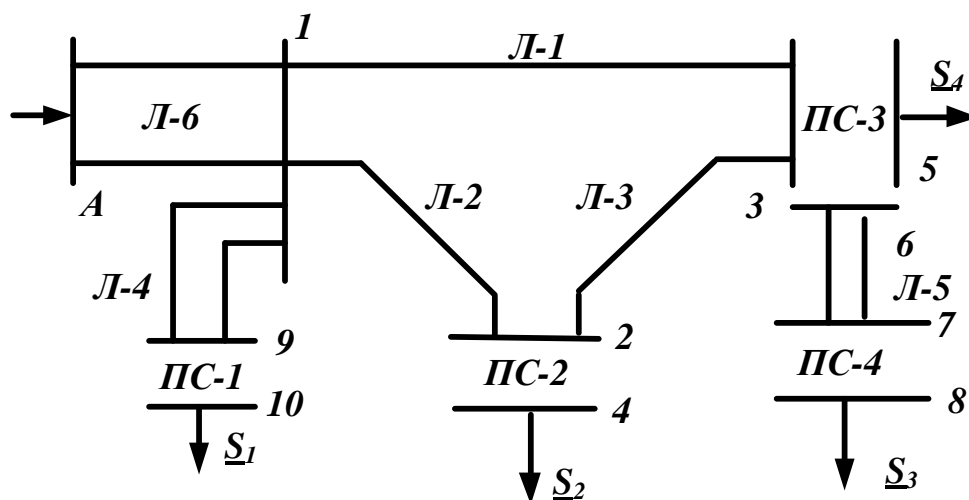


Рисунок 1.1 – Вихідна однолінійна електрична схема з'єднань заданої + електричної мережі

Таблиця 1.1– Вихідні дані електричної мережі

Довжина ПЛ, км						Потужності завантажень вузлів, МВА			
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	Л-5	Л-6	\underline{S}_1	\underline{S}_2	\underline{S}_3	\underline{S}_4
30	20	40	30	20	20	$\frac{25+j15}{I}$	$\frac{40+j30}{II}$	$\frac{10+j5}{II}$	$\frac{35+j20}{II}$

					БР.5.6.141.312. ПЗ ЕТ			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Скорина Д.Є				Розрахунок режиму роботи замкнутого кола та вибір параметрів ліній і трансформаторів підстанцій	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський І.					Н	10	73
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-74п		
Н. контр.								
Затв.	Лебединський І.							

1.1 Розрахунок потокорозподілу в замкнутій мережі

Прийmemo навантаження вузла 3 рівним навантаженню вузлів 5 і 7, навантаження вузла 2 дорівнює сумі навантажень вузла 4 і вузла 9. Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-3, Л-2 (рисунок 1.2). Визначимо розрахункові навантаження вузлів 3 і 2.

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_2 = 40 + j30 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_4 + \underline{S}_3 = 45 + j25 \text{ МВА}$$

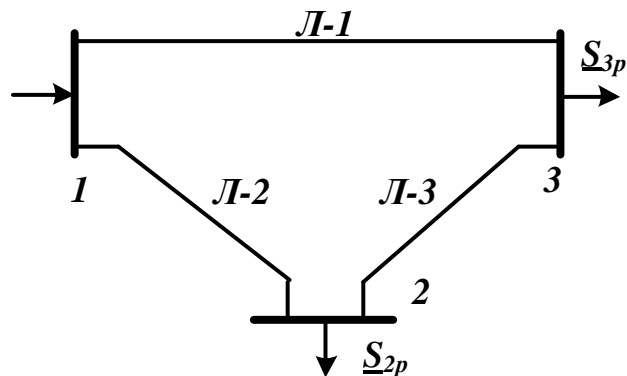


Рисунок 1.2 – Замкнута мережа

Розімкнемо замкнуту мережу, наведену на рисунку 1.2, за джерелом живлення А (рисунок 1.3) і позначимо потужності на ділянках мережі.

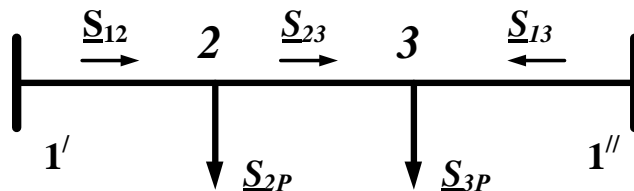


Рисунок 1.3 – Розімкнена мережа

Визначаємо потужності на ділянках розімкнутої мережі [1-3]:

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{2P}(l_{23} + l_{31}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{31}}{l_{12} + l_{23} + l_{13}} = 46,1 + j31,67 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{2P} = 6,11 + j1,67 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot l_{12} + \underline{S}_{3P}(l_{23} + l_{12})}{l_{23} + l_{13} + l_{12}} = 38,9 + j23,33 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності.

$$\underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13}$$

$$90 + j 55 = 90 + j 55$$

Баланс потужності зійшовся.

Баланс потужності зійшовся. Потужність ділянки 2-3 вийшла позитивною, тому точка 3 є точкою поточкорозподілу.

1.2 Вибір типу проводів повітряних ліній

Визначимо напруги на ділянках мережі (рисунок 1.3) за формулою Іларіонова [1-3].

$$U_L = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}$$

Таблиця 1.2 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Довжина ділянки, км	30	20	40	30
Напруга ділянки, кВ	111,1	112,3	48,7	61

Приймаємо напругу електричної мережі рівною 110 кВ.

Визначаємо струми проводів ліній:

$$I = \frac{S_L}{\sqrt{3} \cdot U_L}$$

Таблиця 1.3 – Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Струм, А	238	294	33	59

Приймаємо для ліній провід марки АС-240/32

Таблиця 1.4 – Марка і параметри проводів [3]

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_o , Ом/км	0,118	0,118	0,118	0,118
X_o , Ом/км	0,405	0,405	0,405	0,405
b_o , См/км, $\times 10^{-6}$	2,81	2,81	2,81	2,81

Знайдемо параметри ліній електричної мережі.

Визначаємо опори ліній

Таблиця 1.5 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
$R_L = r_o \cdot l_L$, Ом	3,54	2,36	4,72	3,54
$X_L = x_o \cdot l_L$, Ом	12,15	8,1	16,2	12,15

1.3 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

За напругах мережі і навантаженнях вибираємо трансформатори [4].

Для ПС-1

Навантаження S_L відноситься до другої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо два трансформатори [4], що працюють паралельно.

$$S_T = \frac{S_L}{1,4} = \frac{\sqrt{25^2 + 15^2}}{1,4} = 20,82 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор ТРДН-25000/110.

Визначимо коефіцієнт завантаження:

$$K_{зав} = \frac{S_L}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{25^2 + 15^2}}{2 \cdot 25} = 0,58$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,71, то два паралельно працюючі трансформатори ТРДЦН-25000/110 задовольняють вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.6 - Каталожні дані трансформатора ТРДН-25000/110 [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регу- лювання	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							
ТРДН- 25000/110	25	±9·1,78%	115	10,5	10,5	120	0,027	0,7	2,54	55,9	0,175

Для ПС-2

Навантаження S_2 відноситься до другої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо два трансформатори [4], що працюють паралельно.

$$S_T = \frac{S_2}{1,4} = \frac{\sqrt{40^2 + 30^2}}{1,4} = 35,7 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор ТРДН-40000/110.

Визначимо коефіцієнт завантаження трансформаторів:

$$K_{зав} = \frac{S_2}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{40^2 + 30^2}}{2 \cdot 40} = 0,625$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,71, то два паралельно працюючих трансформатори ТРДЦН-40000/110 задовольняють вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.7 - Каталожні дані трансформатора ТРДН-40000/110 [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регу- лювання	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							
ТРДН-40000/110	40	±8×1,5%	115	10,5	10,5	172	0,036	0,65	1,4	34,7	260

ПС-3

$$S_{T3} = \frac{S_3 + S_4}{1,4} = \frac{\sqrt{45^2 + 25^2}}{1,4} = 36,77 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо триобмотковий трансформатор ТДТН-40000/110 .

Визначимо коефіцієнт завантаження:

$$K_{зав} = \frac{S_2}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{45^2 + 25^2}}{2 \cdot 40} = 0,64$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,71, то трансформатор ТДТН-40000/110 задовольняє вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.8- Каталогні дані трансформатора ТДТН-40000/110 [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					
			U _{НОМ} обмоток, кВ			U _к , %		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН-40000/110*	40	±6×2%	115	38,5	10,5	10,5	17	6,5

Продовження таблиці 1.8

Каталожне данные			Расчетные данные						
ΔP _к , кВт	P _х , МВт	I _х , %	R _т , Ом			X _т , Ом			ΔQ _х , МВАр
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
200	0,043	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3	0,24

ПС-4

Навантаження S_з відноситься до другої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо два трансформатори [4], що працюють паралельно.

										Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.312. ПЗ ЕТ					15

$$S_{T4} = \frac{S_3}{1,4} = \frac{\sqrt{10^2 + 5^2}}{1,4} = 7,99 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор ТМН-10000/35.

Визначимо коефіцієнт завантаження:

$$K_{зав} = \frac{S_1}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{10^2 + 5^2}}{2 \cdot 10} = 0,56$$

Таблиця 1.9- Каталогні дані трансформатора ТМН-10000/35 [5]

Тип	S _{ном} , МВА	Пределы регулиру- рования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	P _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
			ВН	НН							
ТМН- 10000/35	10	±9×1,3%	36,75	10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80

Складаємо однолінійну схему електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій.

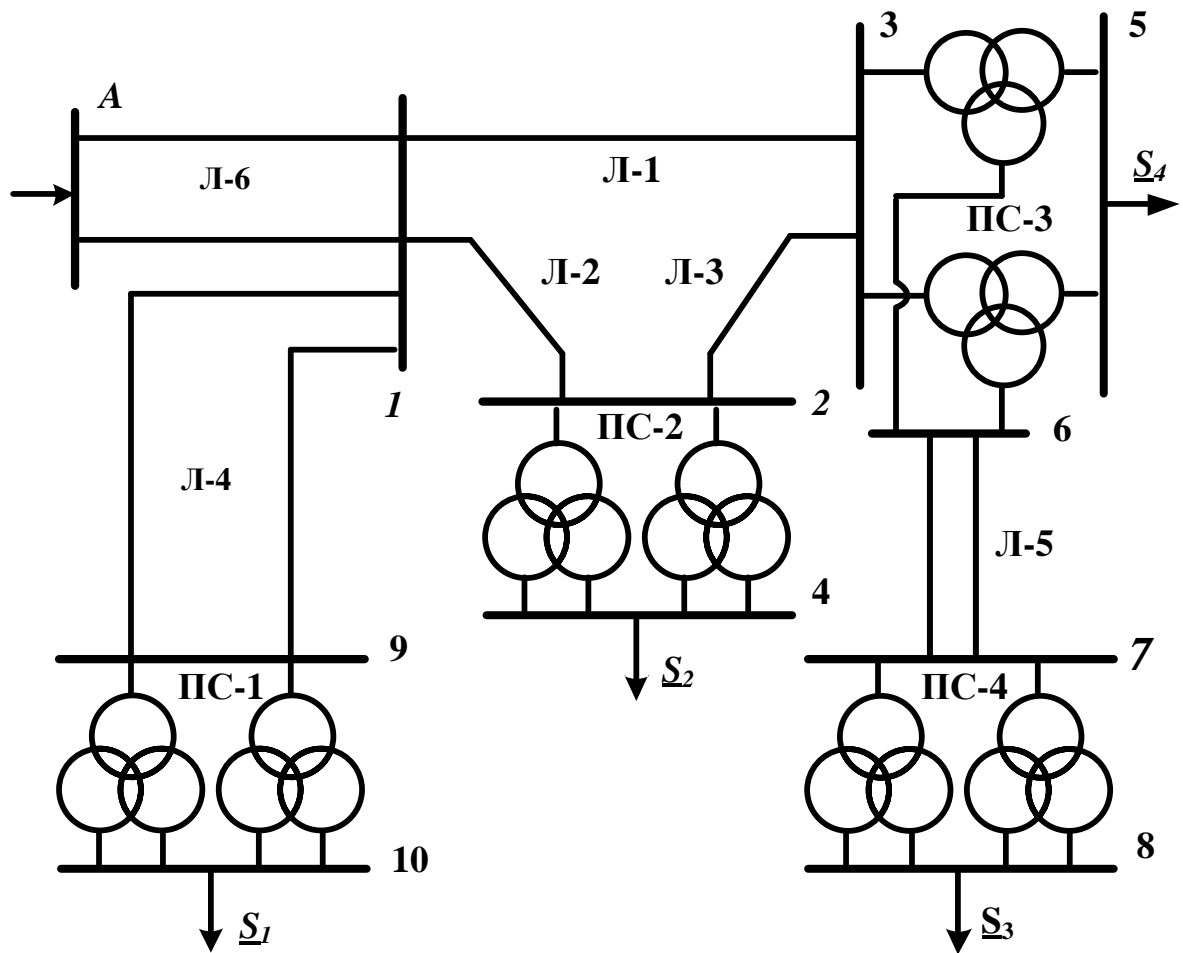


Рисунок 1.4 – Однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

1.4 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 1 з урахуванням втрат в обмотці трансформатора при максимальному навантаженні [1-3]. Зображаємо схему заміщення двох двообмоткових трансформаторів, включених паралельно і розраховуємо потужність у вузлі 1

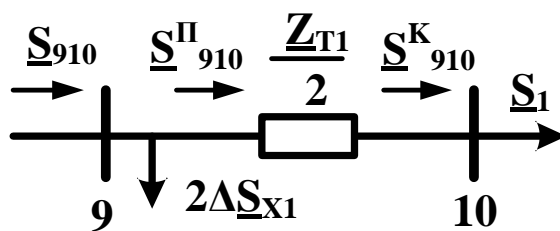


Рисунок 1.5 – Схема заміщення підстанції ПС-1

Визначаємо потужність \underline{S}_{910}^K :

$$\underline{S}_{910}^K = \underline{S}_1 = 25 + j15 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужності \underline{S}_{910} [1-3]:

$$\underline{S}_{910}^{\Pi} = \underline{S}_{910}^K + \frac{(P_{910}^K)^2 + (Q_{910}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T1}}{2} = 25,09 + j16,96 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{910} = \underline{S}_{910}^{\Pi} + 2\Delta S_{X1} = 25,14 + j17,31 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{19}^{Π} :

$$\underline{S}_{19}^K = \underline{S}_{910} = 25,14 + j17,31 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{19}^{\Pi} = \underline{S}_{19}^K + \frac{(P_{19}^K)^2 + (Q_{19}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{19}}{2} = 25,28 + j17,78 \text{ МВА}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 2 з урахуванням втрат в обмотці трансформатора при максимальному навантаженні [1-3]. Зображаємо схему заміщення двох двообмоткових трансформаторів, включених паралельно і розраховуємо потужність у вузлі 2

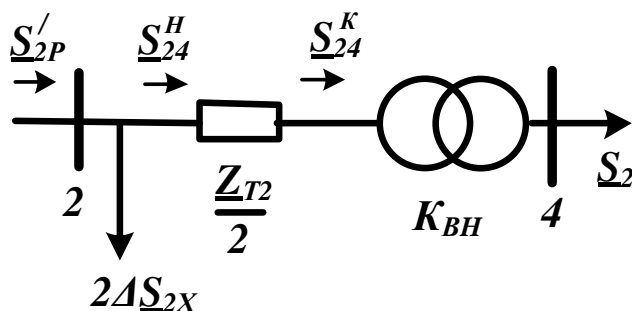


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС-2

Визначаємо потужність \underline{S}_{24}^K :

$$\underline{S}_{24}^K = \underline{S}_2 = 40 + j30 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужності \underline{S}_{24}^{Π} і \underline{S}_{2P} :

$$\underline{S}_{24}^{\Pi} = \underline{S}_{24}^K + \frac{(P_{24}^K)^2 + (Q_{24}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T2}}{2} = 40,14 + j33,58 \text{ MVA}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 2:

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{24}^{\Pi} + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{2X} = 40,22 + j34,1 \text{ MVA}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 7 з урахуванням втрат в обмотці трансформатора при максимальному навантаженні. Изображаєм схему заміщення двохобмотувальні трансформатора і розраховуємо потужність у вузлі 7

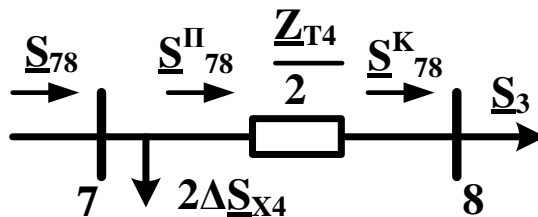


Рисунок 1.7 – Схема заміщення підстанції ПС-4

Визначаємо потужність \underline{S}_{78}^K :

$$\underline{S}_{78}^K = \underline{S}_3 = 10 + j5 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{78}^{Π} :

$$\underline{S}_{78}^{\Pi} = \underline{S}_{78}^K + \frac{(P_{78}^K)^2 + (Q_{78}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot \frac{Z_{T4}}{2} = 10,04 + j5,52 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{78} = \underline{S}_{78}^{\Pi} + 2 \Delta \underline{S}_{X4} = 10,07 + j5,68 \text{ MVA}$$

Виберемо провід лінії 6 –7 АС –150/24 $r_{67} = 0,168 \text{ Ом/км}$, $x_{67} = 0,406 \text{ Ом/км}$

Зображаємо схему заміщення лінії 6 –7 і розраховуємо потужність у вузлі 6

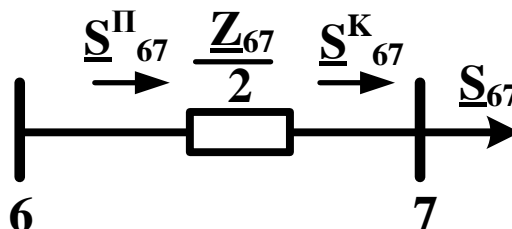


Рисунок 1.8 – Схема заміщення підстанції лінії 6 –7

$$\underline{S}_{67}^K = \underline{S}_{78} = 10,07 + j5,68 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{67}^{\Pi} = \underline{S}_{67}^K + \frac{(P_{67}^K)^2 + (Q_{67}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot \frac{Z_{67}}{2} = 10,26 + j6,12 \text{ MVA}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 3 з урахуванням втрат в обмотці трансформатора при максимальному навантаженні. Изображаєм схему заміщення двохобмотувальні трансформатора і розраховуємо потужність у вузлі 3

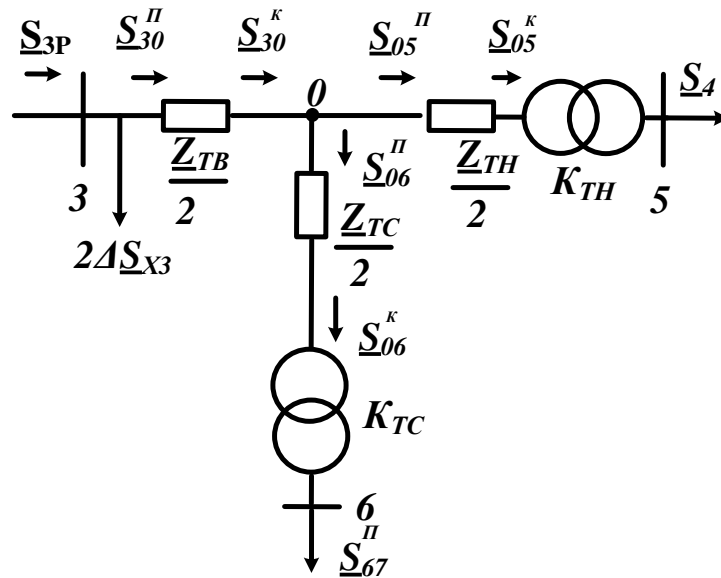


Рисунок 1.9 – Схема заміщення підстанції ПС-3

Визначаємо потужність \underline{S}_{06}^{Π} :

$$\underline{S}_{06}^K = \underline{S}_{67}^{\Pi} = 10,257 + j6,12 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{06}^{\Pi} = \underline{S}_{06}^K + \frac{(P_{06}^K)^2 + (Q_{06}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TC}}{2} = 10,262 + j6,12 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{05}^{Π} :

$$\underline{S}_{05}^K = \underline{S}_4 = 35 + j20 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{05}^{\Pi} = \underline{S}_{05}^K + \frac{(P_{05}^K)^2 + (Q_{05}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TH}}{2} = 35,05 + j21,5 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{30}^{Π} :

$$\underline{S}_{30}^K = \underline{S}_{05}^{\Pi} + \underline{S}_{06}^{\Pi} = 45,32 + j27,62 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{30}^{\Pi} = \underline{S}_{30}^K + \frac{(P_{30}^K)^2 + (Q_{30}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TB}}{2} = 45,41 + j31,75 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{3P} :

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_{30}^{\Pi} + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{X3} = 45,49 + j32,23 \text{ МВА}$$

1.5 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 [1-3].

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{2P}(l_{23} + l_{31}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{31}}{l_{12} + l_{23} + l_{13}} = 46,44 + j37,27 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{2P} = 6,23 + j3,16 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot l_{12} + \underline{S}_{3P}(l_{23} + l_{12})}{l_{23} + l_{13} + l_{12}} = 39,27 + j29,06 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності.

$$\underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13}$$

$$85,71 + j66,33 = 85,71 + j66,33$$

Баланс потужності зійшовся.

Баланс потужності зійшовся. Потужність ділянки 2-3 вийшла позитивною, тому точка 3 є точкою поточкорозподілу.

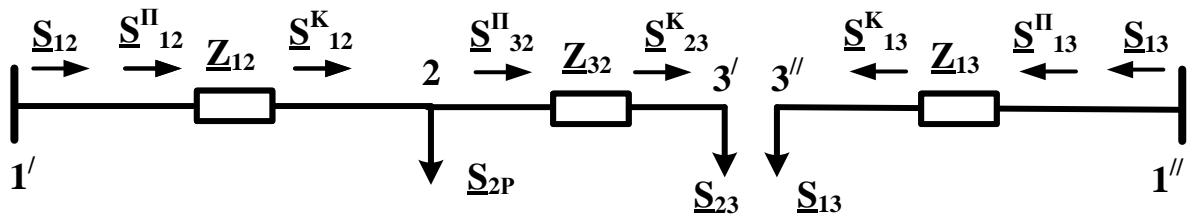


Рисунок 1.10– Розімкнена мережа

Визначимо поточкорозподіл в двох схемах заміщення, наведених на рисунку 1.10.

Знайдемо потужність \underline{S}_{12} :

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23} = 6,23 + j3,16 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{32}^{\text{II}} = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{23} = 6,25 + j3,23 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{23}^{\text{II}} + \underline{S}_{2P} = 46,46 + j37,33 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{12}^{\text{II}} = \underline{S}_{12}^K + \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{12} = 47,85 + j42,09 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{13}^K = \underline{S}_{13} = 39,27 + j29,06 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{13}^{\text{II}} = \underline{S}_{13}^K + \frac{(P_{13}^K)^2 + (Q_{13}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{13} = 39,97 + j31,46 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13} = 87,8 + j73,5 \text{ МВА}$$

Розрахунок лінії А-1

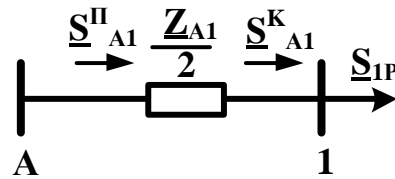


Рисунок 1.11– Лінія А - 1

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_1 + \underline{S}_{19}^{\Pi} = 113,09 + j91,33 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{1P} = 113,1 + j91,3 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A1}^{\Pi} = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(P_{A1}^K)^2 + (Q_{A1}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{A1}}{2} = 115,2 + j98,4 \text{ МВА}$$

1.6 Визначення напруг в вузлах навантаження

Приймаємо напругу джерела живлення на десять відсотків більшою номінальною напруги мережі $U = 120 \text{ В}$.

Визначимо напругу вузла 1:

$$U_1 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A1}^{\Pi} R_{A1}}{2} + \frac{Q_{A1}^{\Pi} X_{A1}}{2} \right)^2 + \left(\frac{P_{A1}^{\Pi} X_{A1}}{2} - \frac{Q_{A1}^{\Pi} R_{A1}}{2} \right)^2} = 115,6 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 3:

$$U_3 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{13}^{\Pi} R_{13}}{2} + \frac{Q_{13}^{\Pi} X_{13}}{2} \right)^2 + \left(\frac{P_{13}^{\Pi} X_{13}}{2} - \frac{Q_{13}^{\Pi} R_{13}}{2} \right)^2} = 111,1 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 0:

$$U_0 = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{30}^{\Pi} R_{TB}}{2} + \frac{Q_{70}^{\Pi} X_{TB}}{2} \right)^2 + \left(\frac{P_{30}^{\Pi} X_{TB}}{2} - \frac{Q_{30}^{\Pi} R_{TB}}{2} \right)^2} = 106,1 \text{ кВ}$$

Визначимо напруги на низькій стороні ПС –3, як приведені до високої сторони.

Визначимо напругу вузла 6:

$$U_6^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{06}^{\Pi} \cdot R_{TC} + Q_{06}^{\Pi} \cdot X_{TC}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{06}^{\Pi} \cdot X_{TC} - Q_{06}^{\Pi} \cdot R_{TC}}{U_0} \right)^2} = 106,03 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 5:

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{05}^{\Pi} \cdot R_{TH} + Q_{05}^{\Pi} \cdot X_{TH}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{05}^{\Pi} \cdot X_{TH} - Q_{05}^{\Pi} \cdot R_{TH}}{U_0} \right)^2} = 103,78 \text{ кВ}$$

Знайдемо реальні напруги на низькій стороні ПС – 3 з урахуванням реального коефіцієнта трансформаторів:

$$U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,48 \text{ кВ}$$

$$U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 35,5 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 7:

$$U_7 = \sqrt{\left(U_6 - \frac{P_{67}^{\Pi} \cdot R_{67} + Q_{67}^{\Pi} \cdot X_{67}}{U_6} \right)^2 + \left(\frac{P_{67}^{\Pi} \cdot X_{67} - Q_{67}^{\Pi} \cdot R_{67}}{U_6} \right)^2} = 34,32 \text{ кВ}$$

Знайдемо реальні напруги на низькій стороні ПС – 4 з урахуванням реального коефіцієнта трансформаторів:

$$U_8 = \frac{U_8^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,55 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 2:

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{12}^{\Pi} R_{12} + Q_{12}^{\Pi} X_{12}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{12}^{\Pi} X_{12} - Q_{12}^{\Pi} R_{12}}{U_1} \right)^2} = 116,96 \text{ кВ}$$

Визначимо напруги на низькій стороні ПС –2, як приведені до високої сторони.

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{24}^H \cdot \frac{R_{T2}}{2} + Q_{24}^H \cdot \frac{X_{T2}}{2}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{24}^H \cdot \frac{X_{T2}}{2} - Q_{24}^H \cdot \frac{R_{T2}}{2}}{U_2} \right)^2} = 111,9 \text{ кВ}$$

Знайдемо реальні напруги на низькій стороні ПС – 2 з урахуванням реального коефіцієнта трансформаторів:

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 10,22 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 9:

$$U_9 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{19}^{\Pi} \frac{R_{19}}{2} + Q_{19}^{\Pi} \frac{X_{19}}{2}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{19}^{\Pi} \frac{X_{19}}{2} - Q_{19}^{\Pi} \frac{R_{19}}{2}}{U_1} \right)^2} = 114,3 \text{ кВ}$$

Визначимо напруги на низькій стороні ПС – 1, як приведені до високої сторони:

$$U_{10}^B = \sqrt{\left(U_9 - \frac{P_{910}^{\Pi} \cdot \frac{R_{T1}}{2} + Q_{910}^{\Pi} \cdot \frac{X_{T1}}{2}}{U_9} \right)^2 + \left(\frac{P_{910}^{\Pi} \cdot \frac{X_{T1}}{2} - Q_{910}^{\Pi} \cdot \frac{R_{T1}}{2}}{U_9} \right)^2} = 110 \text{ кВ}$$

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

$$U_{10} = \frac{U_{10}^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,04 \text{ кВ}$$

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} .

Вихідні дані

Тип трансформатора – ТРДН-40000/110

					БР.5.6.141.312. ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Скорина Д.Є			Розрахунок електричної частини підстанції	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський І				Н	27	73
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-74п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський І						

Потужність трансформатора	S , МВА	40
Напруга	U , кВ	115
Опір трансформатора	X , Ом	34,7
Довжина лінії	L_{12} , км	20
Опір лінії	X_{12} , Ом	8,1
Потужність системи	S_C , МВА	800

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.6.141.312. ПЗ ЕТ

Арк.

28

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

					БР.5.6.141.312. ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

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].

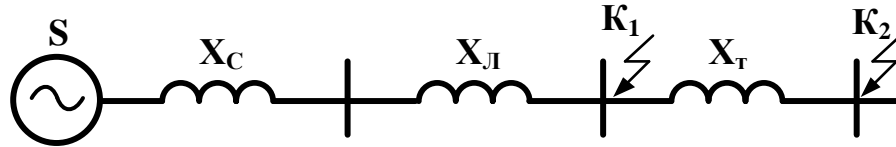


Рисунок 2.1 - Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання.

Опір системи дорівнює:

$$X_C = \frac{U_L^2}{S_C} = \frac{110^2}{800} = 15,125 \text{ Ом}$$

Опір працюючих ліній $X_L = 8,1$ Ом;

трансформаторів $X_T = 117,35$ Ом.

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

$$I_{K1} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (8,1 + 15,1)} = 2,74 \text{ кА}.$$

Теж у точці K_2 наведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (15,1 + 8,1 + 117,35)} = 1,57 \text{ кА}$$

реальний СКЗ у точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{U_{НОМ.В}}{U_{НОМ.Н}} = 1,57 \cdot \frac{115}{10,5} = 17,16 \text{ кА}$$

Ударний струм

у точці K_1 :

$$i_{y01} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 2,74 = 6,21 \text{ кА}$$

у точці K_2 :

$$i_{y02} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 17,16 = 38,96 \text{ кА}$$

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

$$\text{для точки } K_1 - I_{n,\tau} = I_{K1} = 2,74 \text{ кА};$$

$$\text{для точки } K_2 - I_{n,\tau} = I_{K2} = 17,16 \text{ кА}.$$

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 :

$$i_{a,1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} \cdot 2,74 = 0,35 \text{ кА}.$$

Для точки K_2 :

$$i_{a,2} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} \cdot 17,16 = 3,27 \text{ кА}$$

Інтеграл Джоуля:

для сторони ВН (точка K_1)

$$B_{K1} = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 2,74^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 0,64 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

для сторони НН (точка K_2)

$$B_{K2} = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 17,16^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 44,19 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

Результати розрахунку зведені в табл.2.2

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 вимикача кА	Аперіод. складова СКЗ i_a , кА	Інтеграл Джоуля W_k , до A^2c
Шини 110 кВ K_1	2,74	6,21	2,74	0,35	0,637
Шини 10 кВ K_2	17,16	38,96	17,16	3,27	44,19

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:

$$I_{110.макс} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.В}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294 \text{ А},$$

Струм у колі вступних вимикачів на стороні 10 кВ:

$$I_{10}^{\text{вимк}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Н}}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 1,618 \text{ А},$$

струм у колі секційного вимикача:

$$I_{10}^{\text{с.б}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Н}}} = \frac{0,7 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,618 \text{ кА},$$

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

$$I_{10}^{\text{відх}} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 165 \text{ А}.$$

Вибір вимикачів наведений у таблиці 2.3. Каталожні 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
$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$	294 А	2000 А
$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{прСКВ}}$	2,74 кА	40 кА
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$	6,21 кА	102 кА
$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{відк.ном}}$	2,74 кА	31,5 кА
$I_{\text{а.т}} \leq I_{\text{а.ном}}$	0,35 кА	16 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,64 кА ² с	112 кА ² с

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

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

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

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

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

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

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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1,618 кА	3,200 кА
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	17,16 кА	45 кА
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$	38,96 кА	120 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	17,16 кА	45 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	3,27 кА	12,69 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	44,19 кА ² з	303,75 кА ² з

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

$U_{ном} = 10$ 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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1,618 кА	3200 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	17,16 кА	45 кА
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$	38,96 кА	120 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	17,16 кА	45 кА

Продовження таблиці 2.5

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$I_{a.\tau} \leq I_{a.ном}$	3,27 кА	12,7 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	44,19 кА ² с	303,75 кА ² с

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

$U_{ном} = 10$ 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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	294 А	1000 А
$i_{yd} \leq I_{скв}$	6,21 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,637 кА ² с	2977/992 кА ² с

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

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

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

$I_{T3} = 31,5$ кА, $t_{Tер3} = 1$ сек.

$$(I_T^2 \cdot t_r)_r = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с}, (I_T^2 \cdot t_r)_3 = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2\text{с}$$

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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	294 А	50-600 А
$i_{y0} \leq I_{СКВ}$	6,21 кА	62-124 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,637 кА ² с	162,5 кА ² с
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	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:

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

що менше 4 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 1. Трансформатор струму ТОГФ –110 – УХЛ1 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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	3 кА
$i_{уд} \leq I_{дин}$	38,96 кА	160 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	44,19 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 ТВ –10–ІV. На напругу 10 кВ випускаються для комплектних розподільних пристроїв ТС типу ТВ-10 на струми від 50 до 8000 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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1,618 кА	3 кА
$i_{уд} \leq I_{дин}$	38,96 кА	160 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	38,96 кА ² с	240 кА ² с
$Z_n \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Приймаємо до установки трансформатор струму ТВ-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 294 А вибираємо переріз 120 мм² із припустимим струмом 365 А. Мінімальний переріз, виходячи з умови термічної стійкості, визначається по формулі [10]:

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

де $C_T = 91 \frac{A \cdot c^{0,5}}{\text{мм}^2}$ для алюмінію.

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{0,637}}{91 \cdot 10^{-3}} = 73,8 \text{ мм}^2$$

Переріз 73,8 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 перерізу 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

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{0,426}{10 \cdot 0,8}} = 27,8 \text{ Гц}$$

де l – довжина прольоту між ізоляторами $l = 1,2$ м;

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

q – поперечний переріз шини, м²

$$\gamma = \frac{b \cdot h^2}{12} = \frac{10 \cdot 0,8^2}{12} = 0,426 \times 10^{-6} \text{ м}^4$$

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;

$$W = \frac{0,08 \cdot 0,10^2}{6} = 1,07 \cdot 10^{-5} \text{ м}^4$$

$a = 0,5$ м – відстань між фазами.

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{17,16^2 \cdot 1,5^2}{1,067 \cdot 10^{-5} \cdot 0,5} = 44,32 \text{ МПА}$$

$$44,32 \text{ МПА} < 75 \text{ МПА.}$$

У такий спосіб обрані алюмінієві шини прямокутного перерізу [8x100] мм², перевірені на можливість виникнення резонансних явищ і на динамічну стійкість, і вони задовольняють необхідні вимоги.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

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.

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.

										Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.312. ПЗ ЕТ					45

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.

					БР.5.6.141.312. ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

3. Релейний захист трансформатора

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.5.6.141.312. ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Скорина Д.Є			Релейний захист трансформатора	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський І				Н	47	73
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-74п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський І						

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

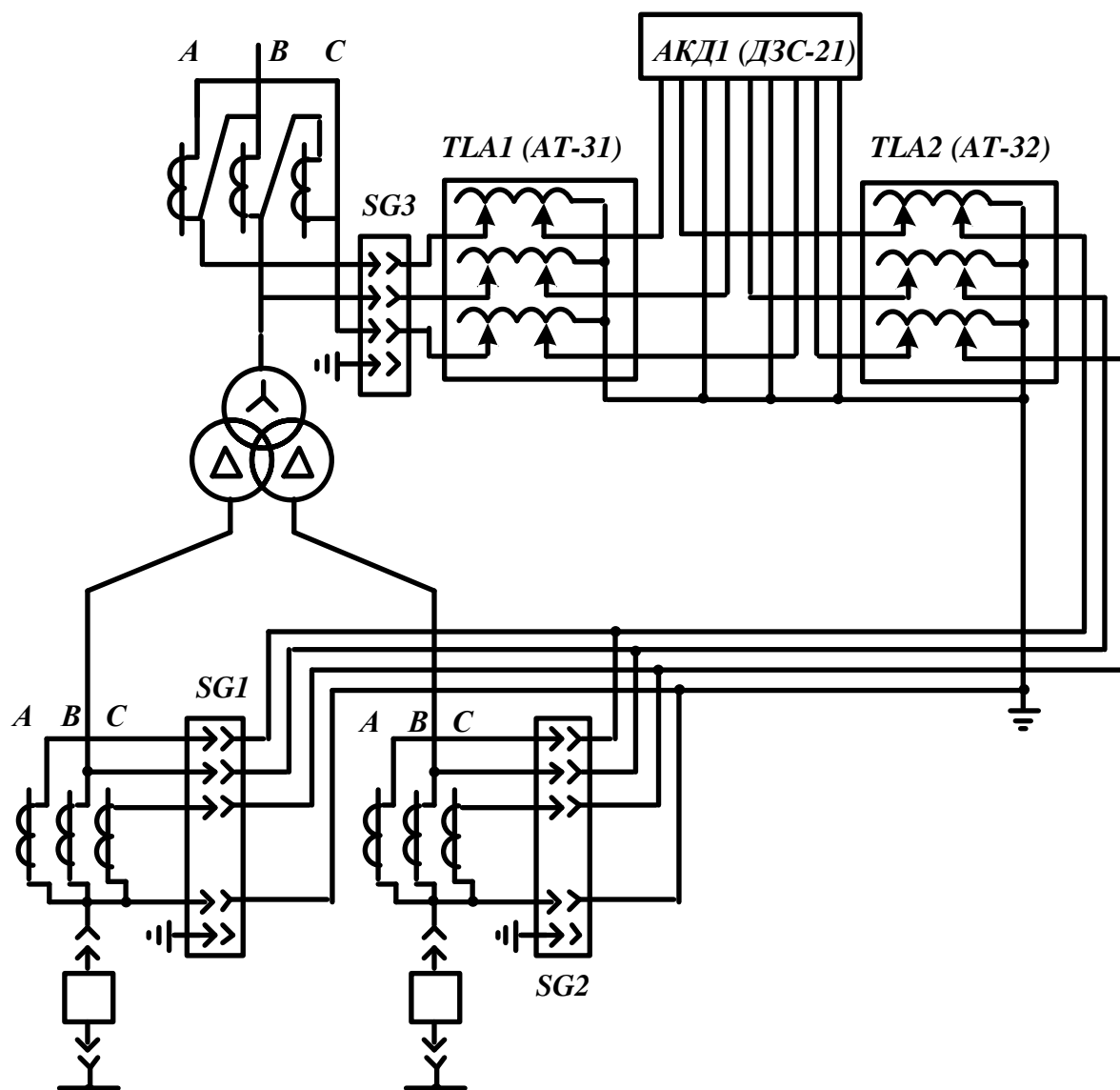


Рис.3.1 - Пояснювальна схема включення струмових кіл диференційного захисту трансформатора з реле типу ДЗС-21

3.2 Технічні дані трансформатора, що захищається

Трансформатор силовий двообмотковий з розщепленою обмоткою низької напруги типу ТРДН-40000/110 призначений для зв'язку електричних мереж напругою 110 і 10 кВ.

Структура умовного позначення:

ТРДН-40000/110

Т – трансформатор;

Р – розщеплена обмотка;

Д – двообмотковий;

Н – з регулюванням напруги під навантаженням;

40000 – 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°С.

Технічні характеристики трансформатора:

$U_K = 10,5 \%$,

$\Delta P_K = 172 \text{ кВт}$,

$\Delta P_X = 36 \text{ кВт}$,

$I_X = 0,65 \%$,

$U_B = 115 \text{ кВ}$,

$U_H = 10,5 \text{ кВ}$,

РПН $\pm 9 \times 1,78 \%$,

$K_3 = 0,559$

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.312. ПЗ ЕТ				49

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

У цьому пункті дано розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора ТРДН-40000/110 кВ потужністю 80 МВА. Трансформатор має вбудоване регулювання напруги під навантаженням (РПН) [12].

Опір трансформатора (таблиця 1.7) – $R_T = 1,4 \text{ Ом}$, $X_T = 34,7 \text{ Ом}$

$$R_{T1} = R_{T2} = 0,5 \cdot R_T = 0,7 \text{ Ом.}$$

$$X_{T1} = X_{T2} = 0,5 \cdot X_T = 17,35 \text{ Ом.}$$

$$X_{BH} = 0,125 \cdot X_T = 0,125 \cdot 17,35 = 2,17 \text{ Ом;}$$

$$X_{HH} = 1,75 \cdot X_T = 1,75 \cdot 17,35 = 30,36 \text{ Ом}$$

При розрахунку струмів КЗ трансформаторів з РПН потрібно враховувати зміну опору за рахунок регулювання напруги:

$$U_{\text{макс.вн}} = 1,1 \cdot U_{\text{ном}} = 126 \text{ кВ,}$$

$$U_{\text{мін.вн}} = 115 \cdot (1 - 0,16) = 96,8 \text{ кВ}$$

Для трансформаторів 110 кВ можна прийняти:

$$X_{T.\text{мін}} = X_{T.\text{ном}} \cdot (1 - \Delta U)^2,$$

$$X_{T.\text{макс}} = X_{T.\text{ном}} \cdot (1 + \Delta U)^2,$$

$$X_{BH.\text{мін}} = 2,17 \cdot (1 - 0,16)^2 = 1,53 \text{ Ом,}$$

$$X_{BH.\text{макс}} = 2,17 \cdot (1 + 0,16)^2 = 2,92 \text{ Ом,}$$

$$X_{HH.\text{мін}} = 30,36 \cdot (1 - 0,16)^2 = 21,41 \text{ Ом,}$$

$$X_{HH.\text{макс}} = 30,36 \cdot (1 + 0,16)^2 = 40,87 \text{ Ом}$$

Опір енергосистеми $X_c = 15,1 \text{ Ом}$.

Визначимо струм короткого замикання на шинах трансформатора:

$$I_{K.\text{макс.вн}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{BH.\text{мін}} + X_{HH.\text{мін}})} = 1,67 \text{ кА}$$

$$I_{K.\text{макс.нн}} = I_{K.\text{макс.вн}} \cdot \frac{U_{\text{макс}}}{U_{\text{нн}}} = 19,25 \text{ кА}$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

Але для цієї мережі $U_{\text{макс}} = 126 \text{ кВ}$, тоді:

$$I_{\text{к.мін.вн}} = \frac{U_{\text{макс}}}{2 \cdot (X_{\text{с}} + X_{\text{вн.макс}} + X_{\text{нн.макс}})} = 1027 \text{ А}$$

$$I_{\text{к.мін.нн}} = I_{\text{к.мін.вн}} \cdot \frac{U_{\text{макс}}}{U_{\text{нн}}} = 11,83 \text{ кА}$$

Визначимо первинні номінальні струми:

$$I_{\text{вн.ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн.ном}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ А}$$

$$I_{\text{нн.ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн.ном}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2202 \text{ А}$$

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

а) налагодження від кидка намагнічуючого струму:

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{відс}} \cdot I_{\text{ном}} = 1,5 \cdot 201 = 301,6 \text{ А}$$

б) налагодження від струму небалансу при КЗ на ВН

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{з}} \cdot (k_{\text{від}} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{\text{к.макс}}^{(3)} = 0,764 \text{ кА}$$

Струм спрацьовування захисту вибираємо рівним 764 А.

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	$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном.прох}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$	294	1618
Схема з'єднання трансформаторів струму	–	Y	Δ
Коефіцієнт схеми	$K_{\text{сх}}$	$\sqrt{3}$	1

Продовження таблиці 3.1

Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	K_I	600/5	6000/5
Вторинний струм в плечах захисту, А	$I_{ном.В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{cx}}{K_I}$	2,89	3,17

Вторинні струми:

$$I_{В.НОМ} = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{СХ}}{K_I}$$

$$I_{В.НОМ_I} = \frac{201 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{600} = 2,89 \text{ А}, \quad I_{В.НОМ_{II}} = \frac{2202 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{6000} = 3,17 \text{ А}$$

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	$I_{ВІДГ.НОМ.ОСН} \leq I_{НОМ.В.ОСН}$	2,89	—
2	Розрахунковий струм відгалуження автотрансформаторів струму на неосновних сторонах, А	$I_{ВІДГ.РОЗР.НЕОСН} = \frac{I_{ВІДГ.НОМ.ОСН}}{I_{НОМ.В.ОСН}} = I_{НОМ.В.НЕОСН}$	—	$3,5 \frac{4,6}{4,6} = 3,5$
3	Тип автотрансформаторів струму, які включаються в плече захисту	—	—	АТ-31

Продовження таблиці 3.2

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 відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підключається реле	–	–	1 – 11
7	Номінальний струм використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підключається реле	$I_{НОМ.ВД_{ТАВ}}$	–	4,25
8	Номінальний струм прийнятого відгалуження трансреактора реле на неосновних сторонах, А	–	–	4,6
9	Номер використовуваного відгалуження трансреактора реле	–	7	5

Продовження таблиці 3.2

10	Розрахунковий струм відгалуження проміжних трансформаторів струму кола гальмування реле, А	$I_{\text{ВІД.ГАЛЬМ.НОМ}}$	4,6	$\frac{3,5 \times 4,6}{3,6} = 4,47$
11	Номинальний струм прийнятого відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму, А	$I_{\text{ВІД.ГАЛЬМ.НОМ}}$	5	5
12	Номер використовуваного відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму реле	—	1	1

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

$$I_{\text{п.гал.поч}} = 0,5 \cdot I_{\text{ном}} \cdot \left(k_{\text{струм.І}} \cdot \frac{I_{\text{відг.гал.ном.І}}}{I_{\text{відг.гал.розр.І}}} + k_{\text{струм.ІІ}} \cdot \frac{I_{\text{відг.гал.ном.ІІ}}}{I_{\text{відг.гал.розр.ІІ}}} \right) = 148,5 \text{ А}$$

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

Визначаємо струм небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

$$I_{\text{нб.гальм.поч}} = \left(k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U \cdot k_{\text{ІІ}} + \frac{I_{\text{відв.розр.ІІ}} - I_{\text{відв.ном.ІІ}}}{I_{\text{відв.розр.ІІ}}} \right) I_{\text{гальм.поч}} = 999,4 \text{ А}$$

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

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

$$I_{\text{с.з.мін}} \geq k_z I_{\text{нб.гальм.поч}} = 222,8 \text{ А};$$

2) налагодження від кидка струму намагнічування:

$$I_{с.з.мін} = 0,3 I_{ном} = 60,3 \text{ А}$$

За розрахункове приймається більше з отриманих розрахункових значень:

$$I_{с.з.мін} = 223 \text{ А}$$

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

$$I_{*с.р.мін} = \frac{I_{с.з.мін} \frac{U_{ср.ном}}{U_{номII}} k_{сх}}{K_I K_{TL} I_{відв.номTAV}} = 0,83$$

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

Визначимо коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{гальм} = \frac{k_z I_{*нб.розр} \frac{I_{в.ном.осн} - I_{*ср.мін}}{I_{відв.ном.осн}}}{0,5 \cdot \sum I_{*гальм.розр.n} \frac{I_{відв.гал.розр.n}}{I_{відв.гальм.ном.n}} - I_{*гальм.поч}} = 7,03$$

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:

$$I_{с.відс.розр} = k_z \cdot I_{нб.розр} = 1430 \text{ А},$$

де

$$I_{нб.розр} = \left(k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta U_{II} k_{струмII} + \frac{I_{відв.розрII} - I_{відв.номII}}{I_{відв.розрII}} \right) I_{к.макс}^{(3)} = 954 \text{ А}$$

Знайдемо відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічення [14]:

$$I_{*c.відс.розр} = \frac{I_{c.відс.розр} \cdot k_{cx}}{K_I K_{TL} I_{відв.номTAV}} = 5,73$$

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

$$I_{c.відс} = 6 \cdot I_{відв.ном} = 755 \text{ A.}$$

Коефіцієнт чутливості захисту (його чутливого органу) при КЗ між фазами на стороні низької напруги:

$$k_c^{(m)} = \frac{I_{к.мін}^{(m)} \cdot K_{cx.n}^{(m)}}{I_{c.з} \cdot K_{cx.n}^{(3)}} = 1,576$$

Коефіцієнт чутливості більший двох, що задовольняє умові установки захисту.

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.

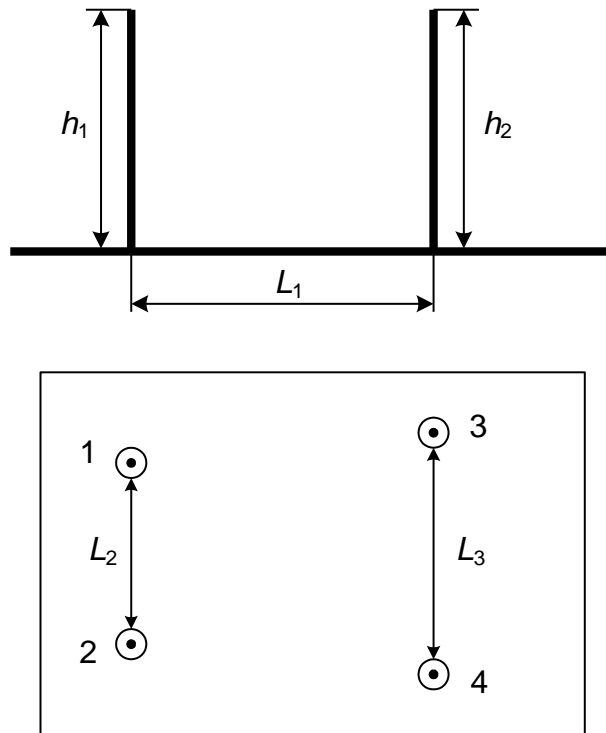


Рисунок 4.1 - Схема розміщення стрижневих блискавковідводів ВРП-110 кВ

					БР.5.6.141.312.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунок зони захисту бли- скавковідводів ВРП-110 кВ	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.	Скорина Д.Є.					Н	58	73
Перев.	Лебединський					СумДУ ЕТДН-74п		
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 $h_x - d_{xI}$:

$$d_x = r_x = 14,32 \text{ м}$$

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:

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

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

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:

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

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

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

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

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

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

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

Мінімальна висота зони захисту двох найближчих блискавковідводів:

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

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

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

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 $h_x - d_{x1}$:

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

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

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

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

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

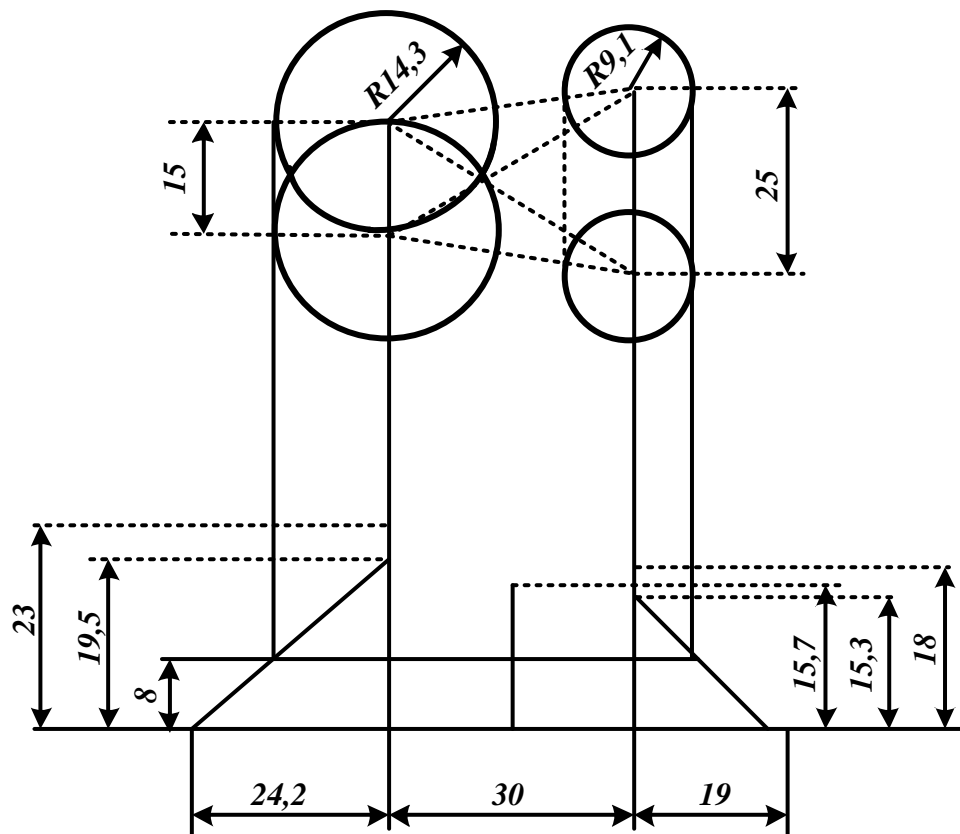


Рисунок 4.2 – Горизонтальний та вертикальний перетин зони захисту блискавко-
відводів на висоті h_x

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:

$$R_{\text{он}} \leq 15 \text{ Ом}.$$

Опір заземлення системи трос – опора обчислюється по формулі:

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

де *R_{тр}* – опір троса між опорами,

R_{он} – 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:

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

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

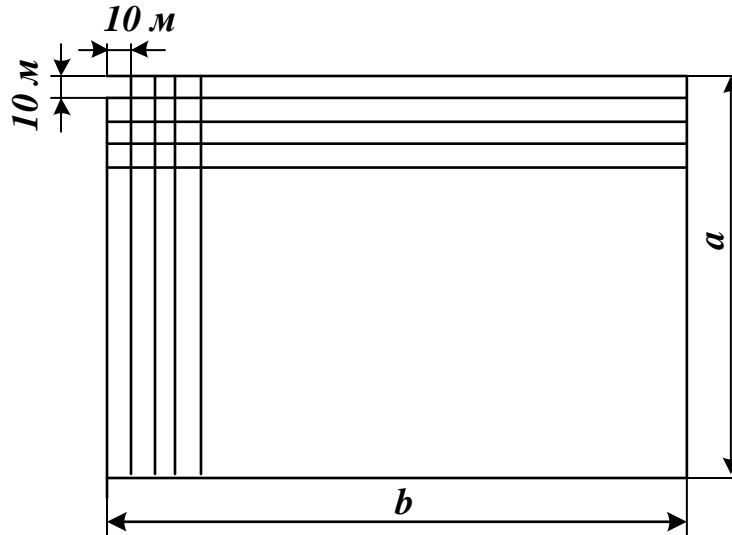


Рисунок 4.3 – Схема заземлювального контуру

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

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

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:

$$R_{з.р} < R_z$$

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

Обрані параметри заземлювача відповідають припустимим нормам.

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

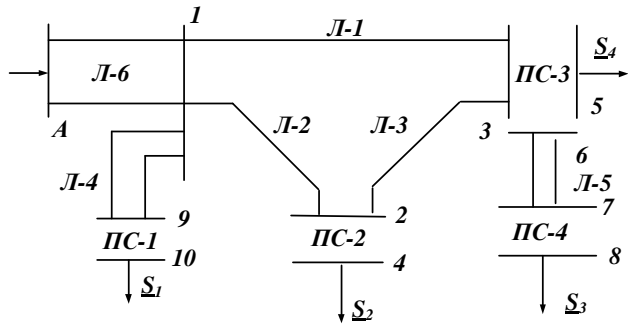
Література

- 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.



Початкова схема мережі

Категорія споживача

- S_1 - I
- S_2 - II
- S_3 - II
- S_4 - II

Потужності навантажень

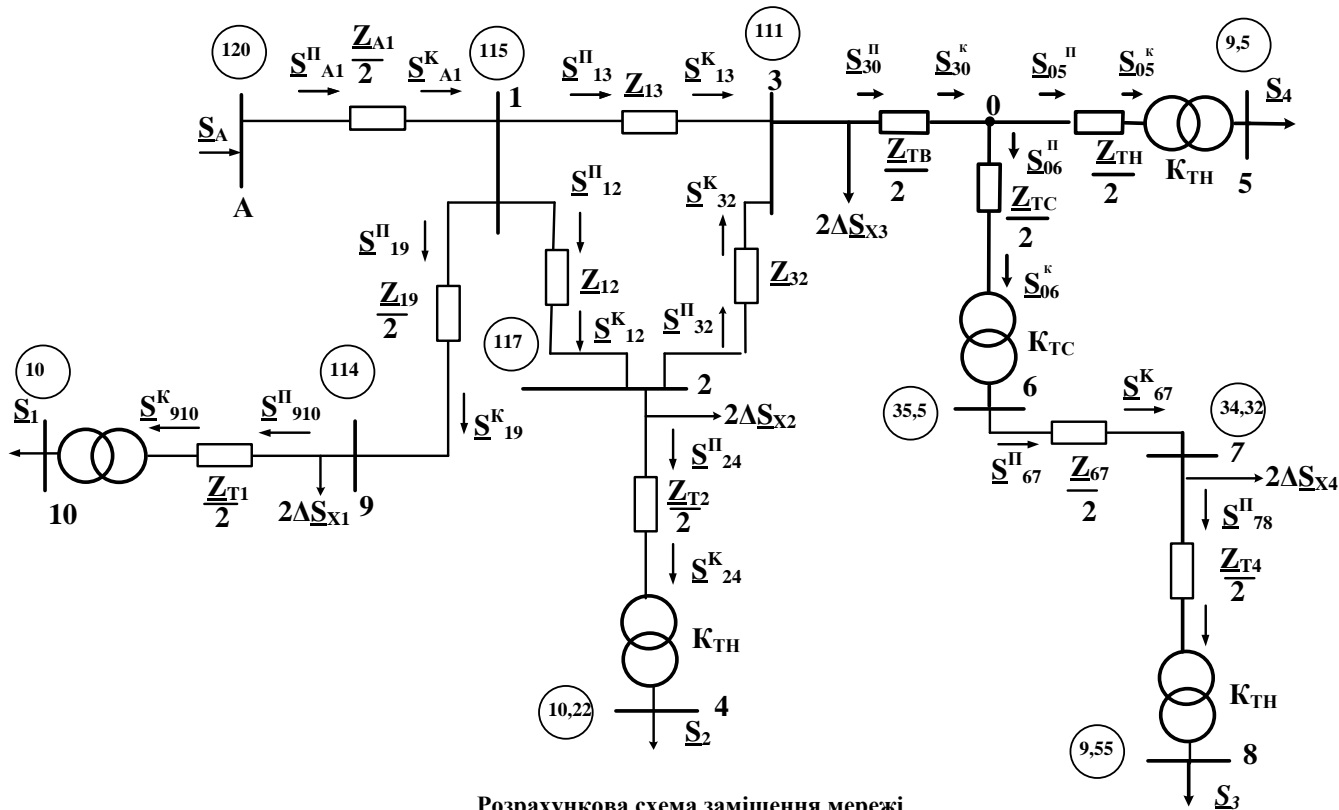
- $S_1 = 25 + j15$ МВА
- $S_2 = 40 + j30$ МВА
- $S_3 = 10 + j5$ МВА
- $S_4 = 35 + j20$ МВА

Довжина ліній

- Л-1 30 км
- Л-2 20 км
- Л-3 40 км
- Л-4 30 км
- Л-5 20 км
- Л-6 20 км

Потужності на ділянках мережі, МВА

Ділянка	Початок	Кінець
1-9	25,28+j17,78	25,14+j17,31
2-4	40,14+j33,58	40+j30
7-8	10,04+j5,52	10+j5
6-7	10,26+j6,12	10,07+j5,68
0-6	10,262+j6,12	10,28+j6,12
0-5	35,05+j21,5	35+j20
3-0	45,32+j31,75	45,32+j27,62
A-1	115,2+j98,4	113+j91



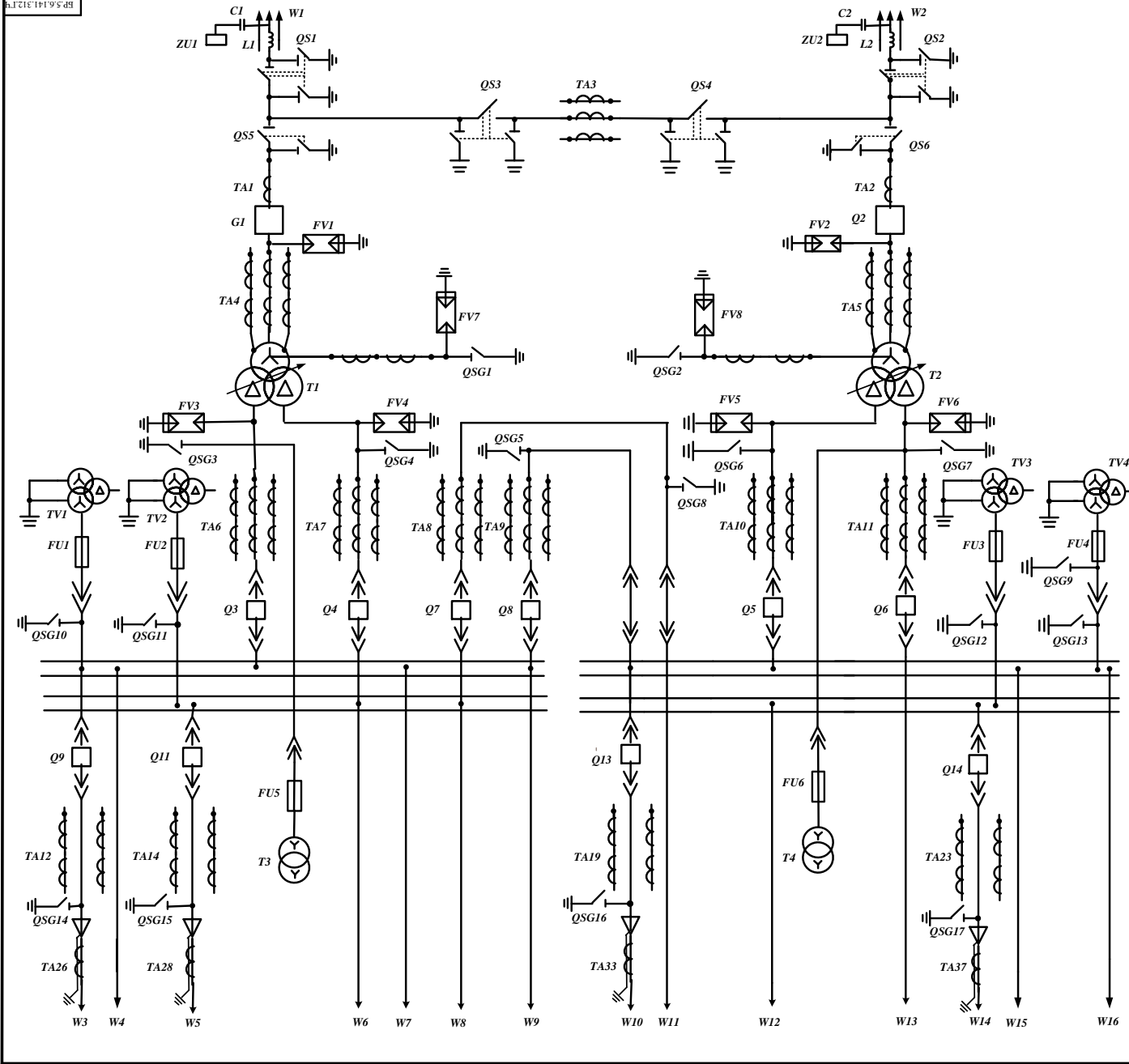
Розрахункова схема заміщення мережі

БР.5.6.141.312.ГЧ					
Лист	№	З	Листів	Листів	Листів
Розроб.	Склад.	Перев.	Відомості	Дата	Масштаб
Конструктор	Проєктувальник	Перевірник	Дата	Архив	2
Листовий	Розрахунок	Листовий	Розрахунок	Листовий	Листовий
Дата	Відомості	Дата	Відомості	Дата	Відомості

Розрахунок режимів роботи електричних мереж та їх загальнофункціональний еквівалент розширеного пристрою

Розрахунок електричної мережі
СумГУ, гр.ЕТДп-74п

БФ.5.6.141.312.ГЧ.ЕТ



№п/п	Позначення	Найменування	Кол.
1	T1, T2	Трансформатор силовий ТРДН-40000/110	2
2	C1, C2	Конденсатор зв'язку СМП	2
3	L1, L2	Високочастотний загорджувач	2
4	Q1-Q6	Роз'єднувач зовнішньої установки РНД 31-110/1000-НУХЛ1	6
5	Q1, Q2	Вимкач ВВЕМ – 110Б – 31,5/2000В1	2
6	TA1- TA3	Трансформатор струму ТОГФ –110 – УХЛ1	3
7	TA4, TA5	Трансформатор струму ТОГФ –110 – УХЛ1	6
8	FV1, FV2	Розрядник вентиляційний РВС-220МХ1	8
9	FV3- FV6	Розрядник вентиляційний РВП-10МХ1	4
10	FV7, FV8	Розрядник вентиляційний РВС-15 РВС-35	12
11	QSG1, QSG2	Заземлювач однополюсний ЗОН-220М	2
12	TA6- TA11	Трансформатор струму ТШДЛ-10-0,5/10Р	18
13	T3, T4	Трансформатор власних потреб ТМ-40/10	2
14	Q3-Q6	Вимкач VM 1 S-10-40/ 3150-42	4
15	Q7, Q8	Вимкач VM 1 S-10-40/ 3150-42	2
16	FU1-FU6	Запобіжник ПКН001-10У1	6
17	TV1-TV4	Трансформатор напруги НТМН-10-66	4
18	Q9-Q22	Вимкач ВММ-10+400/630-10	14
19	TA12-TA25	Трансформатор струму ТВ-10-IV	28
20	TA26- 37	Трансформатор струму ТВ-10-IV	14
21	ZU1, ZU2	Фільтр присвоєння ОФП	2
22	QSG3-QSG17	Заземлювачі внутрішньої установки ЗР-10НУЗ	7

БФ.5.6.141.312.ГЧ.ЕТ				Лист	Місяць	Місяць/рік
Вид	Лист	Зв'язує	Знає	1		
Класифікація	Сектор					
Період	Забезпечення					
Власник						
Ізгода						
Звіт	Забезпечення					
Розробник електричної частини підстанції				СумГУ, гр.ЕТ, лн-74н		