

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

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри електроенергетики
_____ Лебединський І.Л.
“ ____ ” _____ 2020 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Тема: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії в електричних мережах”

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Виконав студент гр. ЕТдн-51п

Супруненко В. А.

Керівник, доцент, к.т.н

Лебединський І.Л.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ____ ” _____ 2020 р.

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Супруненка Сергія Володимировича

1 Тема роботи “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії в електричних мережах”

затверджено наказом по університету № _____ від _____

2 Термін здачі студентом завершеної роботи

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

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

- розрахунок електричної мережі;
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок релейного захисту;
- аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії в електричних мережах.

5 Список графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

- схема мережі;
- електрична схема підстанції.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

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

Студент гр ЕТдн –51п _____

Супруненко С. В.

Керівник роботи _____

Лебединський І.Л

РЕФЕРАТ

с. 79, рис. 11 , табл. 21, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії в електричних мережах” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма “Електротехнічні системи електроспоживання” / Супруненко С. В.; керівник Лебединський І.Л. – Суми: СумДУ, 2020. - 79 с.

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

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

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

Короткий огляд – Розрахунок режимів роботи електричної мережі. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії в електричних мережах”

Перелік умовних позначень

ПС – понижувальна підстанція
ПЛ – повітряна лінія
ВН – вища напруга
СН – середня напруга
НН – низька напруга
РЕМ – розподільні мережі
ТВЕ – технічні втрати електроенергії
ТС – трансформатор струму
ТН – трансформатор напруги
КЗ – коротке замикання
РПН – регулювання під навантаженням
РП – розподільний пристрій
СКЗ – струм короткого замикання
ПУЕ – Правила улаштування електроустановок
ПВБ – повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами
КРПЕ – комплектні розподільчі пристрої з елегазової ізоляцією
ЗРП – закритий РП
ТКЗ – струм короткого замикання
ХХ – холостий хід

Зміст

	Вступ.....	8
1	Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій	10
1.1	Вибір напруг ліній	11
1.2	Вибір типу проводів повітряних ліній.....	12
1.3	Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій	14
1.4	Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів	17
1.5	Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах	21
1.6	Визначення напруг у вузлах навантаження	23
2	Розрахунок електричної частини підстанції.....	25
2.1	Вибір головної схеми електричних з'єднань підстанцій.....	25
2.2	Вибір трансформаторів власних потреб.....	26
2.3	Розрахунок струмів короткого замикання	27
2.4	Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин.....	31
...	...	
2.5	Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги	36
2.6	Вибір ошиновки розподільних пристроїв	40
2.7	Компонування розподільних пристроїв 220 кВ і конструктивна частина	42
2.8	Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструктивна частина	43
2.9	Заземлювальні пристрої підстанції	44
3	Розрахунок релейного захисту трансформатора.....	45
3.1	Розрахунок струмів короткого замикання.....	45
3.2	Розрахунок диференційного струмового захисту.....	47

					БР.5.141.881 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	“Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії в електричних мережах”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Супруненко С.В.				Н	6	79
Перев.		Волохін В.В..				СумДУ ЕТдн-51п		
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв.		Волохін В.В...						

4	Визначення втрат електроенергії в елементах електричної мережі.....	54
4.1	Втрати активної та реактивної електроенергії	54
4.2	Рівень інформаційного забезпечення А.....	60
4.2.1	Втрати електроенергії в трансформаторах і автотрансформаторах.....	60
4.2.2	Втрати електроенергії в лініях електропередавання і реакторах.....	62
4.3	Рівень інформаційного забезпечення Б.....	67
4.3.1	Втрати електроенергії в трансформаторах і автотрансформаторах.....	67
4.3.2	Втрати електроенергії в лініях електропередавання і реакторах.....	70
	Всновки.....	74
	Література.....	75
	Додаток А.....	78
	Додаток Б.....	79

Вступ

В умовах безперервного розвитку промисловості країни з'являється все більше і більше нових підприємств, які вносять вклад у збільшення енергоспоживання. Слід також зауважити, що зі збільшенням числа енергоспоживаючих об'єктів розширюється щільність географічного розташування споживачів електричної енергії. У зв'язку з цим виникає потреба в розширенні існуючих мереж і в створенні нових. Зростаюча кількість енергоспоживаючих об'єктів веде до зростання переданих по електричних мережах потужностей. Одним з найголовніших завдань сьогодні є економічне використання існуючого електричного обладнання та розробка нового з поліпшеними параметрами.

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

Виконання бакалаврської роботи необхідне з метою:

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

В процесі виконання даної роботи вирішуються такі завдання:

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

						Арк.
						8
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту високовольтної лінії.

					БР.5.141.881 ПЗ ЕТ	Арк.
						9
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

Вихідні дані для виконання роботи

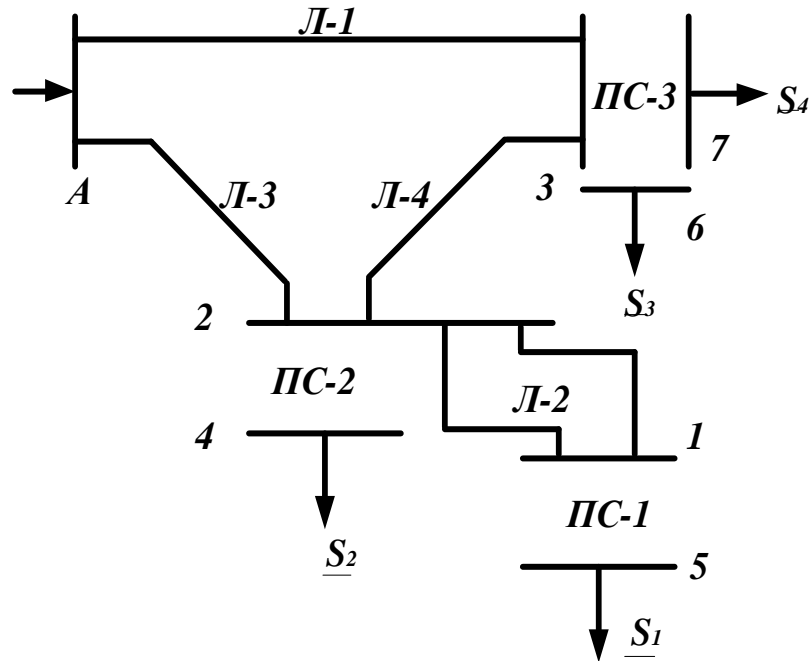


Рисунок 1.1 – Вихідна однолінійна електрична схема з'єднань заданої електричної мережі

Таблиця 1.1– Вихідні дані електричної мережі

Довжина ПЛ, км				Потужності завантажень вузлів, МВА			
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	S ₁	S ₂	S ₃	S ₄
80	55	30	40	$\frac{100+j80}{I}$	$\frac{20+j40}{II}$	$\frac{20+j10}{III}$	$\frac{10+j10}{II}$

					БР.5.141.881 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.	Супруненко С.В.					II	10	79
Перев.	Волохін В.В.					СумДУ ЕТдн-51п		
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв.	Волохін В.В.							

1.1 Вибір напруг ліній

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

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 = 100 + j80 + 20 + j40 = 120 + j120 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_4 + \underline{S}_3 = 20 + j10 + 10 + j10 = 30 + j20 \text{ MVA}$$

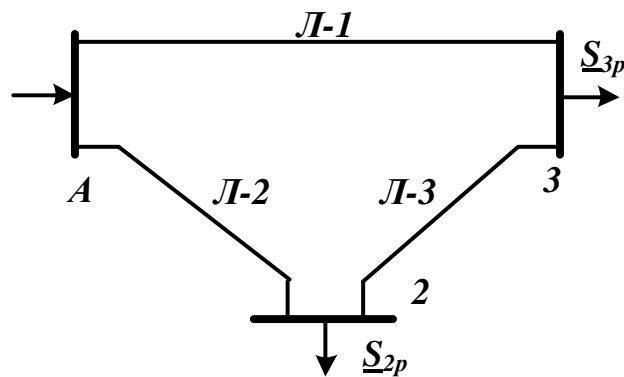


Рисунок 1.2 – Замкнута мережа

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

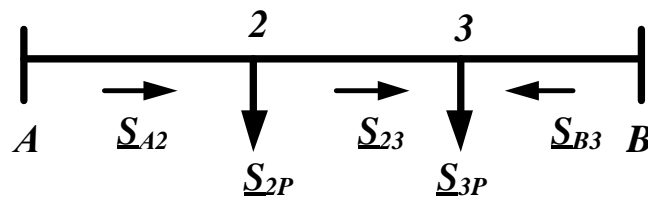


Рисунок 1.3 – Розімкнена мережа

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

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot (l_{23} + l_{3B}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{3B}}{l_{23} + l_{3B} + l_{A2}} =$$

$$\underline{S}_{A2} = \frac{(120 + j120) \cdot (80 + 40) + (30 + j20) \cdot 80}{(80 + 40 + 30)} = 112 + j106,87 \text{ MVA}$$

									Арк.
									11
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{A2} - \underline{S}_{2P} = -8 - j13,33 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{B3} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot l_{A2} + \underline{S}_{3P} \cdot (l_{23} + l_{A2})}{l_{23} + l_{3B} + l_{A2}} =$$

$$\underline{S}_{B3} = \frac{(120 + j120) \cdot 30 + (30 + j20) \cdot (40 + 30)}{(80 + 40 + 30)} = 38 + j33,3 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності.

$$\underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{A2} + \underline{S}_{B3}$$

$$120 + j120 + 30 + j20 = 112 + j106,7 + 38 + j33,3$$

$$150 + j140 = 150 + j140$$

Баланс потужності зійшовся.

Потужність ділянки 1-2 вийшла негативною, тому точка 1 є точкою потококорозділу.

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	80	55	30	40
Напруга ділянки, кВ	117,8	171,3	160,1	55,5

Приймаємо напругу електричної мережі рівною 220 кВ.

Визначаємо струми проводів ліній:

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

									Арк.
									12
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Таблиця 1.3 – Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Струм, кА	0,133	0,336	0,406	0,041

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 перетин проводу	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32
Параметри проводів				
R_0 , Ом/км	0,118	0,118	0,118	0,118
X_0 , Ом/км	0,435	0,435	0,435	0,435
b_0 , См/км, $\times 10^{-6}$	2,6	2,6	2,6	2,6

Знайдемо параметри ліній електричної мережі.

Визначаємо опори ліній:

$$R_{Л} = r_0 \cdot l_{Л}, \quad X_{Л} = x_0 \cdot l_{Л},$$

$$R_{A2} = 0,118 \cdot 30 = 3,54 \text{ Ом}; \quad X_{A2} = 0,435 \cdot 30 = 13,05 \text{ Ом};$$

$$R_{23} = 0,118 \cdot 40 = 4,72 \text{ Ом}; \quad X_{23} = 0,435 \cdot 40 = 17,4 \text{ Ом};$$

$$R_{B3} = 0,118 \cdot 80 = 9,44 \text{ Ом}; \quad X_{B3} = 0,435 \cdot 80 = 34,8 \text{ Ом};$$

$$R_{21} = 0,118 \cdot 55 = 6,49 \text{ Ом}; \quad X_{21} = 0,435 \cdot 55 = 24,0 \text{ Ом};$$

Визначаємо зарядну потужність.

$$\frac{jQ_{A2}}{2} = U_{НОМ}^2 \cdot \frac{b_0 \cdot l}{2} = 220^2 \cdot \frac{2,6 \cdot 10^{-6} \cdot 30}{2} = j1,88 \text{ МВА};$$

$$\frac{jQ_{23}}{2} = U_{НОМ}^2 \cdot \frac{b_0 \cdot l}{2} = 220^2 \cdot \frac{2,6 \cdot 10^{-6} \cdot 40}{2} = j2,52 \text{ МВА};$$

$$\frac{jQ_{B3}}{2} = U_{НОМ}^2 \cdot \frac{b_0 \cdot l}{2} = 220^2 \cdot \frac{2,6 \cdot 10^{-6} \cdot 80}{2} = j5,03 \text{ МВА};$$

$$\frac{jQ_{21}}{2} = U_{НОМ}^2 \cdot \frac{b_0 \cdot l}{2} = 220^2 \cdot \frac{2,6 \cdot 10^{-6} \cdot 50}{2} = j3,46 \text{ МВА}.$$

									Арк.
									13
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.881 ПЗ ЕТ				

1.3 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

За напругах мережі і навантаженнях вибираємо трансформатори [4].

Для ПС-1

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

$$S_T = \frac{S_I}{1,4} = \frac{\sqrt{100^2 + 80^2}}{1,4} = 91,5 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор ТРДН-100000/220.

Визначимо коефіцієнт завантаження:

$$K_{зав} = \frac{S_I}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{100^2 + 80^2}}{2 \cdot 100} = 0,64$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючі трансформатори ТРДЦН-100000/220 задовольняють вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.5 - Каталогні дані трансформатора ТРДН-100000/220 [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							
ТРДЦН- 100000/220	100	±8×1,5%	230	11/11; 38,5	12	360	115	0,7	1,9	63,5	700

Для ПС-2

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

$$S_T = \frac{S_2}{1,4} = \frac{\sqrt{20^2 + 40^2}}{1,4} = 31,94 \text{ МВА}$$

											Арк.
											14
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.881 ПЗ ЕТ						

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор ТРДН-40000/220.

Визначимо коефіцієнт завантаження трансформаторів:

$$K_{зав} = \frac{S_2}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{20^2 + 40^2}}{2 \cdot 40} = 0,56$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючих трансформатори ТРДЦН-40000/220 задовольняють вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.6 - Каталогні дані трансформатора ТРДН-40000/220 [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- 40000/220	40	±8×1,5%	230	11/11; 6,6/6,6	12	170	50	0,9	5,6	158,7	360

Для ПС-3

$$S_T = S_T = \sqrt{20^2 + 30^2} = 36,055 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо триобмотковий трансформатор АТДЦТН-63000/220/110.

Визначимо коефіцієнт завантаження:

$$K_{зав} = \frac{S_2}{S_T} = \frac{\sqrt{20^2 + 30^2}}{63} = 0,57$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то трансформатор АТДЦТН-63000/220/110 задовольняє вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.7- Каталогні дані трансформатора АТДЦТН-63000/220/110 [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регу- лювання	Каталожні дані					
			U _{НОМ} обмоток, кВ			U _к , %		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
АТДЦТН- 63000/220/110	63	±6×2%	230	121	6,6 ;11 27,5 ;38,5	11	35,7	21,9

									Арк.
									15
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

БР.5.141.881 ПЗ ЕТ

Продовження таблиці 1.7

Тип	Каталожні дані					Розрахункові дані						ΔQ_x , кВАр
	ΔP_K , кВт			ΔP_X , кВт	I_X , %	R_T , Ом			X_T , Ом			
	В-С	В-Н	С-Н			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН- 63000/220/110	215	-	-	45	0,5	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	315

Складаємо однолінійну схему електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій.

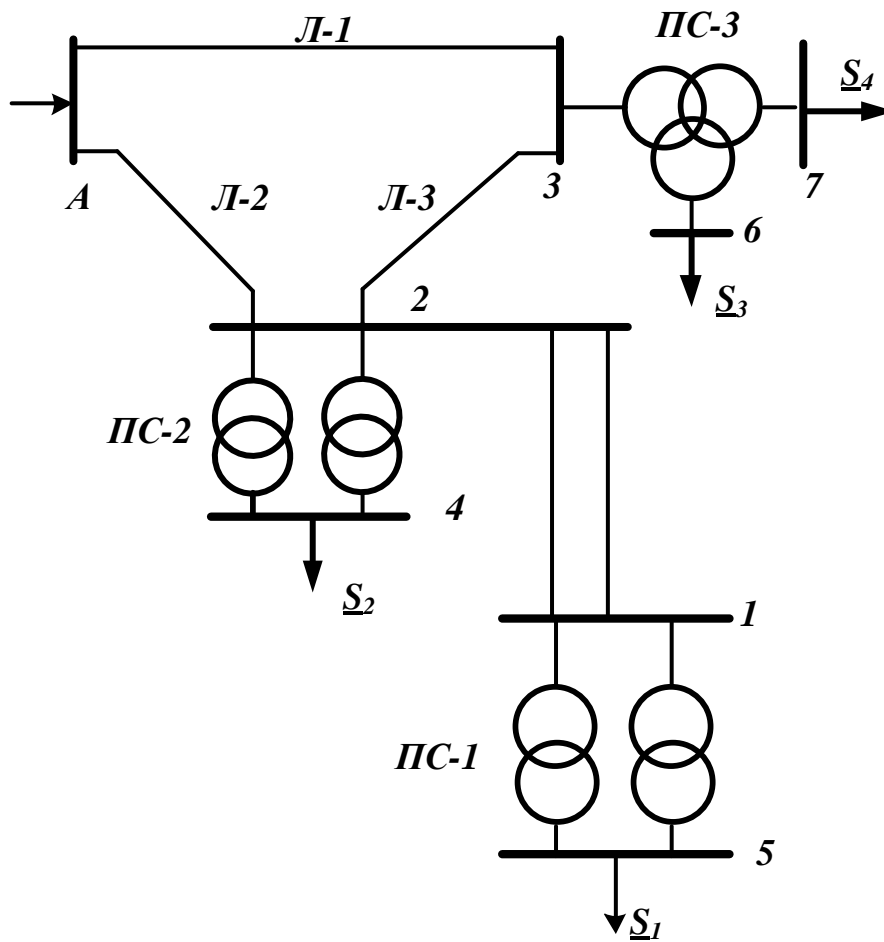


Рисунок 1.4 – Однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

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

БР.5.141.881 ПЗ ЕТ

Арк.

16

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

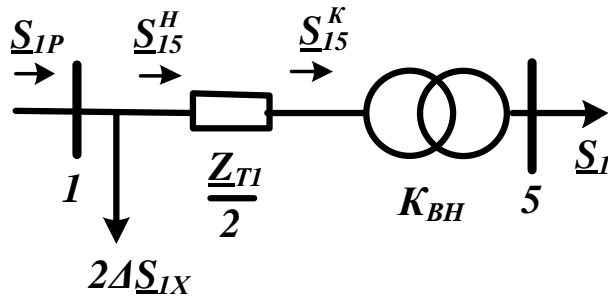


Рисунок 1.5 – Схема заміщення підстанції ПС-1

Визначаємо потужність \underline{S}_{15}^K :

$$\underline{S}_{15}^K = \underline{S}_1 = 100 + j80 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужності \underline{S}_{15}^H и \underline{S}_{1P} [1-3]:

$$\underline{S}_{15}^H = \underline{S}_{15}^K + \frac{(P_{15}^K)^2 + (Q_{15}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T1}}{2} = 100,32 + j90,76 \text{ МВА}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{1P} &= \underline{S}_{15}^H + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{IX} = 100,32 + j90,76 + 2 \cdot (115 \cdot 10^{-3} + j700 \cdot 10^{-3}) = \\ &= 100,55 + j92,16 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{21}^K = \underline{S}_{1P} - \frac{jQ_{21}}{2} = 100,6 + j88,7 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{21}^H = \underline{S}_{21}^K + \frac{(P_{21}^K)^2 + (Q_{21}^K)^2}{U_H^2} \cdot Z_{21} = 101,76 + j93,14 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}'_2 = \underline{S}_{21}^H - j \frac{Q_{21}}{2} = 101,76 + j89,68 \text{ МВА}$$

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

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 2 з урахуванням втрат в обмотці трансформатора при максимальному навантаженні. Изображаєм схему заміщення двохобмотувальні трансформатора і розраховуємо потужність у вузлі 2.

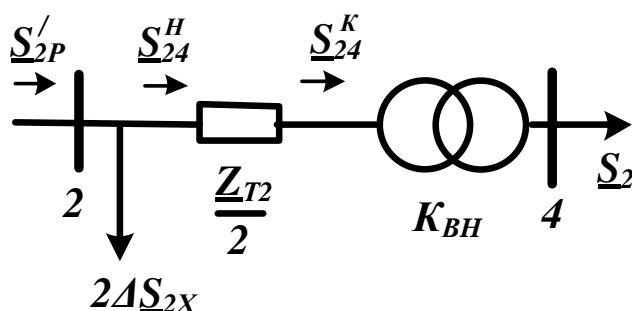


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС-2

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

$$\underline{S}_{24}^K = \underline{S}_2 = 20 + j40 \text{ МВА}$$

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

$$\begin{aligned} \underline{S}_{24}^H &= \underline{S}_{24}^K + \frac{(P_{24}^K)^2 + (Q_{24}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T2}}{2} = \\ &= 20 + j40 + \frac{20^2 + 40^2}{220^2} \cdot \frac{(5,6 + j158,7)}{2} = \\ &= 20,12 + j43,28 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}'_{2P} &= \underline{S}_{24}^H + 2 \cdot \Delta S_{2X} = \\ &= 20,12 + j43,28 + 2 \cdot (50 \cdot 10^{-3} + j360 \cdot 10^{-3}) = \\ &= 20,22 + j44 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 2:

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}'_{2P} + \underline{S}'_{21} = 121,97 + j133,68 \text{ МВА}$$

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

									Арк.
									18
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

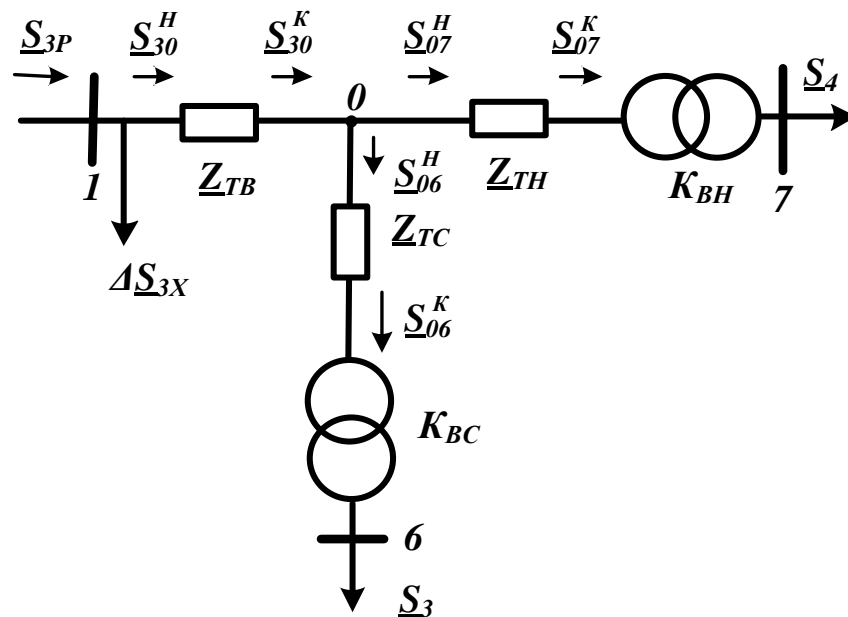


Рисунок 1.7 – Схема заміщення підстанції ПС-3

Визначаємо потужність \underline{S}_{07}^K :

$$\underline{S}_{07}^K = \underline{S}_4 = 10 + j10 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{07}^H :

$$\begin{aligned} \underline{S}_{07}^H &= \underline{S}_{07}^K + \frac{(P_{07}^K)^2 + (Q_{07}^K)^2}{U_H^2} \cdot Z_{TH} = \\ &= 10 + j10 + \frac{10^2 + 10^2}{220^2} \cdot (2,8 + j195,6) = \\ &= 10,013 + j10,8 \text{ МВА} \end{aligned}$$

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

$$\underline{S}_{06}^K = \underline{S}_3 = 20 + j10 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{06}^H = \underline{S}_{06}^K + \frac{(P_{06}^K)^2 + (Q_{06}^K)^2}{U_H^2} \cdot (Z_{TC}) =$$

						Арк.
						19
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.881 ПЗ ЕТ	

$$\begin{aligned}
&= 20 + j10 + \frac{20^2 + 10^2}{220^2} \cdot 1,4 = \\
&= 20,014 + j10 \text{ МВА}
\end{aligned}$$

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

$$\underline{S}_{30}^K = \underline{S}_{07}^H + \underline{S}_{06}^H = 20,014 + j10 + 10,012 + j10,8 = 30,11 + j20,81 \text{ МВА}$$

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

$$\begin{aligned}
\underline{S}_{30}^H &= \underline{S}_{30}^K + \frac{(P_{30}^K)^2 + (Q_{30}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{TB} = \\
&= 30,11 + j20,81 + \frac{30,11^2 + 20,81^2}{220^2} \cdot (1,4 + j104) = 30,06 + j23,68 \text{ МВА}
\end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned}
\underline{S}_{3P} &= \underline{S}_{30}^H + \Delta \underline{S}_X = \\
&= 30,06 + j23,68 + (45 + j315) \cdot 10^{-3} = 30,11 + j24 \text{ МВА}
\end{aligned}$$

					БР.5.141.881 ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

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

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

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot (l_{23} + l_{3B}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{3B}}{l_{23} + l_{3B} + l_{A2}} =$$

$$\underline{S}_{A2} = \frac{(122 + j134) \cdot 120 + (30,11 + j24) \cdot 80}{(80 + 30 + 40)} =$$

$$= 113,66 + j119,74 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{A2} - \underline{S}_{2P} = 113,64 + j119,74 - 120 - j120 = -8,33 - j13,94 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{B3} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot l_{A2} + \underline{S}_{3P} \cdot (l_{23} + l_{A2})}{l_{23} + l_{3B} + l_{A2}},$$

$$\underline{S}_{B3} = \frac{(122 + j133,7) \cdot 30 + (30 + j20) \cdot (40 + 30)}{(80 + 40 + 30)} = 38,45 + j37,93 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності.

$$\underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{A2} + \underline{S}_{B3}'$$

$$15,83 + j157,67 = 15,83 + j157,67$$

Баланс потужності зійшовся.

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

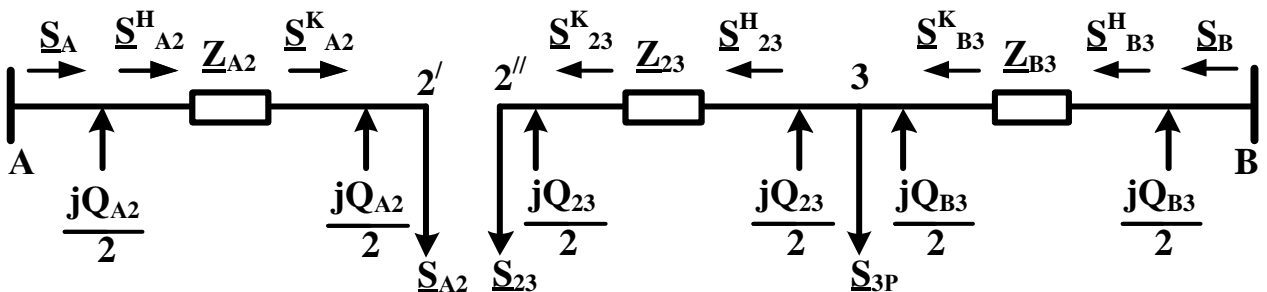


Рисунок 1.8 – Розімкнена мережа

					БР.5.141.881 ПЗ ЕТ	Арк. 21
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначимо поточкорозподіл в двох схемах заміщення, наведених на рисунку 1.8.

Знайдемо потужність джерела \underline{S}_A :

$$\underline{S}_{A2}^K = \underline{S}_{A2} - \frac{jQ_{A2}}{2} = 113,64 + j117,86 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{A2}^H = \underline{S}_{A2}^K + \frac{(P_{A2}^K)^2 + (Q_{A2}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A2} = 115,6 + j125,1 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A2}^H - \frac{jQ_{A2}}{2} = 115,6 + j123,2 \text{ МВА}$$

Знайдемо потужність джерела \underline{S}_B :

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23} - \frac{jQ_{23}}{2} = 8,34 + j11,42 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{23} = 8,36 + j11,5 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{B3}^K = \underline{S}_{B3}^H - \frac{jQ_{B3}}{2} - \frac{jQ_{23}}{2} + \underline{S}_{3P} = 38,47 + j28 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{B3}^H = \underline{S}_{B3}^K + \frac{(P_{B3}^K)^2 + (Q_{B3}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{B3} = 38,91 + j28,24 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_B = \underline{S}_{B3}^H - \frac{jQ_{B3}}{2} = 38,91 + j23,21 \text{ МВА}$$

$$\underline{S} = \underline{S}_A + \underline{S}_B = 115,6 + j123,2 + 38,91 + j23,21 = 154,5 + j146,4 \text{ МВА}$$

									Арк.
									22
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

1.6 Визначення напруг в вузлах навантаження

Приймаємо напругу джерела живлення на десять відсотків більшою номінальною напругою мережі $U = 242 \text{ В}$.

Визначимо напругу вузла 2':

$$U_{2'} = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A2}^H \cdot R_{A2} + Q_{A2}^H \cdot X_{A2}}{U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{A2}^H \cdot X_{A2} - Q_{A2}^H \cdot R_{A2}}{U_A} \right)^2} = 233,6 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 3:

$$U_3 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{B3}^H \cdot R_{B3} + Q_{B3}^H \cdot X_{B3}}{U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{B3}^H \cdot X_{B3} - Q_{B3}^H \cdot R_{B3}}{U_A} \right)^2} = 236,46 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 2'':

$$U_{2''} = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{23}^H \cdot R_{23} + Q_{23}^H \cdot X_{23}}{U_3} \right)^2 + \left(\frac{P_{23}^H \cdot X_{23} - Q_{23}^H \cdot R_{23}}{U_3} \right)^2} = 235,46 \text{ кВ}$$

Приймаємо напругу вузла 2 рівною 234 кВ.

Визначимо напругу вузла 1:

$$U_1 = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{21}^H \cdot \frac{R_{21}}{2} + Q_{21}^H \cdot \frac{X_{21}}{2}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{21}^H \cdot \frac{X_{21}}{2} - Q_{21}^H \cdot \frac{R_{21}}{2}}{U_2} \right)^2} = 228,4 \text{ кВ}$$

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

ПС-1

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{15}^H \cdot \frac{R_{T1}}{2} + Q_{15}^H \cdot \frac{X_{T1}}{2}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{15}^H \cdot \frac{X_{T1}}{2} - Q_{15}^H \cdot \frac{R_{T1}}{2}}{U_1} \right)^2} = 215,8 \text{ кВ}$$

ПС-2

									Арк.
									23
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{24}^H \cdot R_{T2} + Q_{24}^H \cdot X_{T2}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{24}^H \cdot X_{T2} - Q_{24}^H \cdot R_{T2}}{U_2} \right)^2} = 219,7 \text{ кВ}$$

ПС-3

$$U_0 = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{30}^H \cdot R_{TB} + Q_{30}^H \cdot X_{TB}}{U_3} \right)^2 + \left(\frac{P_{30}^H \cdot X_{TB} - Q_{30}^H \cdot R_{TB}}{U_3} \right)^2} = 226,2 \text{ кВ}$$

$$U_6^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{06}^H \cdot R_{TC} + Q_{06}^H \cdot X_{TC}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{06}^H \cdot X_{TC} - Q_{06}^H \cdot R_{TC}}{U_0} \right)^2} = 226,1 \text{ кВ}$$

$$U_7^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{07}^H \cdot R_{TH} + Q_{07}^H \cdot X_{TH}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{07}^H \cdot X_{TH} - Q_{07}^H \cdot R_{TH}}{U_0} \right)^2} = 217 \text{ кВ}$$

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

ПС-1

$$U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = \frac{226,25}{\frac{230}{11}} = 10,32 \text{ кВ}$$

ПС-2

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_C}} = \frac{219,7}{\frac{230}{121}} = 10,5 \text{ кВ}$$

ПС-3

$$U_7 = \frac{U_7^B}{\frac{U_B}{U_H}} = \frac{217}{\frac{230}{38,5}} = 36,3 \text{ кВ} \quad U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_C}} = \frac{226}{\frac{230}{121}} = 119 \text{ кВ}$$

									Арк.
									24
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.881 ПЗ ЕТ				

2. Розрахунок електричної частини підстанції

Вихідні дані

Тип трансформатора	ТРДН – 40000/220
Потужність трансформатора	S=40 МВА
Напруга	U=220 кВ
Опір трансформатора	X=158,7 Ом
Довжина лінії	$L_{A2} = 30$ км
Довжина лінії	$L_{23} = 40$ км
Опір лінії	$X_{A2} = 13,05$ Ом
Опір лінії	$X_{23} = 17,4$ Ом
Потужність системи	$S_C = 130$ МВА

2.1 Вибір головної схеми електричних з'єднань підстанції

Головна схема електричних з'єднань повинна відповідати таким вимогам [8]:

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

При цьому слід застосовувати найпростіші схеми. Для тупикової схеми рекомендується застосовувати схему «два блоки з вимикачем в колах трансформатора з неавтоматичною перемичкою».

					БР.5.141.881 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунок електричної частини підстанції	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Супруненко С.В.				Н	25	79
Перев.		Волохін В.В.						
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв		Волохін В.В.				СумДУ ЕТдн-51п		

Так як РП, що розглядається, має мале число приєднань, то доцільно застосувати спрощену схему без збірних шин з короткими перемичками між приєднаннями.

2.2 Вибір трансформаторів власних потреб

Вибрати число і потужність трансформаторів власних потреб. Вибрати вимірювальні трансформатори струму і напруги [8, 9].

Приймачами власних потреб є оперативні кола, електродвигуни системи охолодження силових трансформаторів, освітлення і електроопалення приміщень, електропідігрів комутаційної апаратури і т.д.

Сумарна розрахункова потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнта попиту. Розрахунок потужності приймача власних потреб наведено в таблиці.

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						17,7

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

$$S_{ТВП} \geq S_{ВП},$$

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

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

Оскільки $S_{СН} = 17,7$ кВА, то 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:

$$S_{ТВП} = \frac{S_{ТНР} + S_{ВП}}{1,2} = \frac{20 + 17,7}{1,2} = 31,422 \text{ кВА.}$$

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

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору обладнання на стороні 220 кВ і 10 кВ. Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 2.1.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць [8 –10]. Потужність короткого замикання на шинах 220 кВ центру живлення складає $S_C=130$ МВА.

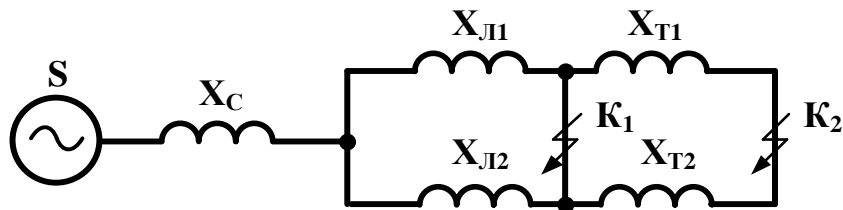


Рисунок 2.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює:

$$X_C = \frac{U_{\text{л}}^2}{S_C} = \frac{220^2}{100} = 372 \text{ Ом}$$

Опір працюючих:

– ліній $X_{\text{Л}} = (17,4 + 13,05) / 2 = 15,23$ Ом,

– трансформаторів $X_{\text{T}} = 158,7$ Ом.

Періодична складова СКЗ в точці K_1 :

$$I_{K1(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{A2})} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (372 + 13,05)} = 0,33 \text{ кА},$$

$$I_{K1(2)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{A2})} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (372 + 17,4)} = 0,326 \text{ кА},$$

$$I_{K1} = I_{K1(1)} + I_{K1(2)} = 0,33 + 0,326 = 0,656 \text{ кА}$$

Те ж в точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2(1)}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{A2} + X_T)} = \frac{220}{(372 + 13,05 + 158,7)} = 0,234 \text{ кА},$$

$$I_{K2(2)}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{23} + X_T)} = \frac{220}{(372 + 17,4 + 158,7)} = 0,232 \text{ кА},$$

$$I_{K2}^B = I_{K2(1)}^B + I_{K2(2)}^B = 0,466 \text{ кА}.$$

Реальний СКЗ в точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{220}{10} = 0,47 \cdot \frac{220}{10} = 10,24 \text{ кА}$$

Ударний струм:

- в точці K_1 :

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 0,356 = 1,49 \text{ кА},$$

- в точці K_2 :

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 10,24 = 23,25 \text{ кА}.$$

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

для точки K_1 : $I_{нт1} = I_{K1} = 0,656 \text{ кА}$;

для точки K_2 : $I_{нт2} = I_{K2} = 10,24 \text{ кА}$.

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача [13]:

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

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

K_2 – $T_a = 0,05$ 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.

										Арк.
										29
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.881 ПЗ ЕТ					

Для точки K_1 :

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} \cdot 0,656 = 0,083 \text{ кА}$$

Для точки K_2 :

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} \cdot 10,24 = 1,95 \text{ кА}$$

Інтеграл Джоуля:

для сторони ВН (точка K_1):

$$W_R = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 0,656^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 0,0366 \text{ кА}^2\text{с}$$

для сторони НН (точка K_2):

$$W_R = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 10,24^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 15,74 \text{ кА}^2\text{с}$$

Результати розрахунку зведені в табл. 2.2

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку

Струми короткого замикання	СКЗ в поч. момент часу кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ в момент витрати контактів ви-микача, кА	Аперіодич. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля W_k , кА ² с
Шини 220 кВ K_1	0,66	1,49	0,66	0,08	0,04
Шини 10 кВ K_2	1,49	23,25	10,24	1,95	15,74

2.4 Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин

Високовольтні електричні апарати вибираються за умовою тривалого режиму роботи і перевіряються за умовами коротких замикань [8, 9, 10]. При цьому для апаратів виконується:

1) вибір:

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

2) перевірка на:

- електродинамічну стійкість;
- термічну стійкість;

Вибору підлягають:

1) вимикачі:

- на боці високої напруги;
- вступні на боці 10 кВ;
- секційні на боці 10 кВ;
- ліній, що відходять 10 кВ;

2) роз'єднувачі високої напруги;

3) трансформатори струму і напруги 220 і 10 кВ;

4) ошиновка розподільних пристроїв 220 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.

Максимальний струм на зовнішній стороні:

$$I_{220.макс} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 220} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 147,14 \text{ А}.$$

Струм в колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

$$I_{10}^{відк} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 1,62 \text{ кА}.$$

Струм в колі секційного вимикача:

$$I_{10}^{c.s} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{0,7 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,62 \text{ кА}.$$

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

$$I_{10}^{відх} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 173,41 \text{ А}.$$

на стороні вищої напруги рекомендується установка елегазових вимикачів типу S1-145-F3/4031.

Вибір вимикачів наведено в таблиці 2.3. Каталогні параметри вимикача взяті з [5].

Подальший вибір вимикачів і роз'єднувачів наведено в таблицях.

Таблиця 2.3 - Вибір вимикача на стороні 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	147 А	2000 А
$I_{по} \leq I_{прСКВ}$	0,66 кА	40 кА
$i_{уд1} \leq I_{СКВ}$	1,49 кА	102 кА
$I_{нт} \leq I_{викл.Ном}$	0,656 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0,95 кА	16 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,04 кА ² с	112 кА ² с

Обраний вимикач повинен повністю задовольняти умовам вибору.

Вибираємо **ВВБМ– 220Б – 31,5/2000У1** [9]:

$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$, $I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$, $I_{НОМ.відкл.} = 31,5 \text{ кА}$,

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

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

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

$$I_T^2 \cdot t_y = 402 \cdot 0,07 = 112 \text{ кА}^2\text{с}.$$

На стороні низької напруги рекомендується обирати вакуумні вимикачі.
 t – розрахунковий час розбіжності контактів після початку КЗ.

Для вимикачів на вищій стороні $t = 0,06 \text{ с}$, на нижчій стороні $t = 0,1 \text{ с}$.

ПВБ - повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами. Вимикачі мають двофазні дугогасильні пристрої одностороннього дугтя. Камери (резервуари) постійно заповнені стисненим повітрям і знаходяться під високим потенціалом. Напруга підводиться до камер через епоксидні вводи, захищені зовні порцеляновими покриттями.

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$	1,62 кА	2000 А
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{прСКВ}}$	1,95 кА	40 кА
$i_{\text{уд2}} \leq I_{\text{СКВ}}$	23,25 кА	54,6 кА
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{викл.ном}}$	10,24 кА	40 кА
$I_{\text{ат}} \leq I_{\text{а ном}}$	1,95 кА	11,28 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	15,54 кА ² с	17,92 кА ² с

Вибираємо **ВМПЭ-10-3150-31,5**

$$t_{\text{відк}} = 0,07 \text{ сек, } \beta_H = 20 \text{ \%}.$$

$$I_{\text{а ном.}} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{\text{ном.відк.}} / 100 = 1,41 \cdot 20 \cdot 40 / 100 = 11,28 \text{ кА},$$

$$I_T^2 \cdot t_y = 162 \cdot 0,07 = 17,92 \text{ кА}^2\text{с}.$$

ПВП — повітряний вимикач посилений за швидкістю відновлювальної напруги. Половина розривів вимикачів типу ВВУ-10 шунтована низькоомними резисторами. При відключенні обидва головних розриви камери цього вимикача розмикаються одночасно. Після згасання дуги на розриві, шунтованому резистором, інший розрив відключає супроводжуючий струм, обмежений цим резистором.

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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1,62 кА	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{пр.СКВ}$	1,95 кА	120 кА
$i_{уд2} \leq I_{СКВ}$	23,25 кА	45 кА
$I_{нт} \leq I_{викл.ном}$	10,24 кА	45/20 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	1,95 кА	
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	15,74 кА ² с	303,75 кА ² с

Обрано вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5.

У таблиці 2.6 наведено вибір роз'єднувачів на стороні 220 кВ. Роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами заземлюючих ножів.

Таблиця 2.6 - Вибір роз'єднувачів 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	147,136 А	1000 А
$i_{уд} \leq I_{пр.СКВ}$	1,49 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,04 кА ² с	2977/992 кА ² с

Рекомендується прийняти до установки на стороні 220 кВ роз'єднувачі типу РНД(3)-220/1000 УХЛ1 і РНД 32-220/1000 УХЛ1.

$U_{НОМ} = 220$ кВ, $I_{НОМ} = 1000$ А, $I_{СКВ.Пр.} = 80$ кА,

$I_{Тг} = 31,5$ кА, $t_{ТЕРг} = 3$ сек. $I_{Тз} = 31,5$ кА, $t_{ТЕРз} = 1$ сек.

$I^2_T \cdot t_y = 31,2 \cdot 3 = 2977$ кА²с. $I^2_T \cdot t_y = 31,2 \cdot 1 = 992$ кА²с.

					БР.5.141.881 ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

2.5 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для підключення приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. У цьому проекті релейний захист детально не розробляється, тому перевірку трансформаторів по вторинному навантаженні виконуємо з урахуванням підключення тільки вимірювальних приладів.

У колі силового трансформатора з боку нижчої напруги амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії; на шинах 220 кВ - вольтметр з перемикачем для вимірювання трьох міжфазних напруг; на секційному вимикачі 10 кВ – амперметр; на лініях, що відходять 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергії.

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 тр-ра з боку НН			6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секційн. вимикача 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
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	147,136 А	50-600 А
$i_{y\delta} \leq I_{пр.СКВ}$	0,92 кА	62-124 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,01 кА ² с	162,5 кА ² с
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму ТФЗМ – 220 – У1

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:

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

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

$Z_{прил}$ – опір приладів, Ом;

Z_K – опір контактів, Ом.

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

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

Перетин жил при довжині кабелю $l = 160$ м

$$Z_{пр} = \rho \cdot \frac{l}{F},$$

де ρ – питомий опір алюмінію, (0,0283 Ом·мм/м),

F – перетин жил, мм²,

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

Загальний опір кола струму:

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

що менше ніж 4 Ом, допустимих при роботі трансформатора в класі точності 1.

Трансформатор струму ТФЗМ-220-У1 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
$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$	1,62 кА	2000 кА
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{пр.СКВ}}$	23,25 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	15,74 кА	74,42 кА
$Z_H \leq Z_{\text{н.ном}}$	1,25 Ом	4 Ом

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

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
$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$	1,62 кА	5-200 кА
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{пр.СКВ}}$	23,25 кА	250 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	15,74 кА ² С	74,42 кА ² С
$Z_H \leq Z_{\text{н.ном}}$	1,25 Ом	4 Ом

Приймається до установки трансформатор струму ТШЛ-10-0,5/10Р

В якості трансформаторів напруги вибираємо на стороні 220 кВ трансформатори ТФЗМ –220 – У1, на стороні 10 кВ - ТПЛ-10-У3. Їх характеристики наведені в таблиці 2.11

Таблиця 2.11 – Характеристики вибраних трансформаторів напруги

Тип	Номинальна напруга обмотки			Номинальна потужність, В · А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	первинної, кВ	основної вторинної, В	додавкової, В	0,2	0,5	1	3	
ТПЛ-10-У3	$\frac{6}{\sqrt{3}}$	$\frac{100}{\sqrt{3}}$	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
ТФЗМ –220 – У1	$\frac{220}{\sqrt{3}}$	$\frac{220}{\sqrt{3}}$	100:3	—	400	600	1200	2000

2.6 Вибір ошиновки розподільних пристроїв

Ошиновку в розподільчих пристроях (РП) 220 кВ виконують, як правило, сталевалюмінієвими проводами марки АС. При цьому переріз шин має бути не менше **120 мм²** (за умовами коронування). Вибір перерізу здійснюється за довго допустимим струмом. Мінімальний переріз, виходячи з умови термічної стійкості, визначається за формулою:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{0,04}}{91 \cdot 10^{-3}} = 2,13 \text{ мм}^2$$

де $C = 91 \cdot 10^{-3}$ кАс/мм².

Переріз **2,13 мм²** підходить по термічній стійкості, з цього і для ошиновки ПС приймаємо АС –240/32 [1].

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

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

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

γ – момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинальної сили, см⁴;

q – поперечний переріз шини, см²

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

де b – товщина шини, см,

h – ширина шини, см.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

$$\gamma = \frac{b \cdot h^2}{12} = \frac{0,0026 \cdot 0,026^2}{12} = 1,464 \times 10^{-7} \text{ м}^4$$

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\gamma} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{1,464 \cdot 10^{-7}}{6,76 \cdot 10^{-5}}} = 3,6 \text{ Гц.}$$

Так як $f_0 < 30$ Гц резонансні явища в шині при КЗ виникати не будуть.

Умовою механічної міцності шин є:

$$\sigma_{розр} \leq \sigma_{доп},$$

де $\sigma_{розр}$ – розрахунковий механічний напружок в матеріалі шин, МПа;

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

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a},$$

де $W = b \cdot h^2 / 6$ – момент опору шини,

$a = 0,5$ м – відстань між фазами.

За допустимим опором вибираємо алюмінієву шину [26×26] мм, з двома смугами на фазу.

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{23,25^2 \cdot 1,5^2}{\left(\frac{0,026^2 \cdot 0,026}{6}\right) \cdot 0,5} = 37,36 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності $\sigma_{розр} \leq \sigma_{прп}$, дотримується, так як $37,36 \leq 75$.

Таким чином, обрані алюмінієві шини перерізу [26×26] мм, перевірені на можливість виникнення резонансних явищ і на динамічну стійкість. Вони задовольняють необхідні вимоги.

2.7 Компонування розподільних пристроїв 220 кВ і конструкційна частина

Підстанції (ПС) 220 кВ споруджують, як правило, відкритими. Їх рекомендується проектувати переважно комплектними, заводського виготовлення.

Спорудження закритих ПС напругою 220 кВ допускається в наступних випадках: розташування ПС з трансформаторами 16 МВА і вище на службовій території міст, розташування ПС на території міст, коли це допускається містобудівними міркуваннями.

Розташування ПС з великими сніговими заметами, в зонах сильних промислових викидів і в прибережних зонах з сильно засоленою атмосферою.

На ПС 220 кВ зі спрощеними схемами на боці 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.

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

КРПЕ напругою 220 кВ і вище приймають при техніко-економічному обґрунтуванні при обмежених умовах, а також в районах із забрудненою атмосферою. Трансформатори 220 кВ слід встановлювати відкритими, а в районах із забрудненою атмосферою - з посиленою ізоляцією. В ЗРП 220 кВ і в закритих камерах трансформаторів необхідно передбачати стаціонарні вантажно-підйомні пристрої, або можливість застосування вантажопідіймальних машин (самохідних, пересувних) для механізації ремонту і технічного обслуговування.

									Арк.
									42
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.881 ПЗ ЕТ				

2.8 Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструкційна частина

РП 6-10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРПН або КРП, що встановлюються в закритих приміщеннях.

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

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

В ЗРП 6 і 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРП заводського виготовлення. Для їх ремонту і зберігання викочуваного візка в ЗРП слід передбачати спеціальне місце.

2.9 Заземлювальні пристрої підстанції

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

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

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

					БР.5.141.881 ПЗ ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

3 Розрахунок релейного захисту трансформатора

Розрахувати релейний захист трансформатора типу ТРДН-40000/220 на основі диференційного захисту реле ДЗС-21 [11-12]:

Дані для розрахунку захисту

ТРДН- 40000/220:

$$\begin{aligned}
 S_{\text{НОМ}} &= 40 \text{ МВА} & U_{\text{КЗ}} &= 12 \% & I_{\text{X}} &= 0,9 \% \\
 U_{\text{НОМ.В}} &= 230 \text{ кВ}; & \Delta P_{\text{К}} &= 170 \text{ кВт}; & R_{\text{T}} &= 5,6 \text{ Ом}; \\
 U_{\text{НОМ.Н}} &= 11 \text{ кВ}; & \Delta P_{\text{X}} &= 50 \text{ кВт}; & X_{\text{T}} &= 158,7 \text{ Ом} \\
 \Delta Q_{\text{X}} &= 360 \text{ кВАр}.
 \end{aligned}$$

3.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Вибираємо уставки диференційних і максимальних струмових захистів трансформатора типу ТРДН- 40000/220; напруга КЗ – $U_{\text{КЗ}} = 11,5 \% ; 12 \% ; 12,5 \%$ для положень РП, що відповідає мінімальній середній і максимальній напрузі.

Трансформатор має розщеплену нижню обмотку, тоді маємо:

$$X_{\text{вн}} = 0,125 \cdot X_{\text{т}} = 0,125 \cdot 158,7 = 19,83 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{ин}} = 1,75 \cdot X_{\text{т}} = 1,75 \cdot 158,7 = 277,73 \text{ Ом}.$$

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

$$U_{\text{мін.вн}} = 230 \cdot (1 - 0,12) = 202,4 \text{ кВ},$$

Для трансформаторів 220 кВ можна прийняти:

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

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

$$X_{\text{вн.мін}} = 19,83 \cdot (1 - 0,12)^2 = 15,36 \text{ Ом},$$

5

					БР.5.141.881.ПЗ.ЕТ		
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Супруненко С.В.			Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Волохін В.В.			Н	45	79
Нач.бюро					СумДУ ЕТдн-51п		
Н. контр.							
Затв		Волохін В.В.			Розрахунок релейного захисту трансформатора		

$$X_{вн.макс} = 19,83 \cdot (1 + 0,12)^2 = 24,87 \text{ Ом},$$

$$X_{нн.мін} = 277,73 \cdot (1 - 0,12)^2 = 215 \text{ Ом},$$

$$X_{нн.макс} = 277,73 \cdot (1 + 0,12)^2 = 348,4 \text{ Ом}$$

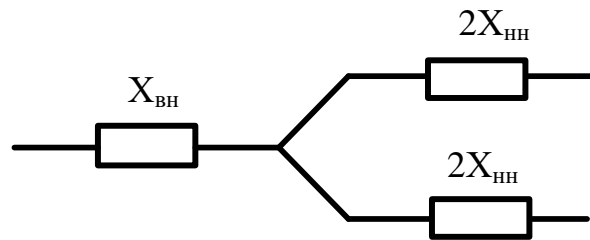


Рисунок 3.1 – Схема заміщення трансформатора

Розрахуємо струми при трифазному КЗ за трансформатором [13].

Максимальне значення струмів КЗ:

$$I_{к.макс.вн} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{вн.мін} + X_{нн.мін})} = \frac{220000}{\sqrt{3} \cdot (372 + 15,36 + 215)} = 211 \text{ А}.$$

Максимальне значення напруги в мережі:

$$U_{макс.вн} = 1,1 \cdot U_{ном} = 1,1 \cdot 220 = 242 \text{ кВ}.$$

$$I_{к.макс.нн} = I_{к.макс.вн} \cdot \frac{U_{макс}}{U_{нн}} = 211 \cdot \frac{242}{11} = 4,64 \text{ кА}.$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

$$I_{к.мін.вн} = \frac{U_{макс}}{2 \cdot (X_{с.мін} + X_{вн.макс} + X_{нн.макс})} = \frac{242000}{2 \cdot (374 + 24,87 + 348,38)} = 162,29 \text{ А}$$

$$I_{к.мін.нн} = I_{к.мін.вн} \cdot \frac{U_{макс}}{U_{нн}} = 162,24 \cdot \frac{242}{11} = 3,57 \text{ кА}$$

3.2. Розрахунок диференційного струмового захисту

3.2.1 Визначаємо первинний струм для всіх сторін трансформатора:

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

для 220 кВ:

$$I_{ном} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 100,5 \text{ А}$$

для 10 кВ:

$$I_{ном} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2,1 \text{ кА.}$$

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

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

Для 220 кВ: $K_I = 300/5$

$$I_{ном.в} = \frac{100,53 \cdot \sqrt{3}}{\frac{300}{5}} = 2,9 \text{ А}$$

Для 10 кВ: $K_I = 4000/5$

$$I_{ном.в} = \frac{2101,94 \cdot \sqrt{3}}{\frac{4000}{5}} = 4,55 \text{ А}$$

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

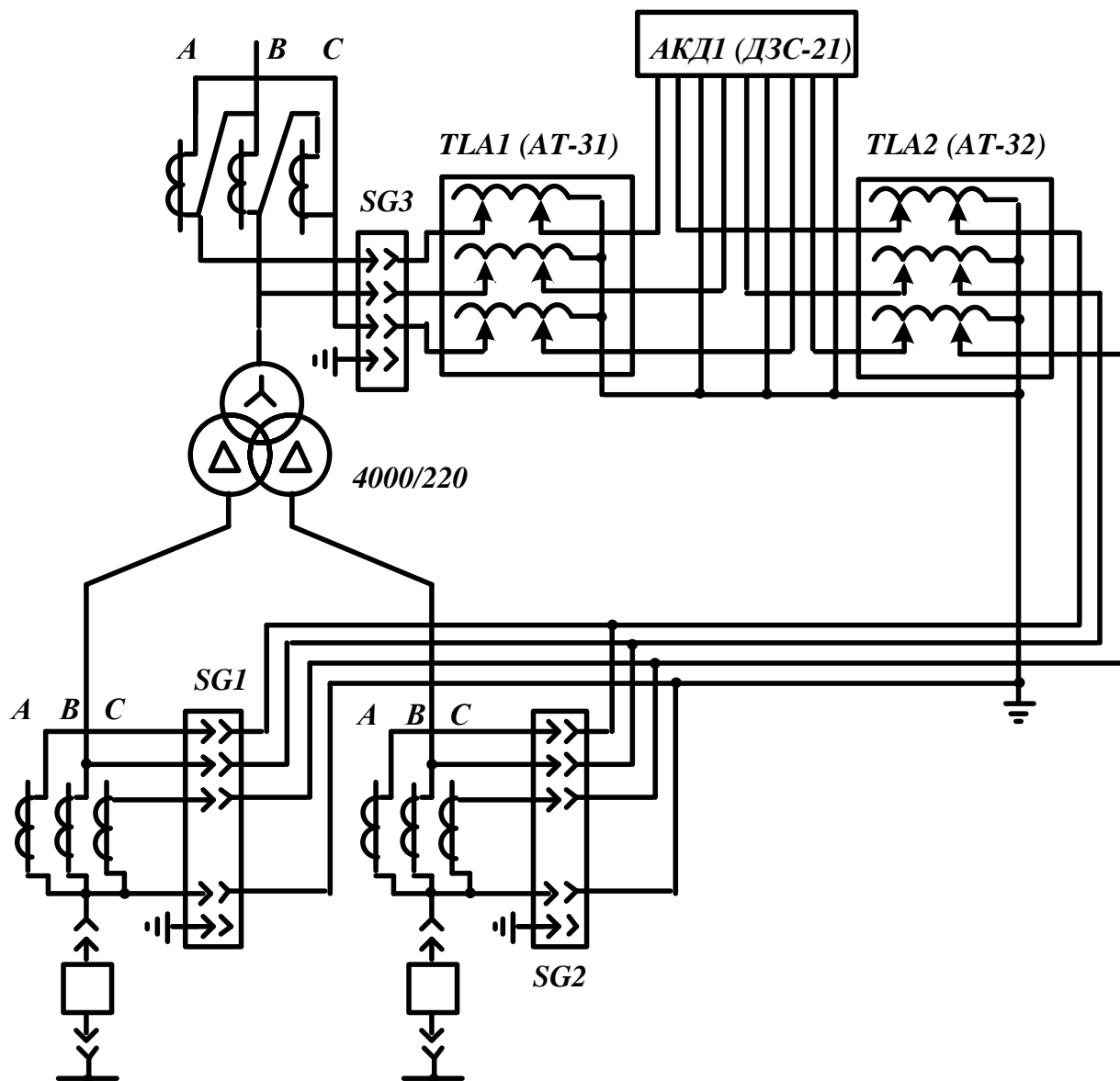


Рисунок 3.2 – Принципова схема включення реле ДЗС-21

Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.881.ПЗ.ЕТ

Арк.

48

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

3.2.2 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) $I_{\text{відн.ном.осн}}$:

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

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

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

3.2.4 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.

3.2.5 Вибираємо установку «початкового гальмування» $I_{\text{гал.поч}}$.

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

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

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

3.2.7 Знаходимо первинний гальмовий струм:

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

$$= 1,2 \cdot 100,53 \cdot \left(1 \cdot \frac{5}{4,86} \right) = 124,1 \text{ A}$$

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

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

$$= (1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,12 \cdot 1 + \frac{4,16 - 4,25}{4,16}) \cdot 124,11 = 74,26 \text{ A}$$

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.

3.2.9 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

$$I_{с.з.мін} = 1,5 \cdot 74,26 = 186,16 \text{ A}$$

Налаштування від струму небалансу перехідного режиму зовнішнього КЗ:

$$I_{с.з.мін} = 0,3 \cdot I_{ном} = 0,3 \cdot 100,53 = 30,16 \text{ A}$$

За розрахункове приймається найбільше з отриманих розрахункових значень $I_{с.з.мін} = 30,16 \text{ A}$.

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

$$I_{с.р.мін} = \frac{I_{с.з.мін} \cdot \frac{U_{вн.ном}}{U_{ном.П}} \cdot k_{сх}}{K_I \cdot I_{від.ном}} = \frac{30,16 \cdot \frac{230}{11} \cdot \sqrt{3}}{\frac{4000}{5} \cdot 4,25} = 0,32 \text{ А}$$

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

$$I_{к.мах} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_S + X_T)} = \frac{220000}{\sqrt{3} \cdot (374 + 158,7)} = 239,5 \text{ А}$$

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

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

$$= (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 \cdot 1 + \frac{4,16 - 4,25}{4,16}) \cdot 239,48 = 143,3 \text{ А.}$$

3.2.12 Визначаємо коефіцієнт гальмування захисту:

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

$$= \frac{1,5 \cdot \frac{143}{100,53} \cdot \frac{4,57}{4,6} - 0,5}{0,5 \cdot 100,53 \cdot \left(\frac{4,57}{5} + \frac{4,86}{5} \right) - 0,6} = 0,58 \approx 0,6$$

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

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

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

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

$$= (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{4,6 - 4,29}{4,6}) \cdot 239 = 116,72 \text{ A}$$

$$I_{с.від.розр} = k_{від} \cdot I_{нб.розр} = 1,5 \cdot 116,72 = 175 \text{ A}$$

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

$$I_{с.відс} = 6 \cdot 3,63 \cdot \frac{300}{5 \cdot \sqrt{3}} = 755 \text{ A}$$

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

$$k_u^{(m)} = \frac{I_{к.мин.вн}^{(m)} \cdot K_{сх.п}^{(m)}}{I_{с.з.мін} \cdot K_{сх.п}^{(3)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 162,3}{30,16 \cdot \sqrt{3}} = 5,38$$

$$k_u^{(m)} = \frac{I_{к.мин.нн}^{(m)} \cdot K_{сх.п}^{(m)}}{I_{с.з.мін} \cdot K_{сх.п}^{(3)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3570,42}{30,16 \cdot \sqrt{3}} = 118$$

4 Визначення втрат електроенергії в елементах електричної мережі

4.1 Втрати активної та реактивної електроенергії

Втрати активної ΔW^P чи реактивної електроенергії ΔW^Q в електричних мережах за розрахунковий період визначаються окремо для кожного елемента електричної мережі (лінії електропередачі, реактора, трансформатора чи автотрансформатора тощо) за перетоками активної чи реактивної електроенергії в точках обліку, розташованих на приєднанні елемента мережі у відповідності до узагальнених формул (4.1), (4.2) [18-19]:

$$\Delta W^P = a \cdot I^2 \cdot R \cdot k_{\phi}^2 \cdot T^P + P_{y.n} \cdot T_n, \quad (4.1)$$

$$\Delta W^Q = a \cdot I^2 \cdot X \cdot k_{\phi}^2 \cdot T^P + Q_{y.n} \cdot T_n, \quad (4.2)$$

де a – коефіцієнт, що залежить від виду мережі (трифазна, однофазна);

I – середнє діюче значення сили струму в елементі мережі;

k_{ϕ}^2 – коефіцієнт форми графіка навантаження елемента мережі;

Коефіцієнти форми графіка навантаження k_{ϕ}^2 приймають за таблицями 4.1 - 4.3 або обраховують згідно з [18-19].

У разі відсутності інформації щодо форми графіка, за згодою сторін приймають $k_{\phi}^2 = 1,15$. У випадку, якщо розрахунковий період починається не з 1 числа місяця, значення коефіцієнта форми графіка приймається відповідно до сезону, на який припадає більша частина розрахункового періоду.

R – активний опір елемента мережі;

X – реактивний опір елемента мережі;

$P_{y.n}$ – умовно-постійні втрати активної енергії в елементі мережі, що залежать від напруги і не залежать від сили струму;

					БР.5.141.881 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Супруненко С.В.			Визначення втрат електроенергії в елементах електричної мережі	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Волохін В.В.				Н	54	79
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-51п		
Н. контр.								
Затв.		Волохін В.В.						

$Q_{y.n}$ – умовно-постійні втрати реактивної енергії в елементі мережі, що залежать від напруги і не залежать від сили струму;

$T_p = 24 \times N_d$ – кількість годин роботи елемента мережі під навантаженням протягом розрахункового періоду;

N_d – кількість діб роботи елемента мережі у розрахунковому періоді;

$T_n = T_{rp} - T_b$ – число годин знаходження елемента мережі під напругою протягом розрахункового періоду;

T_{rp} – тривалість розрахункового періоду, години;

T_b – час, протягом якого елемент мережі було вимкнено, години.

Таблиця 4.1 – Коефіцієнти форми графіка навантаження на шинах підстанцій 10 (6)/0,38 кВ у разі відсутності автоматизованих засобів компенсації реактивної потужності в мережах споживача [19].

Характеристика споживача	Значення коефіцієнта форми графіка k^2_ϕ				
	сезонне				середньорічне
	зима	весна	літо	осінь	
1	2	3	4	5	6
Сільські житлові будинки	1,17	1,13	1,14	1,15	1,15
Міські житлові будинки	1,13	1,11	1,13	1,12	1,12
Житлові будинки, обладнані стаціонарними електроплитами для приготування їжі	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Житлові будинки з електроопаленням в акумулюючій режимі, в тому числі обладнані стаціонарними електроплитами для приготування їжі	2,38	1,79	1,15	2,0	1,83

Продовження таблиці 4.1

1	2	3	4	5	6
Житлові будинки з електроопаленням в вільному режимі, в тому числі обладнані стаціонарними електроплитами для приготування їжі	1,03	1,05	1,15	1,04	1,07
Сільські комунально-побутові споживачі	1,15	1,15	1,16	1,16	1,16
Міські комунально-побутові споживачі	1,09	1,08	1,09	1,09	1,09
Комунально-побутові споживачі з частково змішаним навантаженням	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
Виробничі споживачі з частково змішаним навантаженням	1,08	1,09	1,08	1,08	1,08
Сільські виробничі споживачі	1,12	1,13	1,11	1,12	1,12
Птахофабрики	1,05	1,06	1,05	1,06	1,06
Зрошення землі	1,60	1,18	1,10	1,35	1,31
Сезонні літньо-осінні споживачі	-	-	1,12	1,12	1,12
Тепличні комбінати з обігріванням від вогневих котельних	1,03	1,02	1,10	1,02	1,04
Однозмінні промислові підприємства	1,48	1,46	1,48	1,49	1,48
Двозмінні промислові підприємства	1,27	1,25	1,26	1,27	1,26
Тризмінні промислові підприємства	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Акумуляційні електрокотельні	3,07	3,12	3,12	3,12	3,11

									Арк.
									56
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

БР.5.141.881 ПЗ ЕТ

Таблиця 4.2 – Коефіцієнти форми графіка навантаження на шинах підстанцій 10(6)/0,38 кВ за наявності автоматизованих засобів компенсації реактивної потужності в мережах споживача [19].

Характеристика споживача	Значення коефіцієнта форми графіка k^2_{ϕ}				
	сезонне				середньорічне
	зима	весна	літо	осінь	
1	2	3	4	5	6
Сільські житлові будинки	1,24	1,20	1,24	1,23	1,23
Міські житлові будинки	1,18	1,15	1,20	1,17	1,18
Житлові будинки, обладнані стаціонарними електроплитами для приготування їжі	1,22	1,24	1,28	1,24	1,25
Житлові будинки з електроопаленням в акумуляційному режимі, в тому числі обладнані стаціонарними електроплитами для приготування їжі	2,40	1,80	1,25	2,01	1,87
Житлові будинки з електроопаленням в вільному режимі, в тому числі обладнані стаціонарними електроплитами для приготування їжі	1,03	1,06	1,25	1,04	1,10
Сільські комунально-побутові споживачі	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Міські комунально-побутові споживачі	1,12	1,10	1,12	1,11	1,11
Комунально-побутові споживачі з частково змішаним навантаженням	1,07	1,06	1,07	1,06	1,07

Продовження таблиці 4.2

1	2	3	4	5	6
Виробничі споживачі з частково змішаним навантаженням	1,06	1,07	1,07	1,07	1,07
Сільські виробничі споживачі	1,07	1,10	1,10	1,09	1,09
Птахофабрики	1,02	1,03	1,04	1,02	1,03
Зрошення землі	1,60	1,18	1,10	1,35	1,31
Сезонні літньо-осінні споживачі	-	-	1,12	1,12	1,12
Тепличні комбінати з обігріванням від вогневих котельних	1,03	1,02	1,10	1,03	1,05
Однозмінні промислові підприємства	1,44	1,43	1,46	1,44	1,44
Двозмінні промислові підприємства	1,24	1,23	1,26	1,24	1,24
Тризмінні промислові підприємства	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Акумуляційні електрокотельні	3,07	3,12	3,12	3,12	3,11

Таблиця 4.3 – Коефіцієнти форми графіка навантаження на шинах підстанцій 110 (150)-35/10 кВ [19].

Характеристика споживача	Значення коефіцієнта форми графіка k^2_{ϕ}				
	сезонне				середньорічне
	зима	весна	літо	осінь	
1	2	3	4	5	6
Сільськогосподарські споживачі	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07

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

Продовження таблиці 4.3

1	2	3	4	5	6
Промислові споживачі	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06
Комунально-побутові споживачі з частково змішаним навантаженням	1,07	1,06	1,07	1,06	1,07
Виробничі споживачі з частково змішаним навантаженням	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07
Тваринницькі комплекси та птахофабрики	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04
Парники і теплиці з електрообігрівом	1,04	1,02	1,07	1,07	1,05
Зрошення	1,09	1,07	1,05	1,08	1,07

Квадрат середнього діючого значення сили струму в елементі електричної мережі протягом розрахункового періоду в A^2 обчислюють за формулою (4.3):

$$I^2 = \frac{(W^P)^2 + (W^Q)^2}{b \cdot T_p^2 \cdot U_n^2} \quad (4.3)$$

де W^P , W^Q – перетікання відповідно активної і реактивної енергії через елемент мережі за розрахунковий період, кВт·год. (кВАр·год.);

b – коефіцієнт, що дорівнює 3 для трифазної мережі і 1 для однофазної мережі;

U_n – номінальна вища напруга трансформатора (автотрансформатора) згідно з [7] або номінальна напруга ПЛ (КЛ) або іншого елемента мережі згідно з [12], [13], кВ.

Вимірювання кількості активної енергії W^P_y кВт·год. або кількості реактивної енергії W^Q_y кВАр·год. за допомогою лічильника виконують згідно [19].

									Арк.
									59
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

4.2 Рівень інформаційного забезпечення А

Нівень інформаційного забезпечення визначення втрат А (рівень А) - визначення втрат електричної енергії за умов, коли вимірювання обсягів електричної енергії здійснюється з використанням лічильників інтегрального типу [19].

4.2.1 Втрати електроенергії в трансформаторах і автотрансформаторах

4.2.1.1 Втрати активної енергії у двообмоткових трансформаторах у кВт·год. розраховують за формулою (4.4):

$$\begin{aligned}\Delta W^Q_T &= 3 \cdot I^2 \cdot R_T \cdot k^2_{\phi} \cdot 10^{-3} \cdot T_p + P_{x,x} \cdot T_n = \\ &= 3 \cdot I^2 \cdot R_T \cdot k^2_{\phi} \cdot 10^{-3} \cdot T_p + g_T \cdot U_n^2 \cdot T_n \cdot 10^{-3},\end{aligned}\tag{4.4}$$

де I – середнє протягом розрахункового періоду діюче значення сили струму трансформатора, квадрат якого обчислюється за формулою (4.3), А;

k^2_{ϕ} – коефіцієнт форми графіка навантаження трансформатора;

R_T – активний опір трансформатора, Ом;

$P_{x,x}$ – втрати холостого ходу трансформатора, кВт;

g_T – активна провідність трансформатора, мкСм;

T_p – час роботи трансформатора під навантаженням протягом розрахункового періоду, години;

T_n – час нахождення трансформатора під напругою протягом розрахункового періоду, години;

U_n – вища номінальна напруга трансформатора, кВ.

Втрати активної енергії в струмоведучих частинах двообмоткових трансформаторів з розщепленою обмоткою низької напруги визначають враховуючи втрати від відповідних струмів в кожній із обмоток окремо з використанням значень опорів обмоток, визначених за формулами, наведеними у [17]. У разі застосування трансформатора із сполученими паралельно вітками розщепленої обмотки втрати у трансформаторі визначають з використанням параметра R_T .

						Арк.
						60
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.2.1.2 Втрати реактивної енергії у двообмоткових трансформаторах у кВАр·год. розраховують за формулою (4.5):

$$\begin{aligned} \Delta W^Q_T &= 3 \cdot I^2 \cdot X_T \cdot k_{\phi}^2 \cdot 10^{-3} \cdot T_p + Q_{x.x} \cdot T_n = \\ &= 3 \cdot I^2 \cdot X_T \cdot k_{\phi}^2 \cdot 10^{-3} \cdot T_p + b_T \cdot U_n^2 \cdot T_n \cdot 10^{-3}, \end{aligned} \quad (4.5)$$

де X_T – реактивний опір трансформатора, Ом;

$Q_{x.x}$ – реактивна потужність втрат холостого ходу трансформатора, кВАр;

b_T – реактивна провідність трансформатора, мкСм.

Втрати реактивної енергії в струмоведучих частинах двообмоткових трансформаторів з розщепленою обмоткою низької напруги визначають враховуючи втрати від відповідних струмів в кожній із обмоток окремо з використанням значень реактивних опорів обмоток, визначених за формулами, наведеними у [17]. У разі застосування трансформатора із сполученими паралельно вітками розщепленої обмотки втрати у трансформаторі визначають з використанням параметра X_T .

4.2.1.3 Втрати активної енергії у триобмоткових трансформаторах і автотрансформаторах у кВт·год. розраховують за формулою (4.6):

$$\begin{aligned} \Delta W^P_T &= 3 \cdot (I_{вн}^2 \cdot R_{вн} \cdot k_{\phi.в}^2 + I_{сн}^2 \cdot R_{сн} \cdot k_{\phi.с}^2 + I_{нн}^2 \cdot R_{нн} \cdot k_{\phi.н}^2) \cdot 10^{-3} \cdot T_p + P_{x.x} \cdot T_n = \\ &= 3 \cdot (I_{вн}^2 \cdot R_{вн} \cdot k_{\phi.в}^2 + I_{сн}^2 \cdot R_{сн} \cdot k_{\phi.с}^2 + I_{нн}^2 \cdot R_{нн} \cdot k_{\phi.н}^2) \cdot 10^{-3} \cdot T_p + g_T \cdot U_n^2 \cdot T_n \cdot 10^{-3}, \end{aligned} \quad (4.6)$$

де $I_{вн}$, $I_{сн}$, $I_{нн}$ – середні протягом розрахункового періоду діючі значення сил струмів обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої, середньої і низької напруги, квадрати яких обчислюються за формулою (4.3) і зведені до вищої напруги трансформатора (автотрансформатора), А;

								Арк.
								61
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.881 ПЗ ЕТ			

$R_{вн}, R_{сн}, R_{нн}$ – активні опори трансформатора (автотрансформатора) відповідно для високої середньої і низької напруги, Ом;

$k^2_{ф.в}, k^2_{ф.с}, k^2_{ф.н}$ – коефіцієнти форми графіка навантаження обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої середньої і низької напруги, значення яких визначено згідно пункту 4.1;

g_T – активна провідність трансформатора, мкСм;

$P_{н.х}$ – втрати холостого ходу трансформатора (автотрансформатора), кВт.

4.2.1.4 Втрати реактивної енергії у триобмоткових трансформаторах і автотрансформаторах у кВАр·год. розраховують за формулою (4.7):

$$\begin{aligned} \Delta W^Q_T &= 3 \cdot (I^2_{вн} \cdot X_{вн} \cdot k^2_{ф.в} + I^2_{сн} \cdot X_{сн} \cdot k^2_{ф.с} + I^2_{нн} \cdot X_{нн} \cdot k^2_{ф.н}) \cdot 10^3 \cdot T_p + Q_{х.х} \cdot T_n = \\ &= 3 \cdot (I^2_{вн} \cdot X_{вн} \cdot k^2_{ф.в} + I^2_{сн} \cdot X_{сн} \cdot k^2_{ф.с} + I^2_{нн} \cdot X_{нн} \cdot k^2_{ф.н}) \cdot 10^3 \cdot T_p + b_T \cdot U_n^2 \cdot T_n \cdot 10^{-3}, \end{aligned} \quad (4.7)$$

де $X_{вн}, X_{сн}, X_{нн}$ – реактивні опори обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої середньої і низької напруги, Ом;

b_T – реактивна провідність трансформатора, мкСм.

$Q_{х.х}$ – реактивна потужність втрат холостого ходу трансформатора (автотрансформатора), кВАр.

4.2.2 Втрати електроенергії в лініях електропередавання і реакторах

4.2.2.1 Втрати активної енергії у кВт·год. в проводах ПЛ або жилах кабелів КЛ розраховують за формулою (4.8):

$$\Delta W^P_{П} = a \cdot I^2 \cdot R_{екв} \cdot k^2_{ф} \cdot T_p \cdot 10^{-3}, \quad (4.8)$$

де a – коефіцієнт, що дорівнює 3 для трифазної мережі і 2 для однофазної мережі;

						Арк.
						62
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

I – середнє протягом розрахункового періоду діюче значення сили струму ЛЕП, квадрат якого обчислюється за формулою (4.3), А;

$R_{\text{екв}}$ – еквівалентний активний опір фази ЛЕП, Ом

$$R_{\text{екв}} = \sum_{m=1}^n R_{\text{пит.м}} \cdot L_m ;$$

$R_{\text{пит.м}}$ – питомий опір фази m – тої ділянки ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю), Ом/км;

L_m – довжина m –тої ділянки ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю) з урахуванням його провисання, укладання “змійкою” тощо, км;

n – кількість ділянок ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю);

$k^2_{\text{ф}}$ – коефіцієнт форми графіка навантаження ЛЕП, значення якого визначено згідно з п. 4.1;

T_p – час роботи ЛЕП під навантаженням протягом розрахункового періоду, години.

Значення питомого опору фази ЛЕП приймають згідно з ТУ на провід (кабель) або у [5] .

У разі встановлення на ПЛ високочастотного загороджувача зв'язку, його активний опір додається до опору ЛЕП, на якій він встановлений. Значення опору, Ом розраховується на основі його паспортних даних за формулою (4.9):

$$R = \frac{\Delta P_n}{I_n^2} \cdot 10^{-3} \quad (4.9)$$

де ΔP_n – номінальні втрати потужності у високочастотному загороджувачі, кВт;

I_n – номінальний струм високочастотного загороджувача зв'язку (Ф), А.

При відсутності паспортних даних дозволяється користуватися даними, що наведені в [16].

									Арк.
									63
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

4.2.2.2 Втрати реактивної енергії у кВАр·год. в ПЛ розраховують за формулою (4.10):

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Pi}^Q &= a \cdot I^2 \cdot X_{\text{екв}} \cdot k_{\Phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} - \sum_m \Delta Q_m \cdot L_m \cdot T_n = \\ &= a \cdot I^2 \cdot X_{\text{екв}} \cdot k_{\Phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} - \sum_m b_m \cdot L_m \cdot U_n^2 \cdot T_n \cdot 10^{-3} \end{aligned} \quad (4.10)$$

де $X_{\text{екв}}$ – еквівалентний індуктивний опір фази ЛЕП, Ом

$$X_{\text{екв}} = \sum_{m=1}^n X_{\text{пит.м}} \cdot L_m,$$

$X_{\text{пит.м}}$ – питомий індуктивний опір фази m -тої ділянки ПЛ з однаковим перерізом проводу, Ом/км;

L_m – довжина m -тої ділянки ПЛ з однаковою площею перерізу проводу з урахуванням його провисання, км;

ΔQ_m – питома генерація реактивної потужності m -тої ділянки ПЛ з однаковою площею перерізу проводу, кВАр/км;

n – кількість ділянок ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю);

b_m – питома ємнісна провідність фази m -тої ділянки ПЛ з однаковою площею перерізу проводу, мкСм/км;

U_n – номінальна напруга ПЛ;

T_n – час знаходження ПЛ під напругою, години.

Якщо $U_n < 110$ кВ, другий доданок у формулі (4.10) приймають рівним нулю.

У разі встановлення на ПЛ високочастотного загороджувача зв'язку, його індуктивний опір додається до опору ЛЕП, на якій він встановлений. Значення індуктивного опору, Ом розраховується на основі його паспортних даних за формулою (4.11):

$$X = \omega \cdot L \cdot 10^{-3}, \quad (4.11)$$

де $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$,

f – частота електричного струму, Гц;

L – індуктивність котушки високочастотного загороджувача, мГн.

									Арк.
									64
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

При відсутності паспортних даних дозволяється користуватися даними, що наведені в [18].

При врахуванні опорів високочастотних загороджувачів слід мати на увазі, що вони не завжди встановлюються у всіх фазах ЛЕП. Таке їх встановлення здійснюється, як правило, тільки на ЛЕП 330 кВ і вище. На ЛЕП 220 кВ для високочастотного зв'язку використовуються одна-дві фази, а на ЛЕП 110 кВ - одна фаза. Так як розрахунки ведуться на основі однолінійної схеми, що представляє симетричне трифазне виконання, то за наявності високочастотного загороджувача тільки в одній фазі в розрахункову схему слід включати тільки 1/3 опору високочастотного загороджувача, за наявності в двох фазах - 2/3. Також слід мати на увазі те, що якщо високочастотний загороджувач встановлений на грозозахисному тросі, то додавати його опір до опору ЛЕП не потрібно.

4.2.2.3 Втрати реактивної енергії у кВАр·год. в КЛ розраховують за формулою (4.12):

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Pi}^Q &= a \cdot I^2 \cdot X_{\text{екв}} \cdot k_{\Phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} - \sum_m \Delta Q_m \cdot L_m \cdot T_H = \\ &= a \cdot I^2 \cdot X_{\text{екв}} \cdot k_{\Phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} - \sum_m b_m \cdot L_m \cdot U_H^2 \cdot T_H \cdot 10^{-3} \end{aligned} \quad , \quad (4.12)$$

де $X_{\text{екв}}$ – еквівалентний індуктивний опір фази КЛ, Ом

$$X_{\text{екв}} = \sum_{m=1}^n X_{\text{пит.м}} \cdot L_m ;$$

де $X_{\text{пит.м}}$ – питомий індуктивний опір фази m -тої ділянки КЛ з однаковим перерізом проводу, Ом/км;

L_m – довжина m -тої ділянки КЛ з однаковою площею перерізу жили з урахуванням його укладання “змійкою”, км;

ΔQ_m – питома генерація реактивної потужності m -тої ділянки КЛ з однаковою площею перерізу жили (зарядна потужність кабелю), кВАр/км;

								Арк.
								65
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.881 ПЗ ЕТ			

b_m – питома ємнісна провідність однієї фази m -тої ділянки КЛ з однаковою площею перерізу жили, мкСм/км;

U_n – номінальна напруга КЛ, кВ;

T_n – час находження кабеля під напругою, години.

У разі $U_n < 20$ кВ другий доданок у формулі (4.12) приймають рівним нулю.

4.2.2.4 Втрати активної енергії у кВт·год. в трифазних групах струмообмежувальних реакторів розраховують за формулами (4.13, 4.14):

$$\Delta W_p^P = 3 \cdot \frac{I^2}{I_n^2} \cdot \Delta P_n \cdot k_{\phi}^2 \cdot T_p, \quad (4.13)$$

$$\Delta W_p^P = 3 \cdot 10^{-3} \cdot I^2 \cdot R_p \cdot k_{\phi}^2 \cdot T_p, \quad (4.14)$$

де I – середнє протягом розрахункового періоду діюче значення сили струму ЛЕП, квадрат якого обчислюється за формулою (4.3), А;

I_n – номінальний струм реактора, А;

ΔP_n – втрати активної потужності в одній фазі реактора за номінального струму, кВт;

k_{ϕ}^2 – коефіцієнт форми графіка навантаження, значення якого визначено згідно з п. 4.1;

R_p – активний опір фази реактора, Ом;

T_p – час роботи реактора під навантаженням, години.

4.2.2.5 Втрати реактивної енергії у кВАр·год. в трифазних групах струмообмежувальних реакторів розраховують за формулою (4.15):

$$\Delta W_p^Q = 3 \cdot I^2 \cdot X_n \cdot k_{\phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3}, \quad (4.15)$$

де X_n – номінальний індуктивний опір реактора, Ом;

T_p – час роботи реактора під навантаженням, години.

						Арк.
						66
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.2.2.6 Втрати активної енергії у кВт·год. в шунтувальному реакторі розраховують за формулою (4.16):

$$\Delta W_p^P = \Delta P_n \cdot T_n, \quad (4.16)$$

де ΔP_n – втрати активної потужності в реакторі за номінальної напруги, кВт;

T_n – час знаходження реактора під напругою, години.

4.3 Рівень інформаційного забезпечення Б

Рівень інформаційного забезпечення визначення втрат Б (рівень Б) – визначення втрат електричної енергії за умов, коли вимірювання обсягів електричної енергії здійснюється з використанням лічильників інтервального типу за допомогою засобів локального устаткування збору та обробки даних та/або автоматизованих систем обліку електричної енергії, прийнятих у промислову (постійну) експлуатацію відповідно до вимог діючих нормативних документів [19].

4.3.1 Втрати електроенергії в трансформаторах і автотрансформаторах

4.3.1.1 Втрати активної енергії у двообмоткових трансформаторах у кВт·год. За період часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою (4.17):

$$\begin{aligned} \Delta W_T^P &= \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot R_T \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + P_{н.х} \cdot \Delta T_t) = \\ &= \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot R_T \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + g_T \cdot U_n^2 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t) \end{aligned}, \quad (4.17)$$

де I_t – діюче значення сили струму навантаження трансформатора, квадрат якого обчислюється за формулою (4.3) для інтервалу часу ΔT_t із умовно сталим навантаженням і зведений до вищої напруги трансформатора, А;

R_T – активний опір трансформатора, Ом;

ΔT_t – тривалість t -го інтервалу часу із умовно сталим навантаженням, годин;

g_T – активна провідність трансформатора, мкСм;

U_n – вища номінальна напруга трансформатора, кВ;

									Арк.
									67
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$R_{н.х}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Втрати активної енергії в струмоведучих частинах двообмоткових трансформаторів з розщепленою обмоткою низької напруги визначають враховуючи втрати від відповідних струмів в кожній із обмоток окремо з використанням значень опорів обмоток. У разі застосування трансформатора із сполученими паралельно вітками розщепленої обмотки втрати у трансформаторі визначають з використанням параметра R_T .

4.3.1.2 Втрати реактивної енергії у двообмоткових трансформаторах у кВАр·год. За період часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою (4.18):

$$\begin{aligned} \Delta W_T^Q &= \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot X_T \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + Q_{н.х} \cdot \Delta T_t) = \\ &= \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot X_T \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + b_T \cdot U_H^2 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t) \end{aligned} \quad (4.18)$$

де X_T – реактивний опір трансформатора, Ом;

b_T – реактивна провідність трансформатора, мкСм.

$Q_{н.х}$ – реактивна потужність втрат неробочого ходу трансформатора, кВАр.

Втрати реактивної енергії в струмоведучих частинах двообмоткових трансформаторів з розщепленою обмоткою низької напруги визначають враховуючи втрати від відповідних струмів в кожній із обмоток окремо з використанням значень опорів обмоток. У разі застосування трансформатора із сполученими паралельно вітками розщепленої обмотки втрати у трансформаторі визначають з використанням параметра X_T .

4.3.1.3 Втрати активної енергії у триобмоткових трансформаторах і автотрансформаторах у кВт·год. За період часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою (4.19):

									Арк.
									68
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$\Delta W_T^P = \sum_{t=T_1}^{T_2} [(I_{BH,t}^2 \cdot R_{BH} + I_{CH,t}^2 \cdot R_{CH} + I_{HH,t}^2 \cdot R_{HH}) \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + P_{X.X} \cdot \Delta T_t] =$$

$$= \sum_{t=T_1}^{T_2} [(I_{BH,t}^2 \cdot R_{BH} + I_{CH,t}^2 \cdot R_{CH} + I_{HH,t}^2 \cdot R_{HH}) \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + g_T \cdot U_H^2 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t]$$
, (4.19)

де $I_{BH,t}$, $I_{CH,t}$, $I_{HH,t}$ – діючі значення сил струмів обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої, середньої і низької напруги, квадрати яких обчислюються за формулою (3.3) для інтервалу часу ΔT_t із умовно сталим навантаженням і зведені до вищої напруги трансформатора (автотрансформатора), А;

R_{BH} , R_{CH} , R_{HH} – активні опори обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої, середньої і низької напруги, Ом;

g_T – активна провідність трансформатора, мкСм;

$P_{X.X}$ – втрати холостого ходу трансформатора (автотрансформатора), кВт.

4.3.1.4 Втрати реактивної енергії у триобмоткових трансформаторах і автотрансформаторах у кВАр·год. За період часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою (4.20):

$$\Delta W_T^Q = \sum_{t=T_1}^{T_2} [(I_{BH,t}^2 \cdot X_{BH} + I_{CH,t}^2 \cdot X_{CH} + I_{HH,t}^2 \cdot X_{HH}) \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + Q_{X.X} \cdot \Delta T_t] =$$

$$= \sum_{t=T_1}^{T_2} [(I_{BH,t}^2 \cdot X_{BH} + I_{CH,t}^2 \cdot X_{CH} + I_{HH,t}^2 \cdot X_{HH}) \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + b_T \cdot U_H^2 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t]$$
, (4.20)

де X_{BH} , X_{CH} , X_{HH} – реактивні опори обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої, середньої і низької напруги, Ом;

b_T – реактивна провідність трансформатора, мкСм.

$Q_{X.X}$ – реактивна потужність втрат холостого ходу трансформатора (автотрансформатора), кВАр.

						Арк.
						69
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.3.2 Втрати електроенергії в лініях електропередавання і реакторах

4.3.2.1 Втрати активної енергії у кВт·год. В проводах ПЛ або жилах кабелів КЛ за період часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою (4.21):

$$\Delta W_T^P = a \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} I_t^2 \cdot R_{\text{екв}} \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t \quad (4.21)$$

де a – коефіцієнт, що дорівнює 3 для трифазної мережі і 2 для однофазної мережі;

I_t – середнє значення сили струму навантаження, квадрат якого обчислюється за формулою (4.3) для інтервалу часу T_t із умовно сталим навантаженням, А;

$R_{\text{екв}}$ – еквівалентний активний опір фази ЛЕП, Ом

$$R_{\text{екв}} = \sum_{m=1}^n R_{\text{пит.м}} \cdot L_m ;$$

$R_{\text{пит.м}}$ – питомий опір фази m -тої ділянки ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю), Ом/км;

L_m – довжина m -тої ділянки ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю) з урахуванням його провисання, укладання “змійкою” тощо, км;

n – кількість ділянок ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю).

У разі встановлення на ПЛ високочастотного загороджувача зв'язку його активний опір додається до опору ЛЕП, на якій він встановлений. Значення опору, Ом розраховується на основі його паспортних даних за формулою (4.22):

$$R = \frac{\Delta P_H}{I_H^2} \cdot 10^{-3} \quad (4.22)$$

де ΔP_H – номінальні втрати потужності в високочастотному загороджувачі, кВт;

I_H – номінальний струм високочастотного загороджувача зв'язку (Ф), А.

4.3.2.2 Втрати реактивної енергії у кВАр·год. В ПЛ за період часу ΔT_p від T_1 до T_2 розраховують за формулою (4.23):

									Арк.
									70
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$\Delta W_{\Pi}^Q = a \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot X_{\text{екв}} \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t) - \sum_m \Delta Q_m \cdot L_m \cdot \Delta T_p =$$

$$= a \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot X_{\text{екв}} \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t) - \sum_m b_m \cdot L_m \cdot U_{\text{н}}^2 \cdot \Delta T_p \cdot 10^{-3}$$
(4.23)

де $X_{\text{екв}}$ – еквівалентний індуктивний опір фази ЛЕП, Ом

$$X_{\text{екв}} = \sum_{m=1}^n X_{\text{пит.м}} \cdot L_m ;$$

$X_{\text{пит.м}}$ – питомий індуктивний опір фази m -тої ділянки ПЛ з однаковим перерізом проводу, Ом/км;

L_m – довжина m -тої ділянки ПЛ з однаковою площею перерізу проводу з урахуванням його провисання, км;

ΔQ_m – питома генерація реактивної потужності m -тої ділянки ПЛ з однаковою площею перерізу проводу, кВАр/км;

n – кількість ділянок ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю);

b_m – питома ємнісна провідність фази m -тої ділянки ПЛ з однаковою площею перерізу проводу, мкСм/км;

$U_{\text{н}}$ – номінальна напруга ПЛ;

Якщо $U_{\text{н}} < 110$ кВ, другий доданок у формулі (4.23) приймають рівним нулю.

У разі встановлення на ПЛ високочастотного загороджувача зв'язку його індуктивний опір додається до опору ЛЕП, на якій він встановлений. Значення індуктивного опору, Ом розраховується на основі його паспортних даних за формулою (4.24):

$$X = \omega \cdot L \cdot 10^{-3}, \quad (4.24)$$

де $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$,

f – частота електричного струму, Гц;

L – індуктивність котушки високочастотного загороджувача, мГн.

При врахуванні опорів високочастотних загороджувачів слід мати на увазі, що вони не завжди встановлюються у всіх фазах ЛЕП. Таке їх встановлення

									Арк.
									71
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

здійснюється, як правило, тільки на ЛЕП 330 кВ і вище. На ЛЕП 220 кВ для високочастотного зв'язку використовуються одна-дві фази, а на ЛЕП 110 кВ – одна фаза. Так як розрахунки ведуться на основі однолінійної схеми, що представляє симетричне трифазне виконання, то за наявності високочастотного загороджувача тільки в одній фазі в розрахункову схему слід включати 1/3 опору високочастотного загороджувача, за наявності в двох фазах – 2/3. Також слід мати на увазі те, що якщо високочастотний загороджувач встановлений на грозозахисному тросі, то додавати його опір до опору ЛЕП не потрібно.

4.3.2.3 Втрати реактивної енергії у кВАр·год. В КЛ за період часу ΔT_p від T_1 до T_2 розраховують за формулою (4.25):

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Pi}^Q &= a \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot X_{\text{екв}} \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t) - \sum_m \Delta Q_m \cdot L_m \cdot \Delta T_p = \\ &= a \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot X_{\text{екв}} \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t) - \sum_m b_m \cdot L_m \cdot U_{\Pi}^2 \cdot \Delta T_p \cdot 10^{-3} \end{aligned} \quad (4.25)$$

де $X_{\text{екв}}$ – еквівалентний індуктивний опір фази КЛ, Ом;

$$X_{\text{екв}} = \sum_{m=1}^n X_{\text{пит.м}} \cdot L_m ;$$

$X_{\text{пит.м}}$ – питомий індуктивний опір фази m -тої ділянки КЛ з однаковим перерізом проводу, Ом/км;

L_m – довжина m -тої ділянки КЛ з однаковою площею перерізу жили з урахуванням його укладання “змійкою”, км;

ΔQ_m – питома генерація реактивної потужності m -тої ділянки КЛ з однаковою площею перерізу жили (зарядна потужність кабелю), кВАр/км;

b_m – питома ємнісна провідність однієї фази m -тої ділянки КЛ з однаковою площею перерізу жили, мкСм/км;

U_{Π} – номінальна напруга КЛ, кВ.

У разі $U_{\Pi} < 20$ кВ другий доданок у формулі (4.25) приймають рівним нулю.

						Арк.
						72
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.3.2.4 Втрати активної енергії у кВт·год. В трифазних групах струмообмежувальних реакторів за період часу від T_1 до T_2 розраховують за формулами (4.26, 4.27):

$$\Delta W_p^P = 3 \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} \left(\frac{I_t^2}{I_n^2} \cdot \Delta P_n \cdot \Delta T_t \right), \quad (4.26)$$

$$\Delta W_p^P = 3 \cdot 10^{-3} \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} I_t^2 \cdot R_p \cdot \Delta T_t, \quad (4.27)$$

де I_t – середнє значення сили струму навантаження, квадрат якого обчислюється за формулою (4.3) для інтервалу часу ΔT_t із умовно сталим навантаженням, А;

I_n – номінальний струм реактора, А;

ΔP_n – втрати активної потужності в одній фазі реактора за номінального струму, кВт;

ΔT_t – тривалість i -го інтервалу часу із умовно сталим навантаженням, годин;

R_p – активний опір фази реактора, Ом.

4.3.2.5 Втрати реактивної енергії у кВАр·год. В трифазних групах струмообмежувальних реакторів за період часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою (4.28):

$$\Delta W_p^Q = 3 \cdot 10^{-3} \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} I_t^2 \cdot X_p \cdot \Delta T_t, \quad (4.28)$$

де X_p – індуктивний опір фази реактора, Ом.

4.3.2.6 Втрати активної енергії у кВт·год. В шунтувальному реакторі за період часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою (4.29):

$$\Delta W_p^P = \Delta P_n \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} \frac{U_t^2}{U_n^2} \cdot \Delta T_t, \quad (4.29)$$

де ΔP_n – втрати активної потужності в реакторі за номінальної напруги, кВт;

U_t – напруга протягом i -го інтервалу часу, коли вона лишається незмінною, кВ;

U_n – номінальна напруга реактора, кВ;

ΔT_t – тривалість i -го інтервалу часу із умовно сталою напругою U_t , годин.

У разі відсутності відомостей щодо зміни у часі напруги приймають, що $U_t = U_n$.

									Арк.
									73
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

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; в процесі розрахунку була визначена сумарна потужність споживань підстанції. Виходячи з забезпечення надійності електропостачання в нормальних і в післяаварійних режимах; з огляду на перспективи розвитку та можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт, був зроблений вибір головної схеми електричних з'єднань підстанції. Виходячи з навантаження, був зроблений вибір електровимірювальних трансформаторів.

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

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

Роглянуто методи визначення втрат електроенергії в елементах електричної мережі.

						Арк.
						74
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.881 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. Лебеда, 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

									Арк.
									75
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.881 ПЗ ЕТ				

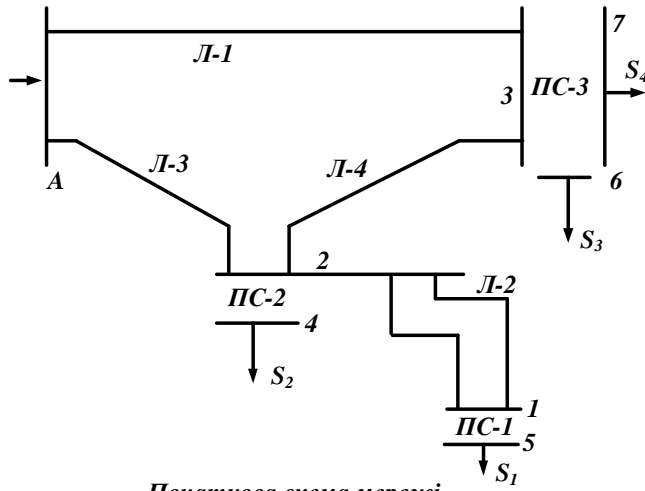
21.06.2013.

- 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

									Арк.
									76
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

БР.5.141.881 ПЗ ЕТ

- 14 ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС 60909-0:2001, ІДТ).
- 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, ІДТ).
- 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 Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. НАКАЗ від 21 червня 2013 року № 399. Про Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання.



Початкова схема мережі

Категорія споживача

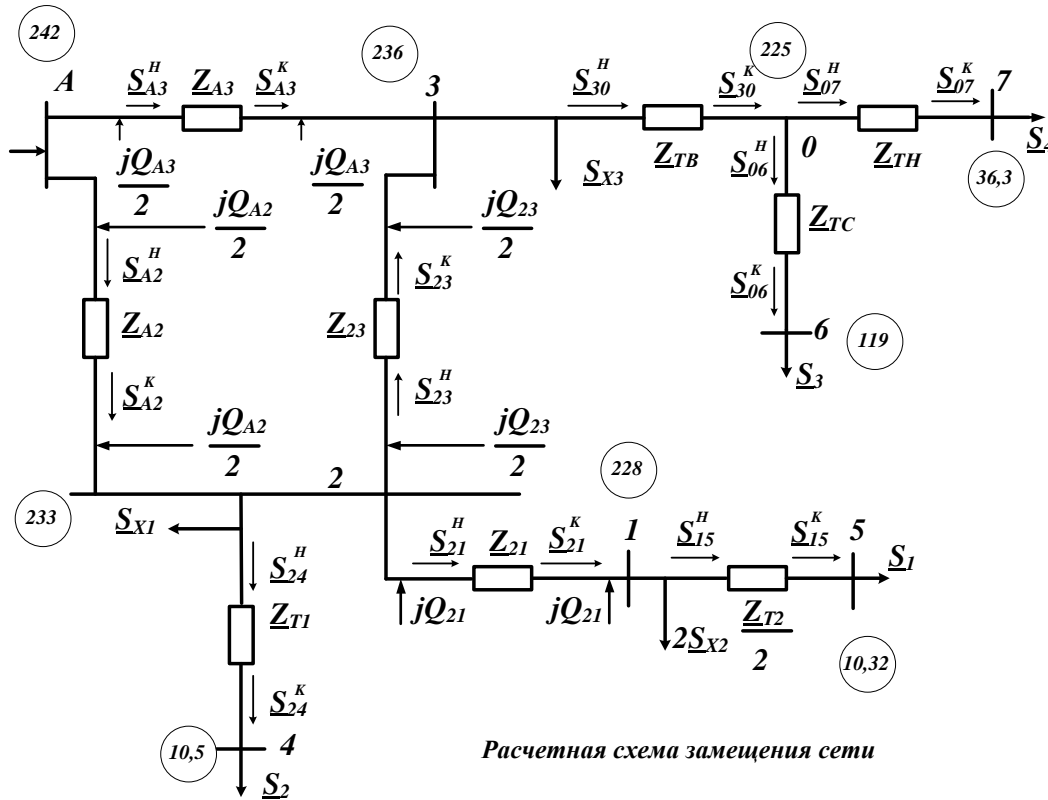
- S_1 - I
- S_2 - II
- S_3 - III
- S_4 - II

Довжина ліній

- Л-1 80 км
- Л-2 55 км
- Л-3 30 км
- Л-4 40 км

Потужності навантажень

- $S_1 = 100 + j80$ МВА $S_3 = 20 + j10$ МВА
- $S_2 = 20 + j40$ МВА $S_4 = 10 + j10$ МВА



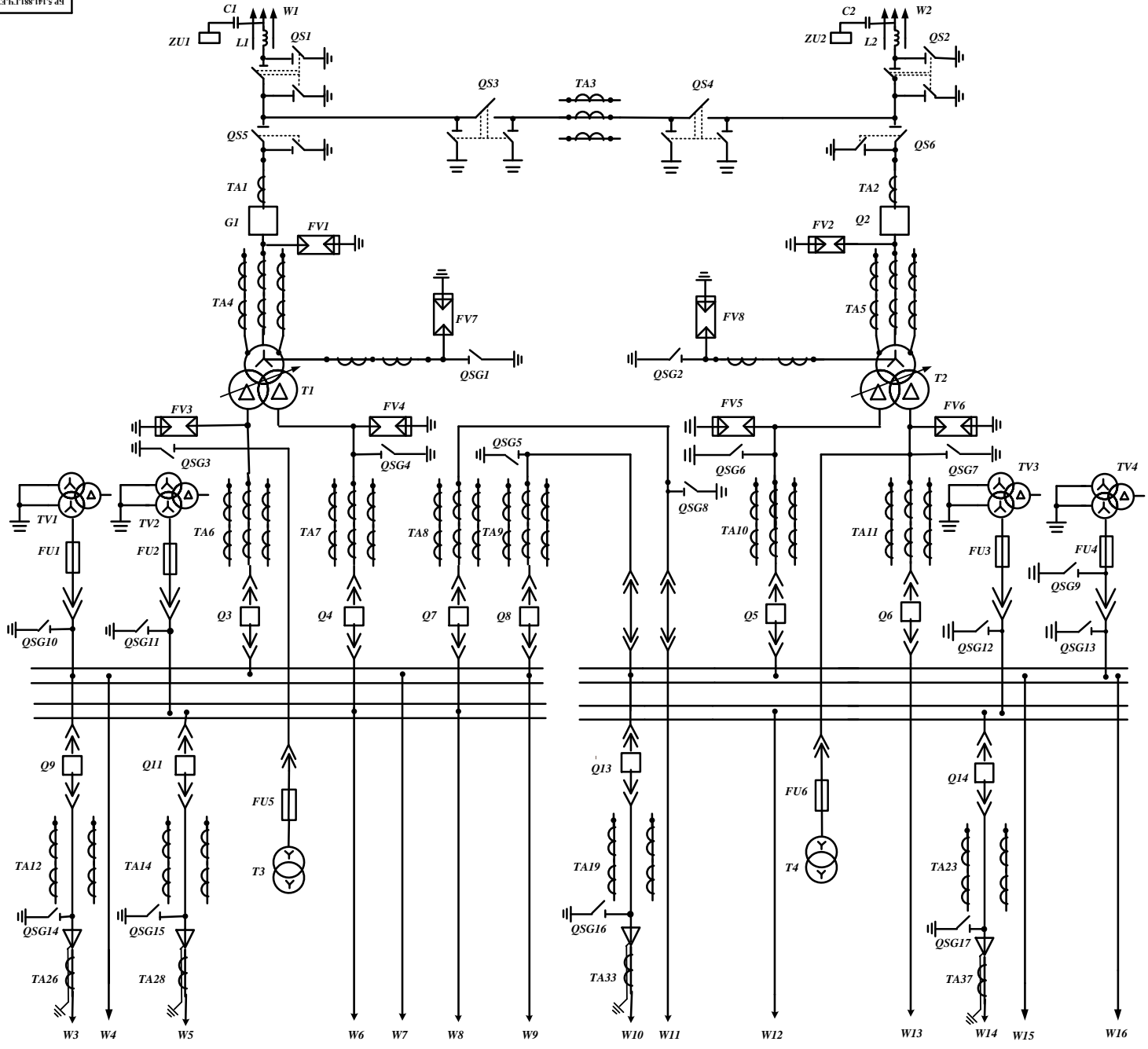
Расчетная схема замещения сети

Потужності на ділянках мережі

Пози	Початок	Кінець
S	$154,5 + j146,4$	
S_B	$38,92 + j23,21$	
S_{B3}	$38,9 + j28,24$	$38,47 + j28$
S_{23}	$8,36 + j11,5$	$8,34 + j11,42$
S_A	$115,6 + j123,3$	
S_{A2}	$115,6 + j125,1$	$113,64 + j117,86$
S_{30}	$30,06 + j23,68$	$30,11 + j20,81$

Пози	Початок	Кінець
S_{06}	$20,012 + j10$	$20 + j10$
S_{07}	$10,013 + j10,8$	$10 + j10$
S_{24}	$20,12 + j43,28$	$20 + j40$
S_{21}	$101,76 + j93,14$	$100,6 + j88,7$
S_{15}	$100,32 + j90,76$	$100 + j80$

БП.5.141.881.ГЧ.ЕТ					
Лист	№	№ докум.	Листів	Дати	
Розроб.	Складено	Визначено	Висновок		
Конструктор	Виконав	Висновок			
Ревіз.					
Начальн.					
Затвер.	Володи Р.В.				
Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз методів розрахунку складових витрат електроенергії в електричних мережах					Лист 1
Розрахунок електричної мережі					Лист 2
СумДУ, зр.ЕТОВ-5/11					



Pos	Позначення	Найменування	Кол
1	T1, T2	Трансформатор силовий ТРДНЦ-40000/220	2
2	C1, C2	Конденсатор зв'язку СМП	2
3	L1, L2	Високочастотний загорджувач	2
4	QS1-QS6	Роз'єднувач зовнішньої установки РНД-(3)-220/1000-УХЛ1	6
5	Q1, Q2	Вимикач ВВБМ-220Б-31,5/2000У1	2
6	TA1- TA3	Трансформатор струму ТФ3М-220-У1	3
7	TA4, TA5	Трансформатор струму Вбудований ТФ3М-220-У1	6
8	FV1, FV2	Розрядник вентильний РВС-220МУ1	8
9	FV3- FV6	Розрядник вентильний РВП-10МУ1	4
10	FV7, FV8	Розрядник вентильний 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 ВМПЭ-10-3150-31,5	4
15	Q7, Q8	Вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5	2
16	FU1-FU6	Запобіжник ПКН001-10У1	6
17	TV1-TV4	Трансформатор напруги НТМИ-10-66	4
18	Q9-Q22	Вимикач ВММ-10+400/630-10	14
19	TA12-TA25	Трансформатор струму ТПЛ-10-0,5/10Р	28
20	TA26- 37	Трансформатор струму ТПЛ-10-У3	14
21	ZU1, ZU2	Фільтр приєднання ОФП	2
22	QSG3-QSG17	Заземлювачі внутрішньої установки ЗР-10НУ3	7

				Б.Р.5.141.881.Г4.ЕТ			Лист	Масштаб	Місця	Місяць
Розробник	Левченко	М.В.	Головний	Левченко	М.В.	Головний	Н			
Перевірив	Савченко	С.П.	Проєктний	Савченко	С.П.	Проєктний				
Апробував	Волошин	В.В.	Відомий	Волошин	В.В.	Відомий				
Начальник										
Директор										
Затвердив	Волошин	В.В.								
Розроблено електричної частини підстанції							СумДУ, пр.ЕТОн-51п			