

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: “Аналіз структури втрат електричної енергії та розрахунок режимів роботи електричних мереж”

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Виконав студент гр. ЕТДн-74п

Хоменко А. М.

Керівник доц. к.т.н

Лебединський І.Л.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ___ ” _____ 2021 р.

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Хоменко Артема Миколайовича

1 Тема роботи “Аналіз структури втрат електричної енергії та розрахунок режимів роботи електричних мереж”

затверджено наказом по університету № _____ від _____

2 Термін здачі студентом завершеної роботи

3 Вихідні дані до роботи: задана схема електричної мережі, споживачі мережі, їх потужність і категорія

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

- розрахунок електричної мережі;
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок релейного захисту;
- аналіз структури втрат електричної енергії в електричних мережах.

5 Список графічного матеріалу

- схема мережі;
- електрична схема підстанції.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примечание
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	Аналіз структури втрат електричної енергії в електричних мережах.	31.05.-04.06.2021	
5	Оформлення пояснювальної записки	05.06.-10.06.2021	

Студент гр ЕТдн-74п _____

Хоменко А. М.

Керівник роботи _____

Лебединський І.Л.

РЕФЕРАТ

с. 72, рис. 14, табл. 26, кресл. 2.

Бібліографічний опис: **“Аналіз структури втрат електричної енергії та розрахунок режимів роботи електричних мереж”** [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма – “Електротехнічні системи електроспоживання” / А. М Хоменко; керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2021. - 72 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. Аналіз структури втрат електричної енергії в електричних мережах.

Перелік умовних позначень

- 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 режиму роботи замкненого кола та вибір параметрів ліній і трансформаторів підстанцій.....	10
1.1	Розрахунок поточкорозподілу в замкнутої мережі.....	11
1.2	Вибір напруги в замкнутої мережі та розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій.....	12
1.3	Вибір типу проводів повітряних ліній	16
1.4	Розрахунок навантажень вузлів “2” та “3” з урахуванням трансформаторів.....	18
1.5	Розрахунок потужностей в замкнутої мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах.....	19
1.6	Розрахунок потужності в трансформаторах ПС – 1 з урахуванням втрат потужності	21
1.7	Визначення напруг в вузлах навантаження	24
2	Розрахунок електричної частини підстанції	27
2.1	Вибір трансформаторів власних потреб	28
2.2	Розрахунок струмів короткого замикання	30
2.3	Вибір високовольтних апаратів РП електричної частини.....	32
2.4	Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги	36
2.5	Вибір ошиновки розподільних пристроїв.....	39
2.6	Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструкційна частина.....	46
2.8	Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструкційна частина.....	47

					БР.5.6.141.193.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	“Аналіз структури втрат електричної енергії та розрахунок режимів роботи електричних мереж”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Хоменко А.М				Н	6	67
Перев.		Лебединський І.Л.				СумДУ ЕТдн-74п		
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв.		Лебединський І.Л.						

2.9	Заземлюючі пристрої підстанції.....	48
3	Розрахунок релейного захисту трансформатора.....	49
3.1	Розрахунок струмів короткого замикання.....	49
3.2	Розрахунок диференційного струмового захисту.....	51
4	Аналіз структури втрат електричної енергії в електричних мережах.....	58
4.1	Фактичні втрати електроенергії.....	58
4.1.1	Технологічні втрати електроенергії.....	59
4.1.2	Комерційні втрати.....	59
4.1.3	Технічні втрати електроенергії.....	61
4.1.3.1	Навантажувальні втрати електроенергії.....	62
4.1.3.2	Втрати холостого ходу.....	63
4.1.3.3	Кліматичні втрати електроенергії.....	65
	Висновки.....	67
	Література.....	68
	Додаток А.....	71
	Додаток Б.....	72

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 передаєних 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;

- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту трансформатора;
- аналіз структури втрат електричної енергії в електричних мережах.

					БР.5.6.141.193.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

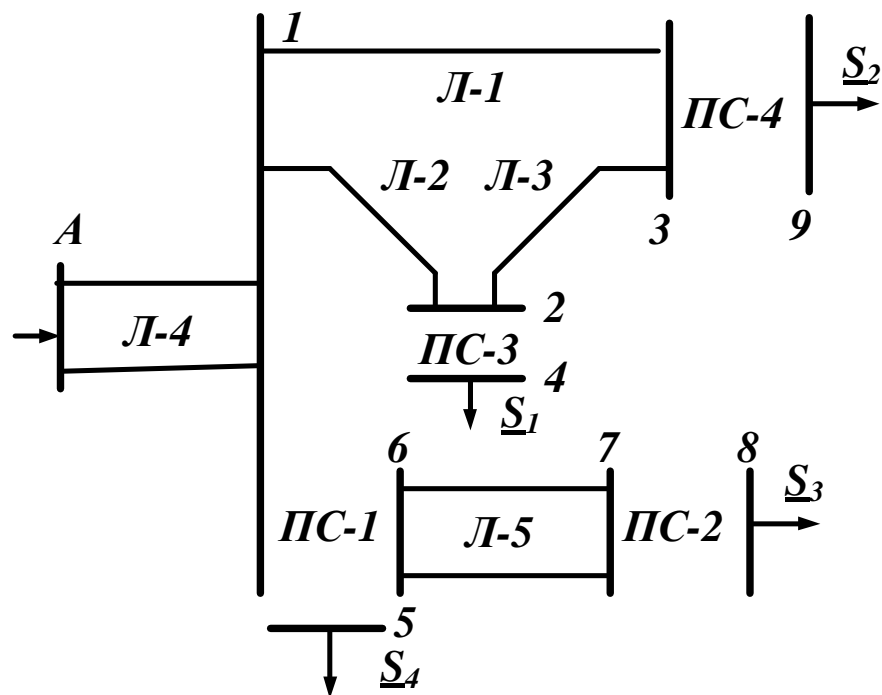


Рисунок 1.1 – Вихідна однолінійна електрична схема з'єднань заданої + електричної мережі

Таблиця 1.1– Вихідні дані електричної мережі

Довжина ВЛ, км					Потужності навантажень, МВА			
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	Л-5	S ₁	S ₂	S ₃	S ₄
30	20	40	10	20	$\frac{28+j20}{\text{II}}$	$\frac{40+j35}{\text{II}}$	$\frac{10+j8}{\text{II}}$	$\frac{35+j20}{\text{II}}$

					БР.5.6.141.193. ПЗ ЕТ			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	“Аналіз структури втрат електричної енергії та розрахунок режимів роботи електричних мереж”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.	Хоменко					Н	10	73
Перев.	Лебединський І.					СумДУ ЕТдн-74п		
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв.	Лебединський І.							

1.1 Розрахунок поточкорозподілу в замкнутій мережі

Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3 (рисунок 1.2).

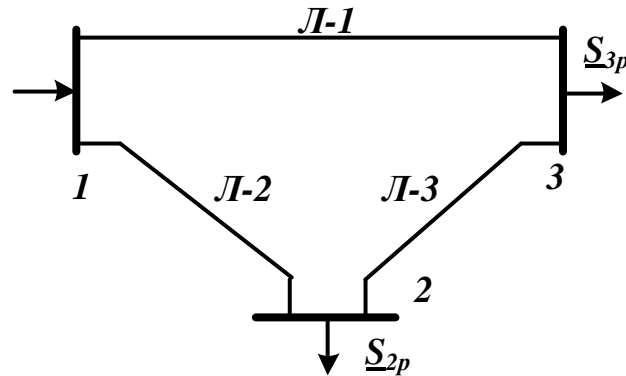


Рисунок 1.2 – Замкнута мережа

Прийmemo навантаження вузла 2 рівним сумі навантажень вузла 4, навантаження вузла 3 дорівнює сумі навантажень вузла 9 (рис. 1.1).

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_1 = 28 + j20 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_2 = 40 + j35 \text{ MVA}$$

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

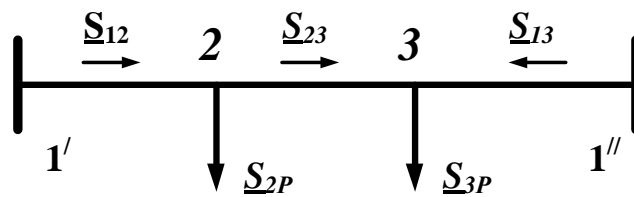


Рисунок 1.3 – Розімкнена мережа

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

$$\underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_{3P}(l_{23} + l_{21}) + \underline{S}_{2P} \cdot l_{21}}{l_{12} + l_{23} + l_{13}} = 32,89 + j27,78 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{13} - \underline{S}_{3P} = -7,11 - j7,22 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot l_{13} + \underline{S}_{2P}(l_{23} + l_{13})}{l_{23} + l_{13} + l_{12}} = 35,11 + j27,22 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності.

$$\begin{aligned} \underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} &= \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13} \\ 68 + j 55 &= 68 + j 55 \end{aligned}$$

Баланс потужності зійшовся.

Баланс потужності зійшовся. Потужність ділянки 2-3 вийшла від'ємною, тому точка 3 є точкою потокорозподілу.

1.2 Вибір напруги в замкнутій мережі та розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

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
Довжина ділянки, км	30	20	40
Напруга ділянки, кВ	107	100	52

Приймаємо напругу електричної мережі рівною 110 кВ.

За напругах мережі і навантаженнях вибираємо трансформатори [4].

Для ПС-1

Навантаження \underline{S}_I відноситься до другої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо два трансформатори [4], що працюють паралельно.

$$S_T = \frac{S_3 + S_4}{1,4} = \frac{\sqrt{45^2 + 28^2}}{1,4} = 37,86 \text{ МВА}$$

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

Визначимо коефіцієнт завантаження:

$$K_{зав} = \frac{S_3 + S_4}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{\sqrt{45^2 + 28^2}}{1,4} = 0,66$$

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

Таблиця 1.3 - Каталожні дані трансформатора ТДТН-40000/110 [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регу- лю- вання	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 1.3

Каталожные данные			Расчетные данные						
ΔР _к , кВт	Р _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 – 2

Навантаження S₃ відноситься до другої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо два трансформатори [4], що працюють паралельно.

$$S_{T2} = \frac{S_3}{1,4} = \frac{\sqrt{10^2 + 8^2}}{1,4} = 9,15 \text{ МВА}$$

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

Визначимо коефіцієнт завантаження:

$$K_{зав} = \frac{S_3}{2 \cdot S_{T2}} = \frac{\sqrt{10^2 + 8^2}}{2 \cdot 10} = 0,64$$

Таблиця 1.4- Каталогні дані трансформатора ТМН-10000/35 [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Пре- делы регу- ли- рования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			U _{НОМ} обмо- ток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	P _х , кВт	I _х , %	R _г , Ом	X _г , 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

Для ПС-3

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

$$S_{T3} = \frac{S_1}{1,4} = \frac{\sqrt{40^2 + 35^2}}{1,4} = 24,58 \text{ МВА}$$

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

Визначимо коефіцієнт завантаження трансформаторів:

$$K_{зав} = \frac{S_1}{2 \cdot S_{T3}} = \frac{\sqrt{40^2 + 35^2}}{2 \cdot 25} = 0,688$$

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

Таблиця 1.5 - 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

ПС – 4

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

$$S_{T4} = \frac{S_2}{1,4} = \frac{\sqrt{40^2 + 35^2}}{1,4} = 37,96 \text{ МВА}$$

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

Визначимо коефіцієнт завантаження трансформаторів:

$$K_{зав} = \frac{S_2}{2 \cdot S_{T4}} = \frac{\sqrt{40^2 + 35^2}}{2 \cdot 40} = 0,666$$

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

Таблиця 1.6 - 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

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.193. ПЗ ЕТ	Арк.
						15

1.3 Вибір типу проводів повітряних ліній

Визначаємо струми проводів ліній:

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

Таблиця 1.7 – Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Струм, А	226	233	53

Приймаємо для ліній провід марки АС-240/32

Таблиця 1.8 – Марка і параметри проводів [3]

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Марка і переріз проводу	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32
Параметри проводів			
R_o , Ом/км	0,118	0,118	0,118
X_o , Ом/км	0,405	0,405	0,405
b_o , См/км, $\times 10^{-6}$	2,81	2,81	2,81

Знайдемо параметри ліній електричної мережі.

Визначаємо опори ліній

Таблиця 1.9 – опір на ділянках мережі

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

Складаємо однолінійну схему електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій.

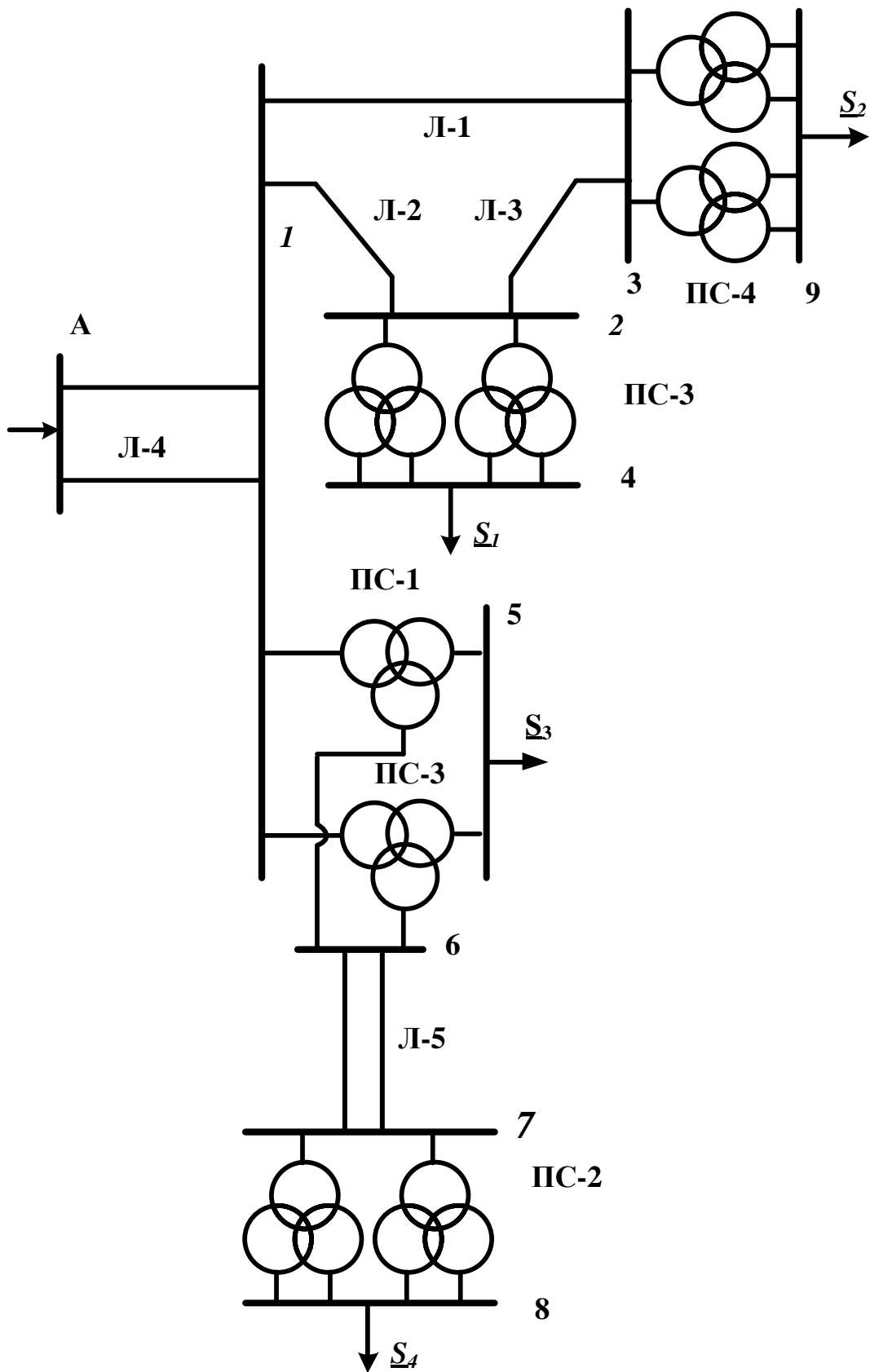


Рисунок 1.4 – Однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

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

1.4 Розрахунок навантажень вузлів “2” та “3” з урахуванням трансформаторів

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

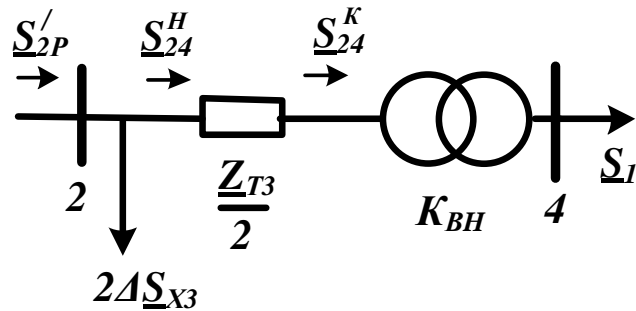


Рисунок 1.5 – Схема заміщення підстанції ПС-3

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

$$\underline{S}_{24}^K = \underline{S}_2 = 28 + j20 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{24}^H = \underline{S}_{24}^K + \frac{(P_{24}^K)^2 + (Q_{24}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T3}}{2} = 28,12 + j22,73 \text{ МВА}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 2:

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{24}^H + 2 \cdot \Delta S_{X3} = 28,18 + j22,98 \text{ МВА}$$

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

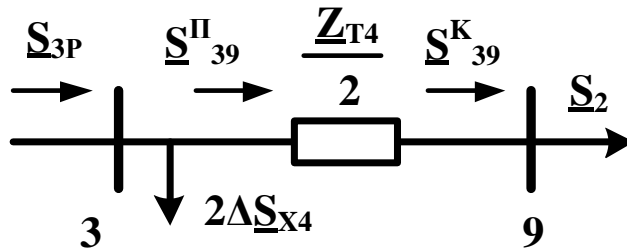


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС-3

Визначаємо потужність \underline{S}_{39}^K :

$$\underline{S}_{39}^K = \underline{S}_2 = 40 + j35 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужності \underline{S}_{39}^II і \underline{S}_{3P} :

$$\underline{S}_{39}^II = \underline{S}_{39}^K + \frac{(P_{39}^K)^2 + (Q_{39}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T4}}{2} = 40,2 + j39,05 \text{ МВА}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 3:

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_{39}^II + 2 \cdot \Delta S_{X4} = 40,24 + j39,57 \text{ МВА}$$

1.5 Розрахунок потужностей в замкнутій мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах

Визначаємо потужності на ділянках розімкненої мережі (рисунок 1.3) з урахуванням втрат потужності в трансформаторах [1-3].

$$\underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_{3P}(l_{23} + l_{21}) + \underline{S}_{2P} \cdot l_{21}}{l_{12} + l_{23} + l_{13}} = 33,09 + j31,49 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{13} - \underline{S}_{3P} = -12,5 - j5,07 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot l_{13} + \underline{S}_{2P}(l_{23} + l_{13})}{l_{23} + l_{13} + l_{12}} = 35,33 + j31,07 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності.

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

$$68,41 + j62,56 = 68,41 + j62,56$$

Баланс потужності зійшовся.

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

Баланс потужності зійшовся. Потужність ділянки 2-3 вийшла від'ємною, тому точка 3 є точкою потокорозподілу.

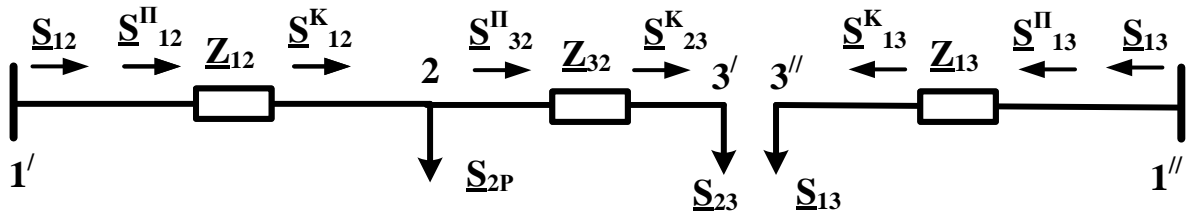


Рисунок 1.7– Розімкнена мережа

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

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

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23} = 12,5 + j5,07 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{23}^{II} = \underline{S}_{32}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{23} = 12,57 + j5,31 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{23}^{II} + \underline{S}_{2P} = 40,74 + j28,3 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{12}^{II} = \underline{S}_{12}^K + \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{12} = 41,7 + j31,59 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{13}^K = \underline{S}_{13} = 35,33 + j31,07 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{13}^{II} = \underline{S}_{13}^K + \frac{(P_{13}^K)^2 + (Q_{13}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{13} = 35,98 + j33,29 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13} = 77,7 + j64,9 \text{ МВА}$$

1.6 Розрахунок потужності в трансформаторах ПС – 1 з урахуванням втрат потужності

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

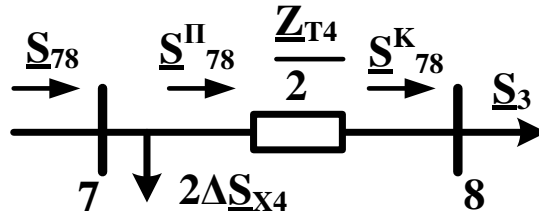


Рисунок 1.8 – Схема заміщення підстанції ПС-2

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

$$\underline{S}_{78}^K = \underline{S}_3 = 10 + j8 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{78}^\Pi = \underline{S}_{78}^K + \frac{(P_{78}^K)^2 + (Q_{78}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot \frac{Z_{T2}}{2} = 10,06 + j8,68 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{78} = \underline{S}_{78}^\Pi + 2\Delta S_{X2} = 110,09 + j8,84 \text{ МВА}$$

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

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

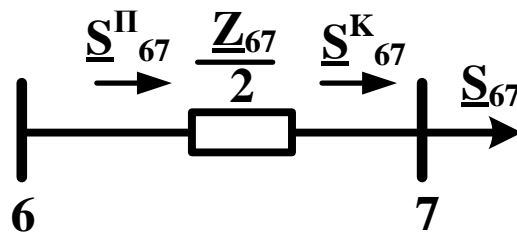


Рисунок 1.9 – Схема заміщення підстанції лінії 6–7

$$\underline{S}_{67}^K = \underline{S}_{78} = 10,09 + j8,84 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{67}^\Pi = \underline{S}_{67}^K + \frac{(P_{67}^K)^2 + (Q_{67}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot \frac{Z_{67}}{2} = 10,33 + j9,43 \text{ МВА}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 1 з урахуванням втрат в обмотці трансформаторів при максимальному навантаженні. Изображаємо схему заміщення триобмоткового трансформатора і розраховуємо потужність у вузлі 1

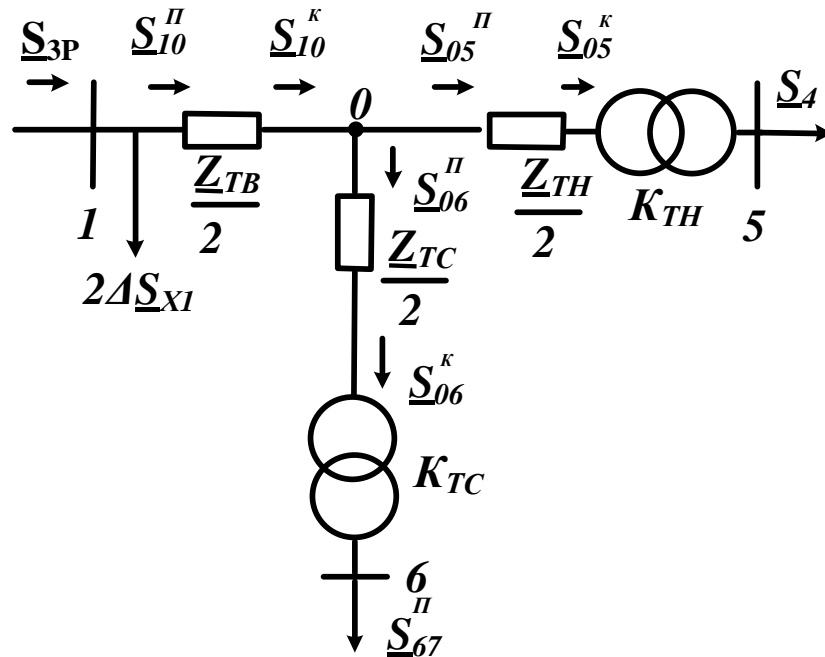


Рисунок 1.10 – Схема заміщення підстанції ПС-3

Визначаємо потужність $\underline{S}_{06}^П$:

$$\underline{S}_{06}^K = \underline{S}_{67}^П = 10,335 + j9,43 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{06}^П = \underline{S}_{06}^K + \frac{(P_{06}^K)^2 + (Q_{06}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TC}}{2} = 10,341 + j9,43 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність $\underline{S}_{05}^П$:

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

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

Визначаємо потужність $\underline{S}_{30}^П$:

$$\underline{S}_{30}^K = \underline{S}_{05}^П + \underline{S}_{06}^П = 45,39 + j30,93 \text{ MVA}$$

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

Визначаємо потужність \underline{S}_{IP} :

$$\underline{S}_{IP} = \underline{S}_{30}^{\Pi} + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{X1} = 45,58 + j36,56 \text{ МВА}$$

Линия А - 1

Розрахунок лінії А-1. Вибираємо провід АС –240/32.

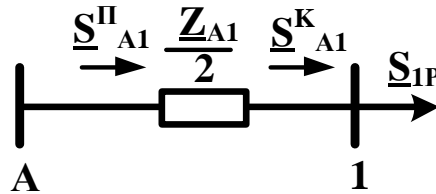


Рисунок 1.11– Линия А - 1

$$\underline{S}_{IP} = \underline{S}_I + \underline{S}_{IP} = 123,26 + j101,44 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{IP} = 123,26 + j101,44 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A1}^{\Pi} = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(P_{A1}^K)^2 + (Q_{A1}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{A1}}{2} = 124,5 + j105,7 \text{ МВА}$$

1.7 Визначення напруг в вузлах навантаження

Приймаємо напругу джерела живлення на десять відсотків більше номінальної напруги мережі $U = 120$ В.

Визначимо напругу вузла 1:

$$U_1 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A1}^{\Pi} R_{A1} + Q_{A1}^{\Pi} X_{A1}}{U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{A1}^{\Pi} X_{A1} - Q_{A1}^{\Pi} R_{A1}}{U_A} \right)^2} = 115,25 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 3:

$$U_3 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{13}^{\Pi} R_{13} + Q_{13}^{\Pi} X_{13}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{13}^{\Pi} X_{13} - Q_{13}^{\Pi} R_{13}}{U_1} \right)^2} = 110,67 \text{ кВ}$$

Визначимо напруги на низькій стороні ПС –4, як приведені до високої сторони.

Визначимо напругу вузла 9:

$$U_9^B = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{39}^{\Pi} \cdot \frac{R_{T4}}{2} + Q_{39}^{\Pi} \cdot \frac{X_{T4}}{2}}{U_3} \right)^2 + \left(\frac{P_{39}^{\Pi} \cdot \frac{X_{T4}}{2} - Q_{39}^{\Pi} \cdot \frac{R_{T4}}{2}}{U_3} \right)^2} = 103,53 \text{ кВ}$$

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

$$U_9 = \frac{U_9^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,45 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 2:

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{12}^{\Pi} R_{12} + Q_{12}^{\Pi} X_{12}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{12}^{\Pi} X_{12} - Q_{12}^{\Pi} R_{12}}{U_1} \right)^2} = 111,8 \text{ кВ}$$

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

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{24}^H \cdot \frac{R_{T3}}{2} + Q_{24}^H \cdot \frac{X_{T3}}{2}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{24}^H \cdot \frac{X_{T3}}{2} - Q_{24}^H \cdot \frac{R_{T3}}{2}}{U_2} \right)^2} = 106 \text{ кВ}$$

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

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,68 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 0:

$$U_0 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{10}^H \cdot \frac{R_{TB}}{2} + Q_{10}^H \cdot \frac{X_{TB}}{2}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{10}^H \cdot \frac{X_{TB}}{2} - Q_{10}^H \cdot \frac{R_{TB}}{2}}{U_1} \right)^2} = 109,86 \text{ кВ}$$

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

Визначимо напругу вузла 6:

$$U_6^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{06}^H \cdot \frac{R_{TC}}{2} + Q_{06}^H \cdot \frac{X_{TC}}{2}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{06}^H \cdot \frac{X_{TC}}{2} - Q_{06}^H \cdot \frac{R_{TC}}{2}}{U_0} \right)^2} = 109,79 \text{ кВ}$$

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

$$U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 36,76 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 5:

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{05}^H \cdot \frac{R_{TH}}{2} + Q_{05}^H \cdot \frac{X_{TH}}{2}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{05}^H \cdot \frac{X_{TH}}{2} - Q_{05}^H \cdot \frac{R_{TH}}{2}}{U_0} \right)^2} = 107,61 \text{ кВ}$$

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

$$U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,83 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 7:

$$U_7 = \sqrt{\left(U_6 - \frac{P_{67}^{\Pi} \frac{R_{67}}{2} + Q_{67}^{\Pi} \frac{X_{67}}{2}}{U_6} \right)^2 + \left(\frac{P_{67}^{\Pi} \frac{X_{67}}{2} - Q_{67}^{\Pi} \frac{R_{67}}{2}}{U_6} \right)^2} = 35,25 \text{ кВ}$$

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

Визначимо напругу вузла 8:

$$U_8^B = \sqrt{\left(U_7 - \frac{P_{78}^{\Pi} \cdot \frac{R_{T2}}{2} + Q_{78}^{\Pi} \cdot \frac{X_{T2}}{2}}{U_7} \right)^2 + \left(\frac{P_{78}^{\Pi} \cdot \frac{X_{T2}}{2} - Q_{78}^{\Pi} \cdot \frac{R_{T2}}{2}}{U_7} \right)^2} = 33,91 \text{ кВ}$$

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

$$U_8 = \frac{U_8^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,69 \text{ кВ}$$

2 Розрахунок електричної частини підстанції

Тип трансформатора ТРДН-40000/110

У цьому розділі здійснюється проектування районної типової понижувальної двотрансформаторної підстанції 110/10 кВ, призначеної для перетворення і передачі електроенергії споживачу з навантаженням **S₄**.

Таблиця 2.1 – Вихідні дані

Напруга	U	110	кВ
Опір трансформатора	X	34,7	Ом
Довжина лінії	L ₁₃	20	км
Опір лінії	X ₁₃	12,15	Ом
Потужність системи	S _c	700	МВАр

Здійснюється вибір схеми первинних з'єднань, трансформаторів власних потреб, вимикачів РП, роз'єднувачів і ін.

Основна схема електричних з'єднань повинна задовольняти такі вимоги:

- забезпечувати надійність електропостачання в нормальних і післяаварійних режимах;
- враховувати перспективи розвитку мережі;
- допускати можливість розширення; забезпечувати можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми і без відключення приєднань [8, 9, 10].

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

					БР.5.6.141.193.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Хоменко А.М			Розрахунок електричної частини підстанції	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський І.				Н	27	73
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-74п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський І.						

2.1 Вибір трансформаторів власних потреб

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

Сумарна розрахункова потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту [8, 9]. Розрахунок потужності споживачів власних потреб наведено в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Розрахунок потужності споживачів 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_{BH} – потужність споживачів власних потреб, кВА.

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

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

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

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.193.ПЗ.ЕТ				29

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць [13]. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центру живлення становить $S_C = 1500$ МВА.

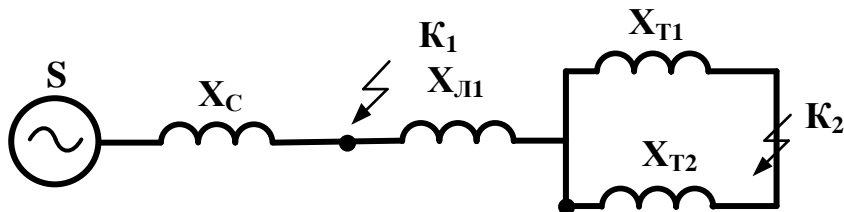


Рисунок 2.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання.
Опір системи дорівнює

$$X_C = \frac{U_L^2}{S_C} = \frac{110^2}{700} = 17,3 \text{ Ом}.$$

Опір:

–працюючих ліній Л – $X_{Л3} = 16,2$ Ом;

–трансформаторів $X_T / 2 = 17,35$ Ом.

Періодична складова СКЗ в точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (17,3 + 12,15)} = 2,16 \text{ кА},$$

також в точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (17,3 + 12,15 + 17,35)} = 1,36 \text{ кА},$$

реальний СКЗ в точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{U_B}{U_H} = 1,36 \cdot \frac{115}{10,5} = 14,88 \text{ кА}.$$

Ударний струм:

В точці K_1 :

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 1,36 = 4,9 \text{ кА}$$

В точці K_2 :

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 14,88 = 33,8 \text{ кА}$$

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

для точки K_1 :

$$I_{н\tau 1} = I_{K1} = 2,16 \text{ кА}$$

для точки K_2 :

$$I_{н\tau 2} = I_{K2} = 14,8 \text{ кА}$$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

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

$$i_{a1} = 1,41 \cdot 2,16 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,27 \text{ кА},$$

$$i_{a2} = 1,41 \cdot 14,88 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 2,83 \text{ кА}$$

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової для $K_1 - T_a = 0,025$ с для $K_2 - T_a = 0,05$ с.

Інтеграл Джоуля:

для точки K_1 :

$$B_{K1} = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 2,16 \cdot (0,06 + 0,025) = 0,4 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

для точки K_2 :

$$B_{K2} = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 14,88^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 33,23 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Результати розрахунку зведені в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 – Струми короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ в поч. момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ в момент розходу контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_k , кА ² с
Шини 110 кВ (K_1)	2,16	4,90	2,16	0,27	0,397
Шини 10 кВ (K_2)	14,88	33,79	14,88	2,83	33,23

2.3 Вибір високовольтних апаратів РП електричної частини

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

При цьому для апаратів виконується:

1) вибір:

- за напругою;
- по нагріванню при тривалих струмах;
- щодо виконання (для зовнішньої або внутрішньої установки).

2) перевірка на:

- електродинамічну стійкість;
- термічну стійкість.

Вибору підлягають:

1) вимикачі:

- на стороні високої напруги;
- ввідні на стороні 10 кВ;
- секційні на стороні 10 кВ;
- ліній, що відходять 10 кВ;

2) роз'єднувачі високої напруги;

3) трансформатори струму і напруги 110 і 10 кВ;

4) ошиновка розподільних пристроїв 110 і 10 кВ.

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

Максимальний струм на зовнішній стороні:

$$I_{110.макс} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{в.ном}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 294,3 \text{ А.}$$

Струм в колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

$$I_{10}^{в\text{і}мк.} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.ном}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 1618 \text{ А.}$$

Струм в колі секційного вимикача:

$$I_{10}^{с.в\text{імк}} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.ном}} = \frac{0,7 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1618 \text{ А}$$

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

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

Динамічний струм:

$$I_{дин} = 2,55 \cdot I_{відк}$$

Подальший вибір вимикачів і роз'єднувачів наведено в таблицях.

Таблиця 2.4 – Вибір вимикачів на стороні 110 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	294 А	2000 А
$I_{по} \leq I_{прСКВ}$	2,16 кА	40 кА
$i_{y0} \leq I_{СКВ}$	4,9 кА	102 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	2,16 кА	31,5 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	0,27 кА	16 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,397 кА ² с	112 кА ² с

Вибираємо ВВБМ – 110Б – 31,5/2000В1 :

$$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ, } I_{НОМ} = 2000 \text{ А,}$$

$$I_{НОМ.відкл.} = 31,5 \text{ кА, } I_{СКВ.Ін.} = 40 \text{ кА,}$$

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

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

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

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

Таблиця 2.5 – Вибір вимикачів в колі трансформатора на стороні 10 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1,62 А	3,15 кА
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	14,88 кА	120 кА
$I_{y\delta} \leq I_{СКВ}$	33,8 кА	95 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	14,88 кА	45/20 кА
$I_{a.т} \leq I_{a.ном}$	2,83 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	33,23 кА ² ·с	303,75 кА ² ·с

На сторону 10 кВ обраний маломасляний вимикач типу ВМПЭ-10-3150-31,5.

Таблиця 2.6 – Вибір секційного вимикача на стороні 10 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	14,9 кА	120 кА
$I_{y\delta} \leq I_{СКВ}$	33,8 кА	95 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	14,9 кА	45 кА
$I_{a.т} \leq I_{a.ном}$	4,3 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	33,23 кА ² ·с	303,75 кА ² ·с

Обрано вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5.

Таблиця 2.7 – Вибір вимикачів на відхідну лінію 10 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	14,8 кА	120 кА
$I_{y\theta} \leq I_{СКВ}$	33,8 кА	95 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	14,8 кА	45 кА
$I_{a.т} \leq I_{a.ном}$	2,83 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	33,23 кА ² ·с	303,75 кА ² ·с

Вимикач ВММ – 10-400/630-105.

Таблиця 2.8 – Вибір роз'єднувачів на стороні 110 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110
$I_{розр} \leq I_{ном}$	294 А	1000 А
$I_{y\theta} \leq I_{СКВ}$	4,9 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,4 кА ² ·с	3969/1323(кА ²)·с

Роз'єднувач обраний типу РНД3.1-110/1000ХЛ1.

2.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги

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

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

Таблиця 2.9 - Вторинне навантаження трансформаторів струму

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

Продовження таблиці 2.9

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Сумарне струмове навантаження в колі силового трансформатора з боку ВН			0,5	0,5	0,5
Сумарне струмове навантаження в колі відхідної лінії			0,5	0,5	0,5

Вибір трансформаторів струму наведено в таблицях 9 –12.

Таблиця 2.10 - Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на стороні високої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	294 А	50-600 А
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$	4,9 кА	62-124 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,4 кА ² с	162,5 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{Нном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму ТОГФ-110-1.

Для перевірки по вторинним навантаженням визначимо опір приладів:

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

Тоді опір сполучних проводів може бути:

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

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

$Z_{прил}$ – опір приладів, Ом;

Z_K – опір контактів, Ом.

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

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинен становити не менше 4 мм² для алюмінієвих жил.

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

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

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

F – перетин жил, мм²;

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

Загальна опір кола струму:

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

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

Таблиця 2.11 – Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на стороні низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	2000 А
$I_{y0} \leq I_{дин}$	33,79 кА	81 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	33,23 кА ² ·с	303,75 кА ² ·с
$Z_n \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

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

Перевірка по вторинному навантаженню проводиться аналогічно.

Таблиця 2.12 – Вибір трансформатора струму на відхідну лінію

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	5-1000 А
$I_{уд} \leq I_{дин}$	33,23 кА	250 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	33,23 кА ² ·с	303,75 кА ² ·с
$Z_n \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

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

Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги також вибираємо відповідно до вимірювальних приладів і реле, що підлягають приєднанню до них. Далі підраховується очікуване навантаження і перевіряється похибка. У нормальному режимі навантаження трансформатора визначається споживанням приєднаних приладів і реле. За цих умов визначається, в якому класі і з якою похибкою працюватимуть трансформатори. Опір проводів від трансформатора напруги до приладів не враховується. Але згідно з ПУЕ втрати напруги лічильником не повинні перевищувати 0,5 %, а в проводах щитка – 3 %. З умов міцності перетин мідних проводів повинен бути не менше 1,5 мм², а алюмінієвих – не менше 2,5 мм².

Вторинне навантаження трансформаторів напруги наведено в таблиці 2.12.

Таблиця 2.13 – Вторинне навантаження трансформатора напруги

№ з/п	Прилад	Клас	Споживана потужність, Вт
1	Ватметр	Д-305	2
2	Варметр	Д-305	2
3	Ватметр реєструючий	Н-348	10
4	Варметр реєструючий	Н-348	10
5	Лічильник ватгодин	І-675	3

6	Лічильник ватгодин реактивний	I-673	3
7	Вольтметр	Э-378	2
8	Частотомір	Э-371	3

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

Вторинні проводи проектуємо алюмінієвими.

В якості трансформаторів напруги вибираємо на стороні 110 кВ трансформатори ТОГФ–110 (УХЛ1), на стороні 10 кВ – НТМИ–10–66. Їх характеристики наведені в таблиці 2.14

Таблиця 2.14 – Характеристики вибраних трансформаторів напруги

Тип	Номинальна напруга обмотки			Номинальна потужність, В · А, в класі точності				Максимальна потужність, В · А
	первинної, кВ	основний вторинної, В	додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
ТВ–10–IV	$\frac{6}{\sqrt{3}}$	$\frac{100}{\sqrt{3}}$	100:3 или 100	30	50	75	200	400
	$\frac{10}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
	$\frac{15}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
	$\frac{20}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
	$\frac{24}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
ТОГФ–110	$\frac{110}{\sqrt{3}}$	$\frac{110}{\sqrt{3}}$	100:3	—	400	600	1200	2000

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

БР.5.6.141.193.ПЗ.ЕТ

Арк.

40

Таблиця 2.15 – Розподіл вторинного навантаження між фазами

№ з/п	Прилад	Навантаження, Вт	
		A-B	B-C
1	Ватметр	2	2
2	Варметр	2	2
3	Ватметр реєструючий	10	10
4	Варметр реєструючий	10	10
5	Лічильник ватгодин	3	3
6	Лічильник ватгодин реактивний	3	3
7	Вольтметр	2	—
8	Частотомір	—	3
Разом		32	33

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

Для визначення втрати напруги в проводах визначимо струми:

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

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

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

Тоді:

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

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

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

Питомий опір алюмінію $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм/м}$, переріз проводу за умовами міцності $2,5 \text{ мм}^2$.

Тоді:

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

Падіння напруги становить:

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

що становить 0,5 % і відповідає вимогам ПУЕ [4].

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.6.141.193.ПЗ.ЕТ

Арк.

42

2.5 Вибір ошиновки розподільних пристроїв

Ошиновку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталєалюмінієвими проводами марки АС [10]. Вибір перерізу здійснюється за довго допустимим струмом. При максимальному робочому струмі РП 10 кВ до 1618 А вибираємо переріз алюмінієвих шин за допустимим струмом, так як шинний міст, що з'єднує трансформатор з КРП, невеликої довжини і знаходиться в межах підстанції.

Приймаємо односмугові шини 100 мм × 8 мм, $I_{\text{доп}} = 1625$ А. За умовою нагріву в тривалому режимі шини проходять.

Перевіряємо шини на термічну стійкість.

$$F_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}$$

де C – функція, значення якої для алюмінієвих шин рівне $91 \frac{\text{кАс}}{\text{мм}^2}$.

$B_{\text{к}}$ - тепловий імпульс, розрахований при виборі вимикача

$$F_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{33,23}}{90 \cdot 10^{-3}} = 64,1 \text{ мм}^2$$

Так як розрахунковий переріз 64,1 мм² менший допустимого 800 мм², для ошиновки РП 10 кВ вибираємо односмугові шини (100×80) мм. Переріз підходить по умові термічної стійкості.

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується твердими шинами. Вибір перерізу також виконується по припустимому струму. Тверді шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шини менша 30 і більша 200 Гц. Частота власних коливань для алюмінієвих шин визначається за формулою:

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

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

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

q – поперечний переріз шини, м^4 .

$$\gamma = \frac{b \cdot h^3}{12},$$

де b – товщина шини, м,

h – ширина шини, м.

Вибираємо шину перерізом 100×8 мм, допустимий струм 1620 А.

Момент інерції поперечного перетину шини:

$$\gamma = \frac{0,8^3 \cdot 10}{12} = 0,426 \text{ см}^4.$$

Частота власних коливань шини:

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

що менше значення 30 Гц.

Умовою механічної міцності шин є:

$$\sigma_{\text{розр}} \leq \sigma_{\text{дон}},$$

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

$\sigma_{\text{дон}} = 90$ МПа – допустиме механічне напруження в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву ДДЗТ.

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

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

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

$a = 0,8$ м – відстань між фазами.

Момент опору шини:

Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.193.ПЗ.ЕТ	Арк.
						44

$$W = \frac{10 \cdot 0,8^2}{6} = 1,067 \text{ см}^3.$$

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{33,8^2 \cdot 10^6 \cdot 1,2^2}{1,067 \cdot 0,85} = 33,33 \text{ МПА},$$

що менше допустимого значення 90 МПА.

Дана шина підходить по допустимих значеннях механічного напруження в матеріалі, власних коливань. Тому остаточно приймаємо шину (100×8) мм [20].

Вибір ізоляторів

Вибираємо опорні штирьові ізолятори зовнішньої установки ОНШ-10-5-1УХЛ1 на $U_{ном} = 10$ кВ, $F_{розр} = 5000$ Н [21].

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{розр} = 0,6 \cdot 5000 = 3000 \text{ Н}$$

$$F_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_{уд}^2 \cdot \frac{l}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 33,8^2 \cdot 10^6 \cdot \frac{1,2}{0,8} = 296,3 \text{ Н}$$

$$F_{дон} = 3000 \text{ Н} > F_{розр} = 296,3 \text{ Н}$$

Ізолятори задовольняють умовам механічної міцності.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

2.6 Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина

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

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

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

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

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

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

2.7 Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструктивна частина

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

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

- а) в районах, де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери, або наявність снігових заметів, або запорошених вділянок) неможливе застосування КРПН;
- б) при кількості шаф більше ніж 25;
- в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

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

2.8 Заземлювальні пристрої підстанції

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

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

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

3 Розрахунок релейного захисту трансформатора

Розрахувати релейний захист трансформатора типу ТРДН-40000/110 на основі диференційного захисту реле ДЗС-21 [11]:

Дані для розрахунку захисту

ТРДН- 40000/110:

$$\begin{aligned}
 S_{\text{НОМ}} &= 40 \text{ МВА} & U_{\text{КЗ}} &= 10,5 \text{ \%}; & I_{\text{X}} &= 0,65 \text{ \%}; \\
 U_{\text{НОМ.В}} &= 115 \text{ кВ}; & \Delta P_{\text{К}} &= 172 \text{ кВт}; & R_{\text{T}} &= 5,6 \text{ Ом}; \\
 U_{\text{НОМ.Н}} &= 10,5 \text{ кВ}; & \Delta P_{\text{X}} &= 36 \text{ кВт}; & X_{\text{T}} &= 34,7 \text{ Ом} \\
 \Delta Q_{\text{X}} &= 260 \text{ кВАр}.
 \end{aligned}$$

3.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Вибираємо уставки диференційних і максимальних струмових захистів трансформатора типу ТРДН- 40000/220; напруга КЗ – $U_{\text{КЗ}} = 11 \text{ \%}; 10,5 \text{ \%}; 11 \text{ \%}$ для положень РП, що відповідає мінімальній середній і максимальній напрузі.

Трансформатор має розщеплену нижню обмотку, тоді маємо:

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

$$X_{\text{ин}} = 1,75 \cdot X_{\text{т}} = 1,75 \cdot 17,35 = 30,36 \text{ Ом}.$$

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

$$U_{\text{мін.вн}} = 115 \cdot (1 - 0,16) = 96,58 \text{ кВ},$$

Для трансформаторів 110 кВ можна прийняти:

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

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

$$X_{\text{вн.мін}} = 17,35 \cdot (1 - 0,16)^2 = 12,24 \text{ Ом},$$

					БР.5.6.141.193.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Хоменко				Розрахунок релейного захисту трансформатора	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський					Н	49	68
Нач.бюро						СумДУ ЕТДН-74п		
Н. контр.								
Затв	Лебединський							

$$X_{вн.макс} = 17,35 \cdot (1 + 0,16)^2 = 23,35 \text{ Ом},$$

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

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

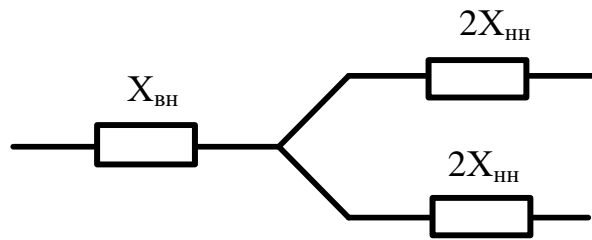


Рисунок 3.1 – Схема заміщення трансформатора

Розрахуємо струми при трифазному КЗ за трансформатором [13].

Максимальне значення струмів КЗ:

$$I_{к.макс.вн} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{вн.мін} + X_{нн.мін})} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot (17,3 + 12,24 + 21,41)} = 1,58 \text{ кА}.$$

Максимальне значення напруги в мережі:

$$U_{макс.вн} = 1,1 \cdot U_{ном} = 1,1 \cdot 110 = 121 \text{ кВ}.$$

$$I_{к.макс.нн} = I_{к.макс.вн} \cdot \frac{U_{макс}}{U_{нн}} = 1,58 \cdot \frac{121}{10,5} = 18,2 \text{ кА}.$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

$$I_{к.мін.вн} = \frac{U_{макс}}{2 \cdot (X_{с.мін} + X_{вн.макс} + X_{нн.макс})} = \frac{121000}{2 \cdot (17,35 + 23,35 + 40,87)} = 990,6 \text{ А}$$

$$I_{к.мін.нн} = I_{к.мін.вн} \cdot \frac{U_{макс}}{U_{нн}} = 990 \cdot \frac{115}{10,5} = 11,42 \text{ кА}$$

3.2. Розрахунок диференційного струмового захисту

1 Визначаємо первинний струм для всіх сторін трансформатора:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

для 110 кВ:

$$I_{ном} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 201 \text{ A}$$

для 10 кВ:

$$I_{ном} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,2 \text{ кА.}$$

За цими струмами визначаються відповідні вторинні струми I_{IV} , I_{IIV} , I_{IIIV} , виходячи з коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму K_I і коефіцієнт схеми K_{cx} ($K_{cx} = \sqrt{3}$):

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

Для 110 кВ: $K_I = 600/5$

$$I_{ном.в} = \frac{201 \cdot \sqrt{3}}{\frac{600}{5}} = 2,9 \text{ A}$$

Для 10 кВ: $K_I = 6000/5$

$$I_{ном.н} = \frac{2200 \cdot \sqrt{3}}{\frac{6000}{5}} = 3,17 \text{ A}$$

На рис. 3.2 приведена пояснювальна схема включення струмових кіл диференційного захисту трансформатора.

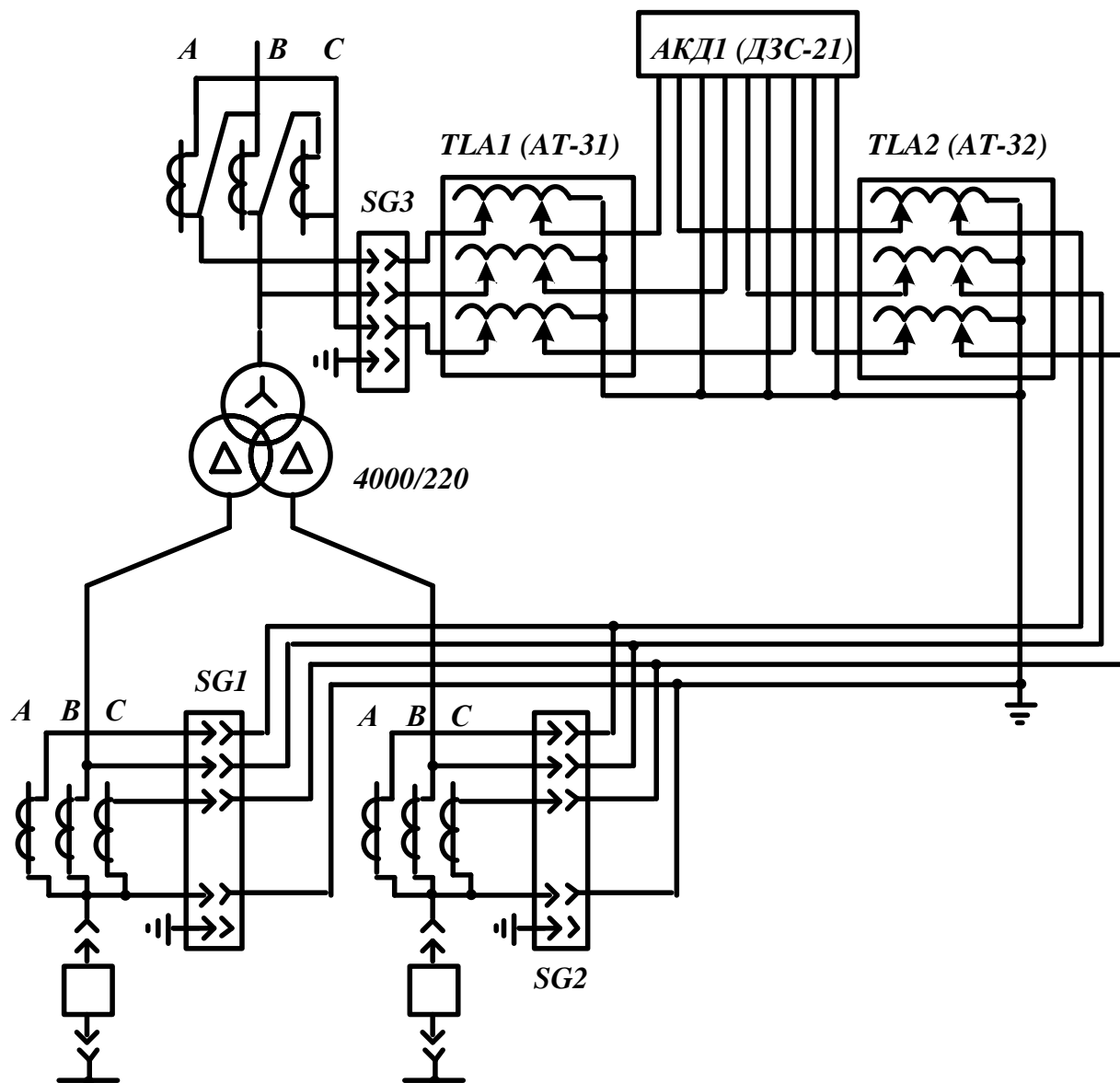


Рисунок 3.2 – Принципова схема включення реле ДЗС-21

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.6.141.193.ПЗ.ЕТ

Арк.

52

Таблиця 3.1

№ з/п	Назва величини	Позначення і метод визначення	220 кВ	10 кВ
1	Номінальний струм прийнятого відгалуження трансформатора реле на основній стороні, А	$I_{відг.ном.осн} \leq I_{ном.в.осн}$	4,6	–
2	Розрахунковий струм розгалуження автотрансформаторів струму на неосновних сторонах, А	$I_{відг.розр.неосн} =$ $= I_{ном.в.неосн} \cdot \frac{I_{відг.ном.осн}}{I_{ном.в.осн}}$	–	$4,13 \cdot \frac{4,6}{4,55} =$ $= 4,16$
3	Тип автотрансформаторів струму, які включаються в плече захисту			АТ-31
4	Номінальний струм використовуваного відгалуження АТ струму, до якого підводяться вторинні струми в плечі захисту, А		–	4,55
5	Номер використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підводяться вторинні струми		–	1-9
6	Номер використовуваного відгалуження АТ струму, до якого підключається реле		–	1-10
7	Номінальний струм використовуваного відгалуження АТ струму, до якого підключається реле		–	4,6
8	Номінальний струм прийнятого відгалуження трансреактора реле на неосновних сторонах, А,		–	,6
9	Номер використовуваного відгалуження трансреактора реле		2	
10	Розрахунковий струм відгалуження проміжних трансформаторів струму кола гальмування реле, А	$I_{відг.гал.розр} = \frac{I_{ном.в}}{k_{АТ}}$	4,54	$\frac{4,13 \cdot 5}{4,25} = 4,86$
11	Номінальний струм прийнятого відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму, А	$I_{відг.гал.ном}$	5	5
12	Номер використовуваного відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму реле		1	1

2 Вибираємо відгалуження трансреактора реле ТАВ, або автотрансформатора струму для основної сторони (за основну сторону вибирається сторона 220 кВ, на якій вторинний струм в плечі захисту приблизно дорівнює номінальному струму відгалуження трансреактора реле) $I_{відн.ном.осн}$:

$$I_{відн.ном.осн} \leq I_{ном.в.осн}$$

3 Вибираємо відгалуження автотрансформатора струму АТ-31 для неосновної сторони 10 кВ $I_{відн.ном.неосн}$. Виходячи з зворотного відгалуження трансформаторів реле ТАВ для основної сторони $I_{відн.ном.осн}$ і номінального вторинного струму в плечі захисту на розглянутій неосновній стороні:

$$I_{відг.ном.неосн} \leq I_{відг.розр.неосн} = I_{відг.ном.осн} \cdot \frac{I_{ном.в.неосн}}{I_{ном.в.осн}}$$

4 Вибираємо сторони, на яких використовується гальмування

Гальмування, як правило, слід виконувати від струмів на всіх сторонах трансформатора, але в трансформаторі, в якому розраховується диференційний струмовий захист, гальмування виконується тільки від струмів груп трансформаторів струму, встановлених на приймаючих (високої напруги) сторонах захисного трансформатора.

5 Вибираємо установку «початкового гальмування» $I_{гал.поч}$.

Установку приймаємо в залежності від сторін, на яких використовується гальмування, тому виходячи з умов, прийнятих в п. 2.4 $I_{гал.поч} = 0,6$.

6 Вибираємо відгалуження проміжних трансформаторів струму і приставки додаткового гальмування, виходячи з вторинних струмів $I_{ном.в}$ і коефіцієнтів трансформації автотрансформаторів струму АТ-31 $k_{ат}$:

$$I_{відг.гал.ном} \leq I_{відг.гал.розр} = \frac{I_{ном.в.}}{k_{ат}}$$

7 Знаходимо первинний гальмовий струм:

$$I_{гал.поч.н} = 1,2 \cdot I_{ном} \left(k_{струмII} \frac{I_{відг.гал.номII}}{I_{відг.гал.розрII}} \right) = 248 \text{ A}$$

8 Визначаємо струм небалансу в режимі, відповідному «початку гальмування»:

$$I_{нб.гал.поч} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U \cdot k_{II} + \frac{I_{одн.розр.II} - I_{одн.номII}}{I_{одн.розрII}}) \cdot I_{гал.поч} = 148 \text{ A}$$

де $k_{одн}$ – коефіцієнт однотипності трансформаторів струму;

ε - відносне значення повної помилки трансформаторів струму, яке відповідає встановленому режиму КЗ;

k_{II} - коефіцієнт поточкорозподілу;

ΔU – відносні помилки, які обумовлюють регулювання напруги на сторонах захисного трансформатора.

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

Налаштування від первинного струму небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

$$I_{с.з.мін} \geq k_{нал} \cdot I_{нб.гальм.поч}$$

де $k_{нал}$ - коефіцієнт налаштування, що дорівнює 1,5

$$I_{с.з.мін} = 1,5 \cdot 148 = 222 \text{ A}$$

Налаштування від струму небалансу перехідного режиму зовнішнього КЗ:

$$I_{с.з.мін} = 0,3 \cdot I_{ном} = 0,3 \cdot 201 = 60,32 \text{ A}$$

За розрахункове приймається найбільше з отриманих розрахункових значень $I_{с.з.мін} = 60,32 \text{ A}$.

10 Визначаємо відносний мінімальний струм спрацьовування реле (його чутливого органу) при відсутності гальмування. За розрахункову приймаємо сторону низької напруги:

$$I_{с.р.мін} = \frac{I_{с.з.мін} \cdot \frac{U_{вн.ном} \cdot k_{сх}}{U_{ном.II}}}{K_I \cdot I_{від.ном}} = 0,83 \text{ A}$$

11 Визначаємо первинний максимальний струм, який проходить через трансформатор, що захищається, при внутрішньому КЗ:

$$I_{к.мах} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_T)} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot (17,28 + 17,35)} = 1,836 \text{ кА}$$

і відповідний йому розрахунковий струм небалансу. Коефіцієнт, який враховує перехідний режим $k_{пер} = 2$:

$$I_{нб.розр} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U \cdot k_{II} + \frac{I_{одн.розр.II} - I_{одн.ном.II}}{I_{одн.розр.II}}) \cdot I_{к.мах}^{(3)} = 945 \text{ А}$$

12 Визначаємо коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{гальм} = \frac{k_{відс} I_{*нб.розр} \cdot \frac{I_{ном.в.осн} - I_{*с.р.мін}}{I_{відв.ном.осн}}}{0,5 \cdot \sum I_{*гальм.розр} \cdot \frac{I_{відв.гал.розр} - I_{*гал.поч.п}}{I_{відв.гал.ном}}} = 0,68$$

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

$$I_{*нб.розр} = \frac{I_{нб.розр}}{I_{ном}}$$

13 Знаходимо первинний струм спрацьовування відсічення $I_{с.відс}$ за умовами відбудови максимального первинного струму небалансу (коефіцієнт $k_{пер}$ приймаємо рівним 3):

$$I_{с.від.розр} = k_{від} \cdot I_{нб.розр} = 1340 \text{ А}$$

Вставка відсічення прийнята $6 \cdot I_{від.ном}$. При такій вставці первинний струм спрацьовування відсікання дорівнює:

$$I_{с.відс} = 6 \cdot 5 \cdot \frac{600}{5 \cdot \sqrt{3}} = 2080 \text{ А}$$

14 Визначаємо коефіцієнт чутливості захисту КЗ між двома фазами на стороні НН трансформатора:

$$k_u^{(m)} = \frac{I_{к.мін.вн}^{(m)} \cdot K_{сх.п}^{(m)}}{I_{с.з.мін} \cdot K_{сх.п}^{(3)}} = 5,37$$

$$k_u^{(m)} = \frac{I_{к.мін.лн}^{(m)} \cdot K_{сх.п}^{(m)}}{I_{с.з.мін} \cdot K_{сх.п}^{(3)}} = 1,607$$

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.6.141.193.ПЗ.ЕТ

Арк.

57

4 Аналіз структури втрат електричної енергії в електричних мережах

При передачі електричної енергії в кожному елементі електричної мережі виникають втрати. Для вивчення складових втрат в різних елементах мережі і оцінки необхідності проведення того чи іншого заходу, спрямованого на зниження втрат, виконується аналіз структури втрат електроенергії [16, 18].

4.1 Фактичні втрати електроенергії

Фактичні (звітні) втрати електроенергії $\Delta W_{\text{звіт}}$ визначаються як різниця електроенергії, що надійшла в мережу, і електроенергії, відпущеної з мережі споживачам.

Ці втрати включають в себе складові різної природи [16, 18]:

- втрати в елементах мережі, що мають чисто фізичний характер,
- витрата електроенергії на роботу обладнання, встановленого на підстанціях і забезпечує передачу електроенергії,
- похибки фіксації електроенергії приладами її обліку,
- розкрадання електроенергії,
- несплату або неповну оплату показань лічильників і т.п.

Поділ втрат на складові може проводитися за різними критеріями:

- характером втрат (постійні, змінні),
- класами напруги,
- групам елементів,
- виробничим підрозділами і т.д.

					БР.5.6.141.193.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Хоменко А.М			Аналіз структури втрат електричної енергії в електричних мережах	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський І.Л.				Н	58	67
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-74п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський І.Л.						

4.1.1 Технологічні втрати електроенергії

Технологічні втрати електроенергії діляться на:

- 1) технічні втрати електроенергії ΔW_T , зумовлені фізичними процесами в проводах і електрообладнанні, що відбуваються при передачі електроенергії по електричних мережах.
- 2) втрати електроенергії на власні потреби підстанцій $\Delta W_{ВП}$, необхідні для забезпечення роботи технологічного обладнання підстанцій та життєдіяльності обслуговуючого персоналу, що визначаються за показаннями лічильників, встановлених на трансформаторах власних потреб підстанцій;
- 3) втрати електроенергії, зумовлені інструментальними похибками їх вимірювання (інструментальні втрати) $\Delta W_{Вим}$.

4.1.2 Комерційні втрати

Комерційні втрати ΔW_K , зумовлені розкраданнями електроенергії, невідповідністю показань лічильників оплати за електроенергію побутовими споживачами та іншими причинами в сфері організації контролю за споживанням енергії. Їх значення визначають як різницю між фактичними (звітними) втратами і сумою перших трьох складових [16, 18]:

$$\Delta W_K = \Delta W_{звіт} - \Delta W_T - \Delta W_{ВП} - \Delta W_{Вим}. \quad (4.1)$$

Комерційні втрати - являють собою вплив "людського фактора" і включає в себе всі його прояви: свідомі розкрадання електроенергії деякими абонентами за допомогою зміни показань лічильників, несплату або неповну оплату показань лічильників тощо.

1. Критерії віднесення частини електроенергії до втрат можуть бути фізичного і економічного характеру [13].

Суму технічних втрат, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій та комерційних втрат можна назвати фізичними втратами електроенергії. Ці складові дійсно пов'язані з фізикою розподілу енергії по мережі. При цьому перші дві складові фізичних втрат відносяться до технології передачі електроенергії по мережах, а третя - до технології контролю кількості переданої електроенергії.

Економіка визначає втрати як частина електроенергії, на яку її зареєстрований корисний відпуск споживачам виявився менше електроенергії, виробленої на своїх електростанціях і закупленої у інших її виробників. При цьому зареєстрований корисний відпуск електроенергії тут не тільки та його частина, грошові кошти за яку дійсно надійшли на розрахунковий рахунок енергопостачальної організації, а й та, на яку виставлено рахунки, тобто споживання енергії зафіксовано. На відміну від цього реальні показники лічильників, які фіксують споживання енергії побутовими абонентами, невідомі. Корисний відпуск електроенергії побутовим абонентам визначають безпосередньо по надійшла за місяць оплаті, тому до втрат відносять всю неоплачену енергію.

З точки зору економіки витрата електроенергії на власні потреби підстанцій нічим не відрізняється від витрати в елементах мереж на передачу іншій частині електроенергії споживачам.

Недооблік обсягів корисно відпущеної електроенергії є такий же економічної втратою, як і дві описані вище складові. Те ж саме можна сказати і про розкрадання електроенергії. Таким чином, всі чотири згадані вище складові втрат з економічної точки зору однакові.

										Арк.
										60
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.193.ПЗ.ЕТ					

4.1.3 Технічні втрати електроенергії

Технічні втрати електроенергії можна представити наступними структурними складовими [16, 18]:

– **навантажувальні втрати** в обладнанні підстанцій,

До них відносяться втрати в лініях і силових трансформаторах, а також втрати в вимірювальних трансформаторах струму, високочастотних загорджувачів (ВЗ) ВЧ - зв'язку і токоограничуючих реакторах. Всі ці елементи включаються в "розтин" лінії, тобто послідовно, тому втрати в них залежать від протікає через них потужності.

– **втрати холостого ходу**, що включають втрати в електроенергії в силових трансформаторах, що компенсують пристроях (КП), трансформаторах напруги, лічильниках і пристроях приєднання ВЧ-зв'язку, а також втрати в ізоляції кабельних ліній.

– **кліматичні втрати**, які включають в себе два види втрат:

– втрати на корону,

– втрати через струмів витоку по ізоляторах ПЛ та підстанцій.

Обидва види залежать від погодних умов.

Технічні втрати в електричних мережах енергопостачальних організацій (енергосистем) повинні розраховуватися за трьома діапазонами напруги [14]:

– в живильних мережах високої напруги 35 кВ і вище;

– в розподільних мережах середньої напруги 6 – 10 кВ;

– в розподільних мережах низької напруги 0,38 кВ.

Розподільні мережі 0,38 - 6 - 10 кВ, що експлуатуються РЕЗ та ПЕМ, характеризуються значною часткою втрат електроенергії в сумарних втратах по всьому колу передачі електроенергії від джерел до електроприймачів.

Це обумовлено особливостями побудови, функціонування, організацією експлуатації даного виду мереж:

– великою кількістю елементів,

- розгалуженістю схем,
- недостатньою забезпеченістю приладами обліку,
- відносно малою завантаженням елементів і т.п. [15]

В даний час по кожному РЕМ і ПЕМ енергосистем технічні втрати в мережах 0,38 – 6 – 10 кВ розраховуються щомісячно та сумуються за рік. Отримані значення втрат використовуються для розрахунку планованого нормативу втрат електроенергії на наступний рік.

4.1.3.1 Навантажувальні втрати електроенергії

Втрати енергії в проводах, кабелях і обмотках трансформаторів пропорційні квадрату протікає по ним струму навантаження, і тому з називають навантажувальними втратами. Струм навантаження, як правило, змінюється в часі, і навантажувальні втрати часто називають змінними [13].

Навантажувальні втрати електроенергії включають:

1) Втрати в лініях і силових трансформаторах, які в загальному вигляді можна визначити за формулою, тис. кВт-год:

$$\Delta W_{nep} = 3 \cdot R \cdot \int_0^T I^2(t) dt = 3 \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^{T/\Delta t} I_i^2, \quad (4.1)$$

де $I(t)$ – струм елемента в момент часу t ;

Δt – інтервал часу між послідовними його вимірами, якщо останні здійснювалися через рівні досить малі інтервали часу.

2) Втрати в трансформаторах струму.

Втрати активної потужності в ТС і його вторинного кола визначають сумою трьох складових:

- втрат в первинній ΔP_1 і вторинної ΔP_2 обмотках,
- втрат в навантаженні вторинної колі ΔP_{H2} .

Нормоване значення навантаження вторинного кола більшості ТС напругою 10 кВ і номінальним струмом щонайменше 2000 А, що складають основну

частину всіх ТС, експлуатованих в мережах становить 10 ВА при класі точності ТС $K_{ТТ} = 0,5$ і 1 ВА при $K_{ТТ} = 1,0$. Для ТС напругою 10 кВ і номінальним струмом 2000 А і більше і для ТС напругою 35 кВ ці значення в два рази більше, а для ТС напругою 110 кВ і вище - в три рази більше. Для втрат електроенергії в ТС одного приєднання, тис. кВт-год за розрахунковий період тривалістю T , днів:

$$\Delta W_{ТС} = (a + b \cdot \sqrt{K_{ТС}}) \cdot \beta_{ТСекв}^2 \cdot T \cdot 10^{-6}, \quad (4.2)$$

де $\beta_{ТСекв}$ – коефіцієнт еквівалентної струмового завантаження ТС;

a і b – коефіцієнти залежно питомих втрат потужності в ТС і в його вторинного кола $\Delta P_{ТС}$, має вигляд:

$$\Delta P_{ТС} = 2 \cdot [40 + 2 \cdot (6 + 0.5 \cdot 15 \sqrt{K_{ТС}})] = 104 + 30 \sqrt{K_{ТС}}. \quad (4.3)$$

– втрат в високочастотних загороджувачів зв'язку. Сумарні втрати в ВЗ і пристрої приєднання на одній фазі ПЛ можуть бути визначені за формулою, тис. кВт-год:

$$\Delta W_{ВЧ} = (\Delta P_{ном} \cdot \beta_{ВЗ}^2 + \Delta P_{пр}) \cdot T \cdot 10^{-3}, \quad (4.4)$$

де $\beta_{ВЗ}$ – отношение середнеквадратичного рабочего тока ВЗ за расчетный период к его номинальному току;

$\Delta P_{пр}$ – потери в устройствах присоединения.

4.1.3.2 Втрати холостого ходу

Для електричних мереж 0,38 – 6 – 10 кВ складові втрат холостого ходу (умовно - постійних втрат) включають:

1) Втрати електроенергії холостого ходу в силовому трансформаторі, які визначають за час T за формулою, тис. кВт-год:

$$\Delta W_X = \frac{\Delta P_X}{U_H} \cdot \int_0^T U^2(t) dt, \quad (4.5)$$

де ΔP_X – втрати потужності холостого ходу трансформатора при номінальній напрузі U_H ;

$U(t)$ – напруга в точці підключення (на ввіді ВН) трансформатора в момент часу t .

2) Втрати в компенсуючих пристроях (КП), що залежать від типу пристрою.

У розподільних мережах 0,38–6–10 кВ використовуються в основному батареї статичних конденсаторів (БСК). Втрати в них визначають на основі відомих питомих втрат потужності $\Delta p_{\text{БСК}}$, кВт/кВАр:

$$\Delta W_{\text{БСК}} = \Delta p_{\text{БСК}} \cdot \Delta W_{\text{QBСК}}, \quad (4.6)$$

де $W_{\text{QBСК}}$ – реактивна енергія, вироблена батареєю конденсаторів за розрахунковий період. Зазвичай $\Delta p_{\text{БСК}} = 0,003$ кВт/кВАр.

3) Втрати в трансформаторах напруги.

Втрати активної потужності в ТН складаються з втрат в самому ТН і у вторинній навантаженні:

$$\Delta P_{\text{ТН}} = \Delta P_{1\text{ТН}} + \Delta P_{2\text{ТН}}. \quad (4.7)$$

а) Втрати в самому ТН $\Delta P_{1\text{ТН}}$ складаються в основному з втрат в сталевому магнітопроводі трансформатора. Вони ростуть із зростанням номінальної напруги і для однієї фази при номінальній напрузі чисельно приблизно рівні номінальній напрузі мережі. У розподільних мережах напругою 0,38–6–10 кВ вони складають близько 6–10 Вт.

б) Втрати у вторинній навантаженні $\Delta P_{2\text{ТН}}$ залежать від класу точності ТН $K_{\text{ТН}}$. Причому, для трансформаторів напругою 6–10 кВ ця залежність лінійна. При номінальному навантаженні для ТН даного класу напруги $\Delta P_{2\text{ТН}} \approx 40$ Вт. Однак на практиці вторинні кола ТН часто перевантажуються, тому зазначені значення необхідно множити на коефіцієнт завантаження вторинної кола ТН $\beta_{2\text{ТН}}$. З огляду на вищевикладене, сумарні втрати електроенергії в ТН і навантаженні його вторинному колі визначають за формулами, тис. кВт-год:

$$\Delta W_{\text{ТН}} = (U + \beta_{2\text{ТН}} \cdot \Delta P_{2\text{ТН}} \cdot K_{\text{ТН}}) \cdot T \cdot 10^{-6}. \quad (4.8)$$

Втрати в ізоляції кабельних ліній, які визначають за формулою, кВт-г:

$$\Delta W_{\text{каб}} = T \cdot b_c \cdot U^2 \cdot \text{tg} \varphi \cdot L_{\text{каб}}, \quad (4.9)$$

де b_c – ємнісна провідність кабелю, Сим/км;

U – напруга, кВ;

$L_{\text{каб}}$ – довжина кабеля, км;

$\text{tg} \varphi$ – тангенс кута діелектричних втрат, що визначається за формулою:

$$\text{tg} \varphi = (0.003 + 0.0002 \cdot T_{\text{сл}}) \cdot (1 + a_\tau \cdot T_{\text{сл}}), \quad (4.10)$$

де $T_{\text{сл}}$ – число років експлуатації кабелю;

a_τ – коефіцієнт старіння, що враховує старіння ізоляції протягом експлуатації.

Те, що відбувається при цьому збільшення тангенса кута діелектричних втрат позначається другою дужкою формули.

4.1.3.3 Кліматичні втрати електроенергії

Коригування з погодними умовами існує для більшості видів втрат. Рівень електроспоживання, що визначає потоки потужності в вітках і напруга в вузлах мережі, істотно залежить від погодних умов. Сезонна динаміка зримо проявляється в навантажувальних втратах, витраті електроенергії на власні потреби підстанцій та недообліку електроенергії. Але в цих випадках залежність від погодних умов виражається в основному через один фактор - температуру повітря.

Разом з тим існують складові втрат, значення яких визначається не стільки температурою, скільки видом погоди. До них перш за все, слід віднести втрати на корону, яка виникає на проводах високовольтних ліній електропередачі через великий напруженості електричного поля на їх поверхні. В якості типових видів погоди при розрахунку втрат на корону прийнято виділяти хорошу погоду, сухий сніг, дощ і паморозь (в порядку зростання втрат).

При зволоження забрудненого ізолятора на його поверхні виникає провідна среда, (електроліт), що сприяє суттєвому зростанню струму витoku. Ці втрати відбуваються в основному при вологій погоді (туман, роса, дощі). За даними

статистики річні втрати електроенергії в мережах через струмів витоку по ізоляторах ПЛ всіх напруг виявляються порівнянними з втратами на корону. При цьому приблизно половина їх сумарного значення припадає на мережі 35 кВ і нижче. Важливим є те, що і струми витоку, і втрати на корону мають чисто активний характер і тому є прямий складової втрат електроенергії.

Кліматичні втрати включають:

1) Втрати на корону.

Втрати на корону залежать від перетину проводу і робочої напруги (чим менше перетин і вище напруга, тим більше питома напруженість на поверхні проводу і тим більше втрати), конструкції фази, протяжності лінії, а також від погоди. Питомі втрати при різних погодних умовах визначають на підставі експериментальних досліджень.

2) Втрати від струмів витоку по ізоляторах повітряних ліній.

Мінімальна довжина шляху струму витоку по ізоляторах нормується в залежності від ступеня забрудненості атмосфери (СЗА). При цьому наводяться в літературі дані про опорах ізоляторів дуже різномірні і не прив'язані до рівня СЗА.

Потужність, що виділяється на одному ізоляторі, визначають за формулою, кВт:

$$P_{із} = \frac{U_{із}^2}{R_{із}}, \quad (4.11)$$

де $U_{із}$ – напруга, що припадає на ізолятор, кВ;

$R_{із}$ – його опір, кОм.

Втрати електроенергії, зумовлені струмами витоку по ізоляторах ПЛ, можна визначити за формулою, тис. кВт-год:

$$\Delta W_{із} = \frac{U_{ном}^2}{3 \cdot R_{із} \cdot N_{із}} \cdot T_{вл} \cdot N_{гир} \cdot 10^{-3}, \quad (4.12)$$

де $T_{вл}$ – тривалість в розрахунковому періоді вологої погоди (туман, роса і дощі);

$N_{гир}$ – число гірлянд ізоляторів.

Висновки

В результаті виконання випускної роботи бакалавра був проведений розрахунок параметрів електричної мережі, визначені напруги в вузлах мережі, втрати напруги і втрати потужності в мережі.

Виконано розрахунок електричної частини підстанції з подальшим вибором комутаційного вимірювального обладнання; Виходячи з забезпечення надійності електропостачання та з огляду на перспективи розвитку та можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт був зроблений вибір головної схеми електричних з'єднань підстанцій. Виходячи з навантаження, був зроблений вибір електровимірювальних трансформаторів.

Були розраховані електричні перехідні процеси в електричній мережі, в результаті розрахунку були визначені зверхперехідний і ударний струм при симетричному трифазному замиканні.

Виконано основний релейний захист трансформаторів (диференційний струмовий захист), визначені уставки спрацьовування захисту і забезпечена чутливість захисту.

Проведено аналіз структури втрат електричної енергії в електричних мережах

									Арк.
									67
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.193.ПЗ.ЕТ				

Література

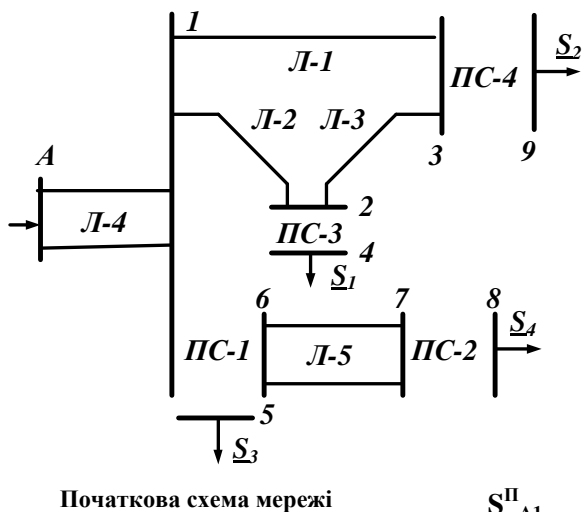
- 1 Електричні мережі та системи. Підручник. Сегеда М.С. / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9
- 2 Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – 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).

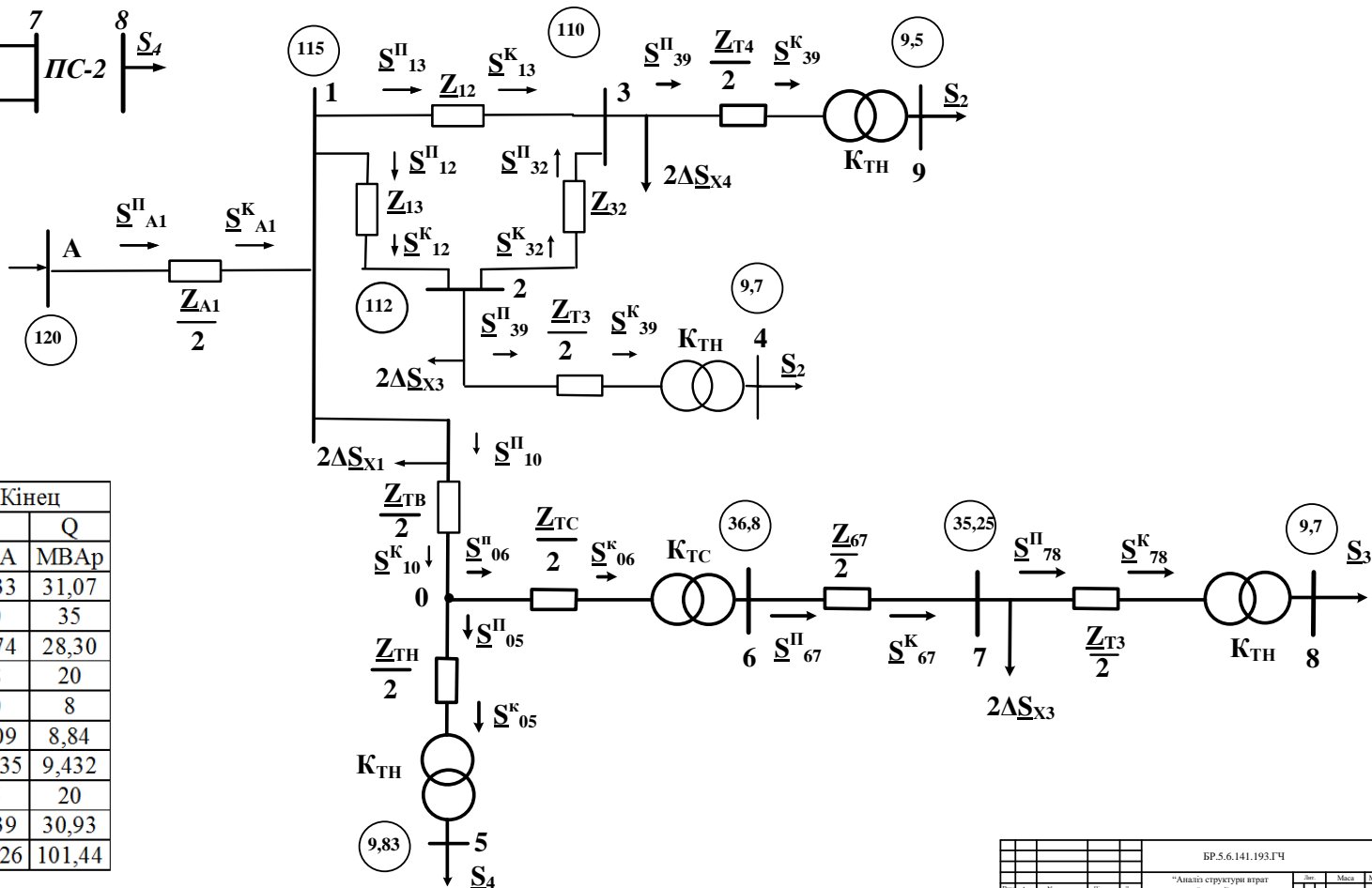
- 15 ДСТУ ІЕС 60909-4:2008. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання (ІЕС TR 60909-4:2000, IDT).
- 16 ГНД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження / 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.
- 21 <http://www.em.dn.ua/iz/farfor/star/shtyr/onsh-10-500.htm>

										Арк.
										70
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.193.ПЗ.ЕТ					



- Категорія споживача
- S_1 - II
 - S_2 - II
 - S_3 - II
 - S_4 - II
- Потужності навантажень
- $S_1 = 28 + j20$ МВА
 - $S_2 = 40 + j35$ МВА
 - $S_3 = 10 + j8$ МВА
 - $S_4 = 35 + j20$ МВА

- Довжина ліній
- Л-1 30 км
 - Л-2 20 км
 - Л-3 40 км
 - Л-4 20 км
 - Л-5 20 км

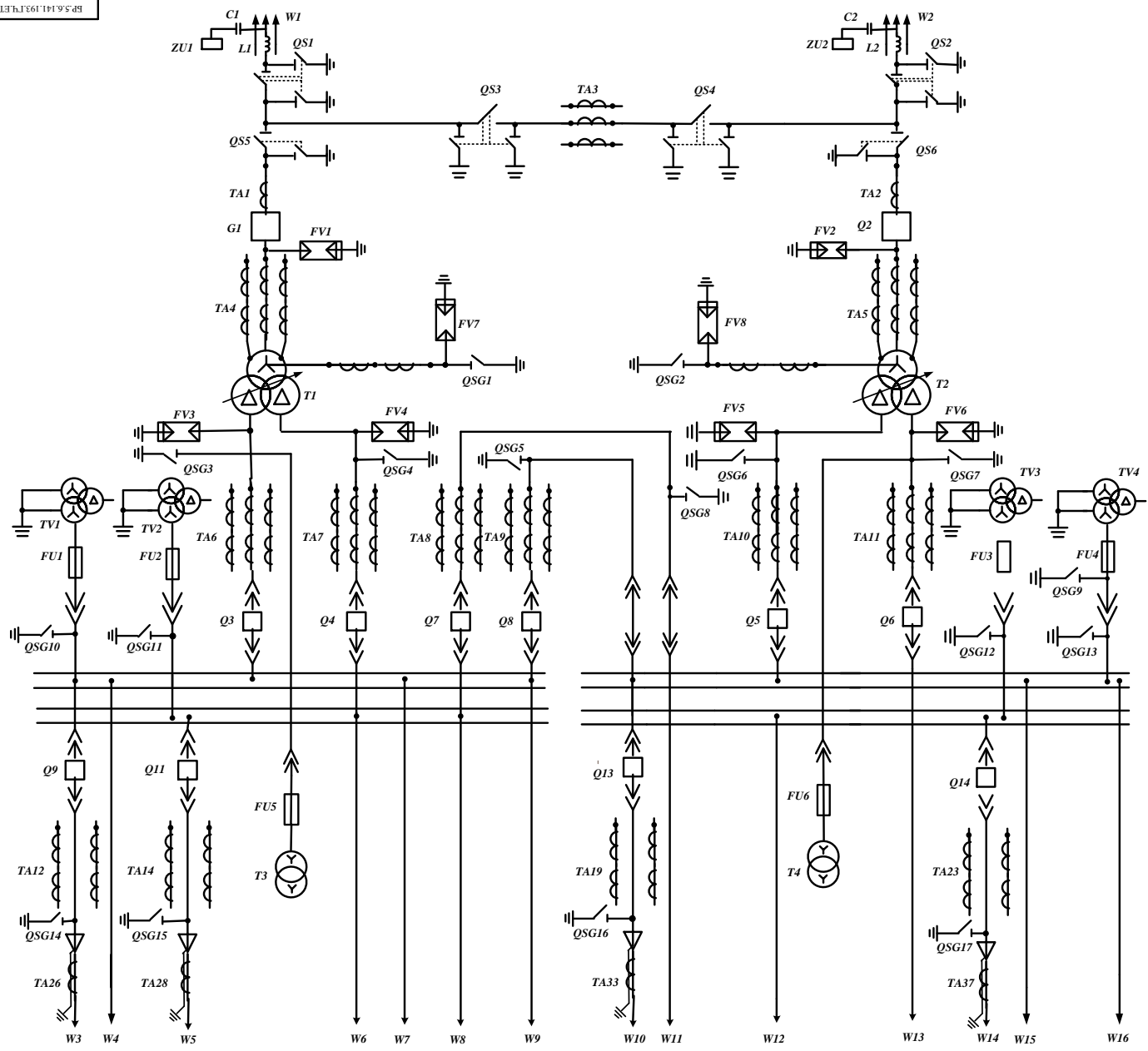


Ділянка	Початок		Кінець	
	P	Q	P	Q
	МВА	МВАр	МВА	МВАр
1--3	35,33	31,07	35,33	31,07
3--9	40,16	39,05	40	35
1--2	41,70	31,59	40,74	28,30
2--4	28,12	22,73	28	20
7--8	10,06	8,68	10	8
6--7	10,33	9,43	10,09	8,84
0--6	10,341	9,432	10,335	9,432
0--5	35,05	21,50	35	20
1--0	45,49	35,36	45,39	30,93
A--1	124,5	105,7	123,26	101,44

Розрахункова схема заміщення мережі

				БР.5.6.141.193.ГЧ			
				"Аналіз структури витрат електричної енергії та розрахунок режимів роботи електричних мереж"			
Виб. Арх.	№ докум.	Після	Днів	Лист	Маса	Масштаб	
Розроб.	Хомченко АМ			11			
Перев.	Бобровський						
Консулт.					Арк.1	Аркунів.2	
Реценз.							
Наказ.							
Виб.	Бобровський						
				Розрахунок електричної мережі			
				СумГУ, гр.ЕТДн-74п			

БР.5.6.141.193.ГЧ.Е1



Поз.	Позначення	Найменування	Кол.
1	T1, T2	Трансформатор силовий ТРДН-4000/110	2
2	C1, C2	Конденсатор зб'язку СМП	2
3	L1, L2	Високочастотний загорджувач	2
4	Q51-Q56	Роз'єднувач зовнішньої установки РВД 31-110/1000-НУХ/П	6
5	Q1, Q2	Вимикач ВВБМ - 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-220МУ1	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-220М	2
12	TA6- TA11	Трансформатор струму ТШЛ-10-0,5/10Р	18
13	T3, T4	Трансформатор власних потреб ТМ-40/10	2
14	Q3-Q6	Вимикач VM 1 S-10-40/ 3150-42	4
15	Q7, Q8	Вимикач VM 1 S-10-40/ 3150-42	2
16	FU1-FU6	Запобіжник ПКН001-10У1	6
17	TV1-TV4	Трансформатор напруги НТМ10-66	4
18	Q9-Q22	Вимикач 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 приєднання ОФП	2
22	QSG3-QSG17	Заземлювачі внутрішньої установки ЗР-10НУ3	7

БР.5.6.141.193.ГЧ			
"Аналіз структури врат електричної енергії та розрахунок розмірів роботи електричних мереж"			
Розроб.	Хмельницький А.М.	Дата	11
Перев.	Хмельницький І.І.	Дата	11
Розроб.		Дата	11
Перев.		Дата	11
Дата	Хмельницький І.І.	СумГУ, гр.Е.Т.Д.н-74н	Арк.2 з Аркушів 2