

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

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри електроенергетики

_____ Лебединський І.Л.

“ ___ ” _____ 2021 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Тема: **“Розрахунок режимів роботи електричних мереж і аналіз технічних втрат електроенергії”**

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

Виконав студент гр. ЕТдн-72п

Козаченко О. А.

Керівник, доцент, канд. техн. наук

Лебединський І.Л.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ___ ” _____ 2021 р

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу бакалавра
Козаченко Олега Анатолійовича

1 Тема роботи: **“Розрахунок режимів роботи електричних мереж і аналіз технічних втрат електроенергії”**

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 технічних заходів щодо зниження втрат електроенергії”

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

- схема мережі;
- електрична схема підстанції.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	19.05.-22.05.2021	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	23.05.-26.05.2021	
3	Розрахунок релейного захисту	25.05.-30.05.2021	
4	Аналіз технічних заходів щодо зниження втрат електроенергії”	31.05.-04.06.2021	
5	Оформлення роботи	05.06.-10.06.2021	

Студент гр ЕТдн-72п _____

Козаченко О. А.

Керівник роботи _____

Лебединський І.Л.

РЕФЕРАТ

с. 75, Рис. 12, табл. 24, кресл. 2.

Бібліографічний опис: **“Розрахунок режимів роботи електричних мереж і аналіз технічних втрат електроенергії”** [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання / О. А. Козаченко; керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2021. - 73 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 технічних заходів щодо зниження втрат електроенергії”

Перелік умовних позначень

ПС – понижувальна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

ВН – вища напруга

СН – середня напруга

НН – низька напруга

РЕМ – розподільні мережі

ТВЕ – технічні втрати електроенергії

ТС – трансформатор струму

ТН – трансформатор напруги

КЗ – коротке замикання

РПН – регулювання під навантаженням

РП – розподільний пристрій

СКЗ – струм короткого замикання

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

ПВБ – повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами

ПВП – повітряний вимикач посилений за швидкістю відновлювальної напруги

КРПЕ – комплектні розподільчі пристрої з елегазової ізоляцією

ЗРП – закритий РП

Зміст

	Вступ.....	8
1	Розрахунок параметрів та вибір ліній і трансформаторів підстанцій....	10
1.1	Розрахунок потужностей в замкнутому коли	10
1.2	Вибір напруги та типу проводів повітряних ліній.....	12
1.3	Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій.....	13
1.4	Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів	16
1.5	Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах.....	19
1.6	Визначення напруг у вузлах навантаження.....	22
2	Розрахунок електричної частини підстанції.....	26
2.1	Вибір трансформаторів власних потреб.....	27
2.2	Розрахунок струмів короткого замикання.....	29
2.3	Вибір високовольтних апаратів РП електричної частини.....	31
2.4	Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги.....	35
2.5	Вибір ошиновки розподільних пристроїв.....	41
2.6	Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина.....	44
2.7	Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструктивна частина.....	45
2.8	Заземлювальні пристрої підстанції.....	46
3	Релейний захист трансформатора.....	47
3.1	Вихідні дані до розрахунку захисту.....	48
3.2	Розрахунок поздовжнього диференційного струмового захисту	49
3.3	Газовий захист.....	55

					БР.5.6.141.593.ПЗ.ЕТ		
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Козаченко				Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський						
Нач.бюро					СумДУ ЕТДН-72п		
Н. контр.							
Затв.	Лебединський						

“Розрахунок режимів роботи електричних мереж і аналіз технічних втрат електроенергії”

4	Технічні заходи по зниженню річних втрат електроенергії	56
4.1	Застосування пристроїв компенсації реактивної потужності	56
4.2	Доцільність заміни проводів на перевантажених лініях.....	58
4.3	Заміна відгалужень від ПЛ 0,38 кВ до будівель.....	59
4.4	Доцільність заміни перевантажених силових трансформаторів	58
4.5	Застосування нових силових трансформаторів на діючих підстанціях	62
4.6	Доцільність заміни недовантажених силових трансформаторів	63
4.7	Застосування пристроїв автоматичного регулювання потужності батарей статичних конденсаторів.....	65
4.8	Автоматизація управління режимами електричних мереж.....	67
4.9	Доцільність переведення електричних мереж на більш високу номінальну напругу.....	68
	Висновки	70
	Література.....	71
	Додаток А.....	74
	Додаток Б.....	75

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	БР.5.6.141.593.ПЗ.ЕТ				

- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту трансформатора;
- провести аналіз технічних заходів щодо зниження втрат електроенергії”

					БР.5.6.141.593.ПЗ.ЕТ	Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		9

1 Розрахунок параметрів та вибір ліній і трансформаторів підстанцій

Вихідні дані

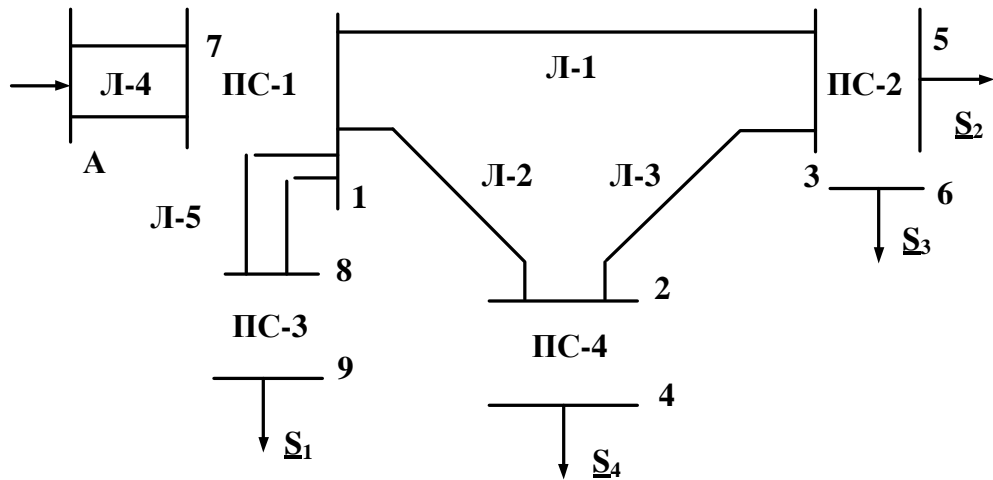


Рисунок 1.1– Однолінійна електрична схема з'єднань заданої електричної мережі

Таблиця 1.1 – Вихідні дані електричної мережі

Довжина ПЛ, км					Потужності завантажень вузлів, МВА			
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	Л-5	\underline{S}_1	S_2	S_3	S_4
30	20	40	30	20	$\frac{40+j40}{II}$	$\frac{40+j20}{I}$	$\frac{30+j10}{II}$	$\frac{40+j20}{II}$

1.1 Розрахунок потужностей в замкнутому коли

Приймається навантаження ПС –1 рівній навантаженні вузла “9”, навантаження вузла “3” дорівнює навантаженні вузла вузлів “5” і “6”. “7”, навантаження вузла “2” дорівнює навантаженні вузла “4”.

Зображається замкнута мережа, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3 (рисунок 1.2). Визначаються розрахункові навантаження вузлів “1” і “3”, “2”:

$$\underline{S}_{IP} = \underline{S}_I = 40 + j40 \text{ МВА},$$

					БР.5.6.141.593.ПЗ.ЕТ		
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Козаченко				Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський І				Н	10	68
Нач.бюро					СумДУ ЕТДН-72п		
Н. контр.							
Затв.	Лебединський І						
					Розрахунок параметрів та вибір ліній і трансформаторів підстанцій		

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_4 = 40 + j20 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = 70 + j30 \text{ МВА};$$

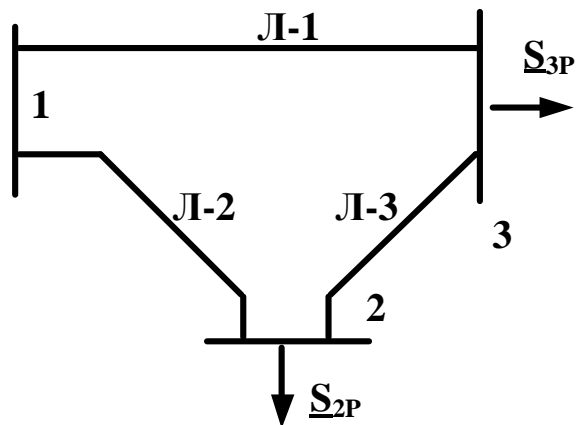


Рисунок 1.2 – Замкнута мережа

Розмикається замкнута мережа, наведена на рисунку 1.2, за джерелом живлення “1” (рисунок 1.3) і позначаються потужності на ділянках мережі.

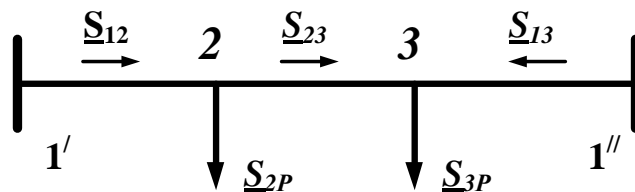


Рисунок 1.3 – Розімкнена мережа

Визначаються потужності на ділянках розімкненої мережі:

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{2P}(l_{23} + l_{31}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{31}}{l_{12} + l_{23} + l_{13}} = 54,44 + j25,56 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{2P} = 14,44 + j5,56 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot l_{12} + \underline{S}_{3P}(l_{23} + l_{12})}{l_{23} + l_{13} + l_{12}} = 55,66 + j24,44 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

$$\underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13}, \quad 110 + j50 = 110 + j50$$

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

1.2 Вибір напруги та типу проводів повітряних ліній

Напруги на ділянках мережі (рисунок 1.3) визначаються за формулою Іларіонова [1-3]:

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

Таблиця 1.2– Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина ділянки, км	30	40	40
Напруга ділянки, кВ	127	118	73

Напруга електричної мережі приймається рівною 110 кВ.

Визначаються струми проводів ліній:

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

Таблиця 1.3 – Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Струм, кА	0,319	0,316	0,081

Для ліній приймається провід марки АС-240/32.

Таблиця 1.4 – Марка і параметри проводів [5]

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Марка і переріз проводу	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32
Параметри проводів				
R _о , Ом/км	0,118	0,118	0,118	0,118
X _о , Ом/км	0,405	0,405	0,405	0,405
B _о , См/км, ×10 ⁻⁶	2,81	2,81	2,81	2,81

Знаходяться параметри ліній електричної мережі.

Значення активних та реактивних опорів ліній, наводяться в таблиці 1.5

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

Таблиця 1.5 – Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

Лінія		Л-1	Л-2	Л-3	Л-5
R _Л	Ом	3,54	2,36	4,72	2,36
X _Л	Ом	12,15	8,1	16,2	8,1
$\frac{Q_L}{2}$	МВАр	0,51	0,34	0,68	0,68

1.3 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

За напругами мережі і навантаженнями вибираються трансформатори [4].

ПС – 4

Навантаження S_4 відноситься до другої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо два трансформатора [4, 19].

$$S_{T4} = \frac{S_4}{1,4} = \frac{\sqrt{40^2 + 20^2}}{1,4} = 31,94 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаженню вибирається трансформатор ТРДН-40000/110.

Коефіцієнт завантаження визначається за такою формулою:

$$K_{зав} = \frac{S_4}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{40^2 + 20^2}}{2 \cdot 40} = 0,56$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,75, то два паралельно працюючі трансформатори ТРДН-40000/110 задовольняють вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.6 – Каталогні дані трансформатора ТРДН-40000/110 [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регу- лювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			U _{НОМ} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
			ВН	НН							
ТРДН- 40000/110	40	±9×1,78 %	115	10,5/10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260

ПС-2.

Навантаження S₂ відноситься до першої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо два трансформатора [19].

$$S_{T2} = \frac{S_2 + S_3}{1,4} = \frac{\sqrt{70^2 + 30^2}}{1,4} = 54,4 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибирається трансформатор ТДТН-63000/110.

Коефіцієнт завантаження визначається за такою формулою:

$$K_{зав} = \frac{S_2 + S_3}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{70^2 + 30^2}}{2 \cdot 63} = 0,6$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,75, то два паралельно працюючі трансформатори ТДТН-63000/110 задовольняють вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.7 – Каталогні дані трансформатора ТДТН-63000/110 [4, 19]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Каталожні дані					
		U _{НОМ} обмоток, кВ			U _к , %		
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН- 63000/110	63	115	38,5	6,6;11	10,5	17	6,5

Продолжение табл 1.7

Тип	Каталожні дані			Розрахункові дані						
	ΔP_K , кВт	P_X , кВт	I_X , %	R_T , Ом			X_T , Ом			ΔQ_X , кВАр
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТМТН-63000/110	290	56	0,7	0,5	0,5	0,5	22	0	13,6	441

Для ПС-3

Навантаження S_I відноситься до другої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо два трансформатора [19].

$$S_{T1} = \frac{S_I}{1,4} = \frac{\sqrt{40^2 + 40^2}}{1,4} = 40,41 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибирається трансформатор ТРДН-40000/110 [2].

Коефіцієнт завантаження визначається за такою формулою:

$$K_{зав} = \frac{S_I}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{40^2 + 40^2}}{2 \cdot 40} = 0,71$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,75, то два паралельно працюючі трансформатори ТРДН-40000/110 задовольняють вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.8 – Каталожні дані трансформатора ТРДН-40000/110 [5]

Тип	$S_{НОМ}$, МВА	Межі регулювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			$U_{НОМ}$ обмоток, кВ		U_K , %	ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	I_X , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_X , кВАр
			ВН	НН							
ТРДН-40000/110	40	$\pm 9 \times 1,78$ %	115	10,5/10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260

1.4 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

Визначається розрахункова потужність на високій стороні ПС-3 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні. Зображується схема заміщення двох триобмоткових трансформаторів, включених паралельно і розраховуємо розрахункову потужність.

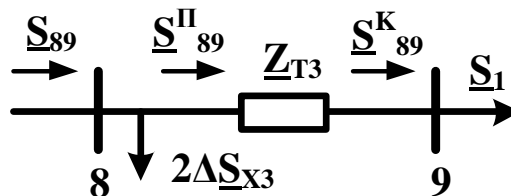


Рисунок 1.4 – Схема заміщення підстанції ПС-3

Визначається потужність \underline{S}_{89}^K :

$$\underline{S}_{89}^K = \underline{S}_1 = 40 + j40 \text{ МВА}.$$

Визначається потужність \underline{S}_{89}^{Π} :

$$\underline{S}_{89}^{\Pi} = \underline{S}_{89}^K + \frac{(P_{89}^K)^2 + (Q_{89}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T3}}{2} = 40,19 + j44,59 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{89} = \underline{S}_{89}^{\Pi} + 2 \cdot \Delta S_{x3} = 40,26 + j45,11 \text{ МВА}$$

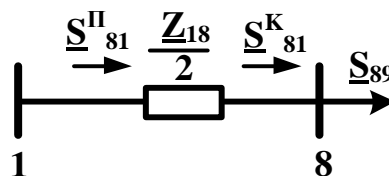


Рисунок 1.5 – Схема заміщення лінії 1–8

Визначається потужність \underline{S}_{18}^K :

$$\underline{S}_{18}^K = \underline{S}_{89} = 40,26 + j45,1 \text{ МВА}.$$

Визначається потужність \underline{S}_{18}^{Π} :

$$\underline{S}_{18}^{\Pi} = \underline{S}_{18}^K + \frac{(P_{18}^K)^2 + (Q_{18}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{18}}{2} = 40,61 + j46,33 \text{ МВА},$$

Визначається розрахункова потужність у вузлі “3” ПС – 2 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні. Зображується схема заміщення двох триобмоткових трансформаторів, включених паралельно.

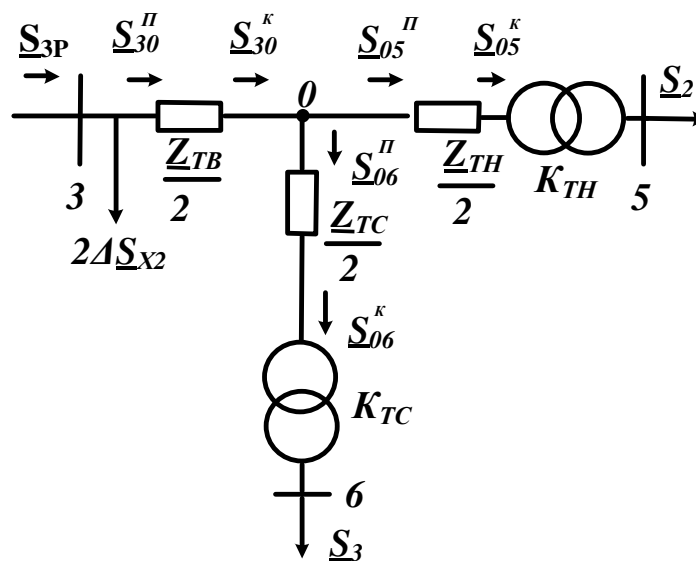


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС-2

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

$$\underline{S}_{05}^K = \underline{S}_2 = 40 + j20 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{05}^{\Pi} = \underline{S}_{05}^K + \frac{(P_{05}^K)^2 + (Q_{05}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TH}}{2} = 40,04 + j21,12 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{06}^K = \underline{S}_3 = 30 + j10 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{06}^{\Pi} = \underline{S}_{06}^K + \frac{(P_{06}^K)^2 + (Q_{06}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TC}}{2} = 30,02 + j10 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{30}^K = \underline{S}_{05}^{\Pi} + \underline{S}_{06}^{\Pi} = 70,18 + j31,12 \text{ МВА}$$

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

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

$$\underline{S}_{30}^{\Pi} = \underline{S}_{30}^K + \frac{(P_{30}^K)^2 + (Q_{30}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TB}}{2} = 70,18 + j36,47 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_{30}^{\Pi} + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{X2} = 70,3 + j37,35 \text{ МВА}$$

Визначається розрахункова потужність на високій стороні ПС-4 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні. Зображується схема заміщення двох триобмоткових трансформаторів, включених паралельно і розраховуємо розрахункову потужність вузла "2":

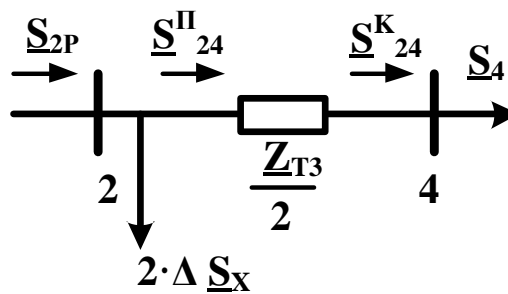


Рисунок 1.7 – Схема заміщення підстанції ПС-3

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

$$\underline{S}_{24}^K = \underline{S}_4 = 40 + j20 \text{ МВА}$$

Визначається потужність \underline{S}_{2P} :

$$\underline{S}_{24}^{\Pi} = \underline{S}_{24}^K + \frac{(P_{24}^K)^2 + (Q_{24}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T3}}{2} = 40,12 + j22,87 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{24}^{\Pi} + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{X3} = 40,19 + j23,39 \text{ МВА} .$$

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

Визначаються потужності на ділянках розімкнутої мережі (рисунок 1.3) з урахуванням втрат потужності в трансформаторах:

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{2P}(l_{23} + l_{31}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{31}}{l_{12} + l_{23} + l_{13}} = 54,69 + j30,64 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{A2} - \underline{S}_{2P} = 14,5 + j7,25 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot l_{12} + \underline{S}_{3P}(l_{23} + l_{12})}{l_{23} + l_{13} + l_{12}} = 55,79 + j30,1 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

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

$$110,48 + j60,74 = 110,48 + j60,74$$

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

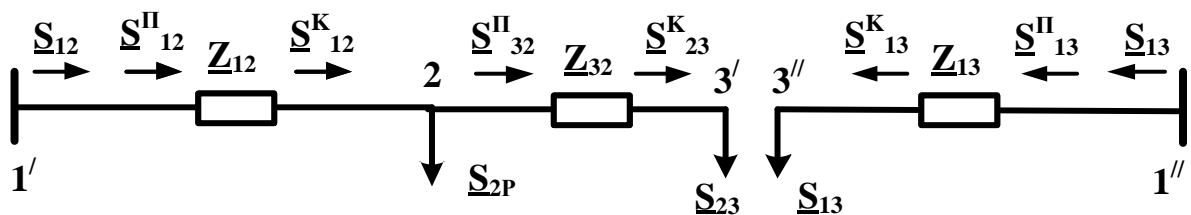


Рисунок 1.8 – Розімкнена мережа

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

Знайдемо потужність \underline{S}_{23}^{II} :

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23} = 14,5 + j7,25 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{32}^{II} = \underline{S}_{32}^K + \frac{(P_{32}^K)^2 + (Q_{32}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{32} = 14,6 + j7,6 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{23}^{II} + \underline{S}_{2P} = 54,79 + j30,99 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{12}^{\Pi} = \underline{S}_{12}^K + \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{12} = 56,34 + j36,3 \text{ МВА},$$

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

$$\underline{S}_{13}^K = \underline{S}_{13} = 55,79 + j30,1 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{13}^{\Pi} = \underline{S}_{13}^K + \frac{(P_{13}^K)^2 + (Q_{13}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{13} = 56,97 + j34,13 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13} + \underline{S}_{18} = 153,9 + j116,8 \text{ МВА}.$$

ПС – 1

Навантаження S_{1P} відноситься до першої та другої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо два трансформатора [4, 19].

$$S_{T1} = \frac{S_{1P}}{1,4} = \frac{\sqrt{153,9^2 + 116,8^2}}{1,4} = 138 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаженню вибирається трансформатор АТДЦТН-125000/220/110.

Коефіцієнт завантаження визначається за такою формулою:

$$K_{зав} = \frac{S_{P4}}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{153,9^2 + 116,78^2}}{2 \cdot 125} = 0,749$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,75, то два паралельно працюючі трансформатори АТДЦТН-125000/220/110 задовольняють вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.9 – Каталогні дані трансформатора АТДЦТН-125000/220/110 [4, 19]

Тип	S _{ном} , МВА	Пределы регу- лиро- вания	Каталожные данные					
			U _{ном} обмоток, кВ			U _к , %		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
АТДЦТН- 125000/220/110	125	±6*2	230	121	6,6;11;38,5	11	45	28

Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.593.ПЗ.ЕТ	Арк
						20

Продолжение табл 1.9

Тип	Каталожные данные					Расчетные данные						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- 125000/220/110	305	-	-	65	0,5	0,55	0,48	3,2	59,2	0	131	625

Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали ВН ($\pm 8*1,5\%$; $\pm 12*1\%$) или на стороне СН.

Складається однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій.

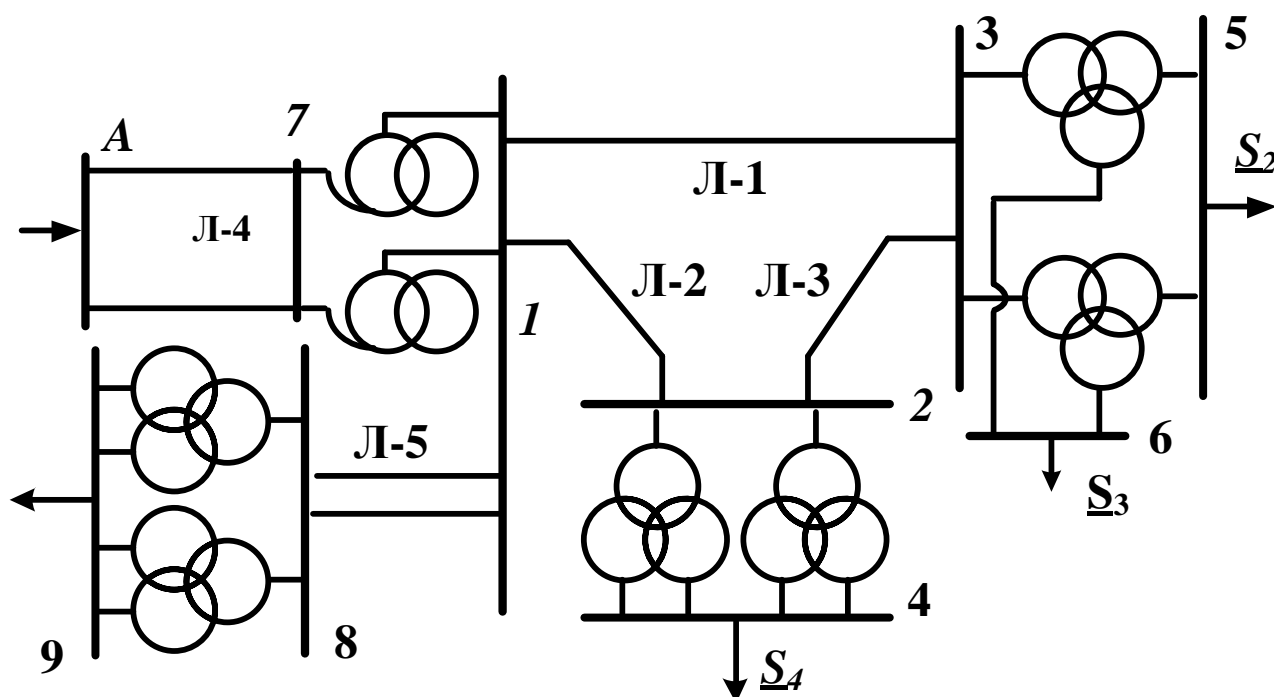


Рисунок 1.9 – Однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

Визначається розрахункова потужність у вузлі "7" ПС – 1 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні. Зображується схема заміщення двох триобмоткових трансформаторів, включених паралельно.

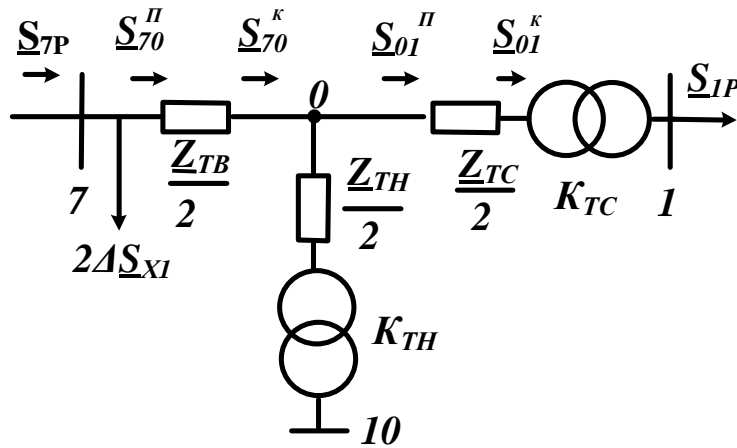


Рисунок 1.10 – Схема заміщення підстанції ПС-1

Визначається потужність \underline{S}_{0I}^{Π} :

$$\underline{S}_{0I}^K = \underline{S}_{1P}^K = 153,9 + j116,78 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{0I}^{\Pi} = \underline{S}_{0I}^K + \frac{(P_{0I}^K)^2 + (Q_{0I}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot \frac{Z_{TC}}{2} = 154,09 + j116,76 \text{ MVA}$$

Визначається потужність \underline{S}_{70}^{Π} :

$$\underline{S}_{70}^K = \underline{S}_{0I}^{\Pi} = 154,1 + j116,8 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{70}^{\Pi} = \underline{S}_{70}^K + \frac{(P_{70}^K)^2 + (Q_{70}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot \frac{Z_{TB}}{2} = 154,3 + j137,7 \text{ MVA}$$

Визначається потужність \underline{S}_{7P} :

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_{70}^{\Pi} + 2 \cdot \Delta S_{X1} = 154,41 + j138,93 \text{ MVA}$$

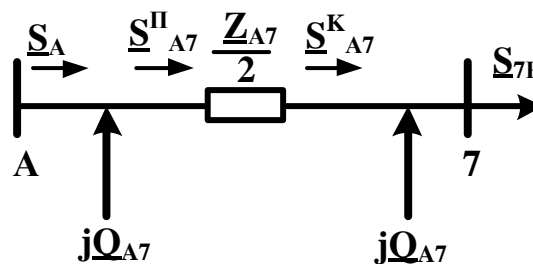


Рисунок 1.11 – Схема заміщення лінії А – 7

Знайдемо потужність \underline{S}_{A7}

$$\underline{S}_{A7}^K = \underline{S}_{7P} - jQ_{A7} = 154,4 + j134,8 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A1}^{\Pi} = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(P_{A1}^K)^2 + (Q_{A1}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{A1}}{2} = 155,95 + j140,12 \text{ MVA},$$

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A7}^{\Pi} - jQ_{A7} = 155,9 + j136,04 \text{ MVA}$$

1.6 Визначення напруг у вузлах навантаження

Приймаємо напругу вузла живлення "А" мережі $U_A = 242 \text{ В}$.

Визначається напруга вузла "7":

$$U_7 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A7}^{\Pi} \cdot \frac{R_{A7}}{2} + Q_{A7}^{\Pi} \cdot \frac{X_{A7}}{2}}{U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{A7}^{\Pi} \cdot \frac{X_{A7}}{2} - Q_{A7}^{\Pi} \cdot \frac{R_{A7}}{2}}{U_A} \right)^2} = 232,75 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла "0":

$$U_0 = \sqrt{\left(U_7 - \frac{P_{70}^{\Pi} \cdot \frac{R_{70}}{2} + Q_{70}^{\Pi} \cdot \frac{X_{70}}{2}}{U_7} \right)^2 + \left(\frac{P_{70}^{\Pi} \cdot \frac{X_{70}}{2} - Q_{70}^{\Pi} \cdot \frac{R_{70}}{2}}{U_7} \right)^2} = 201,18 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла "1":

$$U_1 = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{01}^{\Pi} \cdot \frac{R_{10}}{2} + Q_{01}^{\Pi} \cdot \frac{X_{10}}{2}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{01}^{\Pi} \cdot \frac{X_{10}}{2} - Q_{01}^{\Pi} \cdot \frac{R_{10}}{2}}{U_0} \right)^2} = 200,81 \text{ кВ}$$

Знаходяться реальні напруги на середній стороні підстанції ПС-1 з урахуванням реального коефіцієнта трансформаторів:

$$U_1 = \frac{U_1^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 105,64 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла "8":

$$U_8 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{18}^{\Pi} \cdot \frac{R_{18}}{2} + Q_{18}^{\Pi} \cdot \frac{X_{18}}{2}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{18}^{\Pi} \cdot \frac{X_{18}}{2} - Q_{18}^{\Pi} \cdot \frac{R_{18}}{2}}{U_1} \right)^2} = 103,42 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла “9”:

$$U_9^B = \sqrt{\left(U_8 - \frac{P_{89}^{\Pi} \cdot \frac{R_{T1}}{2} + Q_{89}^{\Pi} \cdot \frac{X_{T1}}{2}}{U_8} \right)^2 + \left(\frac{P_{89}^{\Pi} \cdot \frac{X_{T1}}{2} - Q_{89}^{\Pi} \cdot \frac{R_{T1}}{2}}{U_8} \right)^2} = 95,59 \text{ кВ}$$

Знаходяться реальні напруги на низькій стороні підстанції ПС-3 з урахуванням реального коефіцієнта трансформаторів:

$$U_9 = \frac{U_9^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 8,73 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла “3”:

$$U_3 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{13}^{\Pi} R_{13} + Q_{13}^{\Pi} X_{13}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{13}^{\Pi} X_{13} - Q_{13}^{\Pi} R_{13}}{U_1} \right)^2} = 99,95 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла “0”:

$$U_0 = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{30}^{\Pi} \cdot \frac{R_{TB}}{2} + Q_{30}^{\Pi} \cdot \frac{X_{TB}}{2}}{U_3} \right)^2 + \left(\frac{P_{30}^{\Pi} \cdot \frac{X_{TB}}{2} - Q_{30}^{\Pi} \cdot \frac{R_{TB}}{2}}{U_3} \right)^2} = 96,07 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла “5”:

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{05}^{\Pi} \cdot \frac{R_{TH}}{2} + Q_{05}^{\Pi} \cdot \frac{X_{TH}}{2}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{05}^{\Pi} \cdot \frac{X_{TH}}{2} - Q_{05}^{\Pi} \cdot \frac{R_{TH}}{2}}{U_0} \right)^2} = 94,51 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла “6”:

Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата

$$U_6^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{06}^{\Pi} \cdot R_{TC} + Q_{06}^{\Pi} \cdot X_{TC}}{2 U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{06}^{\Pi} \cdot X_{TC} - Q_{06}^{\Pi} \cdot R_{TC}}{2 U_0} \right)^2} = 95,99 \text{ кВ}$$

Знаходяться реальні напруги на низькій стороні підстанції ПС-2 з урахуванням реального коефіцієнта трансформаторів:

$$U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 32,1 \text{ кВ} \quad U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,04 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла "2":

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{12}^{\Pi} R_{12} + Q_{12}^{\Pi} X_{12}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{12}^{\Pi} X_{12} - Q_{12}^{\Pi} R_{12}}{U_1} \right)^2} = 103,64 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла "4":

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{24}^{\Pi} \cdot R_{T4} + Q_{24}^{\Pi} \cdot X_{T4}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{24}^{\Pi} \cdot X_{T4} - Q_{24}^{\Pi} \cdot R_{T4}}{U_2} \right)^2} = 99,75 \text{ кВ}$$

Знаходяться реальні напруги на низькій стороні підстанції ПС-4 з урахуванням реального коефіцієнта трансформаторів:

6

Таблиця 1.10 – Розрахунок положень РПН

	ПС-1	ПС-3	ПС-2	ПС-2
	Вузол 9	Вузол 4	Вузол 5	Вузол 6
Розрахунок,кВ	8,7	9,11	9,04	32,14
Відхилення, %	12,7	8,9	9,6	8,2
Номер ступені	6	8	5	5
Напруга з урахуванням положення РПН, кВ	9,85	10,6	9,97	35,56

Отримані значення напруг задовольняють вимогу ПУЕ.

2 Розрахунок електричної частини підстанції

У цьому розділі здійснюється проектування районної типової понижувальної двотрансформаторної підстанції 110/10 кВ, призначеної для перетворення і передачі електроенергії споживачу з навантаженням S_4 . Здійснюється вибір схеми первинних з'єднань, трансформаторів власних потреб, вимикачів РП, роз'єднувачів і ін.

Основна схема електричних з'єднань повинна задовольняти такі вимоги:

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

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

Вихідні дані

Тип трансформатора	ТРДН-40000/110
Напруга	$U=110$ кВ
Опір трансформатора	$X=34,7$ Ом
Довжина лінії	$L_{A2} = 20$ км
Довжина лінії	$L_{23} = 40$ км
Опір лінії	$X_{12} = 8,1$ Ом
Опір лінії	$X_{23} = 16,2$ Ом
Потужність системи	$S_C = 1000$ МВА

					БР.5.6.141.593.ПЗ.ЕТ	
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		
Розроб.		Козаченко			Розрахунок електричної частини підстанції	
Перев.		Лебединський І.				Літ. Н
Нач.бюро						Аркуш 26
Н. контр.						Аркушів 73
Затв.		Лебединський І.				СумДУ ЕТдн-72п

2.1 Вибір трансформаторів власних потреб

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

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

Таблиця 2.1 – Розрахунок потужності споживачів власних потреб

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

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

$$S_{ТВН} > S_{ВН},$$

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

S_{BH} – потужність споживачів власних потреб, кВА.

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

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

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

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.593.ПЗ.ЕТ				28

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

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

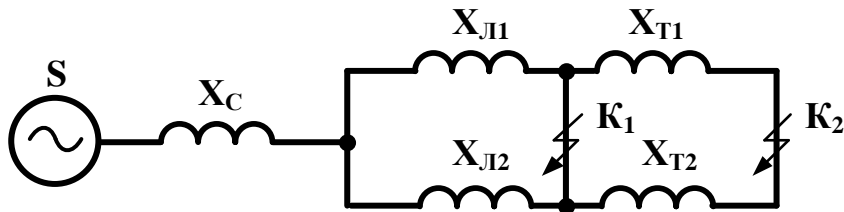


Рисунок 2.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання.
Опір системи дорівнює

$$X_C = \frac{U_{\text{Л}}^2}{S_C} = \frac{110^2}{1500} = 8,067 \text{ Ом}.$$

Опір:

–працюючих ліній Л – 2 $X_{12} = 8,1$ Ом; Л – 3 $X_{23} = 16,2$ Ом;

$$X_{\text{Л}} = \frac{X_{12} \cdot X_{23}}{X_{12} + X_{23}} = 5,4 \text{ Ом}$$

–трансформаторів $X_{\text{T}} = 17,35$ Ом.

Періодична складова СКЗ в точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{\text{Л}})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (8,066 + 5,4)} = 4,72 \text{ кА},$$

також в точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{\text{Л}} + X_{\text{T}})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (8,067 + 5,4 + 17,35)} = 2,06 \text{ кА},$$

реальний СКЗ в точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{U_B}{U_H} = 2,06 \cdot \frac{115}{10,5} = 22,6 \text{ кА}.$$

Ударний струм:

В точці K_1 :

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 4,72 = 10,72 \text{ кА}$$

В точці K_2 :

$$i_{y02} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 22,6 = 51,3 \text{ кА}$$

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

для точки K_1 :

$$I_{nr1} = I_{K1} = 4,72 \text{ кА}$$

для точки K_2 :

$$I_{nr2} = I_{K2} = 22,6 \text{ кА}$$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

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

$$i_{a1} = 1,41 \cdot 4,72 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,6 \text{ кА},$$

$$i_{a2} = 1,41 \cdot 22,6 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 4,3 \text{ кА}$$

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

$$T_a = 0,05 \text{ с.}$$

Інтеграл Джоуля:

для точки K_1 :

$$B_{K1} = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 4,72^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 1,89 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

для точки K_2 :

$$B_{K2} = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 22,6^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 76,5 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Результати розрахунку зведені в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2– Струми короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ в поч. момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ в момент розходу контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_k , кА ² с
Шини 110 кВ (K_1)	4,72	10,72	4,72	0,60	1,895
Шини 10 кВ (K_2)	22,60	51,30	22,60	4,30	76,60

2.3 Вибір високовольтних апаратів РП електричної частини

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

При цьому для апаратів виконується:

1) вибір:

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

2) перевірка на:

- електродинамічну стійкість;
- термічну стійкість.

Вибору підлягають:

1) вимикачі:

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

2) роз'єднувачі високої напруги;

3) трансформатори струму і напруги 110 і 10 кВ;

4) ошиновка розподільних пристроїв 110 і 10 кВ.

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

Максимальний струм на зовнішній стороні:

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

Струм в колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

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

Струм в колі секційного вимикача:

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

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

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

Динамічний струм:

$$I_{дин} = 2,55 \cdot I_{відк}$$

Подальший вибір вимикачів і роз'єднувачів наведено в таблицях.

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	294 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,72 кА	40 кА
$i_{y0} \leq I_{СКВ}$	10,72 кА	102 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	4,72 кА	31,5 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	0,6 кА	16 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	1,895 кА ² с	112 кА ² с

Вибираємо ВВБМ – 110Б – 31,5/2000В1 :

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

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

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

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

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

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

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1,62 А	3,15 кА
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	22,6 кА	120 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	51,3 кА	95 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	22,6 кА	45/20 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	4,3 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	76,6 кА ² ·с	303,75 кА ² ·с

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

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	22,6 кА	120 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	51,3 кА	95 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	22,6 кА	45 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	4,3 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	76,6 кА ² ·с	303,75 кА ² ·с

Обрано вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5.

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	22,6 кА	120 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	51,3 кА	95 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	22,6 кА	45 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	4,3 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	76,6 кА ² ·с	303,75 кА ² ·с

Вимикач ВММ – 10-400/630-10₅.

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110
$I_{розр} \leq I_{ном}$	294 А	1000 А
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	10,722 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	1,895 кА ² ·с	3969/1323(кА ²)·с

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

2.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги

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

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

Таблиця 2.8 - Вторинне навантаження трансформаторів струму

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

Продовження таблиці 2.8

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

Вибір трансформаторів струму наведено в таблицях 9 –12.

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	294 А	50-600 А
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$	10,72 кА	62-124 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	1,895 кА ² с	162,5 кА ² с
$Z_H \leq Z_{Hном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму ТОГФ-110-1.

Для перевірки по вторинним навантаженням визначимо опір приладів:

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

Тоді опір сполучних проводів може бути:

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

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

$Z_{прил}$ – опір приладів, Ом;

Z_K – опір контактів, Ом.

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

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

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

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

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

F – перетин жил, мм^2 ;

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

Загальна опір кола струму:

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

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

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	2000 А
$I_{y0} \leq I_{дин}$	51,3 кА	81 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	76,6 кА ² ·с	303,75 кА ² ·с
$Z_n \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

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

Перевірка по вторинному навантаженню проводиться аналогічно.

Таблиця 2.11 – Вибір трансформатора струму на відхідну лінію

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	5-1000 А
$I_{yo} \leq I_{дин}$	51,3 кА	250 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	76,6 кА ² ·с	303,75 кА ² ·с
$Z_n \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

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

Вибір трансформаторів напруги

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

Вторинне навантаження трансформаторів напруги наведено в таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Вторинне навантаження трансформатора напруги

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

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

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

Вторинні проводи проектуємо алюмінієвими.

В якості трансформаторів напруги вибираємо на стороні 110 кВ трансформатори ТОГФ–110 (УХЛ1), на стороні 10 кВ – НТМИ–10–66. Їх характеристики наведені в таблиці 2.11

Таблиця 2.11 – Характеристики вибраних трансформаторів напруги

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

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

БР.5.6.141.593.ПЗ.ЕТ

Арк.

39

Таблиця 2.13 – Розподіл вторинного навантаження між фазами

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

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

Для визначення втрати напруги в проводах визначимо струми:

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

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

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

Тоді:

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

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

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

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

Тоді:

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

Падіння напруги становить:

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

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

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.593.ПЗ.ЕТ				41

2.5 Вибір ошиновки розподільних пристроїв

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

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

Перевіряємо шини на термічну стійкість.

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

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

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

$$F_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{76,6}}{90 \cdot 10^{-3}} = 97,2 \text{ мм}^2$$

Так як розрахунковий переріз 97,2 мм² менший допустимого 800 мм², для ошиновки РП 10 кВ вибираємо односмугові шини (100×80) мм. Переріз підходить по умові термічної стійкості.

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

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

де l – довжина прольоту між ізоляторами $l = 1,2 \text{ м}$;

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

q – поперечний переріз шини, м^4 .

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

де b – товщина шини, м,

h – ширина шини, м.

Вибираємо шину перерізом $100 \times 8 \text{ мм}$, допустимий струм 1620 А .

Момент інерції поперечного перетину шини:

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

Частота власних коливань шини:

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

що менше значення 30 Гц .

Умовою механічної міцності шин є:

$$\sigma_{розр} \leq \sigma_{дон},$$

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

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

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

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

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

$a = 0,8 \text{ м}$ – відстань між фазами.

Момент опору шини:

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

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

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{51,3^2 \cdot 10^6 \cdot 1,2^2}{1,067 \cdot 0,85} = 76,83 \text{ МПА},$$

що менше допустимого значення 90 МПА.

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

Вибір ізоляторів

Вибираємо опорні штирьові ізолятори зовнішньої установки ОНШ-10-5-1УХЛ1 на $U_{ном} = 10$ кВ, $F_{розр} = 5000$ Н [<http://www.em.dn.ua/iz/farfor/star/shtyr/onsh-10-500.htm>].

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

$$F_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_{уд}^2 \cdot \frac{l}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 51,3^2 \cdot 10^6 \cdot \frac{1,2}{0,8} = 683 \text{ Н}$$

$$F_{дон} = 3000 \text{ Н} > F_{розр} = 683 \text{ Н}$$

Ізолятори задовольняють умовам механічної міцності.

2.6 Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина

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

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

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

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

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

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

2.7 Компонування розподільних пристроїв 10 кВ

і конструктивна частина

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

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

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

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

2.8 Заземлювальні пристрої підстанції

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

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

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

3. Релейний захист трансформатора

За призначенням залежно від відповідальності і порядку дії захисту трансформаторів і автотрансформаторів поділяються на основні, резервні та захисту, які діють на сигнал.

1. Основні захисту реагують на всі види пошкоджень трансформатора або автотрансформатора (надалі - об'єкта) і діють на відключення вимикачів з усіх боків без витримки часу.

2. Резервні захисту резервують основні захисту і реагують на зовнішні КЗ, діючи на відключення з двома витримками часу: з першої витримкою часу відключається вимикач однієї зі сторін нижчої напруги (зазвичай тієї, де встановлений захист), з другої - всі вимикачі об'єкта.

3. Захисту, що діють на сигнал.

До цих захистів відносяться:

а) захист напруги нульової послідовності від замикань на землю на стороні нижчої напруги (НН);

б) МСЗ;

в) газова захист.

					БР.5.6.141.593.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Козаченко			Релейний захист трансформатора	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський І.				Н	48	73
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-72п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський І.						

3.1 Вихідні дані до розрахунку захисту

Необхідно розрахувати релейний захист трансформатора ТРДНЦ- 40000/110, який має наступні характеристики [табл. 1-7]. Трансформатор має вбудоване регулювання напруги під навантаженням (РПН) [12]:

Струм КЗ на шинах високої напруги становить [13]:

$$I_{К.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_{С.макс} + X_{В.мін})},$$

де $X_{С.макс} = X_{С.мін} = 8,07 \text{ Ом}$.

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

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

$$X_{В.мін} = X_{Т.мін} = 12,24 \text{ Ом},$$

$$X_{В.макс} = X_{Т.макс} = 23,35 \text{ Ом}$$

$$X_{НН} = X_{Т} \cdot 1,75 = 30,36 \text{ Ом}$$

$$X_{нн.мін} = X_{нн} \cdot (1 - \Delta U)^2 = 21,41 \text{ Ом}$$

$$X_{нн.макс} = X_{нн} \cdot (1 + \Delta U)^2 = 40,87 \text{ Ом}$$

$$I_{К.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_{с.мін} + X_{в.мін} + X_{н.мін})} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (8,07 + 12,24 + 21,41)} = 1,52 \text{ кА}.$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

$$I_{К.мін.вн} = \frac{U_{макс}}{2 \cdot (X_{с} + X_{вн.макс} + X_{нн.макс})} = 837 \text{ А}$$

$$I_{К.мін.нн} = I_{К.мін.вн} \cdot \frac{U_{макс}}{U_{нн}} = 9,6 \text{ кА}$$

3.2 Розрахунок поздовжнього диференційного струмового захисту

1) Розрахункові первинні і вторинні номінальні струми визначаються для всіх сторін трансформатора ТРДН- 40000/110:

– первинні номінальні струми:

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

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

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

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

$$I_{с.з} = k_{відс} \cdot I_{ном},$$

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

тоді:

$$I_{с.з} = 1,3 \cdot 201 = 301 \text{ А};$$

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

$$I_{с.з} = k_з \cdot (k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) I_{к.макс(К1)}^{(3)},$$

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

тоді:

$$I_{с.з} = 1,3 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 1,52 = 0,594 \text{ кА}.$$

З двох отриманих значень вибирається випадок

а) при якому 0,594 – вторинні номінальні струми:

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

де $k_{сх}$ – коефіцієнт схеми, тоді:

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

$$I_{в.ном.нн} = \frac{2202 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{6000} = 3,17 \text{ А}.$$

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

За основну сторону приймається обмотка високої напруги живленням 110 кВ.

Всі розрахунки приведені в таблиці 3.1

Таблиця 3.1 – Обладнання захисту

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

Продовження таблиці 3.1

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

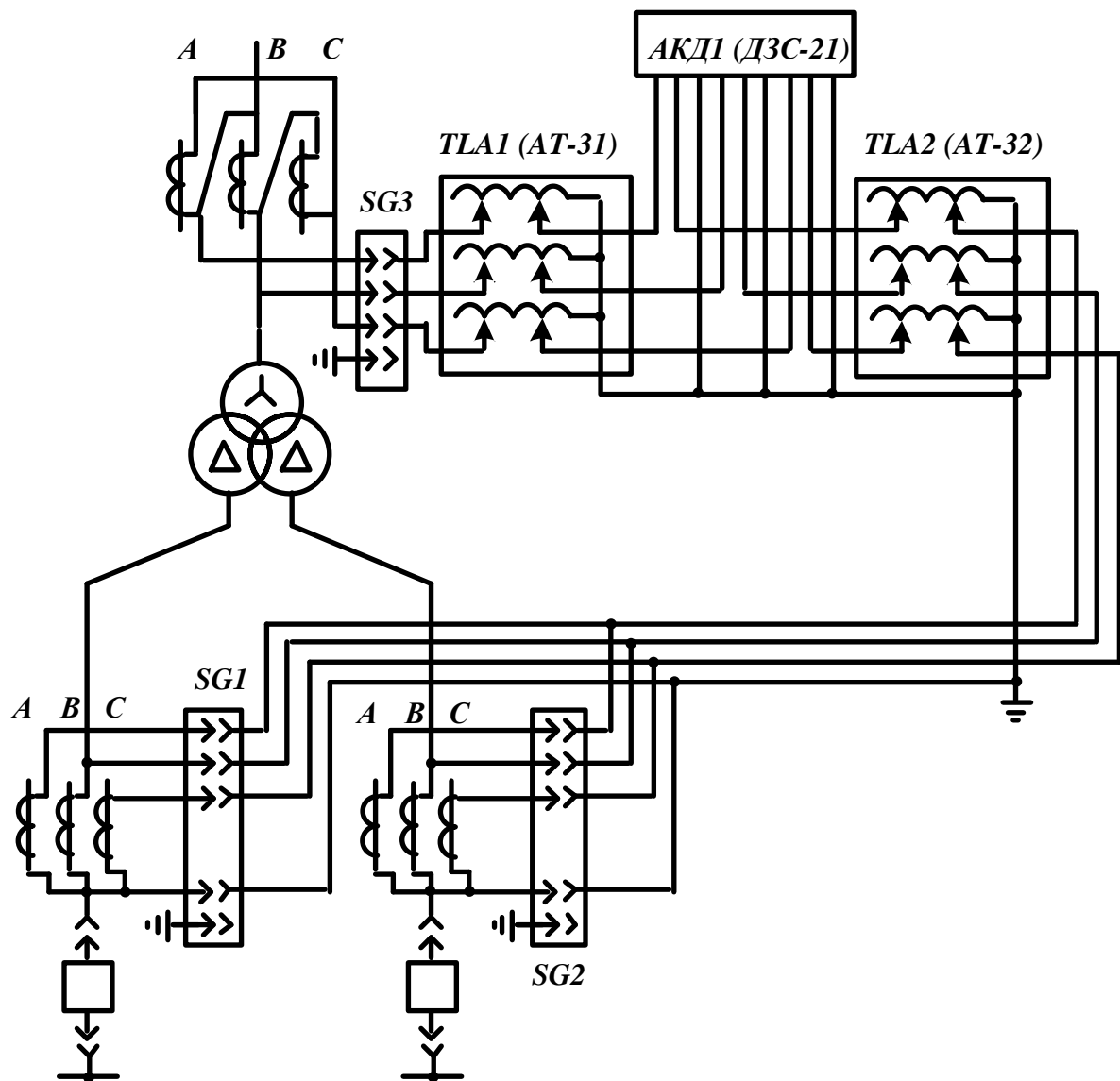


Рис.3.1 - Пояснювальна схема включення струмових кіл диференційного захисту трансформатора з реле типу ДЗС-21

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

$$I_{гал.поч.н} = 1,2 \cdot I_{ном} \left(k_{струмII} \frac{I_{відг.гал.номII}}{I_{відг.гал.розрII}} \right) = 1,2 \cdot 201 \cdot 1 \cdot \frac{5}{4,86} = 248 \text{ A}$$

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

4) Розрахунок струму небалансу, що відповідає початку гальмування:

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

$$= (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{4,16 - 4,25}{4,16}) \cdot 248 = 148,5 \text{ A}$$

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

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

$$I_{с.з.мін} \geq k_3 I_{нб.гальм.поч} = 1,5 \cdot 148 = 222,8 \text{ A};$$

б) відстройка від кидка струму намагнічування:

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

Для подальших розрахунків вибирається значення випадку а):

$$I_{с.з.мін} = 222 \text{ A}.$$

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

Розрахунок сторони вищої напруги:

$$I_{*с.р.мін} = \frac{I_{с.з.мін} \cdot \frac{U_{вн.ном} \cdot k_{сх}}{U_{ном.II}}}{K_I \cdot K_{TL} \cdot I_{відтв.ном.TAV}} = \frac{222 \cdot \frac{115}{115} \cdot \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \cdot \frac{3,6}{4,6} \cdot 4,6} = 0,83$$

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

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

$$= (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{4,16 - 4,25}{4,16}) \cdot 1,52 = 0,912 \text{ кА}$$

8) Коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{\text{гальм}} = \frac{k_z \cdot I_{*нб.розр} \cdot \frac{I_{в.ном.осн}}{I_{відв.ном.осн}} - I_{*ср.мін}}{0,5 \cdot \sum I_{*гальм.розр.n} \cdot \frac{I_{відв.гальм.розр.n}}{I_{відв.гальм.ном.n}} - I_{*гальм.поч}} = 6,42$$

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

$$I_{*нб.розр} = \frac{I_{нб.розр}}{I_{ном}} = \frac{912}{201} = 4,53.$$

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

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

де

$$I_{нб.розр} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{II} \cdot k_{струм.II} + \frac{I_{відв.розр.II} - I_{відв.ном.II}}{I_{відв.розр.II}}) \cdot I_{к.макс}^{(3)} = 1,22 \text{ кА}$$

Тоді:

$$I_{с.відс.розр} = 1,5 \cdot 1,22 = 1,83 \text{ А}.$$

10) Відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічки:

$$I_{*с.відс.розр} = \frac{I_{с.відс.розр} \cdot k_{сх}}{k_I \cdot k_{TL} \cdot I_{відв.ном.TAV}} = 7,32.$$

Відносна уставка відсічки приймається рівною 8, що відповідає струму спрацьовування.

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

$$k_u^{(m)} = \frac{I_{к.мін}^{(m)} \cdot K_{сх.п}^{(m)}}{I_{с.з} \cdot K_{сх.п}^{(3)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 837}{594 \cdot \sqrt{3}} = 1,4$$

3.3 Газовий захист

Встановлюється на трансформаторах потужністю 6,3 МВА і вище.

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

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

4 Технічні заходи по зниженню річних втрат електроенергії

Зниження річних втрат електроенергії δW_{Φ} в мережі при підготовці звітних даних про впровадження технічних заходів в мегават-годинах, визначається за формулою (4.1) [16, 18]:

$$\delta W_{\Phi} = k_o \cdot k_n \cdot (\Delta W_{1,p} - \Delta W_{2,p}), \quad (4.1)$$

де k_o – коефіцієнт, що дорівнює **1**, якщо значення розрахункових втрат визначалися при оптимальних режимах роботи мережі, що дорівнює **0,9**, якщо значення втрат розраховувалися без попередньої оптимізації режимів, відн. од;

k_n – коефіцієнт, що враховує точність методів розрахунку втрат електроенергії, відн. од;

$\Delta W_{1,p}$ і $\Delta W_{2,p}$ – значення розрахункових втрат електроенергії в мережі, які визначаються до і після проведення заходу, МВт·год.

Плановане зниження річних втрат електроенергії при впровадженні технічних заходів приймається з урахуванням проектів реконструкції та розвитку електричних мереж, в яких повинна оцінюватися ефективність цих заходів.

4.1 Застосування пристроїв компенсації реактивної потужності

Одним з найбільш ефективних технічних заходів є установка і введення в експлуатацію пристроїв компенсації реактивної потужності (КРП) [16, 18].

Установка додаткових компенсуючих і регулюючих пристроїв буде ефективною, якщо наведені витрати, пов'язані з їх спорудженням та експлуатацією, будуть меншими отриманого при цьому в енергосистемі економічного ефекту:

$$Z_w + Z_Q + Z_U + Z_n - Z_k \geq 0$$

					БР.5.6.141.593.ПЗ.ЕТ					
Вим	арк	№ докум.	Підпис	Дата						
Розроб.	Козаченко				Технічний заходи по зниженню річних втрат електроенергії	Літ.	Аркуш	Аркушів		
Перев.	Лебединський					н	57	73		
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-72п				
Н. контр.										
Затв.	Лебединський									

де Z_w , Z_Q , Z_U і Z_P – математичне очікування ефекту відповідно від зниження втрат енергії, зниження втрат реактивної потужності (враховується в енергосистемах, дефіцитних по реактивній потужності), підвищення рівня напруги і підвищення рівня пропускної здатності мережі;

Z_K – витрати на установку та експлуатацію компенсуючого або регулюючого пристрою.

Фактичне зниження втрат електроенергії, що визначається за формулою (4.1), має бути зменшене на втрати в компенсуючих пристроях ΔW_{ky} в мегават - годинах, які визначаються для батарей конденсаторів за формулою (4.2):

$$\Delta W_{ky} = \operatorname{tg} \delta \cdot Q_{ky} \cdot T, \quad (4.2)$$

де $\operatorname{tg} \delta$ – відносні втрати в компенсаторі;

Q_{ky} – потужність компенсуючого пристрою, кВАр;

T – час роботи компенсуючого пристрою, год.

Для орієнтовної оцінки зниження втрат електроенергії від установки і введення в роботу пристрою компенсації в розімкнутій електричній мережі δW в мегават - годинах можна скористатися формулою (4.3):

$$\delta W = \left[(2 \cdot Q_{ky} \cdot Q_n - Q_{ky}^2) \cdot R_{екв} \cdot \tau \cdot \frac{K_n}{U_n^2} - \Delta W_{ky} \right], \quad (4.3)$$

де Q_n – реактивна потужність сумарного навантаження електричної мережі, кВАр;

$Q_{кп}$ – потужність компенсуючих пристроїв, кВАр;

U_n – номінальна напруга мережі, В;

τ – час найбільших втрат, год;

$R_{екв}$ – еквівалентний по втратах потужності опір мережі, Ом;

$\Delta W_{кп}$ – втрати в компенсуючих пристроях, МВт·год.

Крім зниження втрат електроенергії при установці КРМ відбувається зниження втрати напруги в мережі. Так, якщо до проведення заходів по компенсації реактивної потужності втрати напруги були рівні:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U}$$

то після проведення таких заходів (без урахування регулюючого ефекту навантаження, який в цьому випадку незначний) вони стали:

$$\Delta U' = \frac{P \cdot R + (Q - Q_{кп}) \cdot X}{U}$$

При цьому зниження втрати напруги будуть наступні:

$$\delta U = \Delta U - \Delta U' = Q_{кп} \cdot \frac{X}{U},$$

де P і Q – активне і реактивне навантаження ділянки мережі;

R і X – активний і індуктивний опори ділянки мережі від даної точки до пункту, в якому здійснюється центроване регулювання напруги (наприклад, до трансформатора з РПН);

U – напруга мережі.

4.2 Доцільність заміни проводів на перевантажених лініях

Доцільність заміни проводів перевантажених ліній повинна оцінюватися по мінімуму приведених витрат на заміну. При цьому необхідно враховувати фактичне навантаження ліній, передбачуване її збільшення на найближчу перспективу і вартість заміни проводів. Найбільш широко захід застосовується в електричних мережах 380 В і (6–10) кВ [18].

Заміна проводів існуючих перетинів проводами великого перерізу в мережах (6–10) кВ, як правило, ефективна, якщо максимальні струмові навантаження цих проводів більші значень, зазначених в таблиці 4.1 [16].

Таблиця 4.1 - Максимальні струмові навантаження проводів

Параметри	Сталеві		Алюмінієві і сталюалюмінієві				
	19,6	25	16	25	35	50	70
Існуючі перерізи проводів, мм ²							

Струмові навантаження про- водів, А	13	30	50	70	100	135	210
---	----	----	----	----	-----	-----	-----

Як правило, переріз проводу на перевантаженій лінії слід змінювати на інший, що перевищує існуючий на два ступені (А-16 - на А-35, А-35 - на А-70 і т.д.).

Фактичне зниження втрат електроенергії визначається за формулою (4.1) для мереж всіх класів напруги.

При відсутності проектних розрахунків плановане зниження втрат в мережах 380 В і 6-10 кВ визначається за усередненими питомими нормами, а в мережах більш високої напруги - так само, як і фактичне, за формулою (4.1).

4.3 Заміна відгалужень від ПЛ 0,38 кВ до будівель

Фактичне зниження втрат електроенергії при проведенні заходу $\Delta W_{\phi.4.3}$ в мегават-годинах визначається сумою знижень втрат в замінних відгалуженнях за формулою (4.4):

$$\Delta W_{\phi.4.3} = \left(\frac{\rho_1}{F_1} - \frac{\rho_2}{F_2} \right) \cdot m \cdot L \cdot I^2 \cdot \tau \cdot K_n, \quad (4.4)$$

де ρ_1 і ρ_2 – питомий опір матеріалу, відповідно старого і нового проводів, Ом·мм²/км;

$\rho_{Al} = 31,5$ Ом·мм²/км – для алюмінієвих і сталюалюмінієвих проводів,

$\rho_{Cu} = 18,6$ Ом·мм²/км – для мідних,

$\rho_{Fe} = (125-140)$ Ом·мм²/км – для сталевих при струмі навантаження 3–5 А;

F_1 і F_2 – перерізи відповідно старого і нового проводів, мм²;

m – кількість фаз в відгалуженні;

$m = 1$ при однофазному відгалуженні,

$m = 3$ при трифазному відгалуженні;

L – довжина відгалуження, км;

I – струм у відгалуженні, А;

τ – час найбільших втрат, ч,

K_n – коефіцієнт, що враховує точність методів розрахунку втрат електроенергії, відн. од.

Допускається наближена оцінка зниження втрат при проведенні заходу $\Delta W_{\phi.4.3}$ в мегават-годинах за формулою (4.5):

$$\Delta W_{\phi.4.3} = 0,006 \cdot n_{\text{від}}, \quad (4.5)$$

де $n_{\text{від}}$ – плановану кількість відгалужень, що замінюються.

4.4 Доцільність заміни перевантажених силових трансформаторів

При розгляді доцільності заміни трансформаторів необхідно керуватися [18], а також наступними рекомендаціями.

Заміна перевантажених трансформаторів на підстанціях проводиться, якщо коефіцієнт завантаження трансформаторів $k_{з.L}$ в відносних одиницях більший за верхню межу економічно доцільного завантаження $k_{з.L}^B$

$$K_{з.L} > k_{з.L}^B$$

Верхня межа завантаження $k_{з.L}^B$ в відносних одиницях визначається за формулою (4.6):

$$k_{з.L}^B = \sqrt{\frac{(P_{xx.L} - P_{xx.(L+1)}) \cdot T \cdot Z + K}{(P_{кз.L} - k_{вт}^2 \cdot P_{кз.(L+1)}) \cdot T \cdot Z}}, \quad (4.6)$$

де P_{xx} і $P_{кз}$ – паспортні значення втрат відповідно холостого ходу і короткого замикання, МВт;

Z – вартість однієї МВт·год активної електроенергії в енергосистемі, яка розглядається (грн);

індекс L відноситься до трансформатора, який замінюється,

індекс $(L+1)$ – до нового трансформатора більшої потужності;

T – тривалість роботи трансформатора, год.;

k_{em} – коефіцієнт відношення номінальних потужностей трансформаторів $S_{n,L} / S_{n,(L+1)}$;

K – вартість заміни трансформаторів, що визначається для кожного конкретного випадку за формулами (4.8), (4.9), гривень.

Витрати (грн.) на впровадження заходів, пов'язаних з установкою нового обладнання (K_n), повинні враховувати вартість будівельних і монтажних робіт ($K_{б.м}$), вартість самого обладнання (K_o), а також інші витрати (K_n), включаючи транспортні витрати (4.7):

$$K_n = K_{б.м} + K_o + K_n \quad (4.7)$$

Витрати (грн.) на установку нового обладнання замість старого на діючій підстанції визначаються формулою (4.8):

$$K = K_n + K_{dm} - K_l, \quad (4.8)$$

де K_{dm} – вартість демонтажу устаткування,

K_l – ліквідна вартість обладнання, яке демонтується і може бути використане на інших об'єктах.

Витрати (грн.) при заміні обладнання з обмінного фонду визначаються наступним виразом (4.9):

$$K = K_m + K_{dm}, \quad (4.9)$$

де K_m – демонтаж обладнання.

Витрати (грн.) при заміні обладнання, встановленого в мережі, визначаються формулою (4.10):

$$K = K_{dm,L} + K_{m,L} + K_{dm,(L-1)} + K_{m,(L-1)}, \quad (4.10)$$

де L – відноситься до обладнання, яке замінюється, а $(L-1)$ - до нового.

Дані вартісні показники можна визначити за відповідними преїскурантами, укрупненими одиничними розцінками і т.д., але краще виконувати ці розрахунки за реальними витратами.

В результаті заміни перевантаженого трансформатора або установки додаткового відбувається зниження навантажувальних втрат $\delta W_{н.втрат}$ в мегават-годинах (4.11):

$$\delta W_{н.втрат} = (P_{н.втрат.L} - K_{вт}^2 \cdot P_{н.втрат.(L+1)}) \cdot K_{з.L}^6 \cdot K_n \cdot \tau \quad (4.11)$$

і збільшення втрат холостого ходу δW_{xx} в мегават-годинах (4.12):

$$\delta W_{xx} = (P_{xx.(L+1)} - P_{xx.L}) \cdot T, \quad (4.12)$$

де T – тривалість роботи трансформатора, год.

Сумарне зниження втрат енергії δW в мегават-годинах становить (4.13):

$$\delta W = \delta W_{н.втрат} - \delta W_{xx}. \quad (4.13)$$

4.5 Застосування нових силових трансформаторів на діючих підстанціях

При додаванні додаткового трансформатора значення $P_{xx.L}$ і $P_{кз.L}$ є сумарними для всіх трансформаторів, встановлених до введення додаткового, а $P_{xx.(L+1)}$ і $P_{кз.(L+1)}$ – те ж після його вводу.

У загальному випадку втрати холостого ходу при установці сучасного трансформатора можуть не зрости, а зменшитися.

Термін окупності встановлюваного трансформатора $T_{окуп}$ (рік) визначається наступним виразом (4.14):

$$T_{окуп} = \frac{K}{\Delta W \cdot Z}, \quad (4.14)$$

де K – визначається формулою (4.10),

δW – визначається формулою (4.13).

Величина Z з формули (4.14) відповідає вартості однієї МВт·год.

Застосування загального для даної мережі τ у формулі (4.11) виправдане тільки при відсутності інформації про графіки навантажень. Залежно від повноти режимної інформації потрібно застосовувати більш точні методи розрахунку навантажувальних втрат електроенергії. При установці ж нових трансформаторів використання формули (4.10) неприпустиме.

					БР.5.6.141.593.ПЗ.ЕТ	Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		63

4.6 Доцільність заміни недовантажених силових трансформаторів

Заміна недовантаженого трансформатора (при неможливості його відключення) трансформатором меншої потужності виконується, якщо прогнозований на 4 – 5 років коефіцієнт його завантаження в режимі найбільших навантажень менший нижньої межі економічно доцільних завантажень, а установка трансформатора меншої потужності не призводить до його перевантаження в нормальному (а для двотрансформаторних підстанцій і більше – і в аварійному) режимі.

Перша умова записується у вигляді виразу (4.15):

$$K_{з.L} < k^u_{з.L}, \quad (4.15)$$

а друга умова записується у вигляді виразу (4.16):

$$k_{н.т} \cdot k_{з.L} < k_{с.н.(L-1)}, \quad (4.16)$$

де $k_{з.L}$, $k^u_{з.L}$ – відповідно фактичний і економічно доцільний коефіцієнти завантаження замінного трансформатора, відн. од;

$k_{н.т}$ – відношення номінальних потужностей трансформаторів, відн. од;

$k_{с.н}$ – коефіцієнт допустимих систематичних перевантажень трансформатора, відн. од.

Індекс L відноситься до трансформатора, який замінюється, $(L - 1)$ – до нового трансформатора меншої потужності.

Нижня межа економічно доцільного коефіцієнта завантаження трансформатора k_z при наявності в обмінному фонді достатньої кількості трансформаторів даної потужності визначається з умови мінімуму витрат на втрати електроенергії за формулою (4.17):

$$k^u_{з.L} = \sqrt{\frac{(P_{xx.L} - P_{xx.(L+1)}) \cdot T \cdot 3 - K}{(k^2_{н.т} \cdot P_{кз.(L-1)} - P_{кз.L}) \cdot \tau \cdot 3}}, \quad (4.17)$$

В цьому випадку $k^u_{з.L} = k^{н.н}_{з.L}$.

При заміні недовантажених трансформаторів знижуються втрати електроенергії холостого ходу δW_{xx} в мегават-годинах (4.18):

$$\delta W_{xx} = (P_{xx.L} - P_{xx.(L+1)}) \cdot T, \quad (4.18)$$

де $P_{xx.L}$ і $P_{xx.(L-1)}$ – паспортні значення втрат холостого ходу, МВт·год,
індекс L відноситься до початкового трансформатора,
індекс $(L - 1)$ – до недовантаженого трансформатора.

При цьому, як правило, збільшуються навантажувальні втрати $\delta W_{нав.втр}$ в мегават-годинах (4.19):

$$\delta W_{нав.втр} = (k_{нт}^2 P_{нав.втр.(L-1)} - P_{нав.втр.L}) \cdot k_{з.L}^2 \cdot \tau \cdot k_n. \quad (4.19)$$

Сумарне зниження втрат електроенергії δW в мегават-годинах визначається за формулою (4.20):

$$\delta W = \delta W_{xx} - \delta W_{нав.втр}, \quad (4.20)$$

де δW_{xx} – втрати електроенергії холостого ходу, МВт·год;

$\delta W_{нав.втр}$ – навантажувальні втрати, МВт·год.

При цьому термін окупності заходів по заміні перевантажених і недовантажених трансформаторів повинен бути менше року, а при можливості сезонної заміни - 3 - 4 місяці.

У разі установки нового трансформатора термін окупності повинен бути також невеликим.

Однак, в даний час необхідність установки нового силового трансформатора, як правило, визначається технічними факторами (введення нового споживача, реконструкція мережі і т.д.).

Заміна перевантажених трансформаторів тепер виконується досить рідко, а недовантажених трансформаторів дуже багато, і тому можливості їх обміну між собою обмежені.

При цьому слід зазначити, що реалізація останнього заходу на даному етапі досить актуальна.

В даний час буває, що заміна трансформаторів виконується персоналом енергосистем за рахунок коштів на капітальний ремонт, і дані витрати в формулах

(4.6), (4.17) можна не враховувати. Ці формули істотно спрощуються і приймають такий вигляд (4.21):

$$k_{3.L}^6 = \sqrt{\frac{(P_{xx.(L+1)} - P_{xx.L}) \cdot T}{(P_{кз.L} - k_{6m}^2 \cdot P_{кз.(L+1)}) \cdot \tau}} \quad (4.21)$$
$$k_{3.L}^{н.н} = \sqrt{\frac{(P_{xx.L} - P_{xx.(L+1)}) \cdot T}{(k_{н.н}^2 \cdot P_{кз.(L-1)} - P_{кз.L}) \cdot \tau}}$$

4.7 Застосування пристроїв автоматичного регулювання потужності батарей статичних конденсаторів

Автоматичне регулювання потужності (АРМ) конденсаторних батарей є досить ефективним заходом підвищення ефективності їх використання.

У ряді випадків при різкозмінних графіках реактивного навантаження споживачів установка нерегульованих БСК в вузлах мережі виявляється недостатньо ефективною, а в окремі години доби і шкодить через перекомпенсацію навантаження і неприпустиме завищення рівнів напруги.

Сумарний ефект від виконання заходу складається зі зниження втрат потужності в окремі години доби і одночасної оптимізації рівнів напруги в вузлах мережі.

При цьому не завжди АРМ БСК діє на ці показники в одному напрямку.

Бувають випадки, коли при поліпшенні режиму напруги втрати електроенергії в мережі зростають.

При ступінчастому регулюванні потужності БСК можуть мати місце режими роботи споживачів як з недостатньою компенсацією, так і з зайвою перекомпенсацією. Тому дуже важливо, крім сумарної оптимальної потужності і місць установки, визначити доцільне число секцій БСК і режим їх роботи. Чим менший рівномірний графік роботи споживача, тим, очевидно, число секцій має бути більшим.

При цьому необхідно враховувати і те, що вартість БСК зростає зі збільшенням числа секцій за рахунок установки додаткових пристроїв (вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів і т.п.). Отже, при роботі параметрів АРМ повинно забезпечуватися раціональне співвідношення між збільшенням вартості БСК за рахунок установки пристроїв АРМ і ефекту від їх застосування.

У загальному випадку установка АРМ БСК економічно доцільна, якщо виконуються умови (4.22) і (4.23):

$$\delta W_{з.втр.ел} - Z_{прив.втр} \geq 0; \quad (4.22)$$

$$U_{t,min} \leq U_{t,i} \leq U_{t,max}, \quad (4.23)$$

де $\delta W_{з.втр.ел}$ – зниження втрат електроенергії в мережі за рік від установки АРМ БСК;

$Z_{прив.втр}$ – приведені витрати на установку додаткових пристроїв АРМ.

В окремих випадках, як зазначалося вище, АРМ БСК встановлюється виключно для місцевого регулювання напруги.

Втрати електроенергії при цьому можуть як збільшуватися, так і зменшуватися.

Автоматичні регулятори потужності БСК випускають в декількох модифікаціях.

Області їх застосування можуть бути наступними:

1) регулювання по напрузі на шинах підстанції. Застосовується в тих випадках, коли основним завданням є регулювання напруги;

2) регулювання по струму навантаження. Застосовується в вузлах мережі, що мають різко змінний графік споживання реактивної потужності;

3) регулювання у напрямку реактивної потужності. Застосовується на окремих тупикових підстанціях;

4) регулювання по часу доби. Застосовується при досить постійному добовому графіку реактивного навантаження мережі.

Для нерегульованої БСК, потужність якої приймалася рівною середньому значенню реактивної потужності за графіком навантаження, ця частка розраховувалася у відсотках від втрат потужності при відсутності БСК.

В результаті було отримано рівняння регресії, що зв'язує частку відносних незкомпенсованих втрат потужності і часу втрат:

$$\delta P = 24,85 - 0,0029 \cdot \tau.$$

Аналогічні розрахунки були проведені при ступінчастому регулюванні потужності БСК, різній кількості секцій БСК, зокрема годин втрат без урахування зони нечутливості регулюючого пристрою [3]. Результати розрахунку наведені в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 - Частка незкомпенсованих втрат

Частка втрат, незкомпенсованих δP , % при числі секцій регульованої БСК:	Час втрат τ , год		
	3000	3000 - 5000	5000
2-3	3-5	1-3	1
4-6	1	1	0

З таблиці видно, що вже при трьох ступенях регулювання і часу втрат понад 5000 год досягається практично повна компенсація втрат, обумовлена передачею реактивної потужності.

4.8 Автоматизація управління режимами електричних мереж

Для автоматизації управління режимами електричних мереж потрібно:

- 1) встановити телевимірювання і інші засоби зв'язку в електричній мережі;
- 2) замінити або реконструювати приводи або самі комутуючі апарати.

Перед установкою телевимірювань (ТВ) необхідно провести оцінку спостережливості мережі (виявлення зон, управління якими можливе за допомогою вже встановлених засобів ТВ) і визначити оптимальні місця установки додаткових засобів ТВ.

Така оцінка здійснюється за спеціальними програмами і являє собою одноразову операцію, на підставі якої розробляється план оснащення мережі засобами телевимірювань.

4.9 Доцільність переведення електричних мереж на більш високу номінальну напругу

Номінальна напруга - один з основних факторів підвищення пропускної спроможності мережі і зниження втрат потужності і енергії.

Перехід на нову, більш високу ступінь напруги, здійснюється в тому випадку, коли за рахунок інших, нижче розглянутих заходів, неможливо досягти бажаного ефекту.

Однак при цьому слід пам'ятати, що підвищення номінальної напруги - захід капіталомісткий.

Для свого здійснення він вимагає значних грошових коштів, обладнання, матеріалів.

Основні труднощі при його здійсненні полягають в забезпеченні необхідного рівня ізоляції, відповідного введеному ступеню напруги.

По суті, при цьому доводиться провести реконструкцію всієї мережі.

Тому в такому явному вигляді перевід мережі на новий ступінь напруги прол- водиться досить рідко, за винятком старих ділянок, які прийшли в непридатність.

Підвищення номінальної напруги мережі здійснюється в основному за двома напрямками:

- 1) за рахунок зниження запасу ізоляції існуючих повітряних ліній та реконструкції підвищувальних і понижувальних підстанцій, що характерне:
 - для міських і сільських розподільних мереж (**6 – 10 кВ**),
 - міських кабельних мереж (**6 – 10 кВ**), і тому подібне.

2) за допомогою споруди мережі живлення більш високої напруги у вигляді глибоких введів до центрів електроспоживання, розвантаження на цій основі існуючих ліній і переведення їх в розряд розподільних.

Доцільність переходу на новий ступінь напруги повинна підтверджуватися відповідними техніко-економічними розрахунками.

Вибір номінальної напруги мережі обумовлюється величиною переданої потужності і дальності передачі.

При цьому може бути також використаний позитивний досвід проектування електричних мереж.

					БР.5.6.141.593.ПЗ.ЕТ	Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		70

Висновки

В результаті виконання дипломної роботи бакалавра було зроблено наступне.

Зроблений вибір марки проводів електричної мережі, обрані трансформатори на підстанціях мережі. Зроблено розрахунок параметрів електричної мережі. Визначено напруги в вузлах мережі, втрати напруги і втрати потужності в мережі і трансформаторів. Запропоновано способи регулювання напруги в вузлах навантаження.

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

Виконано розрахунок релейного захисту лінії, що підходить до трансформатору. Визначено уставки спрацьовування захисту і забезпечена чутливість захисту.

Розглянуто питання аналізу технічних заходів по по плановому зниженню річних втрат електроенергії.

					БР.5.6.141.593.ПЗ.ЕТ	Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		71

Література

- 1 Електричні мережі та системи. Підручник. Сегеда М.С. / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9
- 2 Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018.– 214 с.
- 3 3202 Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебедка, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.
- 4 Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. – Харків, 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/487586c140e2946c28be316cbcd800a3.pdf>
- 6 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002.– 116 с.
<http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b60d9.pdf>
- 7 СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Київ. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013.
- 8 Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.
http://eprints.kname.edu.ua/48453/1/2015_%D0%BF%D0%B5%D1%87_89%20

										Арк
										72
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.593.ПЗ.ЕТ					

[%D0%9B%20%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%20%D0%BB%D0%B5%D0%BA.pdf](#)

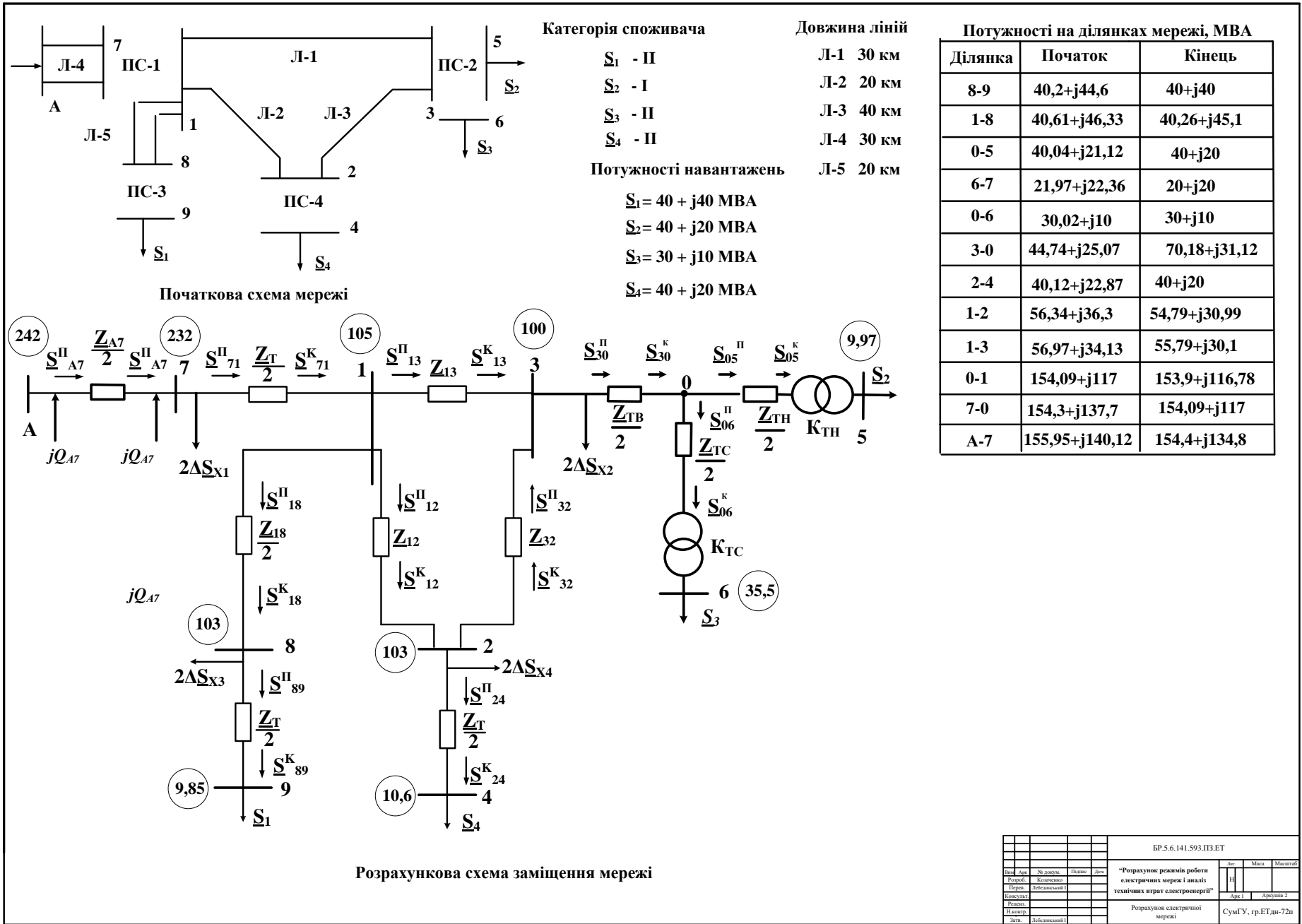
- 9 Методичні вказівки до практичних занять з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (для слухачів другої вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи електроспоживання (за видами)) / Харків. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : В. М. Гаряжа, Є. Д. Дьяков, Г. В. Капустін. – Х. : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015.– 44 с.
- 10 Сегеда М.С., Гапанович В.Г., Олійник В.П., Покровський К.Б. Проектування структурних схем електростанцій та підстанцій: навч. посіб. – Львів: Вид-во НУ «ЛП», 2010.
- 11 Кідиба В.П. [Релейний захист електроенергетичних систем](#): Підручник. – Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2015. – 504 с.
- 12 Методичні вказівки до проведення практичних занять з курсу «Релейний захист та автоматика» / Харк. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад.: Д. С. Шимук. – Х.: ХНУМГ, 2013 – 60 с.
- 13 Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. та допов. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с
<http://eir.pstu.edu/handle/123456789/24688>
- 14 ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС 60909-0:2001, 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

					БР.5.6.141.593.ПЗ.ЕТ	Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		73

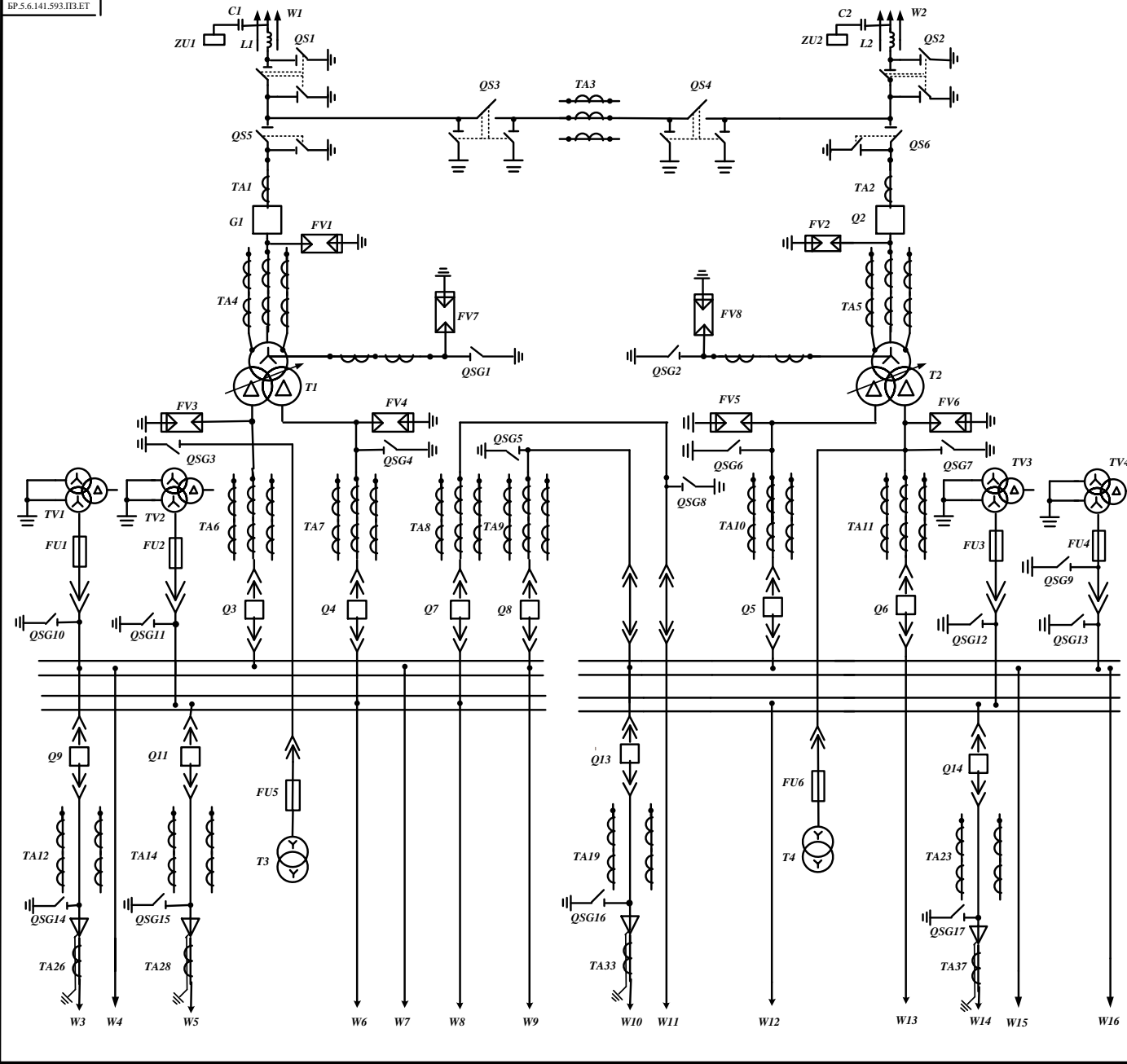
України, 2004. – 159 с.

- 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).
- 12 Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів, текст «Правил» відповідає офіційному тексту нової редакції, яка затверджена Наказом Міністерства палива та енергетики України від 13.02.2012 №91, зі змінами та доповненнями від 16.11.2012 (наказ № 905), від 16.05.2013 (наказ № 273), та від 11.01.2017 (наказ № 7).
- 20 <https://studfile.net/preview/7510732/page:22/>.

					БР.5.6.141.593.ПЗ.ЕТ	Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		74



БР.5.6.141.593.ПЗ.ЕТ												
Вид	Дир.	М. директор	Підпис	Дат.	"Розрахунок режимів роботи електричних мереж і аналіз технічних втрат електроенергії"					Лист	Маса	Масштаб
Розроб.	Колодійко									Н		
Перев.	Лобановський									Док.1	Архив.2	
Виконав.					Розрахунок електричної мережі					СумГУ, гр.ЕТЛн-72п		
Листов.												
Дат.	Лобановський											



Поз	Позначення	Найменування	Кол
1	T1, T2	Трансформатор силовий ТРДН-40000/110	2
2	C1, C2	Конденсатор зв'язку СМП	2
3	L1, L2	Високочастотний загорювач	2
4	Q51-Q56	Роз'єднувач зовнішньої установки РДЗ-110/1000 НУКЛ1.	6
5	Q1, Q2	Вимикач ВВБМ – 110Б – 31,5/2000В1.	2
6	TA1- TA3	Трансформатор струму ТОГФ-110	3
7	TA4, TA5	Трансформатор струму ТОГФ-110	6
8	FV1, FV2	Розрядник вентильний РВС-110МУ1	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-110М	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-10-0,5/10Р.	14
21	ZU1, ZU2	Фільтр приєднання ОФП	2
22	QSG3-QSG17	Заземлювачі внутрішньої установки ЗР-10НУЗ	7

БР.5.6.141.593.ПЗ.ЕТ				Лист	Місц	Масштаб
Вид	Арх.	№ докум.	Питом	Дов	Н	
Розроб.	Корект.	Листовий	Листовий	Листовий	Листовий	Листовий
Перев.	Листовий	Листовий	Листовий	Листовий	Листовий	Листовий
Корект.	Листовий	Листовий	Листовий	Листовий	Листовий	Листовий
Розроб.	Листовий	Листовий	Листовий	Листовий	Листовий	Листовий
Підгот.	Листовий	Листовий	Листовий	Листовий	Листовий	Листовий
Вид.	Листовий	Листовий	Листовий	Листовий	Листовий	Листовий
"Розрахунок режимів роботи електричних мереж і аналіз технічних втрат електроенергії"				Арх.	Листовий	Листовий
Розрахунок електричної частини підстанції				Сум'У, гр.ЕТдн-72п		